



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

**ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΔΙΑΤΑΞΕΩΝ ΚΑΙ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ
ΑΠΟΦΑΣΕΩΝ**

ΕΡΓΑΣΤΗΡΙΟ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΑΠΟΦΑΣΕΩΝ ΚΑΙ ΔΙΟΙΚΗΣΗΣ

**Ολοκληρωμένο Μεθοδολογικό Πλαίσιο για την
Υποστήριξη Αποφάσεων Προβλημάτων της Ελληνικής
Αγοράς Φυσικού Αερίου**

Διδακτορική Διατριβή

Στέλλα Ανδρουλάκη

Επιβλέπων Καθηγητής

Ιωάννης Ψαρράς

Αθήνα, Ιούλιος 2020



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΔΙΑΤΑΞΕΩΝ ΚΑΙ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ
ΑΠΟΦΑΣΕΩΝ

ΕΡΓΑΣΤΗΡΙΟ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΑΠΟΦΑΣΕΩΝ ΚΑΙ ΔΙΟΙΚΗΣΗΣ

Ολοκληρωμένο Μεθοδολογικό Πλαίσιο για την Υποστήριξη Αποφάσεων Προβλημάτων της Ελληνικής Αγοράς Φυσικού Αερίου

Διδακτορική Διατριβή

της

Στέλλας Ανδρουλάκη

Ιωάννης Ψαρράς, Καθηγητής Ε.Μ.Π. (επιβλέπων)

**Συμβουλευτική
Επιτροπή:**

Δημήτριος Ασκούνης, Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Βασίλειος Ασημακόπουλος, Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την επταμελή εξεταστική επιτροπή την 22/07/2020

.....
Ιωάννης Ψαρράς,
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Δημήτριος Ασκούνης
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Βασίλειος Ασημακόπουλος
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Γρηγόριος Μέντζας,
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Αλέξανδρος Φλάμος,
Αν. Καθηγητής ΠΑ.ΠΕΙ.

.....
Χρυσόστομος Δούκας
Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Αθανάσιος Δαγούμας
Επ. Καθηγητής ΠΑ.ΠΕΙ.

Αθήνα, Ιούλιος 2020

.....

Στέλλα Ανδρουλάκη

Διδάκτωρ Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Μηχανικός Υπολογιστών

Copyright © Στέλλα Ανδρουλάκη, 2020.

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.

*«Φτάσε όπου δε μπορείς παιδί μου!
Μην ντραπείς αν έπαιξες καλά και έχασες...
Να ντραπείς αν έπαιξες κακά και κέρδισες.»*

*Από την «Αναφορά στο Γκρέκο»,
του Ν. Καζαντζάκη*

*Στη μνήμη του παππού μου, Γιώργου
& στη μικρή μου Νανά*

Αντί προλόγου

Η διατριβή αυτή εκπονήθηκε στο Εργαστήριο Συστημάτων Αποφάσεων και Διοίκησης της Σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου (ΕΡΜ-NTUA) το διάστημα Οκτώβριος 2010-Ιούλιος 2020.

Ολοκληρώνοντας αυτήν τη μακρόχρονη πορεία θεωρώ σημαντικό χρέος να ευχαριστήσω τους ανθρώπους οι οποίοι συνέβαλλαν καθοριστικά, ο καθένας με τον τρόπο του στην πραγματοποίησή της.

Η διατριβή αυτή εκπονήθηκε υπό την επίβλεψη και συνεχή καθοδήγηση του Καθηγητή κου Ι. Ψαρρά, στον οποίο θα ήθελα να εκφράσω θερμότερες ειλικρινείς ευχαριστίες, καταρχάς για την εμπιστοσύνη που μου έδειξε με την ανάθεση του συγκεκριμένου θέματος, ανοίγοντάς μου αυτόν τον πολύ ενδιαφέροντα δρόμο από πλευράς τόσο επαγγελματικής όσο και ερευνητικής και επιπροσθέτως για την άριστη συνεργασία που είχαμε όλα αυτά τα χρόνια, σε ακαδημαϊκό και επαγγελματικό επίπεδο.

Παράλληλα, θα ήθελα να ευχαριστήσω τους Καθηγητές κο Δ. Ασκούνη και κο Β. Ασημακόπουλο για τη συμμετοχή τους στην τριμελή συμβουλευτική επιτροπή καθώς επίσης και τους Αν. Καθηγητές κο Χ. Δούκα και κο Α. Φλάμο, τον Καθηγητή κο Γ. Μέντζα και τον Επ. Καθηγητή κο Α. Δαγούμα για την τιμή που μου έκαναν να είναι μέλη της επταμελούς επιτροπής εξέτασης της διατριβής.

Στο σημείο αυτό θα ήθελα να εκφράσω θερμές ευχαριστίες στον Καθηγητή κο Ι. Σίσκο για την πολύτιμη συμβουλευτική του καθοδήγηση σε ακαδημαϊκό και ερευνητικό επίπεδο και ακόμα θα ήθελα να ευχαριστήσω εγκάρδιως τον συνεργάτη και Αν. Καθηγητή κο Χ. Δούκα για την άριστη συνεργασία μας σε όλα τα χρόνια της πορείας μου στο Εργαστήριο.

Επιπροσθέτως ευχαριστώ θερμά όλους τους συνεργάτες – ερευνητές του Εργαστηρίου για την άψογη συνεργασία που είχαμε, ενώ θα ήταν παράλειψη να μην αναφερθώ ξεχωριστά στην κα Ξ. Ψαρρά για τη σημαντική βοήθειά της σε όλα τα θέματα γραμματειακής υποστήριξης στη διάρκεια εκπόνησης της διατριβής.

Τέλος, από τη θέση αυτή θα ήθελα να εκφράσω θερμές ευχαριστίες στα μέλη της οικογένειάς μου, για την αμέριστη συμπαράσταση με την οποία πλαισίωσαν την προσπάθεια αυτή. Ιδιαίτερες ευχαριστίες οφείλω στους γονείς μου, Μαριάνθη και Νίκο για την προσήλωσή και επιμονή τους στην επίτευξη αυτού του προσωπικού μου στόχου αλλά κυρίως για το σύνολο των αξιών που μου έχουν μεταδώσει μέσω της στάσης ζωής τους, καθώς επίσης και στην αδερφή μου Μαρία για την ειλικρινή της αγάπη. Ένα μεγάλο ευχαριστώ, οφείλω στο σύζυγό και συνοδοιπόρο μου, το Μάνο, για τη στήριξή του, τόσο σε πρακτικό αλλά κυρίως σε συναισθηματικό επίπεδο κατά τη διάρκεια της πολυετούς αυτής πορείας, ενώ ιδιαίτερη αναφορά θα ήθελα να κάνω στο θείο μου, Ρούσσο, καθώς ήταν εκείνος ο οποίος μου δημιούργησε τις πρώιμες σκέψεις για το ενδεχόμενο εκπόνησης της διατριβής καθώς και εκείνος που μπορούσε να συμμεριστεί το άγχος μου και να με συμβουλέψει στο κάθε στάδιο περάτωσης του εγχειρήματος.

Η αφιέρωση της διατριβής θέλω να εκφράζει τα συναισθήματά μου κατά την περίοδο της ολοκλήρωσής της και έτσι δε μπορεί παρά να αναφέρεται σε δύο πρόσωπα. Αφιερώνεται στη μνήμη του παππού μου, Γιώργου, που υπήρξε άνθρωπος προοδευτικός, ουσιαστικός, δημιουργικός, ο οποίος, μαζί με τη γιαγιά μου, τη Στέλλα, μας άφησαν την πιο σημαντική παρακαταθήκη, τις αξίες της ζωής που δεν διδάσκονται στα εκπαιδευτικά ιδρύματα αλλά πηγάζουν από την αγάπη, την υπομονή, την ειλικρίνεια. Με την ανάμνηση του θα μας συντροφεύει για πάντα. Ακόμα, αφιερώνεται στη μικρή μου Νανά, με την ελπίδα και την πεποίθηση η ολοκλήρωσή της εργασίας αυτής, που υπήρξε αποτέλεσμα πολλών ωρών προσωπικής μου ενασχόλησης, κατά τις οποίες εκείνη στερήθηκε την παρουσία μου, να αποτελέσει για αυτή, αν μη τι άλλο, ένα μικρό δείγμα για την αξία της προσπάθειας.

Στέλλα Ανδρουλάκη

Αθήνα, Ιούλιος 2020

Περίληψη

Αντικείμενο της διατριβής αποτελεί η πρόταση περί αξιοποίησης των μεθοδολογιών της Επιχειρησιακής Έρευνας και συγκεκριμένα της Πολυκριτήριας Ανάλυσης και του Μαθηματικού Προγραμματισμού για την ανάπτυξη ενός ολοκληρωμένου μεθοδολογικού πλαισίου συστηματικής υποστήριξης αποφάσεων και ενεργειών των εμπλεκόμενων φορέων σε όλες τις βαθμίδες διοίκησης της σύγχρονης προσφάτως απελευθερωμένης ελληνικής αγοράς φυσικού αερίου. Σε αυτή τη λογική προτείνεται ο σχεδιασμός μοντέλων που κάνουν χρήση των παραπάνω μεθοδολογιών για την υποστήριξη των αποφάσεων – δράσεων σε όλα τα επίπεδα διοίκησης της αγοράς αερίου.

- Στο *Στρατηγικό επίπεδο* σχεδιάστηκε ένα πολυκριτήριο μοντέλο αποφάσεων για την υποστήριξη κατά τη λήψη αποφάσεων των φορέων χάραξης πολιτικής για θέματα ανάπτυξης υποδομών και αξιολόγησης επενδύσεων με έμφαση στον εντοπισμό εναλλακτικών διαδρόμων φυσικού αερίου προς τη Χώρα. Στο επίπεδο αυτό οι αποφάσεις λαμβάνονται κυρίως από εθνικούς φορείς και κατά κύριο λόγο είναι μακροπρόθεσμοι ορίζοντα υλοποίησης. Στο πλαίσιο αυτό αφού απαριθμήθηκαν οι πιθανοί εναλλακτικοί διάδρομοι προμήθειας αερίου προς την Ελλάδα (υφιστάμενοι και μη), εν συνεχεία αυτοί αξιολογήθηκαν στη βάση ενός πολυκριτήριου συστήματος αξιολόγησης εναλλακτικών διαδρόμων προμήθειας αερίου προς την Χώρα που βασίζεται σε τρεις άξονες προτίμησης, οι οποίοι προέκυψαν λαμβάνοντας υπόψη τη γνώση και εμπειρία των στελεχών των εθνικών φορέων χάραξης ενεργειακής πολιτικής: την Οικονομία της Προμήθειας, την Ασφάλεια του Εφοδιασμού και τα θέματα Συνεργασίας ανάμεσα στις Χώρες. Η μοντελοποίηση βασίστηκε στο σχεδιασμό ενός προσθετικού μοντέλου αξίας και ο ρόλος του αποφασίζοντα δόθηκε σε έναν επικεφαλής της εθνικής ενεργειακής πολιτικής για το φυσικό αέριο. Στα πλεονεκτήματα της μεθόδου συγκαταλέγονται η άρση της προϋπόθεσης εξειδίκευσης σε θέματα πολυκριτήριας ανάλυσης για τον εμπλεκόμενο υπεύθυνο χάραξης ενεργειακής πολιτικής με ταυτόχρονη ωστόσο αξιοποίηση της γνώσης και εμπειρίας του.
- Στο *Διοικητικό επίπεδο* μοντελοποιήθηκαν με χρήση Μαθηματικού Προγραμματισμού όλες οι παράμετροι που υπεισέρχονται σε αποφάσεις που έχουν να κάνουν με αξιολόγηση συμφωνιών και συμβατικών όρων υφιστάμενων συμβολαίων καθώς επίσης και με κατάρτιση επιχειρησιακών στόχων σε επίπεδο επιχειρησιακού πλάνου ή/και εντοπισμό ενδεχόμενων ευκαιριών προς αξιοποίηση. Οι αποφάσεις αυτές είναι συνήθως μεσοπρόθεσμοι ορίζοντα και αφορούν κυρίως διοικητικά συμβούλια εταιριών προμήθειας ή/και μεταπώλησης φυσικού αερίου.
- Στο *Διαχειριστικό – λειτουργικό επίπεδο* σχεδιάστηκε με χρήση Μαθηματικού Προγραμματισμού ένα μοντέλο υποστήριξης αποφάσεων το οποίο λαμβάνει υπόψη συμβατικούς, κανονιστικούς και λοιπούς τεχνικούς περιορισμούς και υποστηρίζει την διενέργεια των καθημερινών (βραχυχρόνιων) λειτουργιών των στελεχών διαχείρισης χαρτοφυλακίου, λαμβάνοντας ωστόσο υπόψη τους μεσοπρόθεσμους στόχους που έχουν τεθεί από τις διοικήσεις.

Πέραν του σχεδιασμού των μοντέλων στα τρία διοικητικά επίπεδα, βασικό στοιχείο της διατριβής αποτελεί η πρόταση ότι για τη βέλτιστη επίτευξη των στόχων σε όλα τα επίπεδα διοίκησης, τα οποία μπορούν να αποτυπωθούν σχηματικά σε μορφή πυραμίδας, θα πρέπει να υπάρχει αλληλεπίδραση αυτών μεταξύ τους με σκοπό τη βέλτιστη ευθυγράμμιση των ενεργειών για τη διασφάλιση τόσο των εθνικών (ασφάλεια εφοδιασμού, χαμηλό κόστος προμήθειας καυσίμου) όσο και των εταιρικών στόχων (μεγιστοποίηση κερδών,

ελαχιστοποίηση συνολικού κόστους) και την εναρμόνιση με το εκάστοτε ρυθμιστικό πλαίσιο (καθημερινή λειτουργία σύμφωνα με τους ισχύοντες Κώδικες/Κανονισμούς). Στο πλαίσιο αυτό, τα μοντέλα των τριών επιπέδων σχεδιάστηκαν με πρόβλεψη κατάλληλων διεπαφών ανάμεσα τους για τη διοχέτευση τόσο των κατευθύνσεων οι οποίες προκύπτουν στα υψηλότερα διοικητικά επίπεδα προς τα μοντέλα χαμηλότερων επιπέδων όσο και των προτεινόμενων ενεργειών/δράσεων από τα χαμηλότερα προς τα υψηλότερα επίπεδα με στόχο την κατάλληλη αξιολόγησή τους κατά την υποστήριξη αποφάσεων διοικητικού χαρακτήρα ή χάραξης ενεργειακή πολιτικής.

Λαμβάνοντας υπόψη τη δομή αυτή και καθώς οι δράσεις σε καθένα από τα επίπεδα που περιγράφονται παραπάνω απαιτούν για τη διαχείρισή τους συνδυασμό πολλών διαφορετικών παραγόντων, με διαφορετική βαρύτητα μεταξύ τους που δεν είναι εύκολο να συσχετισθούν και να αξιολογηθεί επαρκώς η επίδραση καθενός εξ' αυτών συστηματικά, στο πλαίσιο της διατριβής προτείνεται η υποστήριξη των επιχειρησιακών αποφάσεων σε κάθε επίπεδο από αντίστοιχα Συστήματα Υποστήριξης Αποφάσεων τα οποία μοντελοποιούν συστηματικά τα προβλήματα που τίθενται με όλους τους γνωστούς περιορισμούς που τα αφορούν καθώς επίσης και τη γνώση (στο βαθμό που αυτή είναι εφικτό να αποτυπωθεί) των αρμοδίων στελεχών.

Η δομημένη και συστηματική μοντελοποίηση επιχειρησιακών προβλημάτων με Συστήματα Υποστήριξης Αποφάσεων δεν έχει σαν στόχο ούτε και δύναται να υποκαταστήσει τη γνώση και την εμπειρία των αρμόδιων στελεχών καθώς συχνά οι συσχετισμοί που διαμορφώνονται στην αγορά δεν είναι δυνατόν να αποδοθούν με μαθηματικές τεχνικές και όρους. Η πρόσθετη αξία που προσδίδουν τα εν λόγω Συστήματα έγκειται στη δυνατότητα που παρέχουν στον αποφασίζοντα να αποκτήσει μία όσο το δυνατόν πληρέστερη εικόνα του τρόπου επίδρασης του κάθε παράγοντα μέσω της δημιουργίας και εκτέλεσης πολλών διαφορετικών σεναρίων/προσεγγίσεων και με τον τρόπο αυτό να οδηγηθεί στην ορθολογικότερη για εκείνον απόφαση.

Λέξεις Κλειδιά: Απελευθερωμένη αγορά φυσικού αερίου, υποστήριξη αποφάσεων, πολυκριτήρια ανάλυση, μαθηματικός προγραμματισμός, πυραμίδα Anthony

Abstract

The purpose of this thesis is the proposal for the utilization of Operational Research methodologies, in particular Multicriteria Analysis and Mathematical Programming, for the development of an integrated methodological framework to evaluate and support decisions and actions of stakeholders at all levels of management in the modern, recently deregulated Greek natural gas market. In this sense, it is suggested to design models that use the above methodologies to support decision-making at all levels of the gas market management.

- At the Strategic level, a multi-criteria decision-making model is proposed to assist decision-makers in infrastructure development and investment evaluation with a focus on identifying alternative natural gas corridors to the Country. At this level, decisions are mostly made by national bodies and are mainly a long-term implementation horizon. In this context, after listing all possible alternative gas supply corridors to Greece (existing and non), they were subsequently evaluated on the basis of a multi-criteria system for evaluating alternative gas supply routes to Greece based on three preference axes, taking into account the knowledge and experience of the executives of the national energy policy: Economics of Supply, Security of Supply and Cooperation between Countries. The modelling was based on the design of an additive value model and the role of the decision maker was given to the Head of the national energy policy on gas. Within the advantages of the method. An important advantage of the method is that it eliminates the requirement for the energy policy maker executive to be an expert in multicriteria analysis while at the same time utilizing at the most his knowledge and experience.
- At the Tactical-Managerial level, all the parameters involved in decisions regarding the evaluation of agreements and contractual terms of existing contracts as well as the establishment of operational objectives within the business plan setting procedure or potential opportunities identifying, are modeled using Mathematical Programming. These decisions are usually of medium-term time horizon, and mainly concern the board of directors of supply companies.
- At the Operational level a decision support model is designed exploiting the principles of Mathematical Programming taking into account contractual, regulatory as well as other technical constraints and supporting day-to-day (short-term) operations of portfolio managers, though also taking into account medium-term objectives, set by the board of directors.

Apart from designing the models of each level, key element of the thesis is the proposal that in order to optimally achieve and align the objectives at all management levels, which can be schematically depicted in the form of a pyramid, they should interact with each other, to ensure both national (security of supply, low fuel costs) and corporate objectives achievement (maximizing profits, minimizing overall costs) as well as harmonization with the respective regulatory framework (daily operation in accordance with applicable Codes / Regulations). In this context, the three-level models were designed with the provision of appropriate interfaces between them to ensure channelling both the guidance that emerges at the highest levels of management to the lower-level models and the proposed by lowest levels models actions to the highest ones, in order to be properly taken into consideration and assessed while supporting strategic and tactical energy policy decisions for the gas market.

Given this structure, and as the management of actions at each of the levels described above require combination of various different parameters with different weighting factors, which are not easy to correlate and systematically evaluate the impact of each of them, the thesis proposes the support of business decisions at each level by respective Decision Support Systems, which systematically model the problems set, with all the known limitations that apply as well as the knowledge (to the extent it is possible to be reflected) of competent executives.

Systematic modelling of business problems with Decision Support Systems is neither intended nor capable of substituting for the knowledge and experience of competent executives, as market-based correlations often cannot be attributed to mathematical techniques and terms. The added value of these Systems though is that they enable the decision maker to obtain as complete a picture as possible of each factor's impact, by creating and executing many different scenarios / approaches and thus, to lead himself to the most rational for him decision.

Keywords: Deregulated natural gas market, decision support, multicriteria analysis, mathematical programming, Anthony's pyramid

Πίνακας Περιεχομένων

Εισαγωγή.....	1
Περιγραφή του Προβλήματος.....	4
Η σημασία της ασφάλειας του εφοδιασμού.....	7
Ο μαθηματικός προγραμματισμός: ένα σημαντικό εργαλείο για την αγορά ενέργειας.....	9
Τα τρία διοικητικά επίπεδα στην αγορά φυσικού αερίου.....	11
Η συμβολή της διατριβής.....	16
Δομή της διατριβής.....	18
Βιβλιογραφική Επισκόπηση.....	20
Μοντέλα Επιχειρησιακής Έρευνας για τη διαχείριση προμηθειών φυσικού αερίου.....	20
Μοντελοποίηση Ρίσκου ενεργειακών διαδρόμων.....	21
Μαθηματικός Προγραμματισμός και Μοντέλα Προσομοίωσης.....	22
Πολυκριτήρια Μοντέλα Αποφάσεων.....	22
Η μεθοδολογική πρόταση της διατριβής για το «Στρατηγικό επίπεδο».....	24
Μεθοδολογία εντοπισμού εναλλακτικών διαδρόμων προμήθειας Φυσικού Αερίου για την Ελλάδα.....	24
Σημαντικές Υποδομές Μεταφοράς και Αποθήκευσης Φυσικού Αερίου για την Ελλάδα.....	28
Σχεδιασμός του πολυκριτήριου συστήματος αξιολόγησης των εναλλακτικών διαδρόμων αερίου για την Ελλάδα (MENAC-Greece).....	36
Οικονομία της Προμήθειας.....	37
Ασφάλεια του Εφοδιασμού.....	40
Συνεργασία μεταξύ Χωρών.....	44
Εκτίμηση ενός προσθετικού μοντέλου αξίας για τη λήψη αποφάσεων.....	47
Αποτελέσματα και σχολιασμός.....	59
Κατάταξη των εναλλακτικών διαδρόμων.....	59
Σχολιασμός Αποτελεσμάτων.....	62
Συμπεράσματα.....	67
Επόμενα Βήματα – Βελτιώσεις.....	69
Η μεθοδολογική πρόταση της διατριβής για το «Διοικητικό» και το «Διαχειριστικό – λειτουργικό επίπεδο».....	71
Ροή διαδικασιών στο «Διοικητικό» και «Διαχειριστικό – λειτουργικό» επίπεδο.....	75
Μοντελοποίηση γραμμικού προγραμματισμού στο πλαίσιο του Συστήματος IGOS.....	78
Αριστοποίηση σε Μεσοπρόθεσμη Βάση.....	80
Αριστοποίηση σε Βραχυπρόθεσμη Βάση.....	81

Δημιουργία και εκτέλεση σεναρίων βελτιστοποίησης με το Σύστημα IGOS	83
Δημιουργία σεναρίου Μεσοπρόθεσμου Ορίζοντα Βελτιστοποίησης	84
Σχολιασμός αποτελεσμάτων εναλλακτικών σεναρίων βελτιστοποίησης Μεσοπρόθεσμου ορίζοντα	93
Δημιουργία σεναρίου Βραχυπρόθεσμου Ορίζοντα Βελτιστοποίησης	102
Σχολιασμός αποτελεσμάτων εναλλακτικών σεναρίων βελτιστοποίησης Βραχυπρόθεσμου ορίζοντα	103
Χρόνοι εκτέλεσης σεναρίων – απόδοση	119
Συμπεράσματα – Συζήτηση	121
Επόμενα Βήματα – Βελτιώσεις.....	124
Επίλογος διατριβής: Συμπεράσματα και Προοπτικές	127
Παράρτημα	129
Παράρτημα Α	129
Παράρτημα Α.1: Μαθηματικός Προγραμματισμός και Μοντέλα Προσομοίωσης	129
Παράρτημα Α.2: Έργα υποδομών φυσικού αερίου.....	133
Παράρτημα Β: Συναρτήσεις οριακής τιμής των κριτηρίων <i>g2, g4, g5, g6</i>	137
Παράρτημα Γ: Αλγόριθμος “Extreme Ranking Analysis”.....	139
Παράρτημα Δ: Μαθηματική Μοντελοποίηση.....	141
Παράρτημα Δ.1: Μεσοπρόθεσμο Μοντέλο μαθηματικού προγραμματισμού αριστοποίησης για το «Διοικητικό επίπεδο»	141
Παράρτημα Δ.2: Βραχυπρόθεσμο Μοντέλο μαθηματικού προγραμματισμού αριστοποίησης για το «Διαχειριστικό – λειτουργικό επίπεδο»	151
Παράρτημα Δ.3: Μοντελοποίηση τεχνικών γραμμικοποίησης	167
Παράρτημα Ε: Γλωσσάρι Τεχνικών Όρων	181
Παράρτημα ΣΤ: Δημοσιεύσεις σε επιστημονικά περιοδικά και συνέδρια	183
Παράρτημα Ζ: Αναφορές.....	185

Λίστα Εικόνων

Εικόνα 1: Η διαδρομή του ΙΤΕ (εναλλακτική 4, www.turangtransit.com, <http://www.ite-pipeline.com>)

Εικόνα 2: Η παράκτια διαδρομή υγροποιημένου από την Αλγερία έως την Ελλάδα (εναλλακτική 12, www.ports.com)

Εικόνα 3: Νότιος Διάδρομος (<http://www.payvand.com/>)

Εικόνα 4: Turkish Stream (<http://www.gazpromexport.ru/en/projects/6/>)

Εικόνα 5: Τα κοιτάσματα της λεκάνης της Λεβαντίνης (<http://tekmonitor.blogspot.com/2018/02/egypts-potential-gas-surplus-could-feed.html>)

Εικόνα 6: Ο αγωγός EastMed (www.depa.gr: Eastern Mediterranean Pipeline)

Εικόνα 7: Η εγκατάσταση της Ρεβυθούσας

Εικόνα 8: Ο αγωγός Nord-Stream (<https://www.nord-stream.com/the-project/pipeline/>)

Εικόνα 9: Ο αγωγός Yamal (<http://www.gazprom.com/about/production/projects/pipelines/active/yamal-evropa/>)

Εικόνα 10: Το Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου (ΕΣΜΦΑ, www.desfa.gr)

Εικόνα 11i: Οθόνη Διαχείρισης IGOS – Προμηθευτές

Εικόνα 11ii: Οθόνη Διαχείρισης IGOS – Προμηθευτές

Εικόνα 11iii: Οθόνη Διαχείρισης IGOS – Συμβάσεις Προμήθειας

Εικόνα 11iv: Οθόνη Διαχείρισης IGOS – Προβλέψεις Τιμών Προμήθειας

Εικόνα 11v: Οθόνη Διαχείρισης IGOS – Πελάτες

Εικόνα 11vi: Οθόνη Διαχείρισης IGOS – Συμβάσεις πελατών

Εικόνα 11vii: Οθόνη Διαχείρισης IGOS – Πρόβλεψη Ζήτησης πελατών

Εικόνα 11viii: Οθόνη Διαχείρισης IGOS – Συμβάσεις Μεταφοράς

Εικόνα 11ix: Οθόνη Διαχείρισης IGOS – Συμβάσεις Αεριοποίησης

Εικόνα 12i: Οθόνη Δημιουργίας Σεναρίου IGOS

Εικόνα 12ii: Οθόνη Δημιουργίας Σεναρίου IGOS - Εισαγωγή Συμβάσεων και Τιμών Προμήθειας

Εικόνα 12iii: Οθόνη Δημιουργίας Σεναρίου IGOS - Εισαγωγή Συμβάσεων Πελατών και Προβλεπόμενης Ζήτησης

Εικόνα 12iv: Οθόνη Δημιουργίας Σεναρίου IGOS - Εισαγωγή Συμβάσεων ΔΕΣΦΑ & παραμέτρων δεξαμενής ΥΦΑ

Εικόνα 12v: Εκτέλεση Σεναρίου IGOS

Εικόνα 12vi: Επιτυχής ολοκλήρωση εκτέλεσης σεναρίου IGOS

Εικόνα 13: Οθόνη Διαχείρισης IGOS – Εισαγωγή συμβατικού περιορισμού

Εικόνα 14: Οθόνη Δημιουργίας Σεναρίου IGOS – Εκφορτώσεις λοιπών χρηστών

Εικόνα 15i: Οθόνη Δημιουργίας Σεναρίου IGOS – Λειτουργία απολογιστικών στοιχείων

Εικόνα 15ii: Οθόνη Δημιουργίας Σεναρίου IGOS – Εισαγωγή απολογιστικών στοιχείων συμβάσεων προμήθειας

Εικόνα 15iii: Οθόνη Δημιουργίας Σεναρίου IGOS – Εισαγωγή απολογιστικών στοιχείων αεριοποίησης

Εικόνα 16: Παράμετροι βελτιστοποίησης Gurobi Optimizer

Λίστα Σχημάτων

Σχήμα 1: Παγκόσμια ετήσια κατανάλωση ενέργειας ανά πηγή ενέργειας 1990–2040 σε τετράκοις Btu (EIA, 2017).

Σχήμα 2: Τα τρία διοικητικά επίπεδα στην αγορά φυσικού αερίου

Σχήμα 3i: Οι άξονες συμβολή της διατριβής – «Στρατηγικό επίπεδο»

Σχήμα 3ii: Οι άξονες συμβολή της διατριβής – «Διοικητικό επίπεδο»

Σχήμα 3iii: Οι άξονες συμβολή της διατριβής – «Διαχειριστικό - λειτουργικό επίπεδο»

Σχήμα 3iv: Οι άξονες συμβολή της διατριβής

Σχήμα 4: Η πρόταση της διατριβής για το «Στρατηγικό επίπεδο» διοίκησης

Σχήμα 5: Άξονες προτίμησης της αξιολόγησης και κριτήρια

Σχήμα 6: Σχετικό Κόστος Μεταφοράς ως συνάρτηση της απόστασης

Σχήμα 7: Διάγραμμα Ροής Πολυκριτήριας Μεθοδολογίας MENAC-Greece

Σχήμα 8: Συναρτήσεις οριακής τιμής των κριτηρίων g_1 και g_3 .

Σχήμα 9: Διάγραμμα ροής για την διερεύνηση ύπαρξης συμβατού διανύσματος βαρών

Σχήμα 10: Διακύμανση των βαρών των κριτηρίων

Σχήμα 11: Θέσεις Κατάταξης των τριάντα εναλλακτικών διαδρόμων φυσικού αέριου προς την Ελλάδα σύμφωνα με τον αλγόριθμο «Extreme Ranking Analysis»

Σχήμα 12i: Η πρόταση της διατριβής για το «Διοικητικό επίπεδο»

Σχήμα 12ii: Η πρόταση της διατριβής για το «Διαχειριστικό - λειτουργικό επίπεδο»

Σχήμα 13i: Η υποστήριξη της διοίκησης για την κατάρτιση των εταιρικών στόχων

Σχήμα 13ii: Η υποστήριξη των στελεχών διαχείρισης χαρτοφυλακίου για τον ετήσιο προγραμματισμό

Σχήμα 13iii: Η υποστήριξη των στελεχών διαχείρισης χαρτοφυλακίου για ημερήσιες αποφάσεις και παρακολούθηση επίτευξης στόχων

Σχήμα 14: Χρόνος εκτέλεσης μοντέλου σε συνάρτηση με τον αριθμό των δυαδικών μεταβλητών απόφασης

Σχήμα 15: Συνολική Εγχώρια Κατανάλωση Αερίου διαχρονικά

Λίστα Πινάκων

Πίνακας 1: Οι υπό αξιολόγηση 30 εναλλακτικοί διάδρομοι φυσικού αερίου προς την Ελλάδα

Πίνακας 2: Κριτήρια αξιολόγησης, κλίμακες αξιολόγησης και πηγές

Πίνακας 3: Πολυκριτήρια αξιολόγηση των τριάντα εναλλακτικών διαδρόμων προμήθειας φυσικού αερίου προς την Ελλάδα

Πίνακας 4: Οριακές τιμές, συνολική βαθμολογία και σειρά κατάταξης κάθε εναλλακτικού διαδρόμου

Πίνακας 5: Σύνολο επιλεγμένων εικονικών εναλλακτικών διαδρόμων φυσικού αερίου A_R – Βαθμολογία Κριτηρίων

Πίνακας 6: Σύνολο επιλεγμένων εικονικών εναλλακτικών διαδρόμων φυσικού αερίου A_R – Βαθμολογία συναρτήσεων οριακής τιμής

Πίνακας 7: Τιμές συναρτήσεων οριακής τιμής, συνολική βαθμολογία και κατάταξη εναλλακτικών διαδρόμων.

Πίνακας 8: Συμβατό διάνυσμα βαρών p_i , p_i^{MIN} και p_i^{MAX} κάθε κριτηρίου, πλέον αντιπροσωπευτικό διάνυσμα βαρών p_i^{REP} και Μέσος Δείκτης Σταθερότητας ASI.

Πίνακας 9: Επικρατούσες δέκα εναλλακτικές διαμέσου αγωγών

Πίνακας 10: Επικρατούσες πέντε εναλλακτικές διαδρομές ΥΦΑ

Πίνακας 11i: Βασικές εισοδοί αρχικού σεναρίου μοντέλου μεσο-/μακροπρόθεσμου ορίζοντα βελτιστοποίησης

Πίνακας 11ii: Παράμετροι που αφορούν τη δυνατότητα κατανάλωσης προπληρωμένων ποσοτήτων ανά σύμβαση προμήθειας

Πίνακας 11iii: Αποτελέσματα βασικών μεταβλητών απόφασης του μοντέλου του αρχικού σεναρίου

Πίνακας 11iv: Αποτελέσματα βασικών μεταβλητών απόφασης του μοντέλου του εναλλακτικού σεναρίου 1

Πίνακας 11v: Μέσο εκτιμώμενο ετήσιο κόστος ανά σύμβαση

Πίνακας 11vi: Αποτελέσματα βασικών μεταβλητών απόφασης του μοντέλου του εναλλακτικού σεναρίου 2 (Απομένουσα αξία αποθέματος = 5 €/MWh)

Πίνακας 12i: Συμβατικοί Περιορισμοί Τριμηνιαίων απολήψεων – Βραχυπρόθεσμα Σενάρια του Έτους 2015

Πίνακας 12ii: Διαμόρφωση τιμών ΥΦΑ στα Βραχυπρόθεσμα Σενάρια του Έτους 2015

Πίνακας 12iii: Παράμετροι που αφορούν τη δυνατότητα κατανάλωσης προπληρωμένων ποσοτήτων ανά σύμβαση προμήθειας

Πίνακας 12iv: Αποτέλεσμα συγκεντρωτικών μεταβλητών απόφασης του μοντέλου του *Ετήσιου καθοδηγούμενου από διοίκηση* σεναρίου για το Έτος 2015

Πίνακας 12v: Ημέρες υψηλής εκτιμώμενης ζήτησης στο 4^ο τρίμηνο, στο πλαίσιο του σεναρίου

Πίνακας 12vi: Αποτέλεσμα συγκεντρωτικών μεταβλητών απόφασης του μοντέλου του *Ετήσιου Ανεξάρτητου* σεναρίου για το Έτος 2015

Πίνακας 12vii: Αποτελέσματα βασικών μεταβλητών απόφασης του μοντέλου του αρχικού σεναρίου του Μεσοπρόθεσμου μοντέλου, με περιορισμούς από το *Ετήσιο ανεξάρτητο*

Πίνακας 12viii: Αρχικό πρόγραμμα δήλωσης εκφορτώσεων 2015 προς το Διαχειριστή, μη λαμβανομένων υπόψη λοιπών χρηστών

Πίνακας 13i: Εκφορτώσεις λοιπών χρηστών, σύμφωνα με το αρχικό πρόγραμμα εκφορτώσεων

Πίνακας 13ii: Αποτέλεσμα συγκεντρωτικών μεταβλητών απόφασης του μοντέλου του *Ετήσιου Ανεξάρτητου* σεναρίου για το Έτος 2015, λαμβάνοντας υπόψη αρχικό πρόγραμμα εκφορτώσεων λοιπών χρηστών

Πίνακας 13iii: Τελικό πρόγραμμα δήλωσης εκφορτώσεων 2015 προς το Διαχειριστή, λαμβανομένων υπόψη λοιπών χρηστών

Πίνακας 14i: Αποτέλεσμα συγκεντρωτικών μεταβλητών απόφασης του μοντέλου του *Ετήσιου Ανεξάρτητου* σεναρίου για το Έτος 2015, λαμβάνοντας υπόψη τελικό πρόγραμμα εκφορτώσεων λοιπών χρηστών και απολογιστικά στοιχεία έως 30/06/2015

Πίνακας 14ii: Σύγκριση μέσου ανά μονάδα συνολικού κόστους προμήθειας ανάμεσα σε σενάρια με απολογιστικών και άνευ

Πίνακας 15: Αριθμός μεταβλητών και χρόνοι εκτέλεσης σεναρίων

Πίνακας A.1: Επισκόπηση Μοντέλων Μαθηματικού Προγραμματισμού για την αγορά φυσικού αερίου

Πίνακας A.2: Υποδομές αγωγών που ελήφθησαν υπόψη στην απαρίθμηση των εναλλακτικών διαδρόμων φυσικού αερίου

Εισαγωγή

Το φυσικό αέριο είναι ένα από τα πλέον σημαντικά πρωτογενή ορυκτά καύσιμα με ευδιάκριτα πλεονεκτήματα έναντι των υπολοίπων συμβατικών ενεργειακών πόρων. Παρά το γεγονός ότι κατά καιρούς έχει προκύψει ένας βαθμός ανησυχίας σχετικά με τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου κατά την παραγωγή του (Bradbury et.al., 2013; Skone et.al., 2014; Jaramillo et.al., 2007), το φυσικό αέριο αυξάνει όλο και περισσότερο τη διείσδυσή του, καθώς χαρακτηρίζεται από σημαντικά χαμηλότερες εκπομπές ρύπων –συγκρινόμενο με τα υπόλοιπα συμβατικά καύσιμα- καθώς και ιδιαίτερος βελτιωμένο βαθμό απόδοσης, ο οποίος έχει σαν αποτέλεσμα τη μείωση στην κατανάλωση του καυσίμου και συνεπώς της ατμοσφαιρικής ρύπανσης (Environmental Protection Agency U.S., 1986). Τα παραπάνω συνιστούν σημαντικούς παράγοντες στη διαμόρφωση της κατεύθυνσης της ελληνικής ενεργειακής πολιτικής για το φυσικό αέριο, η οποία ακολουθεί την παγκόσμια τάση για αύξηση της χρήσης του φυσικού αερίου στο ενεργειακό μίγμα, σε σύγκριση με τα υπόλοιπα συμβατικά καύσιμα.

Η ασφάλεια εφοδιασμού αποτελεί έναν από τους τρεις βασικούς πυλώνες της ενεργειακής πολιτικής της Ευρωπαϊκής Ένωσης (ΕΕ), εκ παραλλήλου με την ανταγωνιστικότητα και την προστασία του περιβάλλοντος (Επιτροπή των Ευρωπαϊκών Κοινοτήτων, 1995), και έναν από τους στόχους του μακροχρόνιου ενεργειακού σχεδιασμού της Ελλάδας, όπως αυτοί καθορίζονται στην παράγραφο 1 του άρθρου 3 του Ν. 2773/1999. Η επάρκεια ενέργειας σε βραχυπρόθεσμο και μακροπρόθεσμο ορίζονται και η προμήθεια αυτής στους καταναλωτές υπό εύλογους όρους, προϋποθέτει την εξασφάλιση ενεργειακών πηγών, την ανάπτυξη υποδομών και την εύρυθμη λειτουργία των ενεργειακών αγορών.

Σε επίπεδο ΕΕ το θέμα της ασφάλειας εφοδιασμού με φυσικό αέριο εμφανίζει πρόσθετη πολυπλοκότητα δεδομένου ότι πρόκειται για εισαγόμενο καύσιμο κατά ποσοστό περίπου 61% επί της ακαθάριστης κατανάλωσης, με πρόβλεψη αύξησης του ποσοστού αυτού σε 73% το 2020. Το γεγονός αυτό, καθιστά απαραίτητη τη συνεχή παρακολούθηση των συνθηκών προσφοράς, ζήτησης και ανάπτυξης παραγωγικού και μεταφορικού δυναμικού στην παγκόσμια αγορά φυσικού αερίου και προσθέτει τη γεωπολιτική παράμετρο στην εξέταση του ζητήματος.

Το ζήτημα της ασφάλειας των προμηθειών με φυσικό αέριο κρίνεται ιδιαίτερα σύνθετο και για της Ελλάδας μεμονωμένα, δεδομένου ότι πρόκειται για αποκλειστικά εισαγόμενο καύσιμο, σχετικά πρόσφατα ενταγμένο στο ενεργειακό ισοζύγιο της Χώρας. Η Ελλάδα, όπως οι περισσότερες χώρες της ΕΕ, είναι πλήρως εξαρτημένη από τις εισαγωγές αερίου, με το μεγαλύτερο ποσοστό των προμηθειών της να προέρχονται από τη Ρωσία^{1,2}. Η ασφάλεια των προμηθειών είναι ένας από τους σημαντικότερους άξονες της ελληνικής ενεργειακής πολιτικής για το φυσικό αέριο. Η απελευθέρωση της αγοράς και η αναδιοργάνωση του τομέα είναι σε εξέλιξη, ενώ ταυτόχρονα το φυσικό αέριο αποτελεί καύσιμο που συμμετέχει σε σημαντικότερο βαθμό στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, με καθοριστική σημασία στην ανάπτυξη του ανταγωνισμού στην αγορά αυτή μέσω της ανάπτυξης μονάδων ανεξάρτητων ηλεκτροπαραγωγών.

¹ www.rae.gr

² www.depa.gr

Γεγονότα όπως η ρήξη στις Ρώσο-Ουκρανικές σχέσεις, η οποία οδήγησε στην διακοπή της τροφοδοσίας της Χώρας με φυσικό αέριο για περισσότερο από δύο εβδομάδες τον Ιανουάριο του 2009, αντικατοπτρίζουν την αναγκαιότητα διαφοροποίησης των πηγών προμήθειας (Westphal, 2009; Perusset, 2012).

Από την άλλη, η πρόσφατη θεσμοθέτηση της απελευθέρωσης των ευρωπαϊκών αγορών αερίου στο πλαίσιο των κοινοτικών οδηγιών 98/30/EC, 2003/55/EC και 2009/73/EC στοχεύει στην ανάπτυξη πιο ευέλικτων και ανταγωνιστικών αγορών αερίου με έμφαση ωστόσο σε θέματα ασφάλειας των προμηθειών. Ιδιαίτερα υπό καθεστώς απελευθέρωσης και ενοποίησης των εθνικών ενεργειακών αγορών, η ασφάλεια εφοδιασμού εμφανίζεται ως ένα σύνθετο ζήτημα, η αντιμετώπιση του οποίου απαιτεί τον προσεκτικό σχεδιασμό της λειτουργίας των αγορών και της ανάπτυξης υποδομών, καθώς και τη σαφή κατανομή αρμοδιοτήτων και υποχρεώσεων σε όλους τους εμπλεκόμενους.

Ο νόμος 4001/2011 έβαλε τη βάση για την απελευθέρωση της εγχώριας αγοράς αερίου ενώ η μεταγενέστερη τροποποίησή του, ο 4336/2015, προώθησε από το 2015 την σταδιακή μετάβαση του συνόλου των καταναλωτών σε καθεστώς επιλεξιμότητας. Στην πράξη, οι σημαντικότερες αλλαγές που επήλθαν συνοψίζονται παρακάτω:

- **Απελευθέρωση της χονδρεμπορικής αγοράς φυσικού αερίου:** Στην Ελλάδα, η χονδρεμπορική αγορά φυσικού αερίου στην ουσία αφορά τη διαδικασία εισαγωγής του καυσίμου. Μέχρι πρότινος η Δημόσια Επιχείρηση Αερίου (ΔΕΠΑ) αποτελούσε το μοναδικό εθνικό προμηθευτή χονδρεμπορικής διατηρώντας μακροχρόνια συμβόλαια προμήθειας με τρεις βασικούς προμηθευτές φυσικού αερίου (τη ρωσική Gazprom, την τουρκική Botas και την αλγερινή Sonatrach).

Η απελευθέρωση της χονδρεμπορικής, αρχικά υλοποιήθηκε μέσω προγραμμάτων δημοπρασιών από την ΔΕΠΑ (gas release programs) οι οποίες τέθηκαν σε ισχύ, αρχικά για περιορισμένες ποσότητες από το 2013 και σε πιο συστηματική βάση και για μεγαλύτερες ποσότητες από το 2015. Στο πλαίσιο αυτό η ΔΕΠΑ έχει δεσμευτεί στη σταδιακή αύξηση των ποσοτήτων που διαθέτει μέσω προγραμμάτων δημοπρασιών στο 20% των συνολικών ποσοτήτων που διέθεσε στους πελάτες της κατά το προηγούμενο έτος³. Η εφαρμογή των προγραμμάτων δημοπρασιών έδωσε πρόσβαση σε φθηνότερο αέριο, αφού πρακτικά οι τιμές στα προγράμματα δημοπρασιών διαμορφώνονται από το κόστος απόκτησης του καυσίμου για την εταιρία, απαλλαγμένο από το όποιο περιθώριο κέρδους και ενδεχομένως προσ αυξημένο κατά την προσφορά τιμής λόγω υψηλής ζήτησης (δημοπρασίες πλειοδοτικού τύπου). Πέραν των προγραμμάτων δημοπρασιών της ΔΕΠΑ, σταδιακά και με τη βοήθεια του σχετικού νομικού πλαισίου, δόθηκε η δυνατότητα για δραστηριοποίηση και εναλλακτικών προμηθευτών στη χονδρεμπορική εγχώρια αγορά. Σήμερα, στη Χονδρεμπορική αγορά αερίου δραστηριοποιούνται συστηματικά τουλάχιστον τρεις ακόμα εταιρίες.
- **Άρση των μονοπωλίου των εταιριών προμήθειας στη λιανική:** Στο παρελθόν η δομή της εγχώριας λιανικής αγοράς φυσικού αερίου απαρτιζόταν από τις Εταιρίες Παροχής Αερίου (ΕΠΑ) Αττικής, Θεσσαλονίκης και Θεσσαλίας οι οποίες δραστηριοποιούνταν στις αντίστοιχες γεωγραφικές περιοχές της Χώρας, ήταν μονοπωλιακού χαρακτήρα και αναλάμβαναν τόσο την εξυπηρέτηση των τελικών καταναλωτών οι οποίοι συνδέονταν στα δίκτυα διανομής όσο και τη συντήρηση αλλά και την επέκταση του δικτύου.

³ <https://energypress.gr/news/stis-18-noemvrioy-i-etisia-dimoprasia-fysikoy-aerioy-tis-depa>

Σταδιακά από το 2015 δρομολογήθηκε η δυνατότητα δραστηριοποίησης εναλλακτικών προμηθευτών σε όλες τις κατηγορίες καταναλωτών και σε όλες τις γεωγραφικές περιοχές της Χώρας, ενώ το 2017 καθεμία από τις τρεις ΕΠΑ διαχωρίστηκε σε μία εταιρία διανομής, η οποία έχει σαν αποκλειστικό αντικείμενο την συντήρηση και απρόσκοπτη λειτουργία του δικτύου καθώς και την αύξηση της διείσδυσης και παραμένει σε πλήρως μονοπωλιακό καθεστώς στη γεωγραφική περιοχή της άδειάς της και σε εταιρία εμπορίας η οποία αναλαμβάνει να προμηθεύει τους τελικούς καταναλωτές με φυσικό αέριο και εισέρχεται πλέον σε περιβάλλον πλήρους ανταγωνισμού. Στο πλαίσιο αυτό όλοι οι καταναλωτές φυσικού αερίου σταδιακά από το 2015 κατέστησαν *Επιλέγοντες*, δηλαδή έχουν τη δυνατότητα να επιλέγουν ελεύθερα τον προμηθευτή τους.

Οι παραπάνω εξελίξεις είναι σαφές ότι είχαν σημαντικό αντίκτυπο στην εγχώρια αγορά αερίου καθώς δημιούργησαν σημαντικές ευκαιρίες για δραστηριοποίηση νέων εταιριών τόσο στο επίπεδο της χονδρεμπορικής αλλά ακόμη περισσότερο στο επίπεδο της λιανικής αγοράς αερίου. Από την άλλη η έλευση του ανταγωνισμού αναμένεται να λειτουργήσει θετικά για τον τελικό καταναλωτή συμπιέζοντας τα περιθώρια κέρδους των εταιριών εμπορίας. Όπως προκύπτει από τα στοιχεία της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (ΡΑΕ) σήμερα (Αύγουστος 2019) κατέχουν άδεια προμήθειας φυσικού αερίου για την ελληνική αγορά σαρανταμία εταιρίες ενώ από αυτές στο Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Αερίου (ΕΣΜΦΑ) δραστηριοποιούνται οι εικοσιμία⁴.

Λαμβάνοντας υπόψη τα παραπάνω, με έμφαση στον εθνικό ενεργειακό σχεδιασμό ως βασικό εργαλείο για την αναπτυξιακή πολιτική και την προσέλκυση επενδύσεων της Χώρας καθώς και ως μέσο αναβάθμισης της γεωπολιτικής ισχύος της Χώρας μας, η οποία έχει την τύχη να βρίσκεται σε μια ιδιαίτερη γεωστρατηγική θέση, γίνεται αντιληπτή η αναγκαιότητα, σήμερα περισσότερο από ποτέ για ορθολογικές, ολιστικές και μεθοδικές στρατηγικές όσον αφορά στην εθνική ενεργειακή πολιτική.

Σε κάθε περίπτωση, ο ρόλος της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας κατά τη μεταβατική περίοδο από τη μη απελευθερωμένη αγορά σε καθεστώς πλήρους απελευθέρωσης αλλά και έπειτα είναι ιδιαίτερα σημαντικός για την απρόσκοπτη λειτουργία της αγοράς προς όφελος των καταναλωτών.

Πέραν όλων των παραπάνω, η εθνική ενεργειακή πολιτική στον τομέα του φυσικού αερίου έχει ως στόχο την εξασφάλιση της ασφάλειας τους εφοδιασμού, εκ παραλλήλου με την έγκαιρη προσαρμογή στον τρόπο λειτουργίας των απελευθερωμένων αγορών, δίνοντας έμφαση στον εντοπισμό ενδεχόμενων ευκαιριών και επιδιώκοντας πιο ευνοϊκές συμφωνίες για το μέλλον, τόσο στο πλαίσιο των υφιστάμενων μακροχρόνιων συμβολαίων όσο και σε πιο περιστασιακή βάση.

Στο πλαίσιο αυτό τα έργα υποδομών για το φυσικό αέριο (αγωγοί, εγκατάσταση αποθήκευσης και αεριοποίησης ΥΦΑ, κ.λπ.) θεωρούνται ιδιαίτερος σημαντικά καθώς αποτελούν το απαιτούμενα μέσα για την προσέλκυση εναλλακτικών πηγών προμήθειας.

Παράλληλα, η πρόσφατη απελευθέρωση της αγοράς φυσικού αερίου, έχει ήδη δημιουργήσει νέες προκλήσεις δραστηριοποίησης τόσο για τις υφιστάμενες όσο και για νεοεισερχόμενες εταιρίες στην αγορά φυσικού αερίου. Καθώς οι παράγοντες που υπεισέρχονται στην αγορά φυσικού αερίου είναι πολυάριθμοι και συχνά αντικρουόμενοι μεταξύ τους η συστηματική παρακολούθησή τους με χρήση εργαλείων που ενσωματώνουν

⁴ http://www.rae.gr/site/categories_new/regirsty/gas.csp

επιστημονικές μεθόδους κρίνεται ιδιαίτερης σημασίας για την επιτυχημένη και αποδοτικότερη συμμετοχή στην αγορά.

Περιγραφή του Προβλήματος

Η παρούσα διδακτορική διατριβή εντοπίζει δύο καίρια ζητήματα για την ελληνική ενεργειακή πολιτική ζήτημα στον τομέα του αερίου. Καταρχάς, *την υποστήριξη αποφάσεων όσον αφορά στο σχεδιασμό της πλέον ευνοϊκής για τη Χώρα στρατηγικής στον τομέα των φυσικού αερίου*. Πρόσφατα, η ελληνική κυβέρνηση συμμετείχε σε συζητήσεις με τη Ρωσία για το ενδεχόμενο δημιουργίας μιας Ρώσο-Ευρωπαϊκής κοινοπραξίας για την κατασκευή του Turkish Stream (Εικόνα 4), ενός αγωγού που θα μεταφέρει 47 δις κυβικά μέτρα ρωσικού αερίου από τις ακτές της Μαύρης Θάλασσας στο ελληνοτουρκικό σύνορο και εν συνεχεία στην Κεντρική Ευρώπη^{5,6}. Ο Turkish Stream, ο οποίος σήμερα τελεί υπό κατασκευή με αναμενόμενο χρονοδιάγραμμα ολοκλήρωσης στο τέλος του 2019⁷, προτάθηκε σαν μία εναλλακτική στο έργο South Stream που ματαιώθηκε από τη Ρωσία το Δεκέμβριο του 2014 λόγω της απροθυμίας της ΕΕ να το υποστηρίξει. Από την άλλη πλευρά, η Ελλάδα μελετά ταυτόχρονα το ενδεχόμενο σταδιακής απεξάρτησης από ρωσικό φυσικό αέριο, με τη συμμετοχή της σε διαπραγματεύσεις για τη διοχέτευση αζέρικου φυσικού αερίου, μέσω του δι-Αδριατικού αγωγού (Trans-Adriatic pipeline, TAP), προς την Ευρώπη⁸.

Αυτού του είδους τα ζητήματα αποφάσεων κρίνονται ιδιαίτερος περίπλοκα, καθώς εγείρουν απαιτήσεις αξιολόγησης όλων των εναλλακτικών διαδρόμων φυσικού αερίου από χώρες παραγωγούς προς την Ελλάδα, τόσο των υφιστάμενων όσο και των μελλοντικών.

Παρά το γεγονός ότι η Ελλάδα αποτελεί εκατό τοις εκατό εισαγωγική Χώρα στον τομέα του φυσικού αερίου, η γεωγραφική της θέση, κοντά σε πολλούς από τους σημαντικότερους παραγωγούς αερίου παγκοσμίως, μπορεί, σε συνδυασμό με κατάλληλους χειρισμούς σε επίπεδο εθνικής ενεργειακής πολιτικής, να αποδειχτεί ευεργετική, όσον αφορά στην ασφάλεια των προμηθειών (Stournaras et. al., 2011).

Εν αντιθέσει με το πετρέλαιο, η τεχνολογία του φυσικού αερίου απαιτεί σταθερές υποδομές με τη μορφή αγωγών ή εγκαταστάσεων αποθήκευσης και αεριοποίησης υδροποιημένου φυσικού αερίου, καθιστώντας το βραχυπρόθεσμο σχεδιασμό υποδομών ιδιαίτερος δαπανηρό –στην ουσία αδύνατο (Hübner, 2014). Το επιχείρημα αυτό προσδίδει πρόσθετη βαρύτητα στην κρισιμότητα αποφάσεων που έχουν να κάνουν με τη χάραξη εθνικής στρατηγικής και πολιτικής για το φυσικό αέριο.

Στο πλαίσιο της διατριβής που στόχο έχει μεταξύ άλλων να υποστηρίξει τους λαμβάνοντες αποφάσεις για την εθνική ενεργειακή πολιτική για το φυσικό αέριο, εντοπίστηκαν όλοι οι εναλλακτικοί διάδρομοι φυσικού αερίου (υφιστάμενοι και υποψήφιοι προς κατασκευή) από τις διάφορες χώρες παραγωγούς προς την Ελλάδα. Για το σκοπό αυτό διεξήχθησαν οι παρακάτω ενέργειες:

- απαρτίθιση των εναλλακτικών διαδρόμων βάσει ορισμένων κριτηρίων που αφορούν στο ενεργειακό προφίλ των χωρών παραγωγών σχετικά με φυσικό αέριο.
- εξαντλητική έρευνα σχετικά με τα υφιστάμενα και υποψήφια προς υλοποίηση έργα φυσικού αερίου.

5 <https://www.rt.com/business/230487-turkish-stream-new-route/>

6 <http://www.euractiv.gr/tag/ellinikos-agogos/>

7 <https://www.neweurope.eu/article/turkish-stream-completes-first-line/>

8 <http://www.euractiv.com/sections/energy/turkey-and-azerbaijan-begin-construction-tanap-pipeline-312964>

Το πρόβλημα της αξιολόγησης των εναλλακτικών διαδρόμων προμήθειας αερίου στο πλαίσιο της εθνικής ενεργειακής πολιτικής μιας χώρας έχει πολυκριτήρια φύση, καθώς τοποθετείται σε τρεις βασικούς άξονες:

- Οικονομία των προμηθειών
- Ασφάλεια του εφοδιασμού
- Σχέσεις μεταξύ των χωρών διαμετακόμισης

Η Οικονομία των προμηθειών αφορά στα κόστη που πρέπει να ληφθούν υπόψη κατά την αξιολόγηση εναλλακτικών διαδρόμων προμήθειας αερίου. Κατά καιρούς έχουν χρησιμοποιηθεί διάφορες τεχνικές για τον καθορισμό των τελικών τιμών προμήθειας αερίου, με πιο συχνά παρατηρούμενες τις φόρμουλες κλιμάκωσης των τιμών βάσει παραγώγων του πετρελαίου, τις ανταγωνιστικές φόρμουλες “gas-to-gas”⁹, τα διμερή μονοπωλιακά συμβόλαια, τις τιμές “net back” και τις ρυθμιζόμενες τιμές (Zajdler, 2012). Ο όρος “gas-to-gas” αναφέρεται σε τιμολόγηση που κατά κανόνα εφαρμόζεται σε απελευθερωμένες αγορές αερίου, όπου οι τιμές καθορίζονται από την προσφορά και τη ζήτηση (Kingma, et.al., 2002), ενώ η μεθοδολογία “net back” αφορά Τιμολόγηση βάσει του πραγματικού κόστους στον παραγωγό ή τον πωλητή σε μια συγκεκριμένη τοποθεσία ή καθορισμένο σημείο. Επί παραδείγματι, οι τιμές “netback” ΥΦΑ μπορεί να καθορίζονται από την τιμή της αγοράς φυσικού αερίου σε διάφορους προορισμούς της αγοράς μείον το κόστος υγροποίησης, πλωτής μεταφοράς, αεριοποίησης και μεταφοράς μέσω αγωγού στο σημείο κατανάλωσης¹⁰. Παρ’ όλα αυτά όλοι οι παραπάνω μηχανισμοί λαμβάνουν υπόψη κατ’ ελάχιστο τα κόστη παραγωγής και μεταφοράς τα οποία κατά κανόνα μετακυλούνται στους τελικούς καταναλωτές.

Η ασφάλεια του εφοδιασμού αποτελεί κρίσιμο ζήτημα για τις χώρες εισαγωγείς αερίου. Για την περίπτωση ενός διαδρόμου φυσικού αερίου, αυτή μπορεί να αποτιμηθεί ποσοτικοποιώντας το προφίλ ενεργειακής ασφάλειας του διαδρόμου καθώς επίσης και το επίπεδο αποθεμάτων της χώρας παραγωγού με την οποία συνδέεται (Neumann, 2007).

Η κατάσταση των σχέσεων μεταξύ της Ελλάδας και της εκάστοτε χώρας παραγωγού αλλά και των χωρών διαμετακόμισης είναι ένας άλλος σημαντικός παράγοντας κατά την αξιολόγηση πιθανών μακροχρόνιων συμβάσεων προμήθειας. Ένα μέτρο αξιολόγησης των διακρατικών σχέσεων μπορεί να προκύψει από την ποσοτικοποίηση υφιστάμενων συνεργασιών ανάμεσα στις δύο χώρες, σε επίπεδο οικονομικών συναλλαγών.

Το πρόβλημα είναι φαίνεται να είναι επίσης σημαντικό από την περιβαλλοντική σκοπιά, καθώς τα αέρια του θερμοκηπίου που εκλύονται κατά τη διάρκεια του κύκλου ζωής του αερίου (εξόρυξη, επεξεργασία, μεταφορά) συμβάλλουν σημαντικά στην παγκόσμια υπερθέρμανση, προκαλώντας σημαντική ανησυχία σχετικά με τις εκπομπές μεθανίου (Skone, 2012). Ωστόσο, η περιβαλλοντική αξιολόγηση εναλλακτικών διαδρόμων αερίου, στο πλαίσιο μίας λεπτομερούς μεθοδολογίας ανάλυσης του κύκλου ζωής του καυσίμου προϋποθέτει ακριβή στοιχεία σχετικά με πολυάριθμες ιδιότητες για κάθε στάδιο του κύκλου ζωής και ως εκ τούτου, είναι πέρα από το πεδίο εφαρμογής της παρούσας μελέτης. Από την άλλη, η εκτίμηση των περιβαλλοντικών επιπτώσεων των εναλλακτικών μελλοντικών διαδρόμων αερίου, είναι πιο τεχνικό ζήτημα το οποίο κατά κανόνα πρέπει να

¹⁰ <http://www.risk.net/definition/netback-price>

αντιμετωπιστεί μετά τη λήψη της απόφασης των φορέων χάραξης ενεργειακής πολιτικής για κατασκευή ενός έργου υποδομής αερίου, στο πλαίσιο μιας μελέτης περιβαλλοντικών επιπτώσεων.

Το πρόβλημα μοντελοποιήθηκε με τη βοήθεια της πολυκριτήριας ανάλυσης. Στο πλαίσιο αυτό σχεδιάστηκε και αναπτύχθηκε ένα προσθετικό μοντέλο αξίας με τη συνέργεια άμεσων διαδικασιών αξιολόγησης καθώς και της μεθόδου επιμερισμού UTA II για την εξαγωγή των βαρών των κριτηρίων. Η κατάταξη των εναλλακτικών διαδρόμων που προέκυψε από την επίλυση του πολυκριτήριου μοντέλου υποβλήθηκε σε ανάλυση ευστάθειας σύμφωνα με τις μεθόδους των Hurson και Siskos (2014).

Στο πλαίσιο της διατριβής προτείνεται ένα μοντέλο υποστήριξης των φορέων χάραξης εθνικής ενεργειακής πολιτικής, για το καίριο, κρίσιμο και σύνθετο ζήτημα της αξιολόγησης των εναλλακτικών διαδρόμων προμήθειας φυσικού αερίου. Η προτεινόμενη μοντελοποίηση είναι πρωτότυπη ως προς το ότι αντανάκλα σε βάθος την πολυμεταβλητή φύση του προβλήματος, ενώ ταυτόχρονα απλοποιεί την πολύπλοκη διαδικασία εξαγωγής των συναρτήσεων περιθωρίων τιμών και τα βάρη των κριτηρίων, με τη συμμετοχή του εμπλεκόμενου αποφασίζοντος σε αναλυτικές και εύκολα κατανοητές διαδικασίες, αξιοποιώντας στο μέγιστο την εμπειρία του.

Το δεύτερο καίριο ζήτημα που εντοπίζει και στο οποίο καλείται να προτείνει λύση η διατριβή αφορά *την ανάγκη ύπαρξης εργαλείων που μοντελοποιούν συστηματικά τις συνθήκες στις οποίες δραστηριοποιείται μία εταιρία προμήθειας και μεταπώλησης φυσικού αερίου στη σύγχρονη προσφάτως απελευθερωμένη εγχώρια αγορά φυσικού αερίου*. Το περιβάλλον διαμορφώνεται από πολυάριθμους και συχνά αντικρουόμενους μεταξύ τους παράγοντες, όπως συμβατικοί όροι των συμβάσεων προμήθειας, το υφιστάμενο ρυθμιστικό πλαίσιο με το οποίο η εταιρία οφείλει να συμμορφώνεται, η εκτιμώμενη ζήτηση των πελατών καθώς επίσης και η ύπαρξη τεχνικών περιορισμών του δικτύου.

Η επίδραση όλων των παραπάνω παραγόντων θα πρέπει να λαμβάνεται υπόψη τόσο κατά την άσκηση διοικητικών δραστηριοτήτων από τις διοικήσεις εταιριών προμήθειας και μεταπώλησης αερίου κατά την κατάρτιση εταιρικών στόχων όσο και κατά την άσκηση καθημερινών διαδικασιών που αφορούν τις καθημερινές λειτουργίες της επιχείρησης (π.χ.: ημερήσιες παραγγελίες από προμηθευτές για την κάλυψη των αναγκών του πελατολογίου).

Μάλιστα για την αποτελεσματικότερη επίτευξη των στόχων της επιχείρησης είναι σαφές ότι οι αποφάσεις της διοίκησης και οι ενέργειες των στελεχών που ασκούν τις καθημερινές λειτουργίες θα πρέπει να είναι κατά το δυνατόν ευθυγραμμισμένες και να παρακολουθούνται από κοινού. Στο πλαίσιο της διατριβής παρατηρήθηκε ότι τα χαρακτηριστικά που υπεισέρχονται στην αγορά φυσικού αερίου μπορούν σε μεγάλο βαθμό να αποτυπωθούν με χρήση μαθηματικού προγραμματισμού, για τη συστηματική μοντελοποίησή τους παρέχοντας έτσι τη δυνατότητα εκτέλεσης πολλαπλών εναλλακτικών σεναρίων και συνεπώς τη δυνατότητα στα αρμόδια στελέχη για όσο το δυνατόν καλύτερη παρακολούθηση και κατανόηση του τρόπου επίδρασης των διαφόρων παραμέτρων.

Στο πλαίσιο αυτό, η διατριβή προτείνει τη χρήση του μαθηματικού προγραμματισμού για την υποστήριξη αποφάσεων τόσο διοικητικού όσο και λειτουργικού - διαχειριστικού χαρακτήρα, αποτυπώνοντας το σύνολο των παραγόντων που επηρεάζουν τις λειτουργίες της επιχείρησης και αφορούν την κύρια δραστηριότητά της, δηλ. προμήθεια και μεταπώληση. Η προτεινόμενη λογική είναι αρχικά η μοντελοποίηση του βασικού

προβλήματος που περιλαμβάνει τους βασικούς περιορισμούς, που προκύπτουν από συμβάσεις προμήθειας, ρυθμιστικά κείμενα και άλλους τεχνικούς λόγους, ενώ εν συνεχεία ο ενδιαφερόμενος θα μπορούσε να διαφοροποιεί το στόχο (αριστοποίηση κέρδους ή ελαχιστοποίηση κόστους) και να εναλλάσει τους περιορισμούς με στόχο την πλήρη κατανόηση του τρόπου επίδρασης των διαφόρων παραγόντων στην κερδοφορία ή στο κόστος της εταιρίας.

Η σημασία της ασφάλειας του εφοδιασμού

Η σημασία της ασφάλειας του εφοδιασμού διαφαίνεται από τις επιπτώσεις σε κοινωνικό επίπεδο και στην εγχώρια οικονομία χωρών σε περιστατικά διακοπών στη ροή του καυσίμου.

Στις αρχές του 2009 μια διαμάχη μεταξύ Ρωσίας και Ουκρανίας οδήγησε σε κλείσιμο σημαντικών αγωγών που είχε ως αποτέλεσμα την δυσχερέστερη μείωση εφοδιασμού της Ευρώπης με φυσικό αέριο μέχρι σήμερα (Pirani et.al., 2009). Πιο συγκεκριμένα, διακόπηκε η προμήθεια σε 18 χώρες ενώ κάποιες περιοχές με περιορισμένα αποθέματα και έλλειψη εναλλακτικών καναλιών έμειναν χωρίς θέρμανση εν μέσω του χειμώνα. Η κατάσταση αυτή επηρέασε σε διαφορετικό βαθμό κάθε χώρα η οποία τροφοδοτούνταν μέσω του διαδρόμου Ρωσίας-Ουκρανίας, αναλόγως των εναλλακτικών. Η Ιταλία για την αντιμετώπιση της κατάστασης αυτής αναγκάστηκε να αυξήσει τις εισαγωγές από τη Λιβύη, διαμέσου του αγωγού Greenstream, ενώ η Βουλγαρία μη έχοντας άλλη εναλλακτική, υποκατέστησε στο βαθμό που αυτό ήταν δυνατό τις ανάγκες φυσικού αερίου με ηλεκτρικό ρεύμα. Από την άλλη, πολλά νοικοκυριά στη Βοσνία έμειναν χωρίς θέρμανση ενώ οι Σέρβοι πραγματοποίησαν διαδηλώσεις εναντίον της Ρωσίας αναφορικά με την κρισιμότητα της κατάστασης. Η Κροατία και η Σλοβακία τέθηκαν σε κατάσταση έκτακτης ανάγκης καθώς ένα μεγάλο μέρος της βιομηχανικής παραγωγής τους σταμάτησε, ενώ επίσης η Πολωνία και η Ουγγαρία αναγκάστηκαν να επιβάλουν όριο στις βιομηχανικές χρήσεις φυσικού αερίου. Η φυσιολογική ροή αερίου σε όλους τους ευρωπαϊούς καταναλωτές επέστρεψε σε κανονικά επίπεδα μετά τις 22 Ιανουαρίου του 2009. Τα παραπάνω γεγονότα σε μεγάλο βαθμό υποδεικνύουν ότι η ασφάλεια του εφοδιασμού είναι άμεσα συνδεδεμένη με τη δομή των διαδρόμων.

Η κρίση εφοδιασμού του 2009 δεν αποτέλεσε ιστορικά ένα μεμονωμένο περιστατικό. Τον Ιανουάριο του 2006, μια παρόμοια διαμάχη μεταξύ Ουκρανίας και Ρωσίας η οποία διήρκεσε μόλις τέσσερις ημέρες, προκάλεσε και πάλι προβλήματα στην προμήθεια ευρωπαϊκών χωρών με φυσικό αέριο. Λόγω αντίστοιχης διένεξης, τον Ιούνιο του 2010, η Ρωσία περιέκοψε την προμήθεια φυσικού αερίου μέσω της Λευκορωσίας γεγονός το οποίο παρ' ότι εκτός περιόδου θέρμανσης, προκάλεσε μείωση στη βιομηχανική παραγωγή της Λιθουανίας καθώς οι εισαγωγές της χώρας σε αέριο μειώθηκαν κατά 30% (Scotti & Vedres, 2012).

Πιο πρόσφατα, τον Ιανουάριο του 2017, το ενεργειακό σύστημα της Ελλάδας κινδύνευσε επί της ουσίας να καταρρεύσει, όταν εν μέσω δριμύτατου χειμώνα και συνεπώς ιδιαίτερα υψηλής ζήτησης για κάλυψη αναγκών θέρμανσης, οι Ηλεκτροπαραγωγοί μονάδων φυσικού αερίου παρουσίαζαν συστηματικά και ημερήσια βάση αιχμές στις καταναλώσεις αερίου για παραγωγή, σε μία προσπάθεια να επωφεληθούν από τις ιδιαίτερα υψηλές τιμές εξαγωγών ηλεκτρικού ρεύματος προς το εξωτερικό, λόγω της έλλειψης ρεύματος που παρουσίαζε η Κεντρική Ευρώπη ως αποτέλεσμα της θέσης εκτός λειτουργίας των πυρηνικών εργοστασίων της Γαλλίας, ελλείψει μάλιστα σχετικού εθνικού ρυθμιστικού πλαισίου. Όπως επισημάνθηκε από τον Πρόεδρο της ΡΑΕ, κο Μπουλαξή, πέραν της αναγκαιότητας για λήψη ρυθμιστικών μέτρων αποφυγής αντίστοιχων καταστάσεων, τα γεγονότα του Ιανουαρίου του 2017 επεσήμαναν τις ελλείψεις αναφορικά με τις υποδομές φυσικού αερίου της

Χώρας, ενώ τονίστηκε η συνεισφορά της κατασκευής του αγωγού TAP (Trans-Adriatic) στην αντιμετώπιση παρόμοιων καταστάσεων¹¹.

Οι επιπτώσεις περιστατικών όπως τα παραπάνω έχουν ακόμα μεγαλύτερη βαρύτητα αν ληφθεί υπόψη η συνεχώς αυξανόμενη ζήτηση φυσικού αερίου πέραν από τη βιομηχανική και οικιακή χρήση και για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Το μερίδιο της ηλεκτροπαραγωγής από φυσικό αέριο αυξήθηκε στην Ευρώπη των 27 από 11% το 1990 σε 34% το 2005 (IEA, 2007) με αντίστοιχη μείωση της παραγωγής από άνθρακα, ενώ η τάση αυτή αναμένεται να αυξηθεί.

Από την άλλη, η ταχεία μείωση των αποθεμάτων κοντά σε περιοχές όπου συγκεντρώνεται σημαντική κατανάλωση είναι ένας παράγοντας που προκαλεί ιδιαίτερη ανησυχία αναφορικά με τη διασφάλιση του εφοδιασμού. Σύμφωνα με την έρευνα ενεργειακών αποθεμάτων του Παγκόσμιου Συμβουλίου Ενέργειας (World Energy Council, WEC, 2007) τα διαθέσιμα εγχώρια αποθέματα επαρκούσαν μόλις για 12 έτη για τη Βόρεια Αμερική ενώ για την Ευρώπη για μόλις 16 έτη. Αντίθετα, ο παγκόσμιος δείκτης επάρκειας ανέρχεται σε 56 έτη, γεγονός το οποίο υποδεικνύει ότι υπάρχουν περιοχές με σημαντικά αποθέματα φυσικού αερίου, οι οποίες όμως βρίσκονται μακριά από τα κέντρα ζήτησης του καυσίμου (Scotti και Vedres, 2012). Στο πλαίσιο αυτό, μπορεί μεν με την ανακάλυψη της τεχνολογίας του σχιστολιθικού αερίου (Shale Gas) ο δείκτης επάρκειας αποθεμάτων της Αμερικής να αυξήθηκε κατακόρυφα στα 90 περίπου έτη (EIA, 2018), ωστόσο και παρά το γεγονός ότι υπάρχουν πλέον ώριμοι τρόποι ακόμα και για διηπειρωτική μεταφορά του καυσίμου, στην πράξη η ενέργεια αυτή κρίνεται ασύμφορη από πλευράς κόστους με αποτέλεσμα η αγορά αερίου να θεωρείται περισσότερο «τοπική».

Το ευρωπαϊκό σύστημα αγωγών είναι πιο περίπλοκο, συγκρινόμενο με άλλα συστήματα διανομής ενέργειας. Σε παγκόσμια κλίμακα, η Ευρώπη, οι Ηνωμένες Πολιτείες Αμερικής (ΗΠΑ) και η Ιαπωνία αντιπροσωπεύουν τους κύριους εισαγωγείς φυσικού αερίου, με τα δίκτυα εφοδιασμού των ΗΠΑ και της Ιαπωνίας να μην παρουσιάζουν ιδιαίτερο ενδιαφέρον από πλευράς γεωπολιτικής αβεβαιότητας, σε αντίθεση με τα ευρωπαϊκά. Η Ευρώπη εβρισκόμενη κοντά σε μεγάλα αποθέματα φυσικού αερίου και ούσα ως επί το πλείστον εισαγωγέας αερίου, εισάγει κυρίως μέσω αγωγών. Το 2008 περισσότερο από το 75% της κατανάλωσης φυσικού αερίου των 33 χωρών προήλθε από εισαγωγές. Οι ευρωπαϊκές χώρες εξαρτώνται για το μεγαλύτερο μέρος του αερίου που καταναλώνουν από λίγους εξαγωγείς. Το 2016, περισσότερο από το 75% της κατανάλωσης φυσικού αερίου στην Ευρώπη των 27 εισήχθη από τρεις μόνο χώρες: τη Ρωσία κατά 40%, τη Νορβηγία κατά 25% και την Αλγερία κατά 12% (Eurostat, 2018), ενώ το 2005 (IEA, 2007b), το ρωσικό φυσικό αέριο κάλυψε το 100% των εισαγωγών σε πολλές χώρες όπως η Φινλανδία, η Ρουμανία, η Βουλγαρία και η Σλοβακία, ενώ αποτέλεσε τη βασικότερη πηγή και για άλλες χώρες μέλη της Ευρώπης των 27 όπως για την Πολωνία (79%), την Αυστρία (78%) και τη Γερμανία (44%).

Το διεθνές εμπόριο με πλοία ΥΦΑ, παρέχει μόνο το 15% των εισαγωγών φυσικού αερίου στην Ευρώπη των 27 (BP, 2012). Η αγωγοί είναι και κατά πάσα πιθανότητα θα παραμείνουν ο βασικός τρόπος μεταφοράς του καυσίμου. Για το λόγο αυτό, η ιδιαιτερότητα της ακαμψίας του συστήματος μεταφοράς μέσω αγωγών, το οποίο συνδέει τις χώρες παραγωγούς αερίου με τα κέντρα κατανάλωσης, χρήζει ιδιαίτερης προσοχής και διερεύνησης όσον αφορά στις συνέπειες που μπορεί να έχει στην ασφάλεια του εφοδιασμού.

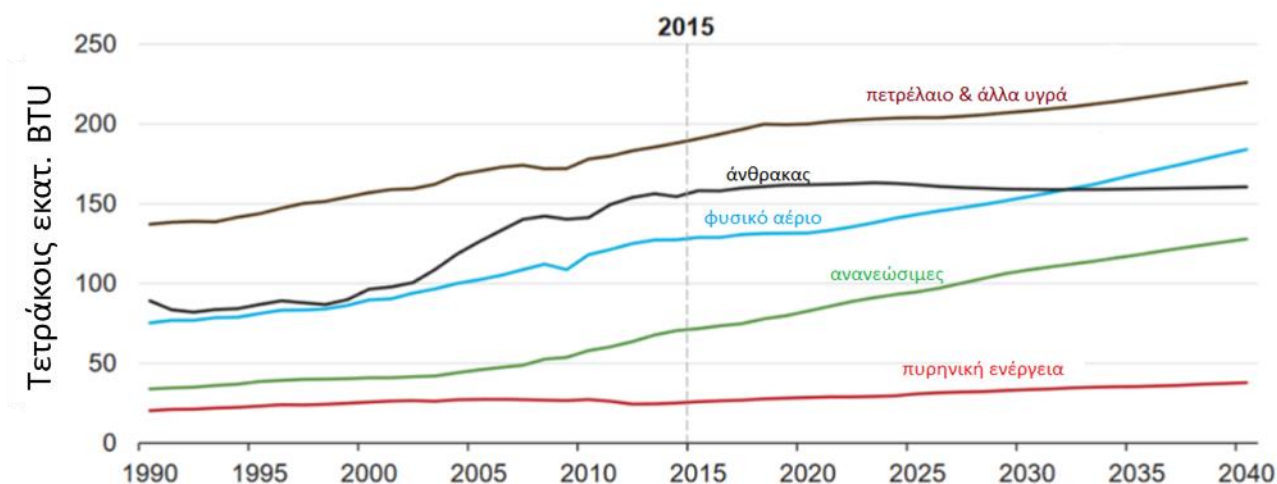
¹¹ <https://www.b2green.gr/el/post/52310/kampanaki-apo-komision-kai-rae-gia-energeiaki-krisi-to-cheimona-kathisychazei-i-dei>

Η σημασία της ασφάλειας του εφοδιασμού για τη Χώρα μας, ως μία καθαρά εισαγωγική Χώρα φυσικού αερίου αποτυπώνεται ως επί το πλείστον στη διαφοροποίηση των πηγών προμήθειας και τον εναλλακτικών διαδρόμων αερίου προς τη Χώρα. Στο πλαίσιο αυτό και καθώς η τροφοδότηση με φυσικό αέριο ενέχει την ιδιαιτερότητα του υψηλού κόστους κατασκευής των υποδομών είναι σημαντικό στην εξίσωση της αξιολόγησης των εναλλακτικών πηγών να ληφθούν υπόψη μεταξύ άλλων, παράγοντες όπως η ανταγωνιστικότητα του καυσίμου από την εκάστοτε πηγή, παράγοντας ο οποίος έχει να κάνει κυρίως με το κόστος κατασκευής των απαιτούμενων υποδομών, τόσο για τη μεταφορά του καυσίμου από την πηγή όσο και για την εξόρυξή του από τις δεξαμενές στις οποίες ανιχνεύεται, συναρτήσει της επάρκειας την οποία εκτιμάται ότι πρόκειται να επιτευχθεί.

Στο πλαίσιο αυτό, στο Κείμενο Εργασίας του Ελληνικού Ιδρύματος Ευρωπαϊκής και Εξωτερικής Πολιτικής (ΕΛΙΑΜΕΠ) «Η Ελληνική Ενεργειακή Γεωπολιτική από τη Βαλκανική έως τη Νοτιοανατολική Μεσόγειο», ο Καθ. κος Τσακίρης αναλύει τις βασικές προκλήσεις που αντιμετωπίζει η ελληνική ενεργειακή διπλωματία στο στρατηγικό χώρο ζωτικού ενεργειακού ενδιαφέροντος για την Ελλάδα από τη Βαλκανική έως την Κυπριακή Αποκλειστική Οικονομική Ζώνη (ΑΟΖ), αξιολογώντας το βαθμό επιτυχίας που έχει σημειώσει η Αθήνα στην επίδιωξη τριών θεμελιωδών στόχων: (α) της ανάδειξης της Ελλάδας σε διαμετακομιστικό κόμβο υδρογονανθράκων (β) της αύξησης της ασφάλειας της ενεργειακής της τροφοδοσίας μέσω της διαφοροποίησης πηγών και οδύσεων φυσικού αερίου και (γ) την εμπέδωση της ελληνικής εθνικής κυριαρχίας μέσω της ενάσκησης των κυριαρχικών της δικαιωμάτων -εξερεύνησης/εκμετάλλευσης υδρογονανθράκων- σε θαλάσσιες ζώνες πέραν των στενών ιρίων των υφιστάμενων χωρικών υδάτων. Ιδιαίτερη έμφαση δίνεται στα σχέδια των αγωγών φυσικού αερίου από την Κασπία και τη Ρωσία προς την Ε.Ε. όπως και του ρόλου της Ελλάδος στην ενεργειακή διελκυστίνδα της Ν.Α. Μεσογείου που συνδέεται άμεσα με την προοπτική οριοθέτησης της ελλαδικής ΑΟΖ (Τσακίρης, 2018).

Ο μαθηματικός προγραμματισμός: ένα σημαντικό εργαλείο για την αγορά ενέργειας

Είναι κοινώς αποδεκτό ότι η οικονομική ανάπτυξη βασίζεται ως επί το πλείστον στις μη ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (Menpenga, 2012). Τα ορυκτά καύσιμα αναμένεται να παραμείνουν η σημαντικότερη πηγή ενέργειας με τη συνολική τους κατανάλωση να βαίνει αυξανόμενη (ΕΙΑ, 2017) Το φυσικό αέριο, το οποίο χαρακτηρίζεται από χαμηλότερο ενεργειακό αποτύπωμα σε σχέση με τα λοιπά συμβατικά καύσιμα, είναι το ταχύτερα αναπτυσσόμενο ορυκτό καύσιμο, με παγκόσμια αύξηση της ετήσιας κατανάλωσης της τάξης του 1,4% ετησίως. Το σχετικά υψηλό ποσοστό κατανάλωσης αερίου είναι συνυφασμένο με τις άφθονες πηγές αερίου και τη συνεχώς αυξανόμενη παραγωγή. Στο *Σχήμα 1* αποτυπώνεται η εκτιμώμενη ανοδική πορεία κατανάλωσης των διαφόρων ενεργειακών πόρων.



Σχήμα 1: Παγκόσμια ετήσια κατανάλωση ενέργειας ανά πηγή ενέργειας 1990–2040 σε τετράκοις Btu¹² (EIA, 2017)

Η βελτιστοποίηση κατά τη διαμόρφωση των “portfolio” μίγματος φυσικού αερίου και ΥΦΑ τόσο σε μέσο-/μακροπρόθεσμο αλλά και σε βραχυπρόθεσμο επίπεδο έχει απασχολήσει έντονα εδώ και αρκετό καιρό τις επιχειρήσεις φυσικού αερίου διεθνώς. Η λήψη αποφάσεων φορέων οι οποίοι δραστηριοποιούνται στα διάφορα επίπεδα της ενεργειακής αγοράς, από την διερεύνηση ύπαρξης κοιτασμάτων, την εξόρυξη και την παραγωγή, τη μεταφορά και αποθήκευση έως και τη μεταπώληση σε επίπεδο χονδρεμπόρων αλλά και την πώληση σε τελικούς καταναλωτές εμπεριέχει σύνθετους και πολυάριθμους παράγοντες προς συσχέτιση για την επίτευξη βέλτιστων αποτελεσμάτων και υπόκειται σε πολυάριθμους και συχνά αντικρουόμενους μεταξύ τους περιορισμούς.

Στο πλαίσιο αυτό οι τεχνικές του μαθηματικού προγραμματισμού μπορούν να αποτελέσουν ένα πολύτιμο εργαλείο για την υποστήριξη των αποφασιζόντων, στη βάση του συστηματικού συσχετισμού και συνεκτίμησης του συνόλου των παραμέτρων επίδρασης. Από την άλλη, ενδεχόμενοι μη συστηματικοί χειρισμοί που είναι πιθανό να προκύψουν λόγω της αδυναμίας συσχέτισης όλων των δεδομένων που διαμορφώνουν τις συνθήκες της αγοράς, εμπεριέχουν τον κίνδυνο να οδηγήσουν την ενδιαφερόμενη επιχείρηση σε μη κατά το δυνατόν βέλτιστες οικονομικές επιδόσεις.

Ένα τυπικό πρόβλημα βελτιστοποίησης συνίσταται στην ελαχιστοποίηση ή και μεγιστοποίηση μίας ή περισσότερων αντικειμενικών συναρτήσεων με συστηματική επιλογή τιμών εισόδου από επιτρεπόμενα σύνολα μεταβλητών απόφασης. Τα επιτρεπόμενα σύνολα μεταβλητών απόφασης ορίζονται με τη μορφή περιορισμών. Η γενική μορφή ενός προβλήματος μαθηματικού προγραμματισμού είναι η παρακάτω:

Αντικειμενική Συνάρτηση (σεις):

$$\text{Min } f(x, y), \quad \text{Max } g(x, y)$$

Μεταβλητές Απόφασης:

$$x = \{x_1, \dots, x_n\}, \quad y = \{y_1, \dots, y_n\}$$

¹² Btu: British Thermal Units: Μονάδα έργου η οποία συχνά χρησιμοποιείται ως δείκτης κατανάλωσης ενέργειας. $10^6 \text{ Btu} \sim 27,096 \text{ m}^3$

Περιορισμοί (Πόρων, Τύπου μεταβλητών, $x \leq g(x, y)$, $y \geq h(x, y)$
 Τοπολογίας, Συμβατικοί, Ρυθμιστικοί, κ.λπ.) $x \in \{0, 1\}$, $y \in R$

Ο επιθυμητός κάθε φορά στόχος είναι η αντικειμενική συνάρτηση η οποία χτίζεται σαν μία μαθηματική φόρμουλα των μεταβλητών απόφασης του προβλήματος. Ως μεταβλητές απόφασης ορίζονται οι τιμές τις οποίες ο αποφασίζων καλείται κάθε φορά να επιλέξει για να επιτύχει βέλτιστα τον επιθυμητό στόχο. Τέλος οι περιορισμοί είναι φόρμουλες των μεταβλητών απόφασης που μπορεί να αποτυπώνουν περιορισμούς διαθέσιμων πόρων, τύπου μεταβλητών, συμβατικών, τεχνικών ή ρυθμιστικών όρων.

Ανάλογα με το σύνολο στο οποίο μπορούν να πάρουν τιμές (συνεχείς ή ακέραιες) οι μεταβλητές απόφασης το πρόβλημα ορίζεται ως μαθηματικού (μόνο συνεχείς μεταβλητές), ακέραιου (μόνο δυαδικές ή ακέραιες μεταβλητές) ή μικτού προγραμματισμού. Επίσης αναλόγως του κατά πόσον οι μαθηματικές φόρμουλες της αντικειμενικής συνάρτησης ή/και των περιορισμών είναι απλές γραμμικές συναρτήσεις των μεταβλητών απόφασης το πρόβλημα ορίζεται ως γραμμικό (Shakhsi-Niaei et. al., 2013) ή όχι. Τέλος αναλόγως του αριθμού των αντικειμενικών συναρτήσεων υπό βελτιστοποίηση το πρόβλημα θεωρείται πολυκριτήριο ή μονοκριτήριο.

Από τα παραπάνω γίνεται σαφές ότι η φύση ενός μεγάλου αριθμού προβλημάτων/αποφάσεων που υπεισέρχονται στην αγορά ενέργειας μπορεί να μοντελοποιηθεί με ιδιαίτερα μεγάλη ακρίβεια στη βάση των τεχνικών του μαθηματικού προγραμματισμού με αποτέλεσμα τη δυνατότητα λήψης αποφάσεων από τα αρμόδια στελέχη κατόπιν συστηματικής παρακολούθησης της επίδρασης του συνόλου των παραμέτρων που υπεισέρχονται στο κάθε πρόβλημα καθώς επίσης και την υποστήριξη των όποιων αποφάσεων από εργαλεία στα οποία έχει αποτυπωθεί μία πλήρης μεθοδολογική προσέγγιση.

Στο πλαίσιο αυτό, η παρούσα διδακτορική διατριβή προτείνει τη χρήση των τεχνικών του μαθηματικού προγραμματισμού για τη δημιουργία μοντέλων τα οποία θα χρησιμοποιηθούν για την υποστήριξη στελεχών της αγοράς φυσικού αερίου κατά τη λήψη τόσο διοικητικών αποφάσεων όσο και καθημερινής διαχείρισης.

Τα τρία διοικητικά επίπεδα στην αγορά φυσικού αερίου

Στο πλαίσιο της έρευνας της διατριβής παρατηρήθηκε ότι η αγορά φυσικού αερίου θα μπορούσε επιτυχώς να αποτυπωθεί σε μία ιεραρχική δομή πυραμίδας, παρόμοια με αυτή του οργανωτικού μοντέλου Anthony's triangle (Anthony, 1965) με τρία επίπεδα τα οποία (πρέπει να) αλληλοεπιδρούν μεταξύ τους, όσον αφορά στις αποφάσεις - ενέργειες, τους εμπλεκόμενους φορείς και στελέχη καθώς και τις αρμοδιότητες αυτών.

Στο *Σχήμα 2* αποτυπώνεται η προτεινόμενη δομή πυραμίδας.

Στο υψηλότερο «Στρατηγικό επίπεδο» περιλαμβάνονται αποφάσεις που αφορούν σε θέματα ανάπτυξης υποδομών και αξιολόγησης επενδύσεων (όπως αγωγοί φυσικού αερίου ή αποθήκες ΥΦΑ), συμμετοχής σε Κοινοπραξίες και υπογραφής μνημονίων συνεργασίας και γενικότερα χάραξης ενεργειακής πολιτικής και καθορισμού των στόχων της ενεργειακής πολιτικής της Χώρας. Το «Στρατηγικό Επίπεδο» διοίκησης ασκείται κατά κύριο λόγο από Εθνικούς φορείς ενώ οι αποφάσεις οι οποίες λαμβάνονται στο επίπεδο αυτό είναι κατά κύριο λόγο μακροπρόθεσμου ορίζοντα υλοποίησης.

Στο ενδιάμεσο «Διοικητικό επίπεδο» τοποθετούνται αποφάσεις που αφορούν μεσοπρόθεσμες δράσεις και λαμβάνονται κυρίως από Διοικητικά Συμβούλια εταιριών ή φορέων. Στις δράσεις αυτές περιλαμβάνονται τα

επιχειρησιακά πλάνα των εταιριών και η έγκριση προϋπολογισμών, ο καθορισμός επιχειρησιακών στόχων, η αξιολόγηση συμφωνιών και συμβατικών όρων υφιστάμενων συμβολαίων καθώς επίσης και εντοπισμός ενδεχόμενων ευκαιριών προς αξιοποίηση.

Το χαμηλότερο «Διαχειριστικό – λειτουργικό επίπεδο» αφορά ως επί το πλείστον στη διεκπεραίωση των καθημερινών (βραχυχρόνιων) λειτουργιών της επιχείρησης λαμβάνοντας υπόψη τις αποφάσεις και τους μεσοπρόθεσμους στόχους που έχουν τεθεί από τις Διοικήσεις. Στο επίπεδο αυτό αρμόδιοι για την εκπλήρωση των ενεργειών είναι τα στελέχη διαχείρισης μονάδων χαρτοφυλακίου τα οποία αναλαμβάνουν την καθημερινή λειτουργία υπό το πρίσμα των στόχων που έχουν τεθεί από τις Διοικήσεις, λαμβάνοντας ωστόσο υπόψη τους περιορισμούς που τίθενται από συμβατικούς όρους, υποδομές ή το ίδιο το κανονιστικό πλαίσιο.

Για την ορθολογικότερη διαχείριση, τα τρία επίπεδα της πυραμίδας οφείλουν να αλληλεπιδρούν μεταξύ τους - ανά δύο- με ανταλλαγή πληροφοριών οι οποίες λαμβάνονται υπόψη κατά την άσκηση των αρμοδιοτήτων σε καθένα από αυτά. Το υψηλότερο επίπεδο διοχετεύει τους στόχους – αποφάσεις στα χαμηλότερο επίπεδο με το οποίο συνορεύει με στόχο την ευθυγράμμιση των ενεργειών τους. Κατ' αντιστοιχία το χαμηλότερο επίπεδο επικοινωνεί στο γειτονικό του υψηλότερο επίπεδο τα αποτελέσματα των δράσεών του με στόχο αυτά να αξιολογηθούν καταλλήλως κατά την λήψη αποφάσεων/χάραξη πολιτικής.

Λαμβάνοντας υπόψη τη δομή αυτή και καθώς οι δράσεις σε καθένα από τα παραπάνω επίπεδα απαιτούν για τη διαχείρισή τους συνδυασμό πολλών διαφορετικών παραγόντων, με διαφορετική βαρύτητα μεταξύ τους που δεν είναι εύκολο να συσχετισθούν και να αξιολογηθεί επαρκώς η επίδραση καθενός εξ' αυτών συστηματικά και δομημένα, προτείνεται στο πλαίσιο της διατριβής η υποστήριξη των επιχειρησιακών αποφάσεων σε κάθε επίπεδο από αντίστοιχα Συστήματα Υποστήριξης Αποφάσεων τα οποία μοντελοποιούν συστηματικά τα προβλήματα που τίθενται με όλους τους γνωστούς περιορισμούς που τα αφορούν καθώς επίσης και τη γνώση (στο βαθμό που αυτό είναι δυνατό) των αρμοδίων στελεχών με στόχο την υποστήριξη τους κατά τη λήψη συγκεκριμένων αποφάσεων.

Στο σημείο αυτό διευκρινίζεται ότι η συστηματική μοντελοποίηση επιχειρησιακών προβλημάτων (εν προκειμένω της αγοράς φυσικού αερίου αλλά και γενικότερα) και η επίλυσή τους με Συστήματα Υποστήριξης Αποφάσεων σε καμία περίπτωση δεν έχει σαν στόχο ούτε και μπορεί να υποκαταστήσει τη γνώση και την εμπειρία των αρμοδίων στελεχών. Είναι σαφές ότι οι παράγοντες οι οποίοι υπεισέρχονται στις αποφάσεις κάθε επιπέδου εν μέρει μπορούν να μοντελοποιηθούν επαρκώς μέσω μαθηματικών τεχνικών της Επιχειρησιακής Έρευνας, καθώς σε αρκετές περιπτώσεις η δυνατότητα αποτύπωσης της γνώσης και εμπειρίας των στελεχών που δραστηριοποιούνται στην αγορά και η οποία κατευθύνει τις αποφάσεις δεν είναι δυνατόν να αποδοθεί ποσοτικά και να μοντελοποιηθεί με μαθηματικές τεχνικές και όρους.

Παρ' όλα αυτά, η πρόσθετη αξία που προσδίδουν τα Συστήματα Υποστήριξης Αποφάσεων έγκειται στο γεγονός ότι δίνουν τη δυνατότητα δημιουργίας πολλών διαφορετικών σεναρίων/προσεγγίσεων και με τον τρόπο αυτό βοηθούν τον αποφασίζοντα να λάβει μία όσο το δυνατόν πληρέστερη εικόνα του τρόπου επίδρασης του κάθε παράγοντα και συνεπώς να οδηγηθεί με τον τρόπο αυτό στην ορθολογικότερη για εκείνον απόφαση.

Οι δράσεις – αποφάσεις που υπεισέρχονται σε καθένα από τα επίπεδα της πυραμίδας μπορούν να αξιοποιήσουν διαφορετικές τεχνικές Επιχειρησιακής Έρευνας ανάλογα με τον τύπο του προβλήματος που καλούνται να μοντελοποιήσουν.

Στο «Στρατηγικό επίπεδο», προβλήματα όπως η αξιολόγηση των εναλλακτικών διαδρόμων προμήθειας φυσικού αερίου που λαμβάνουν υπόψη παράγοντες όπως τις πολιτικές και οικονομικές σχέσεις μεταξύ των χωρών του διαδρόμου, τα αποθέματα αερίου της εκάστοτε χώρας παραγωγού, το κόστος μεταφοράς και διαμετακόμισης καθώς επίσης και το κόστος παραγωγής μπορούν να μοντελοποιηθούν από πολυκριτήριες μεθοδολογίες υποστήριξης αποφάσεων, στις οποίες οι διάφοροι υπό αξιολόγηση διάδρομοι αερίου αποτελούν τις εναλλακτικές οι οποίες κατατάσσονται σε σειρά ανάλογα με τη βαθμολογία που συγκεντρώνουν ο καθένας βάσει των κριτηρίων αξιολόγησης στα οποία έχει προσδώσει βαρύτητες η ομάδα αποφάσεων των στελεχών άσκησης της ενεργειακής πολιτικής.

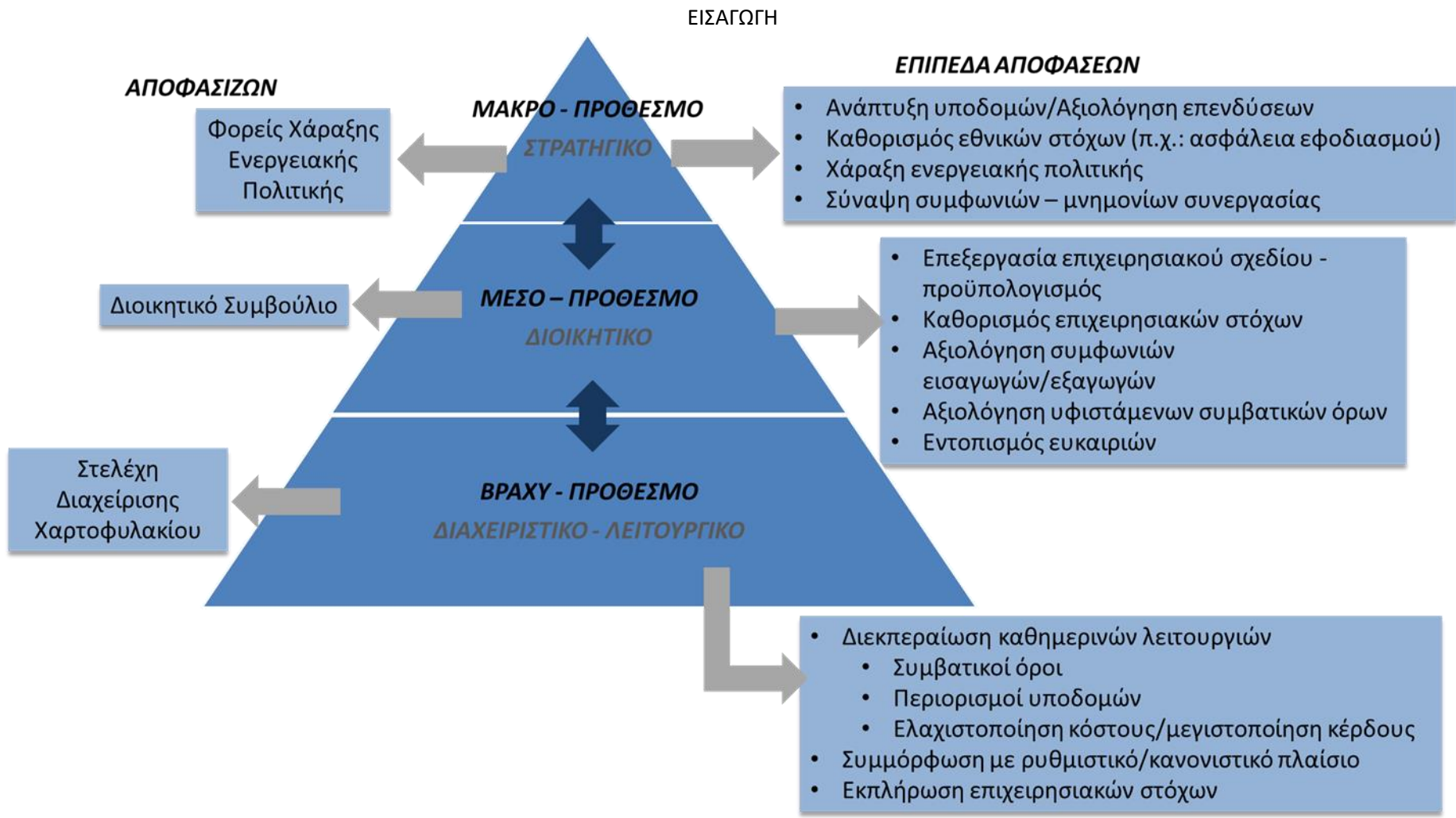
Αποφάσεις που έχουν να κάνουν με τις ενδό – συμβατικές διαπραγματεύσεις με προμηθευτές στο πλαίσιο της προσπάθειας επίτευξης βελτιωμένων συμβατικών όρων καθώς επίσης και με κατάρτιση επιχειρησιακών στόχων σε επίπεδο επιχειρησιακού πλάνου (π.χ.: μεγιστοποίηση κερδών, ελαχιστοποίηση κόστους) μπορούν να μοντελοποιηθούν με μοντέλα μαθηματικού προγραμματισμού στα οποία μεταβλητές απόφασης δύνανται να είναι οι ποσότητες ανά σύμβαση ενδεχόμενου προμηθευτή, ενώ οι συμβατικοί όροι και οι τεχνικοί και κανονιστικοί περιορισμοί μοντελοποιούνται ως περιορισμοί του μαθηματικού μοντέλου και ο στόχος προς επίτευξη ως η αντικειμενική συνάρτηση. Ένα μοντέλο μαθηματικού προγραμματισμού το οποίο έχει σαν στόχο την υποστήριξη της κατάρτισης του επιχειρησιακού πλάνου μίας εταιρίας προμήθειας φυσικού αερίου και το οποίο κατατάσσεται στο «Διοικητικό» επίπεδο της πυραμίδας, θα πρέπει να μοντελοποιεί ένα διευρυμένο ορίζοντα δράσης, π.χ.: μία πενταετία αποφάσεων. Οι μεταβλητές απόφασης δύνανται να είναι συνεχείς π.χ.: όταν αυτές αφορούν ποσότητες απόληψης ανά σύμβαση σε κάποιο χρονικό διάστημα το οποίο απαιτείται να ορίζεται μονοσήμαντα (πχ.: για την αγορά φυσικού αερίου θα μπορούσε να είναι ο μήνας ή το τρίμηνο, αναλόγως τα χρονικά διαστήματα στα οποία τίθενται οι σημαντικοί περιορισμοί) ή να παίρνουν διακριτές τιμές και να μοντελοποιούν αποφάσεις που μπορεί να έχουν δύο διακριτές καταστάσεις (αγοράζω/δεν αγοράζω, πουλάω/δεν πουλάω, κ.λπ.)

Τέλος, στο επίπεδο της καθημερινής λειτουργίας - διεκπεραίωσης των ενεργειών για την επίτευξη των στόχων μίας επιχείρησης λαμβάνοντας υπόψη τους συμβατικούς και κανονιστικούς περιορισμούς καθώς επίσης και τους περιορισμούς που προκύπτουν από τις υφιστάμενες υποδομές (π.χ.: αδυναμία αεριοποίησης λόγω συντήρηση δεξαμενής ΥΦΑ), θα μπορούσαν ξανά να βοηθήσουν μοντέλα μαθηματικού προγραμματισμού με μεγαλύτερη ανάλυση (πχ.: μεταβλητές απόφασης σε ημερήσια βάση). Για την ευθυγράμμιση των ενεργειών της επιχείρησης, στο «Διαχειριστικό – λειτουργικό επίπεδο» τα μοντέλα υποστήριξης αποφάσεων θα πρέπει να παίρνουν είσοδο, από τα αποτελέσματα των μοντέλων του υψηλότερου επιπέδου, δηλ. του «Διοικητικού επιπέδου».

Στο πλαίσιο της διατριβής ερευνήθηκε εκτενώς η αγορά φυσικού αερίου της Χώρας τόσο σε επίπεδο διακρατικών συμφωνιών και συσχετίσεων όσο και σε επίπεδο επιχειρήσεων που δραστηριοποιούνται στον κλάδο της χονδρεμπορικής αγοράς αλλά και της μεταπώλησης φυσικού αερίου προς την τελική κατανάλωση και προτείνονται μοντέλα Επιχειρησιακής Έρευνας, κατάλληλα να υποστηρίξουν το σύνολο των δράσεων των τριών επιπέδων («Στρατηγικό», «Διοικητικό» και «Διαχειριστικό - λειτουργικό»), εναρμονισμένα μεταξύ τους

ΕΙΣΑΓΩΓΗ

με στόχο τη διασφάλιση τόσο των εθνικών στόχων (ασφάλεια εφοδιασμού, χαμηλό κόστος προμήθειας καυσίμου με στόχο τη χαμηλή τιμή του καυσίμου στο τελικό καταναλωτή) όσο και των εταιρικών επιδιώξεων (μεγιστοποίηση κερδών) και την εναρμόνιση με το ρυθμιστικό πλαίσιο (καθημερινή λειτουργία σύμφωνα με τους ισχύοντες Κώδικες).



Σχήμα 2: Τα τρία διοικητικά επίπεδα στην αγορά φυσικού αερίου

Η συμβολή της διατριβής

Η εν λόγω έρευνα είναι σημαντική για τη χάραξη της εθνικής στρατηγικής αναφορικά με την ενεργειακή πολιτική στον τομέα του φυσικού αερίου καθώς συμβάλει σε διάφορα επίπεδα.

Το «Στρατηγικό επίπεδο» καταρχάς, αναδεικνύει τους τρεις σημαντικότερους άξονες για την αξιολόγηση των εναλλακτικών διαδρόμων φυσικού αερίου για την περίπτωση της Ελλάδας, από τη σκοπιά ενός υπευθύνου χάραξης ενεργειακής πολιτικής για την Ελλάδα: *την Οικονομία των Προμηθειών, την Ασφάλεια του Εφοδιασμού και τη Συνεργασία μεταξύ των Χωρών.*

Περαιτέρω, επισημαίνει ότι η πολυκριτήρια ανάλυση παρέχει κατάλληλες μεθοδολογίες για την κατασκευή ενός αποτελεσματικού μοντέλου για την συστηματική αξιολόγηση και υποστήριξη αποφάσεων σε επίπεδο ενεργειακής πολιτικής που αντικατοπτρίζουν έναν αδιαμφισβήτητο πολυμεταβλητό χαρακτήρα.

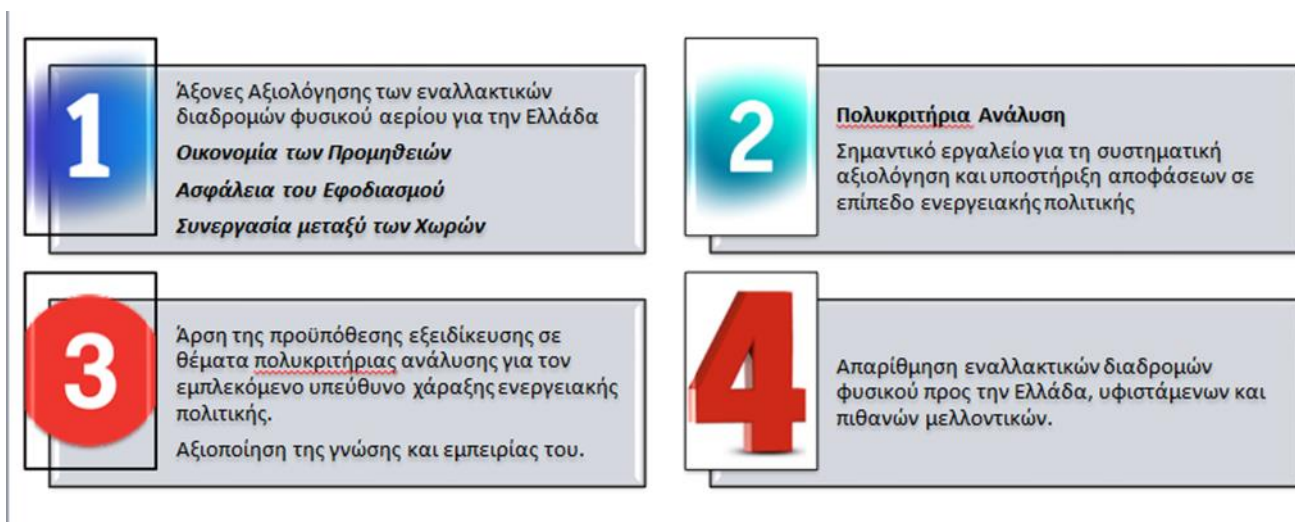
Επιπλέον, η προτεινόμενη μεθοδολογική προσέγγιση συμβάλει στην άρση της προϋπόθεσης ότι ο εμπλεκόμενος υπεύθυνος χάραξης ενεργειακής πολιτικής της Χώρας, θα πρέπει να διαθέτει εξειδίκευση σε θέματα πολυκριτήριας ανάλυσης ως απαίτηση ώστε να είναι σε θέση να συμμετάσχει ενεργά στη διαδικασία σχεδιασμού του συστήματος αξιολόγησης, παρέχοντας την αδιαμφισβήτητη απαραίτητη γνώση και εμπειρία του.

Στο πλαίσιο της μελέτης και για την επίδειξη του πολυκριτήριου συστήματος αξιολόγησης το οποίο προτείνεται, απαριθμούνται οι εναλλακτικές διαδρομές φυσικού προς τη Χώρα μας λαμβάνοντας υπόψη τόσο υφιστάμενες όσο και υπό σχεδιασμό υποδομές. Στην απαρίθμηση αυτή λαμβάνονται υπόψη τα αποθέματα κάθε χώρας παραγωγού καθώς και η ύπαρξη διαδρόμου μετάβασης του αερίου από τη χώρα παραγωγό προς την Ελλάδα.

Όσον αφορά στο «Διοικητικό επίπεδο» προτείνει έναν αποτελεσματικό τρόπο για τη μαθηματική μοντελοποίηση των συμβατικών και λοιπών (τεχνικών και κανονιστικών) περιορισμών σε ένα μοντέλο μαθηματικού προγραμματισμού για την αξιολόγηση διαφόρων σεναρίων κατά την άσκηση διοικητικών δραστηριοτήτων, όπως η κατάρτιση επιχειρησιακών πλάνων, έγκριση προϋπολογισμών, διαπραγματεύσεις για εξασφάλιση ευνοϊκότερων συμβατικών όρων στο πλαίσιο συμβάσεων προμήθειας, χάραξη μεσοπρόθεσμης επιχειρησιακής στρατηγικής, κ.λπ.

Αναφορικά με την καθημερινή λειτουργία και αποφάσεις των στελεχών διαχείρισης χαρτοφυλακίου, στο «Διαχειριστικό – λειτουργικό επίπεδο» προτείνεται έναν μοντέλο με ανάλυση μεταβλητών απόφασης σε ημερήσια βάση το οποίο αποτυπώνει τις αλληλεπιδράσεις των διαφόρων παραμέτρων, περιορισμών και αποφάσεων που έχουν ληφθεί σε διοικητικό επίπεδο με στόχο την διευκόλυνση των στελεχών στις καθημερινές τους αποφάσεις, εκ παραλλήλου με την παρακολούθηση όσον αφορά στην ευθυγράμμισή τους με τους εταιρικούς στόχους και στρατηγικές.

Κύριο πυλώνα της διατριβής αποτελεί η δομημένη τροφοδότηση – διοχέτευση πληροφοριών – αποτελεσμάτων ανάμεσα στα μοντέλα των τριών επιπέδων της πυραμίδας του Anthony με στόχο την ευθυγράμμιση ανάμεσα στις δραστηριότητές τους και συνεπώς την βέλτιστη απόδοση των επιλεγμένων δράσεων και πολιτικών. Οι παραπάνω άξονες αποτυπώνονται σχηματικά στο *Σχήμα 3*.



Σχήμα 3i: Οι άξονες συμβολή της διατριβής – «Στρατηγικό επίπεδο»



Σχήμα 3ii: Οι άξονες συμβολή της διατριβής – «Διοικητικό επίπεδο»



Σχήμα 3iii: Οι άξονες συμβολή της διατριβής – «Διαχειριστικό - λειτουργικό επίπεδο»



Σχήμα 3iv: Οι άξονες συμβολή της διατριβής

Δομή της διατριβής

Το πρώτο κεφάλαιο περιγράφει το πρόβλημα που εντοπίστηκε καθώς και το περιβάλλον στο οποίο τα προτεινόμενα στο πλαίσιο της διατριβής μοντέλα καλούνται να υποστηρίξουν ενέργειες και αποφάσεις. Αναλύεται η σημασία της ασφάλειας του εφοδιασμού για τη Χώρα, και τονίζεται η σημασία του μαθηματικού προγραμματισμού ως εργαλείο για τους εμπλεκόμενους φορείς στην αγοράς ενέργειας. Επιπροσθέτως περιγράφεται η ιδέα της υποστήριξης αποφάσεων σε όλα τα διοικητικά επίπεδα, δηλ. σε στρατηγικό, διοικητικό και διαχειριστικό – λειτουργικό καθώς επίσης και η απαίτηση για αλληλεπίδραση των δράσεων μεταξύ αυτών με στόχο τη βέλτιστοποίηση των εταιρικών λειτουργιών. Στη συνέχεια του κεφαλαίου αποτυπώνεται η συμβολή της διατριβής ενώ στο τέλος δίνεται μία σύντομη περιγραφή των κεφαλαίων της διατριβής.

Στο δεύτερο κεφάλαιο γίνεται εκτεταμένη βιβλιογραφική επισκόπηση σχετικά με τις μεθοδολογίες της Επιχειρησιακής Έρευνας οι οποίες έχουν χρησιμοποιηθεί για την υποστήριξη προβλημάτων της αγοράς φυσικού αερίου. Πιο συγκεκριμένα, αναφέρονται μελέτες σχετικές με μοντέλα Επιχειρησιακής Έρευνας για τη διαχείριση προμηθειών φυσικού αερίου, μελέτες μοντελοποίησης ρίσκου ενεργειακών διαδρόμων, μοντέλα μαθηματικού προγραμματισμού καθώς και μεθοδολογίες πολυκριτηριακής ανάλυσης για την υποστήριξη διαφόρων ενεργειών στην αγορά φυσικού αερίου.

Στο τρίτο κεφάλαιο περιγράφεται η πρόταση της διατριβής για την υποστήριξη των δράσεων εθνικών φορέων χάραξης ενεργειακής πολιτικής στο στρατηγικό επίπεδο διοίκησης. Αναλύεται η προτεινόμενη πολυκριτήρια μεθοδολογία, οι υπό αξιολόγηση εναλλακτικές, οι άξονες προτίμησης και τα κριτήρια καθώς επίσης και ο τρόπος αλληλεπίδρασης με τον αποφασίζοντα για τη βαρύτητα των κριτηρίων και την απόδοση βαθμολογίας στις εναλλακτικές για καθένα από τα κριτήρια. Τέλος σχολιάζονται τα αποτελέσματα της κατάταξης και προτείνονται βελτιωτικές ενέργειες και επόμενα βήματα.

Στο κεφάλαιο τέσσερα περιγράφεται αναλυτικά η μεθοδολογική πρόταση της διατριβής για την υποστήριξη των ενεργειών μιας επιχείρησης που δραστηριοποιείται στη προμήθεια και μεταπώληση φυσικού αερίου της Χώρας. Συγκεκριμένα προτείνεται η χρήση του μαθηματικού προγραμματισμού για τη μοντελοποίηση ενεργειών τις οποίες διεξάγει η διοίκηση με στόχο τη συστηματική παρακολούθηση διαφόρων σεναρίων κατά την άσκηση διοικητικών δραστηριοτήτων, όπως κατάρτιση εταιρικών στόχων σε Μεσοπρόθεσμο ορίζοντα

δράσης. Εκ παραλλήλου προτείνεται η διοχέτευση των αποτελεσμάτων σε ένα μοντέλο βραχυχρόνιου ορίζοντα βελτιστοποίησης το οποίο θα χρησιμοποιείται από τα στελέχη που διεξάγουν τις καθημερινές λειτουργίες της επιχείρησης, όπως παραγγελίες από προμηθευτές, δηλώσεις, κ.λπ. Στο πλαίσιο αυτό περιγράφεται αναλυτικά η μοντελοποίηση, λαμβάνοντας υπόψη τις ιδιαιτερότητες της αγοράς όσον αφορά στο ρυθμιστικό πλαίσιο και τις απαιτήσεις συμμόρφωσης με ρυθμιστικούς Κανονισμούς και Κώδικες και γίνεται επίδειξη εκτέλεσης σεναρίων, με τη βοήθεια του Ολοκληρωμένου Σύστηματος Αριστοποίησης Αερίου στο οποίο ενσωματώνεται η προτεινόμενη μοντελοποίηση. Εν συνεχεία, σχολιάζονται τα εξαγόμενα αποτελέσματα των σεναρίων, και προτείνονται επόμενα βήματα όσον αφορά στη μοντελοποίηση.

Το πέμπτο κεφάλαιο αποτελεί τον επίλογο της διατριβής στον οποίο γίνεται σύνοψη των κύριων συμπερασμάτων και των προοπτικών που προκύπτουν με την μεθοδολογική αποτύπωση των δραστηριοτήτων της αγοράς φυσικού αερίου με τη βοήθεια τεχνικών της Επιχειρησιακής Έρευνας.

Τέλος στο Κεφάλαιο έξι δίνονται τα Παραρτήματα τα οποία συνοδεύουν τη διατριβή.

Βιβλιογραφική Επισκόπηση

Μοντέλα Επιχειρησιακής Έρευνας για τη διαχείριση προμηθειών φυσικού αερίου

Το θέμα της βέλτιστης κατάστρωσης στρατηγικής για την προμήθεια ενεργειακών αγαθών έχει συχνά κατά καιρούς απασχολήσει τους φορείς χάραξης πολιτικής για θέματα ενέργειας τόσο σε εθνικό όσο και σε διεθνές επίπεδο.

Στο πλαίσιο αυτό, το ευρωπαϊκό έργο ENCOURAGED (Βελτιστοποίηση ενεργειακών διαδρόμων για τις ευρωπαϊκές αγορές αερίου, ηλεκτρισμού και υδρογόνου), το οποίο χρηματοδοτήθηκε από το 6^ο Κοινοτικό Πρόγραμμα Πλαίσιο για την Έρευνα, την Τεχνολογική Ανάπτυξη και την Επίδειξη, είχε σαν αντικείμενο τον εντοπισμό και την αξιολόγηση των οικονομικά βέλτιστων ενεργειακών διαδρόμων ανάμεσα στην Ευρώπη και τις γειτονικές της χώρες.

Όσον αφορά στον προσδιορισμό πιθανών εναλλακτικών πηγών προμήθειας, οι Ratner et.al. στη δημοσίευσή τους το 2013 ανέλυσαν τις πιθανές προσεγγίσεις που η Ευρώπη θα μπορούσε να χρησιμοποιήσει για να διαφοροποιήσει τις πηγές προμήθειας φυσικού αερίου. Στην ίδια εργασία αναλύεται ο ρόλος της Ρωσίας στις πολιτικές φυσικού αερίου της Ευρώπης καθώς και οι βασικοί παράγοντες που θα μπορούσαν να εμποδίσουν τις προσπάθειες για την ανάπτυξη εναλλακτικών προμηθευτών φυσικού αερίου.

Στην εργασία των Manrakis et.al. (2006) μελετάται το ενδεχόμενο προμήθειας αερίου μέσω των διαδρόμων που ενώνουν τα αποθέματα της ευρύτερης περιοχής της Κασπίας με τα κέντρα κατανάλωσης της Ευρώπης.

Ο Θωμαΐδης το 2009 στο διδακτορικό του προτείνει μία μέθοδο επιλογής οδούσεων αγωγών για διηπειρωτικές μεταφορές φυσικού αερίου με έμφαση σε παραμέτρους όπως το δυναμικό τροφοδοσίας, οι κοινωνικοοικονομικές συνθήκες που επικρατούν στις περιοχές διέλευσης, η συμβατότητα των θεσμικών καθεστώτων και τα κόστη κατασκευής, λειτουργίας και διαμετακόμισης.

Εστιάζοντας στην κατασκευή ενός κατάλληλου χαρτοφυλακίου προμηθειών φυσικού αερίου, από τη σκοπιά όμως μιας τοπικής εταιρίας διανομής, οι Aouam et al. (2010) πρότειναν ένα συνδυασμό μεθόδων πολυκριτήριας ανάλυσης για την ικανοποίηση της ζήτησης των καταναλωτών, λαμβάνοντας υπόψη τους όποιους συμβιβασμούς ανάμεσα σε κόστος και ρίσκο.

Οι Van de Graaf και Sonacool (2014) σε πιο θεωρητικό επίπεδο, διερεύνησαν τους λόγους αποτυχίας ως προς την κοινωνική, την τεχνική την οικονομική, την πολιτική και την ψυχολογική διάσταση για δυο μεγάλα έργα, τον αγωγό Nabucco και τον δια-Ασιατικό αγωγό (trans-Asean).

Σε μία πρόσφατη εφαρμογή που δημοσιεύτηκε το 2016, οι Mutlu et.al. ανέπτυξαν ένα μοντέλο για ετήσιο προγραμματισμό παράδοσης φορτίων ΥΦΑ. Οι συγγραφείς προτείνουν εναλλακτικές επιλογές για την παράδοση, όπως η «split delivery» σε συνδυασμό με μια αποτελεσματική ευρετική λύση που υπερτερεί της εμπορικής βελτιστοποίησης. Με τον όρο «split delivery» αναφερόμαστε στη μέθοδο φόρτωσης ενός πλοίου ΥΦΑ από δύο ή περισσότερους προμηθευτές και/ή εκφόρτωσης σε δύο ή περισσότερα λιμάνια παραλαβής. Κατ' αντιστοιχία, το 2013 οι Halvorsen-Weare και Fagerholt πρότειναν ένα μοντέλο δρομολόγησης και

προγραμματισμού για το πρόβλημα θαλάσσιας μεταφοράς φορτίων ΥΦΑ που λαμβάνει υπόψη περιορισμού αποθέματος και ελλιμενισμού.

Οι Stegen και Palovic (2014), προτείνουν ένα μοντέλο για την υποστήριξη αποφάσεων για την εξεύρεση κατάλληλων προμηθευτών ενεργειακών έργων, όπως οι αγωγοί φυσικού αερίου. Το μοντέλο που προτείνουν βασίζεται σε τέσσερις άξονες: τον άξονα του χρονοπρογραμματισμού του έργου, σύμφωνα με τον οποίο ο καταλληλότερος προμηθευτής θα πρέπει να είναι σε θέση να προμηθεύσει το έργο κατά τη χρονική στιγμή ολοκλήρωσής του, την αξιολόγηση του ύψους αποθεμάτων των προμηθευτών, ώστε να εξασφαλίζεται η προμήθεια του έργου για όσο το δυνατόν περισσότερα χρόνια, τον άξονα της κάλυψης ενδεχόμενων τεχνικών περιορισμών καθώς επίσης και την αξιολόγηση της κοινωνικοπολιτικής σταθερότητας. Οι συγγραφείς προτείνουν την αξιολόγηση των εναλλακτικών προμήθειας στην βάση των τεσσάρων αξόνων κατά προτεραιότητα.

Μοντελοποίηση Ρίσκου ενεργειακών διαδρόμων

Ο κίνδυνος των ενεργειακών διαδρόμων αναγνωρίζεται σαν ένας πολύ σημαντικός παράγοντας για την ανάπτυξη μίας ασφαλούς ενεργειακής στρατηγικής. Οι Fertel et al. (2011) αντιμετωπίσουν το ζήτημα της ασφάλειας του εφοδιασμού μέσω της αξιολόγησης των συναφών κινδύνων απρόβλεπτων επιβλαβών γεγονότων.

Στο πλαίσιο του 7^{ου} Προγράμματος Πλαισίου της Ευρωπαϊκής Επιτροπής, το έργο REACCESS (Κίνδυνος Ενεργειακής Διαθεσιμότητας: Κοινός Διάδρομος για την ευρωπαϊκή ασφάλεια εφοδιασμού), χρησιμοποίησε ανάλυση παραγόντων για την ποσοτικοποίηση των κοινωνικό-οικονομικών κινδύνων μίας χώρας. Ο συνολικός κίνδυνος κάθε χώρας, στο πλαίσιο του REACCESS, περιλαμβάνει οικονομικούς κινδύνους, κινδύνους που αφορούν ενδογενή-ενεργειακά ρίσκα, πολιτικό-θεσμικούς κινδύνους, και κοινωνικό-πολιτικούς κινδύνους (Doukas et. al., 2010; Αναφορά REACCESS).

Σε μία διαφορετική προσέγγιση, οι Flouri et.al. το 2012 εφάρμοσαν την τεχνική της προσομοίωσης Monte Carlo για να μετρήσουν την αξιοπιστία των χωρών της Ευρωπαϊκής Ένωσης, σχετικά με την ικανότητά τους να αντιμετωπίζουν διακοπές εφοδιασμού με φυσικό αέριο.

Οι Monforti και Szikszai (2010) ανέπτυξαν ένα μοντέλο για την αξιολόγηση της ευστάθειας του ευρωπαϊκού συστήματος μεταφοράς αερίου κατά τη διάρκεια τόσο κανονικών όσο και ειδικών συνθηκών λειτουργίας, περιλαμβάνοντας περιόδους υψηλής ζήτησης ή/και περιορισμού προμηθειών.

Όσον αφορά σε μελέτες που αφορούν την ελληνική πραγματικότητα, οι Doukas et.al. (2011) διερεύνησαν την καταλληλότητα των εννοιών της θεωρίας γραφημάτων στα δίκτυα παροχής ενέργειας για την Ελλάδα. Στόχος της μελέτης τους ήταν να προσδιορίσει τις ροές χαμηλότερου κινδύνου που ικανοποιούν τη ζήτηση πετρελαίου και φυσικού αερίου στους διαδρόμους της Ελλάδα.

Το Εργαστήριο Συστημάτων Αποφάσεων και Διοίκησης του ΕΜΠ (Energy Policy Unit, National technical University of Athens, EPU-NTUA, 2011) μελέτησε για λογαριασμό της ΔΕΠΑ, τους οικονομικούς και κοινωνικοπολιτικούς κινδύνους που ενέχει η κατασκευή των έργων ITGI (Interconnector Turkey-Greece-Italy) και TAP.

Στο Διεθνές Συνέδριο Εφαρμοσμένης Οικονομίας το 2010 οι Emami Meybodi και Shaber παρουσίασαν σε ένα εκτενές και αναλυτικό άρθρο, τα χαρακτηριστικά και τη δυναμική των υφιστάμενων και προτεινόμενων διαδρόμων φυσικού αερίου και πετρελαίου από τις περιοχές της Μέσης Ανατολής και της Αφρικής προς την Ευρώπη.

Μαθηματικός Προγραμματισμός και Μοντέλα Προσομοίωσης

Ο Μαθηματικός Προγραμματισμός καθώς και η Προσομοίωση έχουν εκτενώς χρησιμοποιηθεί στη διεθνή επιστημονική βιβλιογραφία για να υποστηρίξουν στρατηγικές προμήθειας αερίου και ανάπτυξης υποδομών. Οι Shakhshi-Niaei et. al. (2013) παρουσιάζουν μία ανασκόπηση τεχνικών μαθηματικής βελτιστοποίησης με έμφαση στον τομέα της εξεύρεσης, παραγωγής και μεταφοράς φυσικού αερίου και πετρελαίου. Μία περισσότερο αναλυτική θεματική επισκόπηση τριάντα δύο μελετών μαθηματικού προγραμματισμού και μοντέλων προσομοίωσης της αγοράς φυσικού αερίου έχει αποτυπωθεί στον Πίνακα Α.1. του Παραρτήματος.

Πολυκριτήρια Μοντέλα Αποφάσεων

Η πολυκριτήρια ανάλυση έχει αποδειχθεί ένα ανεκτίμητο εργαλείο για την αντιμετώπιση προβλημάτων που χαρακτηρίζονται από μια πολυδιάστατη φύση και τα οποία απαντώνται σε διάφορους τομείς.

Στις πλέον πρόσφατες εφαρμογές της πολυκριτήριας ανάλυσης περιλαμβάνεται ένα μοντέλο βελτιστοποίησης διμερών συμβάσεων στον τομέα της διαχείρισης ενέργειας, το οποίο προτάθηκε από τους Gilbert et.al. το 2015 και ένα πολυδιάστατο μοντέλο υποστήριξης αποφάσεων για την αποτύπωση των διαδικασιών του σύγχρονου επιχειρησιακού περιβάλλον ενεργειακών εταιρειών, που ενσωματώνει τις νεοεισερχόμενες παραμέτρους της απελευθέρωσης και της κλιματικής αλλαγής (Patlitzianas et. al., 2015), ενώ μόνο σε λίγες εφαρμογές της πολυκριτήριας ανάλυσης έχουν εντοπιστεί στη διεθνή επιστημονική βιβλιογραφία σχετικές με το φυσικό αέριο έρευνες.

Οι Afgan et.al. σε δύο δημοσιεύσεις (2007a; 2008) αξιολόγησαν τους εναλλακτικούς διαδρόμους για την Νότια Ασία και την Ευρώπη.

Σε άλλη μελέτη οι Afgan et.al. (2007b) ασχολήθηκαν με την αξιολόγηση της δυνατότητας αξιοποίησης του φυσικού αερίου στον τομέα της ενέργειας με τη χρήση πολυκριτηριακής ανάλυσης, δίνοντας προτεραιότητα σε οικονομικούς και κοινωνικούς δείκτες καθώς επίσης και σε δείκτες σχετικούς με τους πόρους.

Οι Gomes et.al. (2009) σκιαγράφησαν μία πολυκριτήρια μεθοδολογία με τη χρήση της μεθόδου TODIM, με στόχο: (1) τη δημιουργία ενός μηχανισμού που θα βοηθήσει στη διαδικασία ανάλυσης και επιλογής της βέλτιστης εναλλακτικής προορισμού για το αέριο, (2) τη διευκόλυνση των αποφασίζοντων να επιλέξουν επενδύσεις βέλτιστα ευθυγραμμισμένες με τις στρατηγικές της εταιρείας και (3) την παροχή δυνατότητας στους αποφασίζοντες να αναγνωρίζουν ευκαιρίες λαμβάνοντας υπόψη μια μεγαλύτερη και διαφοροποιημένη βάση των κυριότερων πτυχών που επηρεάζουν τις διάφορες επιλογές ή προτάσεις.

Οι Brito et.al. (2010) πρότειναν μία πολυκριτήρια μεθοδολογία αξιολόγησης κινδύνου για αγωγούς αερίου. Το μοντέλο τους ενσωματώνει τη θεωρία χρησιμότητας και τη μέθοδο ELECTRE TRI.

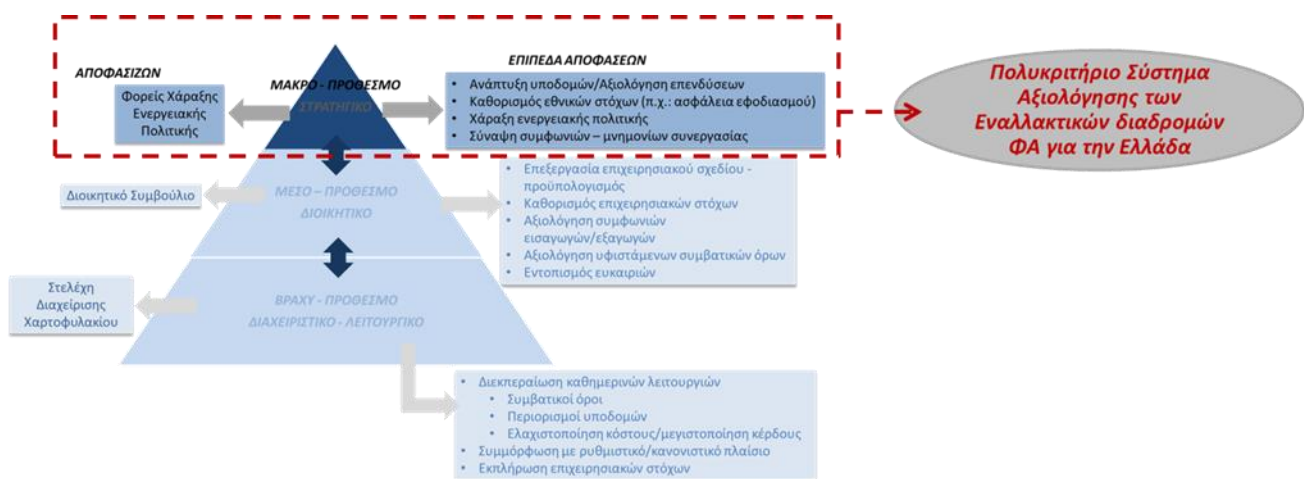
Οι Strantzali et. al. (2018) παρουσίασαν προσφάτως μία καινοτόμα πολυκριτήρια μεθοδολογία για την αξιολόγηση της προμήθειας ΥΦΑ ως καύσιμο για μικρής κλίμακας μονάδες ηλεκτροπαραγωγής για την περίπτωση της Ελλάδας. Οι συγγραφείς προτείνουν ένα προσθετικό μοντέλο αξίας σε συνδυασμό με την πολυκριτήρια μέθοδο PROMETHEE και την Simos και εφαρμόζουν τη μεθοδολογία τους για την ηλεκτροπαραγωγή σε τέσσερα ελληνικά νησιά.

Η διεξοδική έρευνα στη διεθνή επιστημονική βιβλιογραφία επέδειξε περιορισμένη χρήση των μεθοδολογιών πολυκριτήριας ανάλυσης, για την αξιολόγηση των διαδρόμων φυσικού αερίου, η οποία να λαμβάνει υπόψη περισσότερους του ενός άξονες αξιολόγησης. Στο πλαίσιο αυτό η παρούσα μελέτη διερευνά την καταλληλότητα των σύγχρονων μεθοδολογιών πολυκριτηριακής ανάλυσης για την υποστήριξη των φορέων χάραξης ενεργειακής πολιτικής για τη διαχείριση των θεμάτων ενεργειακής πολιτικής που σχετίζονται με τον τομέα του φυσικού αερίου. Η προκύπτουσα προτεινόμενη μοντελοποίηση είναι πρωτότυπη ως προς το ότι αντανακλά σε βάθος την πολυμεταβλητή φύση του προβλήματος, ενώ ταυτόχρονα απλοποιεί την πολύπλοκη διαδικασία εξαγωγής των συναρτήσεων περιθωρίων τιμών και τα βάρη των κριτηρίων, με τη συμμετοχή του εμπλεκόμενου αποφασίζοντος σε αναλυτικές και εύκολα κατανοητές διαδικασίες, αξιοποιώντας στο μέγιστο την εμπειρία του.

Η μεθοδολογική πρόταση της διατριβής για το «Στρατηγικό επίπεδο»

Λαμβάνοντας υπόψη τη σημασία της ευθυγράμμισης των δραστηριοτήτων σε όλα τα επίπεδα διοίκησης από το «Στρατηγικό» μέχρι και το «Διαχειριστικό – λειτουργικό» για την επίτευξη βέλτιστων αποτελεσμάτων και αξιοποίησης των πόρων στο πλαίσιο της διατριβής προτείνεται για καθένα από τα επίπεδα διοίκησης ένα μοντέλο που κάνει χρήση των μεθοδολογιών της Επιχειρησιακής Έρευνας για τη μεθοδική και αποτελεσματική άσκηση των καθηκόντων των αρμοδίων στελεχών.

Στο «Στρατηγικό επίπεδο» διοίκησης είναι σημαντικό να δοθούν στους φορείς χάραξης ενεργειακής πολιτικής τα κατάλληλα μεθοδολογικά εργαλεία για την αξιολόγηση της ανάπτυξης υποδομών και επενδύσεων, για τον καθορισμό και την επικαιροποίηση αναλόγως των συνθηκών νέων εθνικών στόχων και για τη διευκόλυνση γενικότερα της χάραξης της πολιτικής της. Στο πλαίσιο αυτό, λαμβάνοντας υπόψη τις ιδιαιτερότητες της Χώρας στον τομέα του αερίου, η οποία είναι μία αμιγώς εισαγωγική χώρα με σημαντική ωστόσο γεωπολιτική θέση, προτείνεται για την υποστήριξη αποφάσεων στρατηγικού χαρακτήρα σε εθνικό επίπεδο ένα μοντέλο με αντικείμενο την απαρίθμηση και αξιολόγηση των πιθανών υπαρκτών και δυνητικών μελλοντικών διαδρόμων αερίου προς την Ελλάδα, και εν συνεχεία η αξιολόγησή αυτών σε διάφορους άξονες αξιολόγησης και με κριτήρια τα οποία καλύπτουν τα ενδιαφέροντα των φορέων χάραξης ενεργειακής πολιτικής (Σχήμα 4).



Σχήμα 4: Η πρόταση της διατριβής για το «Στρατηγικό επίπεδο» διοίκησης

Μεθοδολογία εντοπισμού εναλλακτικών διαδρόμων προμήθειας Φυσικού Αερίου για την Ελλάδα

Στο πλαίσιο αυτό διεξήχθη εκτενής αξιολόγηση των πιθανών εναλλακτικών διαδρόμων προμήθειας αερίου για την περίπτωση της Ελλάδας. Οι υπό εξέταση εναλλακτικές ορίστηκαν σε επίπεδο «διαδρόμου». Ένας «διάδρομος» αερίου αντιπροσωπεύει την περίπτωση κατά την οποία αέριο που παράγεται στη χώρα X μεταφέρεται στην Ελλάδα μέσω συστήματος αγωγών κατά μήκος συγκεκριμένης ακολουθίας χωρών από τις οποίες περνάει ο αγωγός και οι οποίες ανήκουν στο διάδρομο Y. Συνεπώς στο πλαίσιο της παρούσας μελέτης ως διάδρομος ορίζεται ως μία ακολουθία χωρών από τη χώρα παραγωγής X έως την Ελλάδα.

Η παρούσα ενότητα περιγράφει αναλυτικά τη μεθοδολογία με την οποία απαριθμήθηκε το σύνολο των εναλλακτικών οι οποίες αξιολογήθηκαν στο πλαίσιο του προτεινόμενου μοντέλου πολυκριτήριας ανάλυσης.

Τα βήματα που ακολουθήθηκαν για την απαρίθμηση του συνόλου των εναλλακτικών είναι τα παρακάτω:

- 1) Επιλογή των 100 χωρών με τα πλουσιότερα αποθέματα φυσικού αερίου παγκοσμίως.

Για τις χώρες αυτές καταγράφηκαν:

- a. τα επίπεδα εξαγωγών (E)
 - b. η παραγωγή (P) καθώς και
 - c. η εγχώρια κατανάλωσή
- 2) Βάσει των στοιχείων του (1) υπολογίστηκαν:
 - a. Ο δείκτης αποθεμάτων-προς-παραγωγή (R/P)
 - b. Η περίσσεια καθεμιάς από τις χώρες παραγωγούς που δυνητικά θα μπορούσε να αποτελέσει εξαγόμενη ποσότητα. Η περίσσεια αυτή υπολογίστηκε αφαιρώντας τις ετήσιες ποσότητες κατανάλωσης κάθε χώρας από την ετήσια παραγωγή της: P-C.
 - 3) Με βάση τους παραπάνω δείκτες επιλέχθηκαν οι χώρες οι οποίες δυνητικά θα μπορούσαν να είναι χώρες εξαγωγείς φυσικού αερίου.
 - a. $R/P > 20$;
 - b. $P-C \geq 0$
 - 4) Τέλος διεξήχθη εξαντλητική έρευνα ως προς τα συστήματα υποδομών μεταφοράς αερίου για τον εντοπισμό όλων των διαδρόμων αερίου που ξεκινούν από τις χώρες που προκρίθηκαν ως πιθανοί εξαγωγείς αερίου προς την Ελλάδα, στο παραπάνω βήμα 3. Στο πλαίσιο αυτό ελήφθησαν υπόψη τόσο οι υπάρχουσες υποδομές μεταφοράς αερίου (υποθαλάσσιοι και χερσαίοι αγωγοί αερίου καθώς και εγκαταστάσεις υγροποίησης και επαναεριοποίησης) καθώς και υπό κατασκευή ή και υποψήφια προς υλοποίηση έργα. Οι χώρες που προκρίθηκαν στο προηγούμενο βήμα 3 ως πιθανοί εξαγωγείς αερίου για τις οποίες η έρευνα εντοπισμού διαδρόμου μεταφοράς αερίου προς την Ελλάδα έδειξε ανυπαρξία τόσο υφιστάμενου όσο και μελλοντικού διαδρόμου παραλήφθηκαν από το σύνολο των εναλλακτικών. Οι εναλλακτικές προμήθειας ΥΦΑ βασίστηκαν στην αναφορά της Διεθνούς Ένωσης Αερίου “*World LNG Report 2017*”, (IGU, 2017).

Ο Πίνακας A.2 του Παραρτήματος συνοψίζει τα έργα υποδομών φυσικού αερίου που ελήφθησαν υπόψη στην παραπάνω απαρίθμηση.

Η μεθοδολογία που περιγράφηκε παραπάνω, έδωσε ένα σύνολο τριάντα εναλλακτικών διαδρόμων αερίου προς αξιολόγηση, καθεμία από τις οποίες αντιπροσωπεύει ένα πιθανό διάδρομο αερίου από μία χώρα παραγωγό προς την Ελλάδα. Οι εναλλακτικές αυτές διοχετεύτηκαν σε ένα σύστημα πολυκριτήριας αξιολόγησης, το οποίο κρίνεται ιδιαίτερα σημαντικό τόσο για τη μακροπρόθεσμη στρατηγική προμηθειών όσο και για τη γενικότερη ενεργειακή πολιτική της Χώρας όσον αφορά στο σχεδιασμό επενδύσεων για τον τομέα του αερίου.

Το σύνολο των τριάντα εναλλακτικών υπό αξιολόγηση παρουσιάζονται στον Πίνακα 1. Το σύνολο αυτό αποτελείται τόσο από υποθαλάσσιους και χερσαίους αγωγούς όσο και από διαδρόμους ΥΦΑ.

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΣΤΡΑΤΗΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

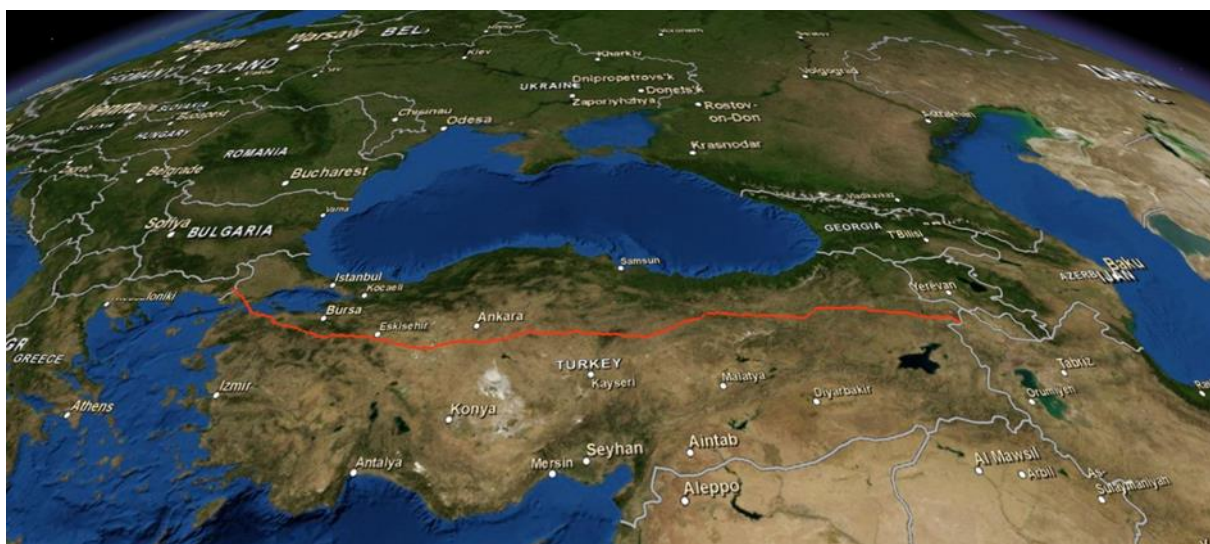
Πίνακας 1: Οι υπό αξιολόγηση 30 εναλλακτικοί διάδρομοι φυσικού αερίου προς την Ελλάδα

ΕΝΝΑΛΑΚΤΙΚΟΣ ΔΙΑΔΡΟΜΟΣ	ΑΓΩΓΟΣ / ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΥΦΑ	ΣΥΝΤΟΜΕΥΣΗ
1 Ρωσία, Ουκρανία, Μολδαβία, Ρουμανία, Βουλγαρία	South Bratstvo & Trans-Balkan (Τρέχουσα διαδρομή)	Ρωσ-Ουκ-Μολ-Ρου-Βου
2 Ρωσία, Τουρκία (χωρικά ύδατα), Βουλγαρία	South Stream	Ρωσ-Του-Βου
3 Ρωσία ΥΦΑ	Sakhalin LNG Plant	Ρως ΥΦΑ
4 Ρωσία, Τουρκία (χωρικά ύδατα)	Turkish Stream	Ρωσ-Του
5 Ιράν, Τουρκία	Iran Turkey Europe Natural Gas Pipeline project (ITE)	Ιρν-Του
6 Ιράν, Ιράκ, Συρία, Λίβανος	South Europe via Mediterranean Sea	Ιρν-Ιρκ-Συρ-Λιβ
7 Ιράν ΥΦΑ	Iran (NIOC) εγκατάσταση ΥΦΑ (υπό κατασκευή), Εγκατάσταση ΥΦΑ Pars (υπό κατασκευή)	Ιρν ΥΦΑ
8 Κατάρ, Σαουδική Αραβία, Ιορδανία, Συρία, Τουρκία	Κατάρ – Τουρκία	Κατ-ΣΑ-Ιορ-Συρ-Του
9 Κατάρ ΥΦΑ	Εγκαταστάσεις ΥΦΑ Qatargas I, II, III,IV Εγκαταστάσεις ΥΦΑ RasGas I, II, III	Κατ ΥΦΑ
10 Τουρκμενιστάν, Αζερμπαϊτζάν, Γεωργία, Τουρκία	TransCaspian & TANAP	Τουρν-Αζ-Γεω-Του
11 Τουρκμενιστάν, Ιράν, Τουρκία	Dauletabad-Hasheminejad & Tabriz-Dogubayazit	Τουρν-Ιρν-Του
12 Νιγηρία ΥΦΑ	Νιγηριανή Εγκατάσταση ΥΦΑ Εγκατάσταση ΥΦΑ Olokola (υπό σχεδιασμό- αναστολή) Εγκατάσταση ΥΦΑ Brass (υπό σχεδιασμό- αναστολή)	Νιγ ΥΦΑ
13 Αλγερία ΥΦΑ	Εγκατάσταση ΥΦΑ Αλγερίας	Αλγ ΥΦΑ
14 Ιράκ, Τουρκία	TANAP	Ιρκ-Του
15 Αυστραλία ΥΦΑ	Εγκατάσταση ΥΦΑ Darwin	Αυσ ΥΦΑ
16 Ινδονησία ΥΦΑ	Εγκατάσταση ΥΦΑ Arun	Ινδ ΥΦΑ
17 Καζακστάν, Τουρκμενιστάν, Αζερμπαϊτζάν, Γεωργία, Τουρκία	PreCaspian, TransCaspian & TANAP ή PreCaspian, SCP & TANAP	Καζ-Τρν-Αζ-Γεω-του
18 Καζακστάν (ΥΦΑ), Αζερμπαϊτζάν, Γεωργία, Τουρκία	TransCaspian & TANAP ή SCP & TANAP	Καζ-ΥΦΑ-Αζ-Γεω-Του
19 Αίγυπτος, Ιορδανία, Συρία, Τουρκία	Arab Gas & TANAP ¹³	Αιγ-Ιορ-Συρ -Του
20 Αίγυπτος ΥΦΑ	Εγκατάσταση ΥΦΑ Damietta	Αιγ ΥΦΑ
21 Λιβύη ΥΦΑ	Εγκατάσταση ΥΦΑ Marsa El Brega	Λιβ ΥΦΑ
22 Αζερμπαϊτζάν – Γεωργία – Τουρκία (TANAP)	SCP & TANAP	Αζ-Γεω-Του

¹³ Απαιτείται πρόσθετο τμήμα αγωγού διαμέσου Τουρκίας από το σύνορο τουρκικό σύνορο στη Συρία έως τον αγωγό TANAP.

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΣΤΡΑΤΗΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

23	Υεμένη ΥΦΑ	Εγκατάσταση ΥΦΑ Υεμένης	Υε ΥΦΑ
24	Μπρουνέι ΥΦΑ	Εγκατάσταση ΥΦΑ Μπρουνέι	Μπρου ΥΦΑ
25	Ισραήλ (χωρικά ύδατα), Κύπρος (χωρικά ύδατα)	EastMed	Ισρ-Κύπ
26	Ισραήλ (χωρικά ύδατα) Αίγυπτος ΥΦΑ	Arab Gas & Εγκατάσταση ΥΦΑ Damietta	Ισρ-Αιγ-ΥΦΑ
27	Ισραήλ, Κύπρος, ΥΦΑ	EastMed & Εγκατάσταση ΥΦΑ Κύπρου (προτεινόμενη)	Ισρ-Κύπ-ΥΦΑ
28	Κύπρος (χωρικά ύδατα)	EastMed	Κύπ
29	Κύπρος ΥΦΑ	Εγκατάσταση ΥΦΑ Κύπρου (προτεινόμενη)	Κύπ ΥΦΑ
30	Σαουδική Αραβία, Ιορδανία, Συρία, Τουρκία	Qatar-Turkey	ΣΑ-Ιορ-Συρ-Του



Εικόνα 1: Η διαδρομή του ΙΤΕ (εναλλακτική 4^{14,15}, www.turangtransit.com, <http://www.ite-pipeline.com>)



Εικόνα 2: Η παράκτια διαδρομή υδροποιημένου από την Αλγερία έως την Ελλάδα (εναλλακτική 13, www.ports.com)

¹⁴ <http://www.turangtransit.com/privacy.html>

¹⁵ <http://www.ite-pipeline.com>

Η εναλλακτική *Ιρν-Του* από τον *Πίνακα 1* αποτυπώνει την πορεία φυσικού αερίου που παράγεται στο Ιράν και μεταφέρεται στην Ελλάδα μέσω Τουρκίας διαμέσου του αγωγού ΙΤΕ, όπως φαίνεται στην *Εικόνα 1*, ενώ η εναλλακτική *Αλυ ΥΦΑ* αντικατοπτρίζει φυσικό αέριο το οποίο παράγεται και υγροποιείται στις εγκαταστάσεις υγροποίησης της Αλγερίας και μεταφέρεται στο ελληνικό τερματικό υποδοχής ΥΦΑ στη Ρεβουόσα με πλοία ακολουθώντας τη διαδρομή η οποία φαίνεται στην *Εικόνα 2*.

Σημαντικές Υποδομές Μεταφοράς και Αποθήκευσης Φυσικού Αερίου για την Ελλάδα

Ορισμένα έργα διακρίθηκαν κατά καιρούς ως ιδιαίτερως ελπιδοφόρα, και υποστηρίχθηκαν σημαντικά από διεθνείς δυνάμεις.

Ο Nabucco Classic αρχικά προτάθηκε στις αρχές του 2000 με αρχικό σχεδιασμό που προέβλεπε έναν αγωγό με μήκος 3.300 km από το Ερζουρούμ της Τουρκίας, ο οποίος μέσω της Βουλγαρίας της Ρουμανίας και της Ουγγαρίας θα κατέληγε στο Μπάουμγκάρτεν της Αυστρίας. Ο αγωγός είχε σχεδιαστεί να μεταφέρει 31 bcm¹⁶ φυσικού αερίου ετησίως. Ωστόσο η πρόταση αυτή εγκαταλείφθηκε σύντομα από ειδικούς της αγοράς αερίου λόγω του ιδιαίτερως υψηλού κόστους και αντικαταστάθηκε από την πρόταση για τον αγωγό Nabucco West. Το μοντέλο αυτό προτάθηκε να διασχίζει μικρότερη διαδρομή από τα Τουρκο-Βουλγαρικά σύνορα έως το Μπαουμγκάρτεν. Σαν αποτέλεσμα το μήκος του αγωγού μειώθηκε σε περίπου 1.300 km. Η δυναμικότητα μεταφοράς του αγωγού, σε περίπτωση κατασκευής του προδιαγραφόταν να αγγίζει τα 10 bcm (Socor, 2012). Η δυναμικότητα αυτή θα εξυπηρετούνταν από το αζέρικο κοιτάσμα Σαχ Ντενίζ II.

Ο Nabucco West για αρκετά χρόνια υπήρξε ένα από τα πιο φιλόδοξα έργα για τη σταδιακή απεξάρτηση και διαφοροποίηση των πηγών προμήθειας της Κεντρικής και Νότιας Ευρώπης από το ρωσικό μονοπώλιο φυσικού αερίου. Παρ' όλα αυτά η απόφαση της αζέρικης κοινοπραξίας του κοιτάσματος Shah Deniz II να προμηθεύσει με αέριο τον αγωγό TAP¹⁷, σημαίνει σύμφωνα με ορισμένους αναλυτές ενέργειας, την ταυτόχρονη εγκατάλειψη της υλοποίησης του έργου Nabucco (Recknagel, 2013; Hübner, 2014). Από την άλλη πλευρά, η επιλογή αυτή του Αζερμπαϊτζάν θέτει την Ελλάδα στο προσκήνιο των εξελίξεων που έχουν να κάνουν με την ενεργειακή ασφάλεια της Κεντρικής και Νότιας Ευρώπης, καθώς μέσω του TAP, η Ελλάδα γίνεται χώρα μετάβασης για το αέριο των βασικών χωρών παραγωγών της Κασπίας. Η ακριβής διαδρομή του TAP καθώς και του Nabucco West παρουσιάζονται στην *Εικόνα 3* η οποία αποτυπώνει το Νότιο Διάδρομο Αερίου της Ευρώπης, ο οποίος αποτελεί το ευρωπαϊκό σχέδιο εναλλακτικών διαδρομών για την διαφοροποίηση της Ευρώπης από το ρωσικό μονοπώλιο αερίου.

¹⁶ Billion cubic meters

¹⁷ <https://www.tap-ag.com/>

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΣΤΡΑΤΗΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»



Εικόνα 3: Νότιος Διάδρομος (<http://www.payvand.com/>)

Ο Turkish Stream (*Εικόνα 4*) έχει σαν στόχο να προσφέρει ασφάλεια προμηθειών στις Ευρωπαϊκές χώρες μεταφέροντας ρωσικό αέριο στο ελληνο-τουρκικό σύνορο, διαμέσου του υποθαλάσσιου τμήματος που διασχίζει τη Μαύρη Θάλασσα και το οποίο ακολουθείται από ένα επίγειο τμήμα που διασχίζει την Ευρωπαϊκή Τουρκία¹⁸. Ο αγωγός θεωρείται ιδιαίτερης σημασίας για την Ελλάδα καθώς «η Αθήνα αναμένει να λάβει σημαντικό οικονομικό αντίκρισμα από τη λειτουργία του αγωγού» ενώ ο αγωγός θα έχει «ιδιαίτερα σημαντικά οφέλη για την Ελλάδα, με κύριο το φθηνότερο αέριο»¹⁹. Η προοπτική κατασκευής του Turkish Stream δημιουργεί νέες ευκαιρίες ελληνορωσικής συνεργασίας για τη διαμετακόμιση ρωσικού αερίου προς την Ευρώπη μέσω Ελλάδος, (είτε αυτό επιτευχθεί μέσω της αναγέννησης του ελληνικού τμήματος του South Stream και την κατασκευή του ελληνοϊταλικού αγωγού IGI/Poseidon, είτε -πράγμα πιο δύσκολο- μέσω της διοχέτευσης ρωσικού αερίου στο αγωγό TAP κατά τη φάση διεύρυνσης της δυναμικότητας του) (Τσακίρης, 2018).



Εικόνα 4: Turkish Stream (<http://www.gazpromexport.ru/en/projects/6/>)

¹⁸ <http://www.gazpromexport.ru/>

¹⁹ <http://rt.com/business/230487-turkish-stream-new-route/>

Στην περιοχή της Ανατολικής Μεσογείου έχουν προσφάτως ανακαλυφθεί σημαντικά υποθαλάσσια κοιτάσματα φυσικού αερίου (*Εικόνα 5*), τα οποία σε συνδυασμό και με το ενδεχόμενο κατασκευής του προτεινόμενου αγωγού EastMed (*Εικόνα 6*) θα πρέπει να ληφθούν υπόψη κατά την διερεύνηση και την αξιολόγηση των εναλλακτικών διαφοροποίησης των πηγών προμήθειας.

Το 2009 ανακαλύφθηκε το κοιτάσμα Tamar, το οποίο βρίσκεται εξ' ολοκλήρου στα χωρικά ύδατα του Ισραήλ και έχει αποθέματα περί τα 200 bcm, ενώ εν συνεχεία το 2010 ανακαλύφθηκε το κοιτάσμα της Λεβαντίνης (Leviathan field), με εκτιμώμενα αποθέματα της τάξης των 450 bcm, η εκμετάλλευση του οποίου αναμένεται να ξεκινήσει περί το 2019. Στη λογική αυτή, η Χώρα αναμένεται να αξιοποιήσει τη δυνατότητα εξαγωγών φυσικού αερίου και ενδεχομένως ΥΦΑ προς τις γείτονες χώρες. Το 2015 ανακαλύφθηκε το μεγαλύτερο μέχρι στιγμής υποθαλάσσιο κοιτάσμα φυσικού αερίου στη Μεσόγειο, το Zohr, το οποίο ανήκει στα χωρικά ύδατα της Αιγύπτου και έχει εκτιμώμενα αποθέματα ύψους 850 bcm, ενώ παράλληλα το 2017, ανακοινώθηκε η ανακάλυψη νέων κοιτασμάτων φυσικού αερίου στην περιοχή Δίσουα, στο νότιο τμήμα της Αιγύπτου²⁰. Λαμβάνοντας υπόψη τα παραπάνω δεδομένα, η Αίγυπτος, μετά από μία περίοδο αμιγώς εισαγωγών αερίου για την κάλυψη της εγχώριάς ζήτησης, φαίνεται να μπαίνει σε νέα εποχή δραστηριοποίησης στον τομέα της παραγωγής και εξαγωγής αερίου και ΥΦΑ²¹. Το υποθαλάσσιο κοιτάσμα της Αφροδίτης στα νότια της Κύπρου ανακαλύφθηκε το 2011 με εκτιμώμενο ύψος αποθεμάτων της τάξης των 141 bcm, ενώ η εκμετάλλευσή του αναμένεται να ξεκινήσει το 2023, αφού η Χώρα εξετάσει τις πιθανότητες αξιοποίησής του στον τομέα των εξαγωγών²². Πρόσφατα (Μάρτιος 2019), ανακοινώθηκε από την κοινοπραξία ExxonMobil – Qatar Petroleum η ανακάλυψη στην Κυπριακή ΑΟΖ του κοιτάσματος του Γλαύκου, με εκτιμώμενη δυναμικότητα ύψους από 145 – 227 bcm, ενώ παράλληλα η Κύπρος έχει έρθει σε συμφωνία με την Αίγυπτο για την κατασκευή αγωγού από τα κοιτάσματά της προς τα υφιστάμενα τερματικά της Αιγύπτου για εξαγωγή μέσω Αιγύπτου στην ΕΕ ως ΥΦΑ (Μαθιουλάκης, 2019). Από την άλλη, η εξόρυξη από τα κοιτάσματα που αναφέρονται παραπάνω θα μπορούσε να τροφοδοτήσει τον προτεινόμενο αγωγό EastMed. Τα κοιτάσματα που ανήκουν στα χωρικά ύδατα του Ισραήλ θα μπορούσαν να διοχετευτούν στην Ελλάδα και αξιοποιώντας τη δίοδο του αγωγού Arab Gas, στον οποίο ωστόσο θα πρέπει να συνδεθούν (είτε στην Αίγυπτο είτε στην Ιορδανία). Μέχρι στιγμής, δεν προκύπτει από τη διεθνή αρθρογραφία τέτοιου είδους επενδυτική πρόθεση, συνεπώς η εναλλακτική αυτή δεν εξετάζεται.

²⁰ <https://energypress.gr/news/fysiko-aerio-tha-ferei-tin-anoixi-stin-aigypto>

²¹ https://www.lngworldshipping.com/news/view,eastern-mediterranean-gas-discoveries-redefine-lng-playing-field_51240.htm

²² <https://www.offshore-technology.com/projects/aphrodite-gas-field/>



Εικόνα 5: Τα κοιτάσματα της λεκάνης της Λεβαντίνης (<http://tekmormonitor.blogspot.com/2018/02/egypts-potential-gas-surplus-could-feed.html>)

Όσον αφορά στον αγωγό EastMed, πρόκειται για ένα προτεινόμενο σύστημα υποθαλάσσιων και χερσαίων αγωγών με στόχο την απευθείας διασύνδεση των προσφάτως ανακαλυφθέντων κοιτασμάτων της Νοτιοανατολικής Μεσογείου με το Ευρωπαϊκό Σύστημα Φυσικού Αερίου μέσω της Ελλάδας. Πιο συγκεκριμένα, έχει σχεδιαστεί να μεταφέρει μέχρι και 15 bcm φυσικού αερίου από τα πρόσφατα ανακαλυφθέντα κοιτάσματα στην περιοχή της λεκάνης της Λεβαντίνης (Κύπρος και Ισραήλ) προς το Ελληνικό Εθνικό Σύστημα Φυσικού Αερίου και κατ' επέκταση προς την υπόλοιπη Ευρώπη. Η Ευρωπαϊκή Ένωση μάλιστα, θεωρεί ότι η κατασκευή του αγωγού θα ενισχύσει σημαντικά την ασφάλεια του εφοδιασμού, μέσω της διαφοροποίησης των πηγών προμήθειας, ενώ ο υπουργός εξωτερικών του Ισραήλ προσφάτως δήλωσε ότι εκτιμά το έργο να πάρει έγκριση για κατασκευή στις αρχές του 2019²³. Από την άλλη, το ύψος της επένδυσης για την κατασκευή του έργου θεωρείται ιδιαίτερα υψηλό, γεγονός το οποίο δημιουργεί αμφιβολία ως προς το αν τελικά θα καταφέρει να υλοποιηθεί²⁴. Ως εναλλακτική, το Ισραήλ εξέτασε προσφάτως το ενδεχόμενο διασύνδεσης με νέο αγωγό μέσω Τουρκίας. Σχέδιο το οποίο ναυάγησε γρήγορα κυρίως λόγω της επιδείνωσης των σχέσεων των δύο χωρών, δίνοντας πλεονεκτήματα στον EastMed και αναδεικνύοντας έτσι την Ελλάδα σε κόμβο διαμετακόμισης του αερίου της Λεβαντίνης προς την Ευρώπη²⁵.

²³ <http://www.kathimerini.gr/953033/article/oikonomia/die8nhs-oikonomia/stis-arxes-toy-2019-anamenetai-to-prasino-fws-gia-ton-east-med>

²⁴ <https://www.balkaneu.com/some-truths-about-the-east-med-natural-gas-pipeline/>

²⁵ <http://www.in.gr/2018/05/09/politics/kyvernisi/east-med-o-agogos-pou-mporei-na-anatrepei-energeiako-kai-geopolitiko-paixnidi-sti-mesogeio/>



Εικόνα 6: Ο αγωγός EastMed (www.depa.gr: Eastern Mediterranean Pipeline)

Πέραν των υποδομών που αφορούν στη μεταφορά φυσικού αερίου μέσω αγωγών (χερσαίων ή υποθαλάσσιων), σημαντικό ρόλο στην ευελιξία της προμήθειας αλλά και στη διασφάλιση του εφοδιασμού αποτελούν οι υποδομές υγροποίησης φυσικού αερίου, αποθήκευσης ΥΦΑ και επαναεριοποίησης οι οποίες θα πρέπει να αξιολογηθούν αναλόγως. Η δυνατότητα υγροποίησης και μεταφοράς ΥΦΑ με πλοία συμβάλλει κυρίως στη δυνατότητα διαφοροποίησης των πηγών προμήθειας της Χώρας, ενώ η ύπαρξη υποδομών αποθήκης ΥΦΑ συμβάλει μέσω της δυνατότητας δημιουργίας αποθέματος στην ευελιξία των ποσοτήτων απολήψεων σε περιόδους υψηλής ζήτησης.

Ο Τερματικός Σταθμός της Ρεβυθούσας, άνοιξε τις πύλες του τον Νοέμβριο του 1999, εξασφαλίζοντας τότε στη ΔΕΠΑ μια «μόνιμη» εφεδρεία ύψους 84 bcm ΥΦΑ για τις ώρες αιχμής. Με την πάροδο των χρόνων φυσικά, οι ενεργειακές απαιτήσεις της Χώρας πολλαπλασιάστηκαν επιτάσσοντας την αναβάθμιση των εγκαταστάσεων. Η πρώτη «γενιά» αναβαθμίσεων ολοκληρώθηκε από τον ΔΕΣΦΑ τον Οκτώβριο του 2007, τριπλασιάζοντας την ποσότητα που ο Σταθμός μπορούσε να παραλαμβάνει και να επεξεργάζεται και αυξάνοντας έτσι τη δυνατότητα τροφοδοσίας του συστήματος σε 5,2 χιλιάδες bcm σε ετήσια βάση.

Η δεύτερη αναβάθμιση του Τερματικού Σταθμού της Ρεβυθούσας ξεκίνησε τον Απρίλιο του 2010 αναμένεται εντός του 2018 να έχει ολοκληρωθεί. Μέσα από μια σειρά αναβαθμίσεων, δρομολογήθηκαν καίριες βελτιώσεις στον τερματικό σταθμό και κατ' επέκταση στην αξιοπιστία της τροφοδοσίας του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς. Πιο συγκεκριμένα η δεύτερη αναβάθμιση περιλαμβάνει τα εξής παρακάτω υποέργα:

- την αύξηση του αποθηκευτικού χώρου του σταθμού με την εγκατάσταση τρίτης δεξαμενής χωρητικότητας 95.000 cm
- την αναβάθμιση των λιμενικών εγκαταστάσεων για την παροχή της δυνατότητας υποδοχής πλοίων μεγαλύτερης χωρητικότητας
- την περαιτέρω αύξηση του ρυθμού αεριοποίησης και
- την αναβάθμιση του μετρητικού σταθμού της Αγίας Τριάδας

Η επένδυση αναβάθμισης της εγκατάστασης της Ρεβυθούσας κρίνεται ιδιαίτερης σημασίας τόσο από άποψη ευελιξίας όσο και από οικονομικής πλευράς για το ΕΣΜΦΑ της Χώρας, το οποίο είναι ένα σχετικά «κλειστό» σύστημα, αποτελούμενο από τρεις μόνο εισόδους. Μάλιστα οι δύο εισοδοί (Σιδηρόκαστρο και Κήπιοι), έχουν πεπερασμένη δυναμικότητα εισόδου, η οποία στο μεγαλύτερο βαθμό της εξυπηρετεί τα μακροχρόνια συμβόλαια του Εθνικού Προμηθευτή.

Στο πλαίσιο αυτό η Τρίτη δεξαμενή θα αυξήσει το συνολικό χώρο αποθήκευσης της εγκατάστασης στα 225.000 cm, σχεδόν διπλασιάζοντας την αποθηκευτική ικανότητα, ενώ η αναβάθμιση των λιμενικών εγκαταστάσεων θα επιτρέψει τον ελλιμενισμό πλοίων ακόμη μεγαλύτερης χωρητικότητας (από 140.000 σε 260.000 cm). Πρακτικά αυτό σημαίνει ότι πλέον η Ρεβυθούσα θα μπορεί να υποδέχεται όλους τους τύπους πλοίων μεταφοράς ΥΦΑ. Ο ρυθμός αεριοποίησης αναμένεται να αυξηθεί από τα 1.000 cm ανά ώρα στα 1.400 cm/ώρα, ενισχυμένος κατά 40% και πενταπλάσιος σε σχέση με τις αρχικές δυνατότητες του σταθμού 17 χρόνια πριν²⁶.

Η αναβάθμιση των εγκαταστάσεων ελλιμενισμού αποθήκευσης και επανααεριοποίησης στη νήσο Ρεβυθούσα αποτελεί έργο που θα ενισχύσει σημαντικά τη δυναμική της εγχώριας ενεργειακής αγοράς και θα θωρακίσει περαιτέρω την ενεργειακή επάρκεια της Χώρας σε ενδεχόμενα κρίσεων τροφοδοσίας. Πέραν αυτών, αναμένεται να έχει και οικονομικά οφέλη στους τελικούς καταναλωτές καθώς με την αύξηση της δυναμικότητας των εγκαταστάσεων, η οποία συμπίπτει χρονικά με την απελευθέρωση της αγοράς φυσικού αερίου, αναμένεται να δραστηριοποιηθούν στη μεταφορά ΥΦΑ νέοι παίκτες τονώνοντας έτσι τον ανταγωνισμό και καταλήγοντας στη συμπίεση των τιμών. Ακόμα, η δυνατότητα ελλιμενισμού μεγαλύτερων πλοίων εκτιμάται ότι θα έχει σαν αποτέλεσμα για τους εγχώριους παίκτες ΥΦΑ σημαντικά οικονομικά οφέλη στη δυνατότητα εξασφάλισης χαμηλότερων τιμών από τους προμηθευτές ΥΦΑ, κυρίως λόγω οικονομίας κλίμακας.



Εικόνα 7: Η εγκατάσταση της Ρεβυθούσας

Πέραν της υφιστάμενης εγκατάστασης υγροποιημένου φυσικού αερίου της Ρεβυθούσας, η κοινοπραξία GasTrade, ΔΕΠΑ, GasLog και ΒΕΗ συμφώνησαν πρόσφατα (Σεπτέμβριος 2018) να προχωρήσουν στην κατασκευή πλωτού τερματικού σταθμού αποθήκευσης και επανααεριοποίησης στη Βόρειο Ελλάδα, και

²⁶ [https://www.ypodomes.com/index.php/energeia/fusiko-aerio/item/38939-revythoysa-oloklironetai-to-2017-kai-i-3i-deksameni-
apothikefsis-lng](https://www.ypodomes.com/index.php/energeia/fusiko-aerio/item/38939-revythoysa-oloklironetai-to-2017-kai-i-3i-deksameni-apothikefsis-lng)

συγκεκριμένα στη θαλάσσια περιοχή της Αλεξανδρούπολης. Συγκεκριμένα μετά τη διεξαγωγή δοκιμών αγοράς για τη μελέτη σκοπιμότητας και βιωσιμότητας της επένδυσης, η κατασκευή αναμένεται να ολοκληρωθεί και το τερματικό να τεθεί σε λειτουργία το αργότερο έως το τέλος του 2020.²⁷

Το έργο, που αποτελεί στην ουσία την τέταρτη πύλη εισόδου αερίου στο ΕΣΜΦΑ, και σχεδιάζεται να έχει αποθηκευτική ικανότητα 170.000 cm ΥΦΑ και 400 cm ωριαία δυναμικότητα επαναεριοποίησης, θεωρείται καίριας σημασίας καθώς αναμένεται να εξασφαλίσει νέες ποσότητες φυσικού αερίου για την προμήθεια τόσο των ελληνικών αλλά και των περιφερειακών αγορών της Νοτιοανατολικής Ευρώπης. Μάλιστα, ενδιαφέρον για συμμετοχή στην κοινοπραξία έχουν ήδη εκδηλώσει σημαντικές αμερικανικές εταιρίες της αγοράς αερίου²⁸ γεγονός το οποίο εάν εν τέλει υλοποιηθεί υποδεικνύει έμμεσα την πιθανότητα εισόδου στο μίγμα αερίου της Χώρας αμερικανικού σχιστολιθικού αερίου.

Στα πλεονεκτήματα του έργου για την Ελλάδα συγκαταλέγονται:

- η δυνατότητα προσέλκυσης νέων πηγών προμήθειας αερίου
- η δυνατότητα αποθήκευσης ΥΦΑ, που δίνει καλύτερη ευελιξία στην κάλυψη υψηλής ζήτησης σε περιόδους κατά τις οποίες το καύσιμο είναι ακριβό
- η γεωστρατηγική θέση του έργου, η οποία σε συνδυασμό και με την υλοποίηση του αγωγού Interconnector Greece – Bulgaria (IGB) καθιστά την Ελλάδα ως χώρα μετάβασης εναλλακτικού (πέραν του ρωσικού) φυσικού αερίου προς τις Βαλκανικές Χώρες.

Όλα τα παραπάνω θα έχουν σαν αποτέλεσμα την ενίσχυση της ασφάλειας του εφοδιασμού τόσο της Ελλάδας όσο και των χωρών της Νοτιοανατολικής Ευρώπης, τη βελτίωση της αξιοπιστίας και της ευελιξίας του ΕΣΜΦΑ και των περιφερειακών δικτύων και κατ' επέκταση την προώθηση του ανταγωνισμού προς όφελος των τελικών καταναλωτών

Στο ίδιο πλαίσιο, υπό την αιγίδα του Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής συστάθηκε επιτροπή εμπειρογνομόνων με στόχο τη διερεύνηση των δυνατοτήτων μετατροπής του υπό εξάντληση κοιτάσματος φυσικού αερίου της Νότιας Καβάλα (South Kavala), σε αποθηκευτικό χώρο φυσικού αερίου (ΥΠΕΚΑ, 2010).

Σύμφωνα με τη μελέτη σκοπιμότητας το υπό εξέταση έργο αφορά στην αξιοποίηση των υφιστάμενων φυσικών και τεχνικών υποδομών της περιοχής, της υπάρχουσας τεχνογνωσίας από τη μέχρι πρότινος εκμετάλλευση του κοιτάσματος καθώς και της διεθνούς και ευρωπαϊκής εμπειρίας, για την αποθήκευση ποσοτήτων εισαγόμενου φυσικού αερίου, με κύριους στόχους:

- την ενίσχυση της ενεργειακής επάρκειας της Χώρας αλλά και της ευρύτερης γεωγραφικής περιοχής
- τη διασφάλιση των απαραίτητων στρατηγικών αποθεμάτων και την αύξηση των επιπέδων ασφάλειας εφοδιασμού της Χώρας
- την αντιμετώπιση των εποχιακών διακυμάνσεων της εγχώριας ζήτησης
- τη βελτίωση της ευελιξίας της τροφοδοσίας της Χώρας σε φυσικό αέριο
- την ενίσχυση της ευστάθειας του ΕΣΜΦΑ

²⁷ <http://www.gastrade.gr/en>

²⁸ <https://energypress.eu/tag/alexandroupoli-fsru/>

- την περεταίρω εκμετάλλευση ευκαιριών στην αγοράς φυσικού αερίου π.χ.: προμήθεια και αποθήκευση σε περιόδους χαμηλών τιμών και χρησιμοποίηση σε περιόδους υψηλών τιμών).

Μάλιστα όπως υπογραμμίζεται στη μελέτη στα πλεονεκτήματα της υλοποίησης του έργου συγκαταλέγεται το γεγονός ότι το ανά μονάδα κόστος της επένδυσης είναι μικρότερο συγκρινόμενο με την κατασκευή επιφανειακών εγκαταστάσεων αντίστοιχης δυναμικότητας ενώ ταυτόχρονα εξασφαλίζεται υψηλός βαθμός ασφάλειας και μικρότερη περιβαλλοντική επιβάρυνση σε σχέση με υπέργειες εγκαταστάσεις αποθήκευσης.

Στην παραπάνω κατεύθυνση και παρά το γεγονός ότι, κυρίως λόγω της οικονομικής συγκυρίας της Χώρας ο προγραμματισμός του παραπάνω έργου αρχικά τέθηκε σε αδράνεια, πρόσφατα η εταιρία Energean Oil & Gas, η οποία εκμεταλλεύεται το υπό εξάντληση κοίτασμα του Πρίνου, επανέφερε εκ νέου στο προσκήνιο το ενδιαφέρον της για μετατροπή της άδειας εκμετάλλευσης σε άδεια αποθήκευσης, τονίζοντας μάλιστα ότι η προοπτική λειτουργίας του αγωγού TAP το 2020 αναβαθμίζει σήμερα το ρόλο μιας υπόγειας αποθήκης φυσικού αερίου, όπως αυτή της Καβάλας, καθώς στη διαδρομή του αγωγού δεν υπάρχει σε λειτουργία άλλη αποθήκη²⁹.

Πρόσφατα, στη νοτιοδυτική υποθαλάσσια περιοχή της Κρήτης, οι εταιρίες PGS και Spectrum ανακάλυψαν μετά από σχετικές επανειλημμένες έρευνες, σημαντικό κοίτασμα φυσικού αερίου το οποίο προσομοιάζει τόσο σε μορφολογία όσο και σε μέγεθος του κοιτάσματος Zohr της Αιγύπτου³⁰. Μάλιστα, η ανακάλυψη αυτή είναι σύμφωνη με αντίστοιχη μελέτη του Πολυτεχνείου Κρήτης³¹. Οι μελέτες οικονομικής σκοπιμότητας της απόληψης από το εν λόγω κοίτασμα είναι σε πρώιμο ακόμα στάδιο, ενώ αν τελικά τελεσφορήσουν, αναμένεται να αλλάξουν όπως είναι φυσικό άρδην τόσο την ενεργειακή ταυτότητα της Ελλάδας, μετατρέποντάς την καταρχάς από εισαγωγέα σε εξαγωγέα σημαντικών ποσοτήτων αερίου, όσο και την οικονομική κατάσταση της Χώρας.

Κατά καιρούς έχει συζητηθεί η πιθανότητα κατασκευής σταθμού υδροποίησης φυσικού αερίου στην Κύπρο, με στόχο την υδροποίηση και μεταφορά ως ΥΦΑ, των ποσοτήτων των κοιτασμάτων που βρίσκονται στην ΑΟΖ της Χώρας. Το 2013 υπεγράφη μνημόνιο συναντίληψης μεταξύ των εταιριών Noble, Delek και Anver για την κατασκευή του πρώτου τερματικού σταθμού ΥΦΑ στην περιοχή του Βασιλικού, στη Λεμεσό³². Το έργο μάλιστα ανήκει στον κατάλογο έργων ενδιαφέροντος της ΕΕ (ΕΕ, 2018), στο πλαίσιο του μηχανισμού «Συνδέοντας την Ευρώπη». Πέραν των προφανών πλεονεκτημάτων που θα έχει για την Κύπρο η υλοποίηση της επένδυσης της, καθώς μέχρι στιγμής στη Μεσόγειο μόνο η Αλγερία, η Αίγυπτος και η Λιβύη διαθέτουν εγκαταστάσεις υδροποίησης, επί του παρόντος η Χώρα δεν έχει προωθήσει την υλοποίηση της επένδυσης βασιζόμενη κυρίως στο επιχείρημα ότι μία τέτοιου ύψους επένδυση (~100 εκ. €), για να είναι βιώσιμη και επωφελής θα πρέπει να συνδυάζεται και με την ύπαρξη ενός σημαντικού μεγέθους κοιτάσματος προς εκμετάλλευση. Στο πλαίσιο αυτό, και καθώς το υποθαλάσσιο κοίτασμα της Αφροδίτης έχει κριθεί ανεπαρκές για να δικαιολογήσει το ύψος της επένδυσης, η Χώρα έχει στραφεί σε εντατικοποίηση των ερευνών για την ανακάλυψη νέων κοιτασμάτων μεγαλύτερης δυναμικής οι οποίες θα μπορούν ενδεχομένως να δικαιολογήσουν τις αυτόνομες

²⁹ <http://www.kavala-portal.gr/news/anaptiksi/item/5471-kinitikotita-gia-tin-ypogeia-apothiki-fysikoy-aeriou>

³⁰ <https://www.cnn.gr/news/ellada/story/129062/megalo-koitasma-fysikoy-aerioy-notia-tis-kritis>

³¹ <http://www.greeknewsonline.com/1-5-trillion-cubic-metres-of-natural-gas-south-of-crete/>

³² <https://energypress.gr/news/epesan-oi-ypografes-gia-ton-prototermatiko-stathmo-ling-stin-kypro>

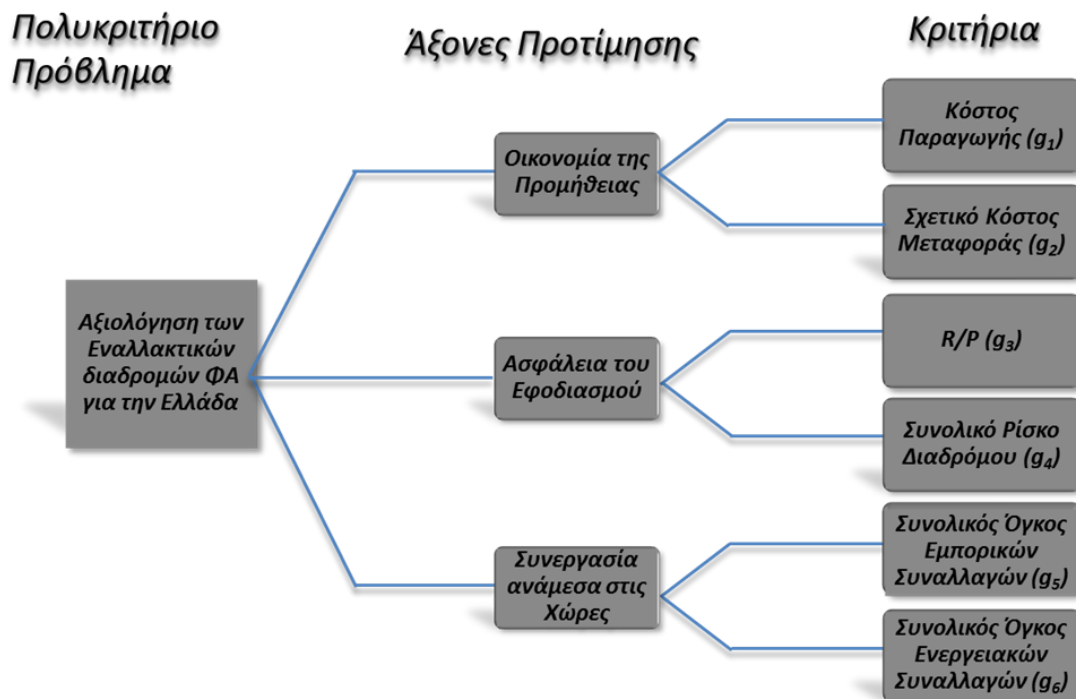
εξαγωγές ΥΦΑ αερίου. Επί του παρόντος οι ποσότητες που αντλούνται από το κοίτασμα της Αφροδίτης, μεταφέρονται στην εγκατάσταση υδροποίησης της Αιγύπτου προς εκμετάλλευση³³.

Σχεδιασμός του πολυκριτήριου συστήματος αξιολόγησης των εναλλακτικών διαδρόμων αερίου για την Ελλάδα (MENAC-Greece)

Το πολυκριτήριο σύστημα αξιολόγησης εναλλακτικών διαδρόμων αερίου για την Ελλάδα (Multicriteria Evaluation system of Natural gas Alternative Corridors for Greece, MENAC-Greece), το οποίο προτείνεται στο πλαίσιο της εργασίας, βασίζεται σε τρεις άξονες προτίμησης για την υποστήριξη μακροχρόνιων στρατηγικών που αφορούν την αγορά αερίου, οι οποίοι υποδείχθηκαν από τον εμπλεκόμενο εκπρόσωπο της εθνικής ενεργειακής πολιτικής:

- **Οικονομία της Προμήθειας**
- **Ασφάλεια του Εφοδιασμού** καθώς και
- θέματα **Συνεργασίας ανάμεσα στις Χώρες**

Στο πλαίσιο των αξόνων αυτών έχουν θεωρηθεί έξι κριτήρια απόφασης τα οποία ορίζονται αναλυτικά παρακάτω:



Σχήμα 5: Άξονες προτίμησης της αξιολόγησης και κριτήρια

Το Σχετικό Κόστος Μεταφοράς (g_2) και το Συνολικό Ρίσκο του Διαδρόμου (g_4) είναι κριτήρια άρρηκτα συνδεδεμένα με το σύνολο των χωρών που απαρτίζουν κάθε διάδρομο ενώ η αξιολόγηση εναλλακτικών για τα υπόλοιπα κριτήρια αφορά στην ουσία εξ ολοκλήρου την αξιολόγηση της χώρας προμηθευτή του κάθε

³³ <http://energy.reporter.com.cy/gas/article/76536/i-anakalypsi-neoy-zor->

διαδρόμου. Στο Σχήμα 5 αποτυπώνονται σχηματικά οι άξονες προτίμησης και τα κριτήρια που ορίζονται στο πλαίσιο του πολυκριτήριου συστήματος αξιολόγησης.

Οικονομία της Προμήθειας

Η τιμή εισαγωγής του καυσίμου βασίζεται συνήθως σε κοστοστρεφή πολιτική σύμφωνα με την οποία η τιμή περιλαμβάνει όλα τα κόστη που αφορούν το καύσιμο από το σημείο παραγωγής έως το σημείο κατανάλωσης του καυσίμου καθώς και το περιθώριο κέρδους του πωλητή – παραγωγού. Με την παραδοχή του ίδιου περιθωρίου κέρδους για όλους τους παραγωγούς – πωλητές των εναλλακτικών διαδρόμων υπό αξιολόγηση η τιμή εισαγωγής συνήθως καθορίζεται από το κόστος παραγωγής, μεταφοράς και διαμετακόμισης (Hafner et.al., 2007).

Κόστος Παραγωγής (g_1): Ένα μέτρο του συνολικού κόστους παραγωγής (g_1) φυσικού αερίου είναι το κόστος εξόρυξης. Το κόστος εξόρυξης περιλαμβάνει το κόστος εξεύρεσης και άντλησης του φυσικού αερίου. Ως κόστος άντλησης αναφέρεται το κόστος λειτουργίας και συντήρησης των δεξαμενών φυσικού αερίου και του απαιτούμενου για την άντληση εξοπλισμού μέχρι την επιφάνεια της γης. Το κόστος εξεύρεσης περιλαμβάνει τα κόστη διερεύνησης για την ύπαρξη φυσικού αερίου σε κάποια περιοχή καθώς και τα κόστη κατασκευής εγκαταστάσεων άντλησης σε περιοχές όπου υπάρχει αέριο αλλά και τα κόστη αγοράς ή μακροχρόνιας μίσθωσης γης στις εν λόγω περιοχές (Performance Profiles of Major Energy Producers, 2009; EIA, 2012). Από την άλλη η παραγωγή του ΥΦΑ είναι μεγαλύτερης έντασης κεφαλαίου καθώς προϋποθέτει τα πρόσθετα κόστη της υγροποίησης, πλωτής μεταφοράς με πλοία αποθήκευσης και επαναεριοποίησης. Τα παραπάνω κόστη εκτιμάται ότι ανέρχονται σε 2,6\$/mmbtu³⁴ (Engblom, 2017).

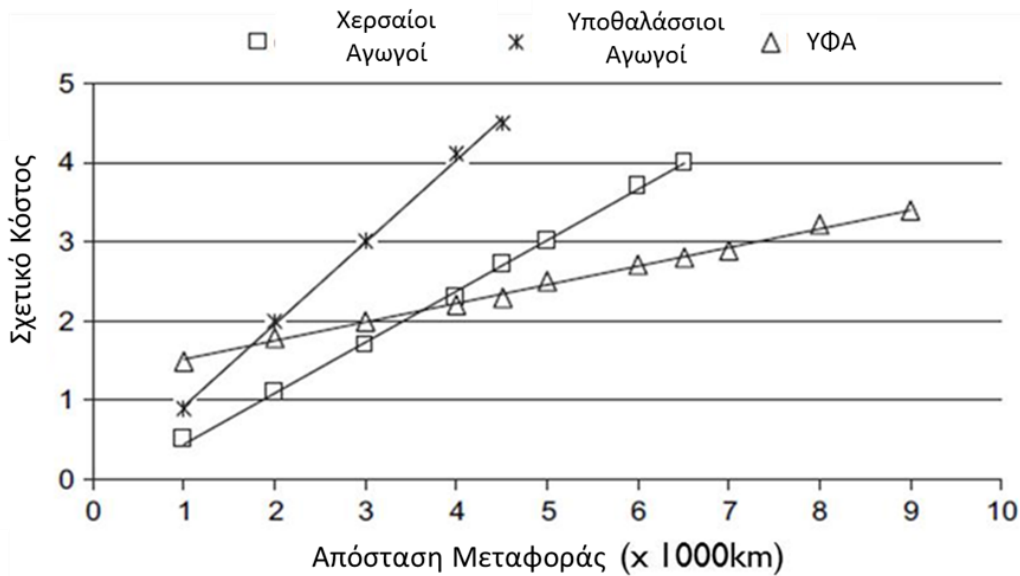
Κόστος Μεταφοράς (g_2): Το κόστος μεταφοράς του Φυσικού αερίου είναι άρρηκτα συνδεδεμένο με το είδος της μεταφοράς, δηλ. μέσω χερσαίων ή υποθαλάσσιων αγωγών ή σαν ΥΦΑ. Ανάλογα με το είδος της μεταφοράς, το κόστος είναι αναλογική συνάρτηση της απόστασης. Το σχετικό κόστος μεταφοράς ανάλογα με το είδος της μεταφοράς έχει υπολογισθεί στη διεθνή επιστημονική βιβλιογραφία (Σχήμα 6) και χρησιμοποιείται εκτενώς για την αξιολόγηση εναλλακτικών τρόπων μεταφοράς του καυσίμου (Durr et.al., 2007, Odumugbo, 2010). Μάλιστα, λόγω της επιβάρυνσης του κόστους μεταφοράς το φυσικό αέριο συνήθως καταναλώνεται κατά το δυνατόν πιο κοντά στις περιοχές παραγωγής (Bjørnmoose et. al., 2009).

Για να αποδοθεί η βαθμολογία κάθε εναλλακτικής από πλευράς κόστους μεταφοράς κάθε διάδρομος εξετάστηκε μεμονωμένα ως προς τα συνιστώμενα τμήματα, τον τύπο τους και την απόσταση καθενός εξ αυτών. Οι πληροφορίες αυτές χρησιμοποιήθηκαν για να αξιολογηθεί το βάρος κάθε εναλλακτικής για το κριτήριο αυτό.

Οι υποδομές υγροποίησης και επαναεριοποίησης οι οποίες ελήφθησαν υπόψη στον έλεγχο συνδεσιμότητας ελήφθησαν από την αναφορά “The World’s LNG Liquefaction Plants and Regasification Terminals”³⁵ ενώ η απόσταση για τα τμήματα των εναλλακτικών διαδρόμων που απαιτούν μεταφορά ως ΥΦΑ από την εκάστοτε εγκατάσταση υγροποίησης μέχρι το λιμάνι της Ρεβυθούσας στην Ελλάδα εκτιμήθηκε χρησιμοποιώντας το διαδικτυακό εργαλείο θαλάσσιων διαδρομών και αποστάσεων www.ports.com.

³⁴ Million british thermal units = 0,180136 boe

³⁵ <http://www.globallnginfo.com>



Σχήμα 6: Σχετικό Κόστος Μεταφοράς ως συνάρτηση της απόστασης

Πέραν της εξάρτησης του κόστους μεταφοράς από την απόσταση της Χώρας παραγωγής ή αποθήκευσης έως τη Χώρα κατανάλωσης, κατά τη μεταφορά του διαμέσου της Χώρας, το φυσικό αέριο υπόκειται σε *τέλη διαμετακόμισης* τα οποία αποτελούν την οικονομική αποζημίωση των Διαχειριστή του Συστήματος Μεταφοράς για την απρόσκοπτη εξυπηρέτηση της μετάβασης του καυσίμου διαμέσου του δικτύου της αρμοδιότητάς του και της διασυνοριακής μετάβασης από μία Χώρα σε μία άλλη. Τα τέλη διαμετακόμισης είναι συνήθως ρυθμιζόμενα και ορίζονται στα «τιμολόγια μεταφοράς» του κάθε Διαχειριστής.

Η αξιόπιστη διαμετακόμιση αποτελεί κρίσιμο ζήτημα για την ασφάλεια του εφοδιασμού καθώς το αέριο διέρχεται ανάμεσα από σύνορα διαφορετικών Κρατών στην πορεία του από την παραγωγή προς την κατανάλωση (EIA, 2012). Για την ασφαλή και οικονομικά βιώσιμη ροή αερίου μέσα στους αγωγούς απαιτείται στενή συνεργασία ανάμεσα στους Διαχειριστές Συστημάτων Μεταφοράς και τις αρχές των Κρατών ενώ η εξασφάλισή της αφορά όλους τους εμπλεκόμενους στην αγορά αερίου, τόσο τους παραγωγούς όσο και τους καταναλωτές για την εξασφάλιση και τη διαφοροποίηση των πωλήσεων και των προμηθειών τους αλλά και τις Χώρες διαμετακόμισης για την αύξηση της ελκυστικότητας των διαδρόμων αερίου που διέρχονται από τα εδάφη τους.

Ήδη από το 2015 το Ευρωπαϊκό Δίκτυο Διαχειριστών Δικτύων Μεταφοράς Φυσικού Αερίου (ENTSOG³⁶) έχει συντάξει ένα πρότυπο Συμφωνίας Διασύνδεσης σύμφωνα με τον Ευρωπαϊκό Κανονισμό Δικτύων για τη Διαλειτουργικότητα και την Ανταλλαγή Δεδομένων (EU 703/2015, INT0647, 2015). Στο πλαίσιο αυτό, το 2016 οι διαχειριστές Συστημάτων Μεταφοράς Ελλάδας και Βουλγαρίας συνυπέγραψαν Συμφωνία Διασύνδεσης, προωθώντας την υλοποίηση του ενιαίου Ευρωπαϊκού Κανονισμού Διαλειτουργικότητας και δίνοντας έτσι τη δυνατότητα πρόσβασης σε εναλλακτικούς εμπλεκόμενους της αγοράς φυσικού αερίου για παραδόσεις κατά μήκος του διαβαλκανικού διαδρόμου Ελλάδα-Τουρκία-ΠΓΔΜ-Ουκρανίας³⁷. Αντίστοιχη Συμφωνία

³⁶ <https://www.entsog.eu/>

³⁷ <https://ec.europa.eu/energy/en/news/new-gas-interconnection-agreement-between-bulgaria-and-greece>

Διασύνδεσης αναμένεται να υπογραφεί σε σύντομο χρόνο ανάμεσα στους Διαχειριστές των Συστημάτων Μεταφοράς Ελλάδας και Τουρκίας.

Τα «τιμολόγια μεταφοράς» είναι κατά κανόνα ρυθμιζόμενα, ενώ η μεθοδολογία καθορισμού μπορεί να διαφοροποιείται ανά χώρα (Energy Charter Secretariat, 2012).

Στη γενική περίπτωση, ο τρόπος καθορισμού των *τιμολογίων Μεταφοράς* σε ένα κράτος αποτελείται από δύο στάδια: α) τον υπολογισμό του συνολικού επιτρεπόμενου κόστους για τη λειτουργία του συστήματος που έχει σαν στόχο την εκτίμηση του απαιτούμενου εσόδου για το Διαχειριστή και β) την κατανομή του κόστους αυτού σε μεμονωμένους χρήστες του συστήματος μεταφοράς, σύμφωνα με κάποια μεθοδολογία.

Τα κριτήρια βάσει των οποίων διαμορφώνονται τα τιμολόγια μεταφοράς είναι διαφορετικά ανάλογα με το βαθμό ωριμότητας της εκάστοτε αγοράς καθώς εξαρτώνται από το είδος της υπηρεσίας μεταφοράς που παρέχεται. Στη γενική περίπτωση οι Διαχειριστές Συστημάτων Μεταφοράς προσφέρουν προϊόντα αδεσμοποίητης δυναμικότητας με αποτέλεσμα οι ταρίφες να εκφράζονται ανά μονάδα δυναμικότητας π.χ.: €/ (MWh/day)/year. Από την άλλη σε λιγότερο προηγμένες αγορές οι υπηρεσίες μεταφοράς είναι συνδεδεμένες με την ποσότητα αερίου που μεταφέρεται και έτσι οι ταρίφες μεταφοράς εκφράζονται σε μονάδες μεταφερόμενης ποσότητας, π.χ.: €/MWh (Florence School of Regulation, 2017-2018). Σε κάποιες περιπτώσεις το ποσοστό της ταρίφας που προκύπτει από τη δυναμικότητα και από την ενέργεια ορίζεται από την εποπτεύουσα Ρυθμιστική Αρχή.

Τα πλέον σημαντικά μοντέλα καθορισμού «τιμολογίων μεταφοράς» είναι τα εξής:

- **Σημείου-προς-Σημείο (P2P):** στο οποίο τα τιμολόγια ορίζονται ανά μονάδα δυναμικότητας μεταφοράς και απόστασης (\$/(Mwh/day)/km/year). Στο σύστημα αυτό η ταρίφα εξαρτάται από τη φυσική διαδρομή του καυσίμου. Πρόκειται για την παραδοσιακή προσέγγιση που χρησιμοποιούν ενοποιημένες εταιρίες και συνηθίζεται για μεγάλες αποστάσεις και δια-συνοριακές μεταφορές. Το ζωνικό σύστημα που ίσχυε στην Ελλάδα μέχρι πρότινος είναι μία απλοποιημένη έκδοση του συστήματος αυτού.
- **Εισόδου-Εξόδου:** Η προσέγγιση αυτή που πλέον είναι υποχρεωτική στην Ευρωπαϊκή αγορά φυσικού αερίου προϋποθέτει ότι ο χρήστης πληρώνει ένα αντίτιμο για κάθε είσοδο και για κάθε έξοδο ανεξάρτητα από τη διαδρομή την οποία θα ακολουθήσει το αέριο εντός του δικτύου. Το σύστημα αυτό είναι περισσότερο ευέλικτο και συμβατό με την ανταγωνιστική αγορά. Στο πλαίσιο της εφαρμογής του συστήματος ενδέχεται να εφαρμόζονται δημοπρασίες για την απόκτηση της δυναμικότητας στις εισόδους και εξόδους, πρακτική η οποία είναι υποχρεωτική για διασυνοριακές συναλλαγές κατά τον Ευρωπαϊκό Κανονισμό. Η προσέγγιση αυτή είναι αποτελεσματική και προσανατολισμένη προς τις ιδιαιτερότητες της ελεύθερης αγοράς, εντούτοις, η υλοποίησή της θα πρέπει να συνοδεύεται από συστηματική παρακολούθηση από τις αρμόδιες εποπτεύουσες Αρχές για τη διασφάλιση του υγιούς ανταγωνισμού.

Οι δύο βασικές προσεγγίσεις που χρησιμοποιούνται συνηθέστερα για τη διαμόρφωση των ρυθμιζόμενων τιμολογίων μεταφοράς είναι η μεθοδολογία του *ρυθμού απόδοσης* και η μεθοδολογία του *ρυθμιζόμενου κινήτρου*.

Στη μεθοδολογία του *ρυθμού απόδοσης* ή «*cost-plus*» ο ρυθμιστής ορίζει το επιτρεπόμενο έσοδο για την κάλυψη εύλογων δαπανών για την παρεχόμενη υπηρεσία της μεταφοράς με βάση το σταθερό κόστος επένδυσης σε δίκτυα αγωγών, το κόστος χρηματοδότησης και λειτουργίας, καθώς και μία εύλογη απαιτούμενη

απόδοση για την παροχή της υπηρεσίας. Το συνολικό κόστος βάσης συνήθως ορίζεται από το ρυθμιστή ή διαπραγματεύεται με τον Διαχειριστή του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς.

Στην περίπτωση της μεθοδολογίας του *ρυθμιζόμενου κινήτρου* ή «*ανώτατου ορίου*», οι ταρίφες καθορίζονται εξ' αρχής βάσει ορισμένων παραδοχών ενώ στο τέλος κάθε ρυθμιζόμενης περιόδου επαναπροσδιορίζονται για την επόμενη περίοδο λαμβάνοντας υπόψη την ενδεχόμενη μη ανακτήσιμη διαφορά που προέκυψε.

Λόγω του γεγονότος ότι το μέρος του κόστους που αφορά στον τρόπο με τον οποίο διαμορφώνονται τα «τιμολόγια μεταφοράς» των διαφόρων χωρών είναι πολύ χαμηλό συγκρινόμενο με το κόστος προμήθειας και το αναλογικό, βάσει της απόστασης, κόστος μεταφοράς του καυσίμου, η επιβάρυνση που προκύπτει στην τιμή του φυσικού αερίου λόγω της εφαρμογής των «τιμολογίων μεταφοράς» δεν ελήφθη υπόψη στην παρούσα μοντελοποίηση. Το ύψος της άλλωστε, συγκρινόμενο με το ύψος του Κόστους Παραγωγής και Μεταφοράς από τη Χώρα πηγή στη Χώρα προορισμό, είναι αρκετά χαμηλό ενώ η ενδεχόμενη συμμετοχή του στο σχεδιασμό του πολυκριτήριου συστήματος αξιολόγησης δεν αναμένεται να είχε αντίκτυπο στα αποτελέσματα της αξιολόγησης των εναλλακτικών διαδρόμων.

Ασφάλεια του Εφοδιασμού

Η περίληψη της αναφοράς «World Energy Outlook, 2010» που δημοσιεύεται από το Διεθνή Οργανισμό Ενέργειας (International Energy Agency, IEA, 2010) ξεκινά με τη διαπίστωση ότι «ο ενεργειακός κόσμος αντιμετωπίζει πρωτοφανή αβεβαιότητα». Από τη φύση της η αβεβαιότητα είναι άρρηκτα συνδεδεμένη με την ανασφάλεια. Έτσι σήμερα, περισσότερο από ποτέ, η αβεβαιότητα έχει τη δυνατότητα να θέσει σε κίνδυνο την ενεργειακή ασφάλεια της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Η εξάρτηση της Ευρωπαϊκής Ένωσης από εισαγόμενο αέριο εκτιμάται να φτάσει στο 80% στις επόμενες δεκαετίες κυρίως λόγω της εξάντλησης των τοπικών αποθεμάτων αλλά και της αύξησης της ζήτησης ως καύσιμο χαμηλότερης περιεκτικότητας σε άνθρακα.

Η έννοια της ασφάλειας του εφοδιασμού είναι αρκετά ευέλικτη με συνέπεια οι διεθνείς οργανισμοί να μην ακολουθούν ένα κοινό ορισμό. Για παράδειγμα ο Stern (2002), στην ανάλυσή του, διακρίνει το ρίσκο που σχετίζεται με την εισαγωγή φυσικού αερίου σε *εξαρτώμενο-από-την-πηγή, εξαρτώμενο-από-το-διάδρομο, και εξαρτώμενο-από-τις-υποδομές*.

Το *εξαρτώμενο-από-την-πηγή ρίσκο* καθορίζεται από παράγοντες όπως η αυτάρκεια και η εξάρτηση της χώρας από τις εισαγωγές καθώς στη γενική περίπτωση τα εγχώρια αποθέματα μειώνουν το εν λόγω ρίσκο. Προς την ίδια κατεύθυνση ο αριθμός και η αξιοπιστία των υπαρκτών προμηθευτών έχουν επίδραση στην ασφάλεια του εφοδιασμού. Επιπλέον, τίθεται το ζήτημα της ευπάθειας μιας χώρας εισαγωγής φυσικού αερίου, το οποίο καθορίζεται από τη δομή της χώρας όσον αφορά στην κατανάλωση αερίου. Καθώς το φυσικό αέριο μπορεί εύκολα να υποκατασταθεί από πηγές ενέργειας όπως ο άνθρακας ή οι ανανεώσιμες, η δυνατότητα υποκατάστασης του είδους του καυσίμου στο μίγμα μιας χώρας παίζει σημαντικό ρόλο. Τέλος, η διαφοροποίηση των πηγών εισαγωγής του καυσίμου κρίνεται ιδιαίτερα σημαντική όσον αφορά στην ασφάλεια του εφοδιασμού.

Η μεταφορά φυσικού αερίου μέσω αγωγών περιλαμβάνει συχνά χώρες διαμετακόμισης, των οποίων ο αριθμός έχει άμεσο αντίκτυπο στην ασφάλεια του εφοδιασμού. Είναι σημαντικό να αναφερθεί ότι στη διαδικασία της εισαγωγής φυσικού αερίου από μία Χώρα σε μία άλλη εμπλέκονται τουλάχιστον τρία μέρη με διαφορετικά μεταξύ τους συμφέροντα: η Χώρα πηγή, η Χώρα Προορισμός και η/οι Χώρα/ες διαμετακόμισης ή μετάβασης.

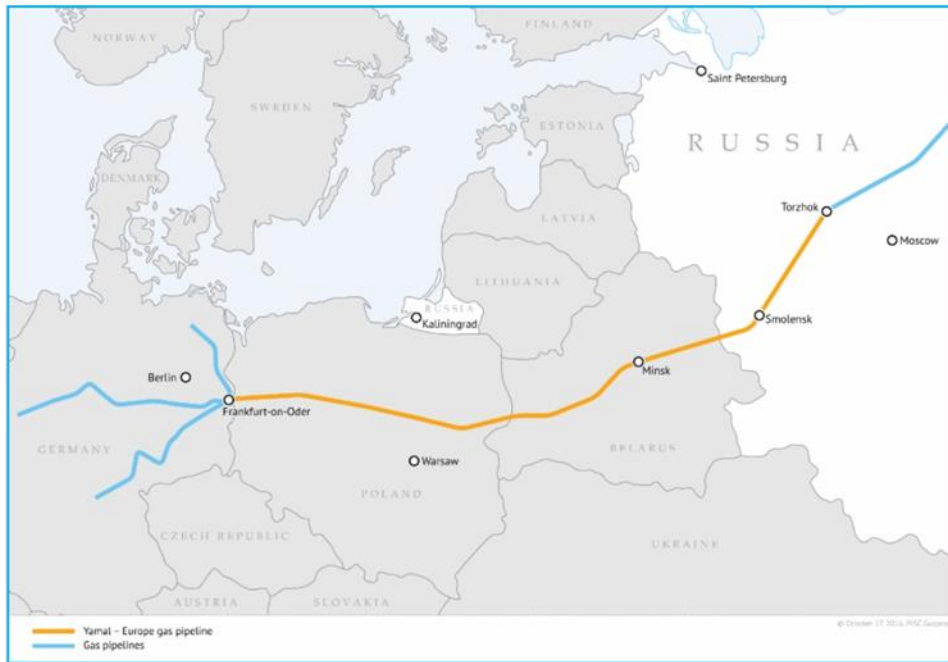
Κάθε Χώρα μετάβασης προσθέτει ένα επιπλέον επίπεδο ρίσκου. Η εξασφάλιση του εφοδιασμού μπορεί να επηρεαστεί αρνητικά από ενδεχόμενη πολιτική αστάθεια στη Χώρα μετάβασης ή από ενδεχόμενη προτεραιοποίηση της κάλυψης των εγχώριων αναγκών της Χώρας μετάβασης. Επιπροσθέτως ο βαθμός του *εξαρτώμενου-από-το-διάδρομο* ρίσκου συχνά έχει να κάνει με την ποιότητα των σχέσεων των Χωρών που τον απαρτίζουν, γεγονός που το καθιστά το δυσκολότερα διαχειρίσιμο ρίσκο. Ο βαθμός στον οποίο μία χώρα μπορεί να επηρεαστεί από ενδεχόμενη διακοπή της προμήθειας διαμέσου του διαδρόμου εξαρτάται από την ύπαρξη εναλλακτικών διαδρόμων από τον ίδιο προμηθευτή. Πράγματι κατά τη διάρκεια της Ρώσο-Ουκρανικής κρίσης το 2009, η Ρωσία κατόρθωσε να διαβιβάσει περίπου το ήμισυ της απαιτούμενης ποσότητας προς Πολωνία, Γερμανία και Τσεχία μέσω του αγωγού Yamal που διέρχεται μέσω Λευκορωσίας.

Το ζήτημα καθίσταται πιο σύνθετο καθώς η διαμόρφωση των διαδρόμων διαμετακόμισης αερίου δύναται να επηρεάσει τις ισορροπίες και τη δυναμική της διαπραγματευτικής ισχύος ανάμεσα στις χώρες παραγωγό (ή διαθέτων) και καταναλωτή. Επί παραδείγματι, η αντίρρηση της Πολωνίας για τη δημιουργία του αγωγού Nord Stream (The Nord Stream Pipeline Project, 2005-2012) είχε κυρίως να κάνει με την ανησυχία της χώρας ότι αν η Γερμανία αποκτούσε έναν απευθείας αγωγό από τη Ρωσία, θα σταματούσε να χρησιμοποιεί την πολιτική της επιρροή για την επίλυση ενδεχόμενων διαφορών μεταξύ των χωρών κατά μήκος του Yamal, ο οποίος εξυπηρετεί τόσο τη Γερμανία όσο και την Πολωνία.

Ο Nord Stream (Εικόνα 8) είναι ένας υποθαλάσσιος αγωγός μήκους 1.224 km και δυναμικότητας 55 bcm ετησίως ο οποίος ενώνει τις πηγές αερίου της Ρωσίας με τη Γερμανία διασχίζοντας τις Αποκλειστικές Οικονομικές Ζώνες της Ρωσίας, της Φινλανδίας, της Σουηδίας, της Δανίας και της Γερμανίας, καθώς και τα χωρικά ύδατα της Ρωσίας, της Δανίας και της Γερμανίας. Από την άλλη, ο Yamal (Εικόνα 9), είναι ένας χερσαίος αγωγός φυσικού αερίου ο οποίος ενώνει τα κοιτάσματα αερίου της Ρωσίας με τις χώρες της δυτικής Ευρώπης διαμέσου του διαδρόμου Λευκορωσίας, Πολωνίας και Γερμανίας. Μέχρι την κατασκευή του Nord Stream ο Yamal αποτελούσε το βασικό διάδρομο για τη διοχέτευση φυσικού αερίου από τη Ρωσία προς τις Χώρες της δυτικής Ευρώπης.



Εικόνα 8: Ο αγωγός Nord-Stream (<https://www.nord-stream.com/the-project/pipeline/>)



Εικόνα 9: Ο αγωγός Yamal (<http://www.gazprom.com/about/production/projects/pipelines/active/yamal-evropa/>)

Πέραν τούτων, η διασφάλιση συνεχούς ροής διαμέσου του διαδρόμου επηρεάζεται άμεσα από φυσικές καταστροφές, όπως για παράδειγμα η έκρηξη σε αγωγό της Μολδαβίας τον Απρίλιο του 2009, οπότε και μειώθηκαν στο μισό οι ποσότητες φυσικού αερίου που μεταφέρονταν από τη Ρωσία προς τις Βαλκανικές χώρες μέχρι την αποκατάσταση της βλάβης (Eurogas, 2010, Le Coq and Paltseva, 2011).

Ένας επειπλέον παράγοντας ρίσκου έχει να κάνει με την επάρκεια των επενδύσεων όσον αφορά στις υποδομές εξαγωγής, μετάβασης και εισαγωγής που απαιτούνται για την κάλυψη των μακροχρόνιων αναγκών προμήθειας φυσικού αερίου. Από τη φύση του το *σχετιζόμενο-με-τις-επενδύσεις* ρίσκο είναι υψηλότερο σε περιόδους οικονομικής κρίσης, οπότε τα επίπεδα επενδύσεων τείνουν να μειώνονται λόγω της υπάρχουσας αβεβαιότητας. Ένα ιδιαίτερο χαρακτηριστικό του *σχετιζόμενου-με-τις-επενδύσεις* ρίσκου είναι ότι η επίδραση από τη ματαίωση υλοποίησης των επενδύσεων διαφάνεται με μία χρονική υστέρηση της τάξης των δέκα χρόνων (Ritter, 2011).

Εν γένει, το ενεργειακό προφίλ του κάθε διαδρόμου εξαρτάται από το δυνητικό όγκο του φυσικού αερίου που μπορεί να μεταφερθεί μέσω του διαδρόμου σε συνδυασμό με τους κινδύνους στους οποίους υπόκειται η μεταφορά αυτή. Για τους σκοπούς της αξιολόγησης των εναλλακτικών διαδρόμων φυσικού αερίου προς την Ελλάδα, οι παρακάτω δύο δείκτες υιοθετήθηκαν για την αξιολόγηση του ενεργειακού προφίλ κάθε διαδρόμου από πλευράς ενεργειακής ασφάλειας:

Δείκτης Αποθεμάτων-προς-Παραγωγή (g₃): Τα αποθέματα έκαστου μελλοντικού προμηθευτή μπορούν να αξιολογηθούν χρησιμοποιώντας τον δείκτη *Αποθεμάτων-προς-Παραγωγή* (R/P). Ο δείκτης R/P ορίζεται ως το εκτιμώμενο ποσοστό αποθεμάτων φυσικού αερίου στα κοιτάσματα της χώρας προς τη συνολική ετήσια παραγωγή αερίου της χώρας. Οι συνήθεις μονάδες είναι βαρέλια φυσικού αερίου (barrels of oil equivalent, boe) ή κυβικά μέτρα. Ο δείκτης μετριέται σε έτη και εκφράζει τα χρόνια επάρκειας των αποθεμάτων της χώρας

για την κάλυψη των αναγκών της αν συνεχίσει να καταναλώνει με τον τρέχοντα ρυθμό^{38,39} (indexmundi database; BP, 2012).

Συνολικό Ρίσκο Διαδρόμου: (g₄): Η Ασφάλεια των Προμηθειών είναι άρρηκτα συνδεδεμένη με το συνολικό ρίσκο του ακολουθούμενου διαδρόμου.

Η ποσοτικοποίηση και αξιολόγηση του ρίσκου Χωρών έχει κατά καιρούς απασχολήσει πολυάριθμους οργανισμούς και ερευνητές, ανά τον κόσμο με αποτέλεσμα να έχουν προταθεί αρκετά συστήματα αξιολόγησης. Στο πλαίσιο αυτό η πολυεθνική εταιρία amfori συνέταξε το 2018 την αναφορά “Country Risk Classification”, στην οποία οι Χώρες αξιολογούνται ως προς το ρίσκο βάσει των δεικτών Παγκόσμιας Διακυβέρνησης⁴⁰:

- Ελευθερία λόγου και λογοδοσία
- Πολιτική σταθερότητα και απουσία βίας
- Αποδοτικότητα της Κυβέρνησης
- Ποιότητα των θεσμών
- Κανόνες δικαίου
- Έλεγχος της διαφθοράς

Η αναφορά αυτή ήρθε να αντικαταστήσει την αντίστοιχη αναφορά αξιολόγησης ρίσκου Χωρών της εταιρίας του 2014.

Στην ίδια κατεύθυνση, ο Οργανισμός Ηνωμένων Εθνών, εφαρμόζει το ποσοτικό Μοντέλο Εκτίμησης Ρίσκου των Χωρών (Country Risk Assessment Model, CRAM), ταξινομώντας τις Χώρες παγκοσμίως σε οκτώ κατηγορίες ρίσκου (0-7) αξιολογώντας κυρίως οικονομικούς δείκτες που έχουν να κάνουν με την πιστοληπτική ικανότητα της Χώρας και των παραγόντων της. Εν συνεχεία, τα αποτελέσματα του μοντέλου υπόκεινται στην ποιοτική κρίση ειδικών για την ενσωμάτωση ενδεχόμενων ποιοτικών χαρακτηριστικών τα οποία μπορεί να διαφοροποιήσουν την κατάταξη. Τα αποτελέσματα της κατάταξης είναι διαθέσιμα στην ιστοσελίδα του Οργανισμού ενώ επικαιροποιούνται ανά τακτά χρονικά διαστήματα⁴¹.

Για τις ανάγκες της εν λόγω μοντελοποίησης, για την απόδοση βαθμολογίας σε κάθε εναλλακτική για το κριτήριο του συνολικού ρίσκου διαδρόμου, ελήφθησαν υπόψη τα αποτελέσματα του ευρωπαϊκού έργου REACCESS (Αναφορά REACCESS). Κάθε διάδρομος αποτελείται από μία αλληλουχία χωρών με ελάχιστο αριθμό χωρών τη μία χώρα (στην περίπτωση της μεταφοράς ΥΦΑ) και μέγιστο τις 5 χώρες ανά διάδρομο (Πίνακας 1). Το συνολικό ρίσκο διαδρόμου εξάγεται αθροίζοντας τον πολιτικό-θεσμικό και τον κοινωνικό-πολιτικό παράγοντα ρίσκου όλων των χωρών κάθε διαδρόμου και μετατρέποντάς το σε ποσοστό σύμφωνα με τον παρακάτω τύπο:

$$\frac{(\sum_{i=1}^x \text{Pol} - \text{Inst}_{\text{Country}i} + \sum_{i=1}^x \text{Socio} - \text{Pol}_{\text{Country}i}) - \text{Min}}{\text{Max} - \text{Min}} \quad (1)$$

όπου:

³⁸ <http://chartsbin.com/>

³⁹ <https://www.worlddata.info/>

⁴⁰ <https://www.amfori.org>

⁴¹ <http://www.oecd.org/tad/xcred/crc.htm>

$Pol - Inst_{Countryi}$ και $Socio - Pol_{Countryi}$ είναι οι τιμές του πολιτικό-θεσμικού και κοινωνικό-πολιτικού παράγοντα ρίσκου κάθε χώρας i του διαδρόμου, ενώ οι τιμές Max και Min αποτελούν το θεωρητικό μέγιστο και ελάχιστο συνολικό ρίσκο για το σύνολο των διαδρόμων υπό αξιολόγηση. Συγκεκριμένα η τιμή Max αντιστοιχεί στην τιμή του θεωρητικού διαδρόμου αποτελούμενου από πέντε χώρες καθεμία από τις οποίες λαμβάνει μέγιστο βαθμό σε κάθε ένα από τους παράγοντες πολιτικό -θεσμικού και κοινωνικό -πολιτικού ρίσκου. Κατ' αντιστοιχία, η τιμή Min αντιστοιχεί στην περίπτωση του θεωρητικού διαδρόμου μίας χώρας με ελάχιστο βαθμό τόσο όσον αφορά στον πολιτικό-θεσμικό όσο και ως προς τον κοινωνικό-πολιτικό παράγοντα ρίσκου. Τα Max και Min υπολογίζονται για το εν λόγω σύνολο των τριάντα εναλλακτικών, ενώ σε περίπτωση προσθήκης ή αφαίρεσης κάποιων εναλλακτικής θα πρέπει να επαναυπολογιστούν.

$$Max = 5 * (Max(Pol - Inst) + Max(Socio - Pol)) \quad (2)$$

$$Min = Min(Pol - Inst) + Min(Socio - Pol) \quad (3)$$

Η παραπάνω μοντελοποίηση τείνει να επιβραβεύει εναλλακτικές διαδρομές ΥΦΑ ως χαμηλότερου ρίσκου, σε σύγκριση με τις εναλλακτικές διαδρομές που περιλαμβάνουν μεταφορά φυσικού αερίου μέσω χερσαίων αγωγών και διαμετακόμιση διαμέσου περισσότερων χωρών. Η τάση αυτή είναι μάλλον λογική καθώς όπως αποτυπώνεται και στην αναφορά της Επιτροπής Εξωτερικών Υποθέσεων των Ηνωμένων Εθνών (Committee On Foreign Relations United States Senate, 2012) «Ενέργεια και Ασφάλεια από τις χώρες της Κασπίας προς την Ευρώπη»: «...το ΥΦΑ είναι συνήθως περισσότερο αξιόπιστο σε σχέση με τη διακίνηση μέσω χερσαίων αγωγών, των οποίων οι διασυνοριακές βάνες είναι περισσότερο εύκολο να κλείσουν». Εξάλλου το ΥΦΑ, παρά το γεγονός ότι εν γένει είναι πιο ακριβή πηγή, αποτελεί ωστόσο το μοναδικό τρόπο παροχής ευελιξίας στις αυξομειώσεις ζήτησης του καυσίμου με δεδομένη τη δυνατότητα αποθήκευσής του (Donnelly, 2018). Ο βασικός παράγοντας ρίσκου σε μεταφορές ΥΦΑ έγκειται στην πιθανότητα εκδήλωσης τυχαίων περιστατικών σε όλα τα στάδια της φόρτωσης, μεταφοράς και εκφόρτωσης του καυσίμου, τα οποία μπορεί να οφείλονται σε φυσικά αίτια (όπως σεισμοί ή ισχυρές καταιγίδες) είτε σε άλλου είδους αίτια όπως συγκρούσεις πλοίων, ενδεχόμενη τεχνική δυσλειτουργία των υποδομών ή ακόμα και σε δολιοφθορά (Margulies, 1982).

Συνεργασία μεταξύ Χωρών

Η συνεργασία ανάμεσα στην Ελλάδα και την εκάστοτε Χώρα-Προμηθευτή κάθε εναλλακτικού διαδρόμου ποσοτικοποιείται βάσει των οικονομικών συναλλαγών ανάμεσα στις δύο Χώρες. Οι παρακάτω δείκτες, οι οποίοι χρησιμοποιήθηκαν σαν κριτήρια στο πλαίσιο της αξιολόγησης, παρέχουν μία ένδειξη του επιπέδου ωριμότητας των οικονομικών σχέσεων ανάμεσα στην Ελλάδα και την εκάστοτε Χώρα Προμηθευτή, σαν μέτρο σύγκρισης της αξιοπιστίας του Προμηθευτή έκαστου διαδρόμου.

Συνολικός Όγκος Εμπορικών Συναλλαγών (g_5): ανάμεσα στην Ελλάδα και την εκάστοτε Χώρα-Προμηθευτή X . Ο δείκτης υποδεικνύει το σχετικό επίπεδο συνολικών εμπορικών συναλλαγών ανάμεσα στις δύο Χώρες ως προς το συνολικό όγκων εμπορικών συναλλαγών και των δύο Χωρών με άλλες Χώρες και υπολογίζεται ως εξής:

$$\frac{E_{CountryX \rightarrow Greece} + E_{Greece \rightarrow CountryX}}{E_{CountryX \rightarrow Worldwide} + E_{Greece \rightarrow Worldwide}} \quad (4)$$

Στον τύπο (4) το E αντιπροσωπεύει το ύψος των εμπορικών συναλλαγών (σε 1.000 \$). Τα ποσοτικά στοιχεία των συναλλαγών για τις ανάγκες της αξιολόγησης ελήφθησαν από στοιχεία της Παγκόσμιας Τράπεζας (WorldBank) ⁴².

Ο **Συνολικός Όγκος Ενεργειακών Συναλλαγών (g₆)**: υπολογίστηκε με χρήση του τύπου (4), λαμβάνοντας υπόψη ωστόσο μόνο συναλλαγές που αφορούν καύσιμα και ενεργειακά προϊόντα από την ίδια βάση δεδομένων.

Σημειώνεται ότι τα στοιχεία εμπορικών συναλλαγών που ελήφθησαν από τη βάση της Παγκόσμιας Τράπεζας, τόσο για το δείκτη συνολικών εμπορικών συναλλαγών όσο και για το δείκτη ενεργειακών συναλλαγών είναι για κάθε χώρα τα πλέον πρόσφατα διαθέσιμα και αφορούν στην πλειονότητά τους το έτος 2016, ενώ για λίγες χώρες προκύπτουν από το 2014 ή το 2011.

Πίνακας 2: Κριτήρια αξιολόγησης, κλίμακες αξιολόγησης και πηγές

Κριτήριο	Δείκτης	Χείριστο Επίπεδο	Βέλτιστο Επίπεδο	Πηγή
g ₁	Κόστος Παραγωγής (\$/Βαρέλι Ισοδύναμου Πετρελαίου)	50	6	Energy Information Administration
g ₂	Σχετικό Κόστος Μεταφοράς (\$/mmBTU)	8	0	Durr et. al., 2007; Odumugbo, 2010
g ₃	Αποθέματα-προς-Παραγωγή (Έτη επάρκειας)	20.01	≥200	IndexMundi; BP 2012
g ₄	Συνολικό Ρίσκο Διαδρόμου (%)	100%	0	REACCESS (FP7)
g ₅	Συνολικές Εμπορικές Συναλλαγές (%)	0%	5,5%	WorldBank
g ₆	Συνολικές Ενεργειακές Συναλλαγές (%)	0%	5,5%	WorldBank

Ο Πίνακας 2 συνοψίζει τις κλίμακες των κριτηρίων αξιολόγησης καθώς και τις πηγές από τις οποίες αυτά ελήφθησαν. Παρά το γεγονός ότι κάποιες εναλλακτικές διαδρομές αξιολογήθηκαν με δείκτη αποθεμάτων-προς-παραγωγή μεγαλύτερο από 200 έτη για τις ανάγκες της ανάλυσης τα 200 έτη θεωρήθηκαν ως το μέγιστο του κριτηρίου.

Στο σημείο αυτό θα πρέπει να σημειωθεί ότι τα συστήματα υποστήριξης αποφάσεων και τα μοντέλα που αυτά ενσωματώνουν θα πρέπει να λειτουργούν υποστηρικτικά με στόχο τη βελτίωση της αποτελεσματικότητας των αποφάσεων (Bohanec, 2003) και σε καμία περίπτωση δεν υποκαθιστούν την κρίση του εμπειρογνώμονα.

⁴² <https://wits.worldbank.org/>

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΣΤΡΑΤΗΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

Προς αυτήν την κατεύθυνση, πέραν των παραπάνω αξόνων προτίμησης και κριτηρίων υφίστανται και πρόσθετοι σημαντικοί παράγοντες οι οποίοι δύνανται να επηρεάσουν αποφάσεις ενεργειακής στρατηγικής και οι οποίοι δεν δύνανται να ενσωματωθούν σε ένα μοντέλο υποστήριξης αποφάσεων. Τέτοιου είδους παράγοντες αφορούν γεωπολιτικές εξελίξεις, διεθνικές συμμαχίες και συγκρούσεις, καθώς επίσης και την κατάσταση του κάθε έργου (Πίνακας Α.1). Τα χαρακτηριστικά αυτά δε είναι εύκολο να αποτυπωθούν ποσοτικά και για το λόγο αυτό δεν συμπεριλαμβάνονται στην προτεινόμενη μοντελοποίηση. Παρ' όλα αυτά η σημαντικότητά τους θα πρέπει να αξιολογείται βασιζόμενη στην εμπειρία των φορέων χάραξης πολιτικής.

Πίνακας 3: Πολυκριτήρια αξιολόγηση των τριάντα εναλλακτικών διαδρόμων προμήθειας φυσικού αερίου προς την Ελλάδα

ΕΝΑΛΛΑΚΤΙΚΗ	Κόστος Παραγωγής (\$/Βαρέλι Ισοδύναμου Πετρελαίου)	Relative Transfer Cost (\$/mmBTU)	Αποθέματα-προς-Παραγωγή (Έτη Επάρκειας)	ΚΡΙΤΗΡΙΑ		
				Συνολικό Ρίσκο Διαδρόμου (%)	Συνολικές Εμπορικές Συναλλαγές (%)	Συνολικές Ενεργειακές Συναλλαγές (%)
Ρωσ-Ουκ-Μολ-Ρου-Βου	19,21	0,85	79,9	46,11%	1,15%	1,96%
Ρωσ-Του-Βου	19,21	2,35	79,9	28,17%	1,15%	1,96%
Ρως ΥΦΑ	33,65	6,24	79,9	10,89%	1,15%	1,96%
Ρωσ-Του	19,21	1,00	79,9	21,04%	1,15%	1,96%
Ιρν-Του	9,08	0,88	180,01	23,11%	1,44%	3,39%
Ιρν-Ιρκ-Συρ-Λιβ	9,08	2,85	180,01	60,51%	1,44%	3,39%
Ιρν ΥΦΑ	23,52	3,25	180,01	12,96%	1,44%	3,39%
Κατ-ΣΑ-Ιορ-Συρ-Του	9,08	1,25	148,2	57,88%	0,09%	0,05%
Κατ ΥΦΑ	23,52	3,18	148,2	8,81%	0,09%	0,05%
Τρν-Αζ-Γεω-Του	19,21	1,79	89,7	47,45%	0,05%	0,41%
Τρν-Ιρν-Του	19,21	1,88	89,7	37,73%	0,05%	0,41%
Νιγ ΥΦΑ	43,43	1,49	117	13,21%	0,14%	0,11%
Αλγ ΥΦΑ	23,52	1,29	54,2	12,30%	0,52%	0,51%
Ιρκ-Του	10,57	0,87	2486,6	29,04%	1,72%	2,30%
Αυς ΥΦΑ	34,15	5,00	29,6	0,00%	0,08%	0,00%
Ινδ ΥΦΑ	34,15	3,91	38,1	10,77%	0,12%	0,00%

Καζ-Τρν-Αζ-Γεω-του	19,21	2,09	112,6	59,48%	1,80%	2,77%
Καζ-ΥΦΑ-Αζ-Γεω-Του	19,21	2,82	112,6	44,86%	1,80%	2,77%
Αιγ-Ιορ-Συρ-Του	9,08	1,44	39	47,86%	1,76%	4,62%
Αιγ ΥΦΑ	23,52	1,59	39	11,83%	1,76%	4,62%
Λιβ ΥΦΑ	23,52	1,45	129,7	13,09%	1,67%	3,48%
Αζ-Γεω-Του	23,52	2,45	33,7	32,83%	0,50%	0,65%
Υε ΥΦΑ			167,9	12,96%	0,01%	0,00%
Μπρου ΥΦΑ	19,21	4,52	26	7,64%	0,00%	0,00%
Ισρ-Κύπ	9,08	1,50	343,6	15,80%	0,68%	1,18%
Ισρ-Αιγ-ΥΦΑ	23,52	2,07	343,6	18,62%	0,68%	1,18%
Ισρ-Κύπ-ΥΦΑ	23,52	1,92	343,6	15,80%	0,68%	1,18%
Κύπ	9,08	1,17	2.486,6	9,01%	4,24%	3,45%
Κύπ ΥΦΑ	23,52	1,54	2.486,6	9,01%	4,24%	3,45%

Η βαθμολογία καθεμίας από τις τριάντα εναλλακτικές στα έξι επιλεγμένα κριτήρια στο πλαίσιο τους προτεινόμενης μοντελοποίησης αποτυπώνεται στον Πίνακα 3.

Εκτίμηση ενός προσθετικού μοντέλου αξίας για τη λήψη αποφάσεων

Στην παράγραφο αυτή αποτυπώνεται ο σχεδιασμός ενός συνολικού μοντέλου για την αξιολόγηση και την κατάταξη των υφιστάμενων δυνητικών διαδρόμων προμήθειας φυσικού αερίου προς την Ελλάδα καθώς επίσης και των υπό συζήτηση, προτεινόμενων ή υπό κατασκευή έργων υποδομής.

Το μεγαλύτερο μέρος των εθνικών προμηθειών αερίου στην Ελλάδα πραγματοποιούνται υπό την αρμοδιότητα της ΔΕΠΑ για την ιδιωτικοποίηση της οποίας έχει διεξαχθεί στο παρελθόν μη ολοκληρωμένη προσπάθεια. Πιο συγκεκριμένα, κατά την προσπάθεια ιδιωτικοποίησης που ξεκίνησε το 2012 και συνεχίστηκε μέχρι τον Ιούνιο του 2013, η Gazprom, η οποία αποτελούσε το μοναδικό ενδιαφερόμενο για την εξαγορά της εταιρίας, αποχώρησε από τη διαδικασία, μη καταθέτοντας τελικά δεσμευτική προσφορά. Η αλλαγή της στάσης της ρωσικής πλευράς φαίνεται να προέκυψε μετά την επίσκεψη του τότε έλληνα πρωθυπουργού στο Αζερμπαϊτζάν κατά την οποία εκδήλωσε ενδιαφέρον για το ενδεχόμενο προμήθειας της Ελλάδας από κοιτάσμα του Σαχ Ντενίζ II⁴³.

Το ενδιαφέρον της εθνικής πολιτικής στον τομέα του φυσικού αερίου ως επί το πλείστον κινείται διαχρονικά σε δύο άξονες: τη διερεύνηση σχετικά με την ύπαρξη πιθανών εναλλακτικών προμηθευτών ή και διαδρόμων

⁴³ <http://www.tovima.gr/finance/article/?aid=517239>

φυσικού αερίου και την αναγνώριση των πλεονεκτικότερων δράσεων που θα πρέπει να ακολουθηθούν σε επίπεδο Χώρας όσον αφορά σε έργα υποδομών, διακρατικές συμφωνίες και συμμετοχή σε κοινοπραξίες.

Ο ρόλος του αποφασίζοντα στο πλαίσιο της παρούσας έρευνας δόθηκε σε έναν επικεφαλής της εθνικής ενεργειακής πολιτικής για το φυσικό αέριο, του οποίου η γνώση και η εμπειρία ενίσχυσαν σε μεγάλο βαθμό το σχεδιασμό του μοντέλου, συμπεριλαμβάνοντας όλους τους άξονες σημαντικότητας της εθνικής ενεργειακής πολιτικής για το φυσικό αέριο.

Το πολυκριτήριο προσθετικό μοντέλο αξίας ορίζεται από μία προσθετική συνάρτηση αξίας $u(\mathbf{g})$ η οποία περιγράφεται από την ακόλουθη φόρμουλα:

$$u(\mathbf{g}) = \sum_{i=1}^n p_i u_i(g_i) \quad (5)$$

$$u_i(g_{i*}) = 0, \quad u_i(g_i^*) = 1, \quad i = 1, \dots, n \quad (6)$$

$$\sum_{i=1}^n p_i = 1 \quad (7)$$

$$p_i \geq 0, \quad i = 1, \dots, n \quad (8)$$

όπου:

$\mathbf{g} = (g_1, \dots, g_n)$ είναι το διάνυσμα επίδοσης μιας εναλλακτικής πηγής προμήθειας αερίου μέσω ενός συγκεκριμένου διαδρόμου ως προς τα n υιοθετούμενα στο πλαίσιο της μοντελοποίησης κριτήρια;

$u_i(g_{i*})$ και $u_i(g_i^*)$ αντιστοιχούν στο ελάχιστο και μέγιστο επίπεδο προτίμησης για το κάθε κριτήριο g_i , αντίστοιχα;

$u_i(g_i)$, $i = 1, \dots, n$ αποτελούν μη φθίνουσες συναρτήσεις οριακής τιμής των επιδόσεων των κριτηρίων g_i , $i = 1, \dots, n$. Και

p_i είναι το σχετικό βάρος της καθεμίας από τις i συναρτήσεις $u_i(g_i)$.

Βάσει των παραπάνω, για μία δεδομένη εναλλακτική \mathbf{a} , το $\mathbf{g}(\mathbf{a})$ και το $\mathbf{u}[\mathbf{g}(\mathbf{a})]$ αναπαριστούν το πολυκριτήριο διάνυσμα επίδοσης της και τη συνολική τιμή της εναλλακτικής αντιστοίχως.

Η προτιμησιακή ανεξαρτησία όλων των κριτηρίων αποτελεί υποχρεωτική υπόθεση στο πλαίσιο του παραπάνω προσθετικού μοντέλου αξίας (Keeney και Raiffa, 1976; Keeney, 1992). Ένα ζεύγος κριτηρίων (g_i, g_j) θεωρείται προτιμησιακά ανεξάρτητο ως προς τα υπόλοιπα κριτήρια όταν οι «συμβιβασμοί» ανάμεσα στα δύο κριτήρια δεν εξαρτώνται από τις τιμές των λοιπών κριτηρίων. Όλα τα κριτήρια πρέπει να είναι προτιμησιακά ανεξάρτητα, όταν ισχύουν οι ίδιες συνθήκες για όλα τα ζεύγη κριτηρίων. Μετά την εκτίμηση των συναρτήσεων u_i το γραμμικό μοντέλο (5)-(8) υφίσταται αν και μόνο αν τα μεταξύ των κριτηρίων βάρη αποτελούν σταθερά ποσοστά υποκατάστασης (αντισταθμίσεις) μεταξύ των συναρτήσεων u_i .

Οι παραδοσιακές τεχνικές αναφορικά με την εκτίμηση των βαρών περιλαμβάνουν τη μέθοδο «swing weights» και τη μέθοδο των συμβιβασμών (“tradeoffs”). Η μέθοδος «swing weights» (von Winterfeldt and Edwards, 1986) βασίζεται στην απευθείας ανάλυση της βελτίωσης που προκύπτει με την ταλάντωση ανάμεσα στα άκρα

του εύρους τιμών του κριτηρίου. Η μέθοδος της αντιστάθμισης από την άλλη, απαιτεί την ανεξάρτητη κρίση ανάμεσα σε διαφορετικά profile πολλαπλών χαρακτηριστικών. (Beinat, 1997).

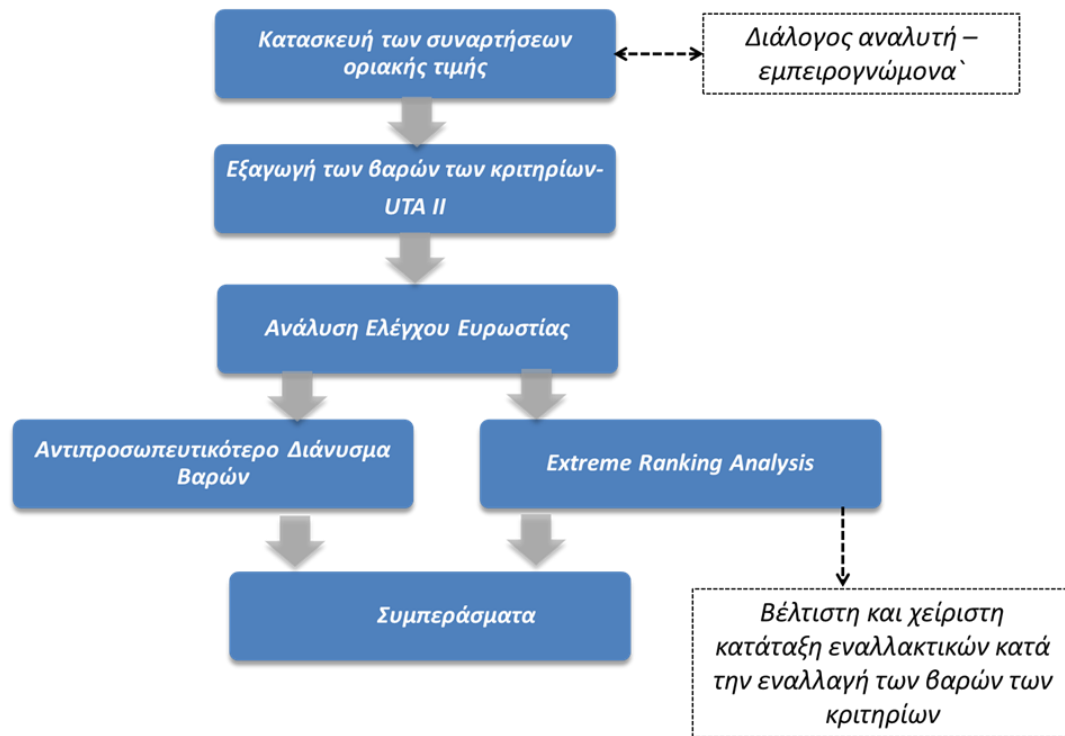
Πρόσφατα τα τελευταία χρόνια, οι μέθοδοι πολυκριτήριας ανάλυσης που βασίζονται σε έμμεση εκμείωση των προτιμήσεων καθώς και σε τεχνικές αποσύνθεσης (Jacquet-Lagrèze και Siskos, 1982, 2001) θεωρούνται πιο ενδιαφέρουσες, καθώς απαιτούν λιγότερη προσπάθεια από την πλευρά του αποφασίζοντα για να εκφράσει τις προτιμήσεις του (Greco, 2009).

Λόγω της αντικειμενικής δυσκολίας που υπάρχει στην προσπάθεια των αναλυτών να εκμειύσουν τις προτιμήσεις των αποφασίζοντων σε σχέση με τους συμβιβασμούς ανάμεσα σε ετερογενή κριτήρια, συνήθως προτιμούν να εξάγουν την προσθετική συνάρτηση αξίας που εκφράζει τον αποφασίζοντα κάνοντας χρήση ολιστικών προτιμησιακών δομών, με εφαρμογή μεθόδων αποσύνθεσης και διατακτικής παλινδρόμησης. Στη λογική αυτή, οι παράμετροι του μοντέλου απόφασης προκύπτουν μέσω ορισμένων ολιστικών προτιμήσεων τις οποίες δηλώνει ο αποφασίζων πάνω σε ένα σύνολο εναλλακτικών αναφοράς (Jacquet-Lagrèze και Siskos, 1982, 2001; Greco et al., 2008, 2010). Στην ίδια λογική, πρόσφατα οι Hurson και Siskos (2012) πρότειναν μία συνέργεια συμπληρωματικών τεχνικών στις οποίες συμπεριλαμβάνονται η MAUT, η MACBETH και η UTA με στόχο την αποτελεσματικότερη εκτίμηση του προσθετικού μοντέλου αξίας που αντιπροσωπεύει τον αποφασίζοντα, προκειμένου να αντιμετωπίσουν ζητήματα νομιμότητας και τεχνικών δυσκολιών.

Στην εφαρμογή αυτή, η σύνθετη εργασία της εξαγωγής των συναρτήσεων οριακής τιμής και των βαρών των κριτηρίων διεκπεραιώθηκε εμπλέκοντας τον αποφασίζοντα σε αναλυτικές και ευνόητες διαδικασίες αξιοποιώντας έτσι κατά το βέλτιστο δυνατό τρόπο την εμπειρία του.

Οι συναρτήσεις οριακής τιμής των κριτηρίων κατασκευάστηκαν μέσω της απευθείας διαλόγου με τον αποφασίζοντα, ο οποίος διεξήχθη από τον αναλυτή. Εν συνεχεία τα βάρη των κριτηρίων προέκυψαν εμπλέκοντας τον αποφασίζοντα στην αξιολόγηση ζευγών από ένα κατάλληλο σύνολο εικονικών εναλλακτικών που κατασκευάστηκε από τον αναλυτή σύμφωνα με τη λογική της μεθόδου UTA II. Το σύνολο των εικονικών εναλλακτικών κατασκευάστηκε έτσι ώστε οι εναλλακτικές σε κάθε ζεύγος να διαφέρουν σε δύο ή τρία κριτήρια, διατηρώντας τα υπόλοιπα κριτήρια ίδια. Με τον τρόπο αυτό είναι ευκολότερο για τον αποφασίζοντα να συγκρίνει και να εκφράσει την προτίμησή του. Στο τέλος του διαλόγου, οι συνολικές προτιμήσεις του αποφασίζοντος έχουν εκφραστεί πάνω σε ένα σύνολο αναφοράς εικονικών εναλλακτικών, με τη μορφή της κατάταξης. Ένα βήμα παραπέρα, προκειμένου να ληφθεί υπόψη ο ατελής προσδιορισμός των διακριτικών παραμέτρων του μοντέλου και να εξαχθεί μια εύρωστη (ευσταθής) αξιολόγηση των εναλλακτικών διαδρόμων, εφαρμόστηκε ο αλγόριθμος «extreme ranking analysis» όπως προτάθηκε από τους Kadzinski et al. το 2012. Επιπλέον η σταθερότητα των βαρών εξετάστηκε, με τη χρήση του Δείκτη Μέσης Σταθερότητας (Average Stability Index, ASI), ο οποίος αρχικά προτάθηκε στη βιβλιογραφία από τους Grigoroudis και Siskos (2002). Η μεθοδολογική αυτή προσέγγιση είναι πλέον ευρέως γνωστή ως «Εύρωστη Διατακτική Παλινδρόμηση» (Greco et al., 2010), ενώ μία επικαιροποιημένη ανασκόπηση καθώς και ένα ενοποιημένο πλαίσιο που βασίζεται στην παραπάνω μέθοδο έχει δημοσιευτεί από τους Corrente et al. (2013).

Στο *Σχήμα 7* αποτυπώνεται το διάγραμμα ροής της πολυκριτήριας μεθοδολογίας αξιολόγησης των εναλλακτικών διαδρόμων φυσικού αερίου προς την Ελλάδα, MENAC-Greece.



Σχήμα 7: Διάγραμμα Ροής Πολυκριτήριας Μεθοδολογίας MENAC-Greece

Εκτίμηση των συναρτήσεων οριακής τιμής

Στο πλαίσιο της διαδικασίας αυτής ζητείται στον αποφασίζοντα εμπλεκόμενο να συμμετάσχει σε ένα διάλογο με τον αναλυτή με στόχο τον καθορισμό των συναρτήσεων οριακής τιμής καθενός εκ των κριτηρίων σύμφωνα με τις προτιμήσεις του. Παρακάτω δίνεται ένα παράδειγμα του διαλόγου ανάμεσα στον αναλυτή και τον αποφασίζοντα:

Αναλυτής: Ως προς το κριτήριο του «Κόστους Παραγωγής», αν θεωρήσουμε ότι το χαμηλότερο κόστος παραγωγής (6\$) έχει τιμή 1 και το υψηλότερο (50\$) παίρνει τιμή 0, ποια θεωρείτε σύμφωνα με την εμπειρία σας ότι είναι η τιμή για κόστος παραγωγής ίσο με 20\$;

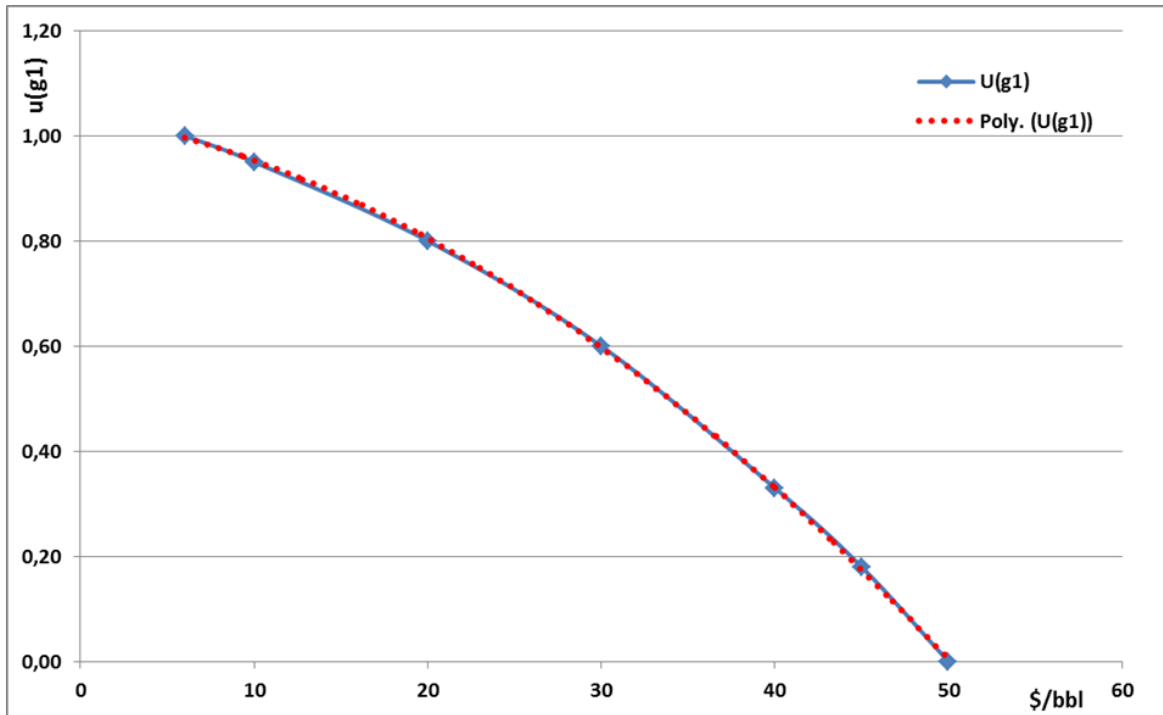
Αποφασίζων: Δε βλέπω άμεση γραμμική συσχέτιση. Νομίζω ότι το κόστος παραγωγής 20\$ θα έπρεπε να πάρει τιμή ίση με 0,80.

Αναλυτής: Κατ' αντιστοιχία τι τιμή θα δίνετε στο κόστος παραγωγής 40\$;

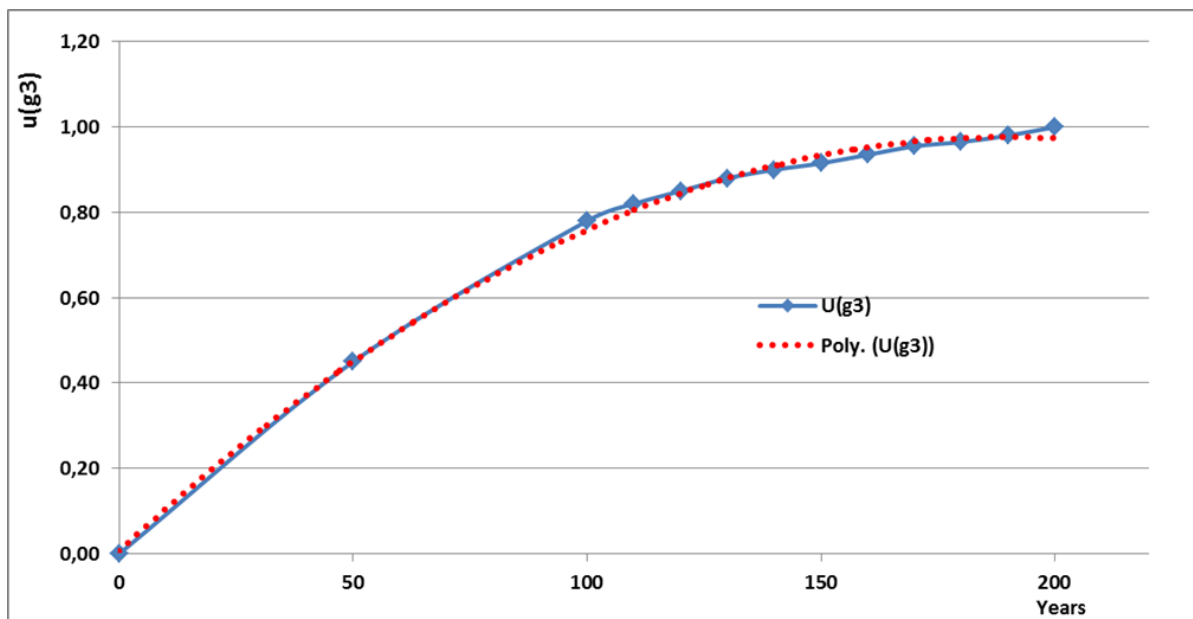
Αποφασίζων: Θα έλεγα 0.33.

Η παραπάνω πληροφορία που δίνεται από τον αποφασίζοντα χρησιμοποιείται για την προσέγγιση της συνάρτησης οριακής τιμής του κριτηρίου του «Κόστους Παραγωγής» λαμβάνοντας υπόψη και τα δύο σταθερά σημεία (0 and 1). Ο αναλυτής ενδέχεται να συνεχίσει το διάλογο με στόχο να εξάγει τη συνάρτηση οριακής τιμής για το κριτήριο που ταιριάζει βέλτιστα με τη γνώση και την εμπειρία του αποφασίζοντος. Η εν λόγω διαδικασία ολοκληρώνεται όταν έχουν προκύψει ικανοποιητικές για τον αποφασίζοντα συναρτήσεις οριακής τιμής για όλα τα υιοθετούμενα κριτήρια στο πλαίσιο του πολυκριτήριου μοντέλου. Στο Σχήμα 8 αποτυπώνεται η αναλυτική μορφή της συνάρτησης οριακής τιμής των κριτηρίων g_1 και g_3 . Οι αναλυτικοί τύποι των συναρτήσεων οριακής τιμής των λοιπών κριτηρίων παρουσιάζονται στο Παράρτημα Α.4.

Εναλλακτικά, αν είναι δύσκολο να κατασκευαστούν ικανοποιητικές συναρτήσεις οριακής τιμής μέσω του απευθείας διαλόγου με τον αποφασίζοντα, θα μπορούσαν να αξιοποιηθούν οι μέθοδοι διατακτικής παλινδρόμησης UTASTAR, όπως αυτή προτάθηκε από τους Siskos και Yanasopoulos, (1985), η UTA^{GMS} των Greco et.al, (2008) ή RUTA των Kadzinski et.al. (2013), στις οποίες οι συναρτήσεις οριακής τιμής και τα βάρη των κριτηρίων εξάγονται εκ παραλλήλου.



$$u(g_1) = -0,00029542x^2 - 0,00599155x + 1,04257277$$



$$u(g_3) = -0,00002691x^2 + 0,0121906x + 0,00618706$$

Σχήμα 8: Συναρτήσεις οριακής τιμής των κριτηρίων g_1 και g_3

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΣΤΡΑΤΗΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

Οι βαθμολογίες κάθε εναλλακτικής διαδρομής ως προς καθένα από τα υιοθετούμενα κριτήρια στο πλαίσιο του πολυκριτηρίου συστήματος MENAC-Greece δίνονται στον παρακάτω Πίνακα 4.

Πίνακας 4: Οριακές τιμές, συνολική βαθμολογία και σειρά κατάταξης κάθε εναλλακτικού διαδρόμου

Τιμές συναρτήσεων οριακής τιμής, συνολική βαθμολογία και κατάταξη εναλλακτικών διαδρόμων.

ΕΝΑΛΛΑΚΤΙΚΗ	ΚΡΙΤΗΡΙΑ						$\sum_{i=1}^6 p_i u_i(g_i)$	ΣΕΙΡΑ ΚΑΤΑΤΑΞΗΣ
	$u_1(g_1)$	$u_2(g_2)$	$u_3(g_3)$	$u_4(g_4)$	$u_5(g_5)$	$u_6(g_6)$		
Κύπ	0,964	0,976	0,974	0,91	0,771	0,891	0,917	1
Κύπ ΥΦΑ	0,738	0,967	0,974	0,91	0,771	0,891	0,915	2
Αιγ ΥΦΑ	0,738	0,966	0,364	0,882	0,32	0,939	0,890	3
Λιβ ΥΦΑ	0,738	0,97	0,879	0,869	0,303	0,893	0,878	4
Ιρν ΥΦΑ	0,738	0,858	0,974	0,87	0,261	0,888	0,851	5
Ιρν-Του	0,964	0,979	0,974	0,769	0,261	0,888	0,823	6
Ρωσ-Του	0,818	0,978	0,651	0,79	0,209	0,74	0,804	7
Ισρ-Κύπ	0,964	0,968	0,974	0,842	0,123	0,545	0,795	8
Ισρ-Κύπ-ΥΦΑ	0,738	0,953	0,974	0,842	0,123	0,545	0,791	9
Ιρκ-Του	0,946	0,979	0,974	0,71	0,312	0,794	0,775	10
Ισρ-Αιγ-ΥΦΑ	0,738	0,945	0,974	0,814	0,123	0,545	0,774	11
Αλγ ΥΦΑ	0,738	0,974	0,481	0,877	0,094	0,282	0,765	12
Ρωσ-Του-Βου	0,818	0,93	0,651	0,718	0,209	0,74	0,753	13
Ρως ΥΦΑ	0,506	0,397	0,651	0,891	0,209	0,74	0,729	14
Νιγ ΥΦΑ	0,225	0,969	0,833	0,868	0,025	0,075	0,721	15
Κατ ΥΦΑ	0,738	0,865	0,93	0,912	0,017	0,04	0,716	16
Αυς ΥΦΑ	0,493	0,63	0,285	1	0,014	0,009	0,703	17
Υε ΥΦΑ	0,738	0,923	0,963	0,87	0,001	0,008	0,700	18
Αιγ-Ιορ-Συρ-Του	0,964	0,97	0,364	0,521	0,32	0,939	0,690	19
Ινδ ΥΦΑ	0,493	0,786	0,356	0,892	0,022	0,009	0,679	20
Μπρου-ΥΦΑ	0,818	0,705	0,254	0,924	0	0,008	0,677	21
Καζ-ΥΦΑ-Αζ-Γεω-Του	0,818	0,897	0,816	0,551	0,328	0,847	0,677	22
Ρωσ-Ουκ-Μολ-Ρου-Βου	0,818	0,979	0,651	53,90%	0,209	0,74	0,664	23
Αζ-Γεω-Του	0,818	0,956	0,32	0,672	0,092	0,349	0,658	24
Τρν-Ιρν-Του	0,818	0,954	0,706	0,623	0,01	0,234	0,609	25

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΣΤΡΑΤΗΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

Καζ-Τρν-Αζ-Γεω-του	0,818	0,944	0,816	0,405	0,328	0,847	0,606	26
Ιρν-Ιρκ-Συρ-Λιβ	0,964	0,894	0,974	0,395	0,261	0,888	0,595	27
ΣΑ-Ιορ-Συρ-Του	0,965	0,956	0,675	0,523	0,094	0,378	0,582	28
Τρν-Αζ-Γεω-Του	0,818	0,958	0,706	0,525	0,01	0,234	0,555	29
Κατ-ΣΑ-Ιορ-Συρ-Του	0,964	0,974	0,93	0,421	0,017	0,04	0,468	30

Εξαγωγή των βαρών των κριτηρίων

Τα βάρη των κριτηρίων της φόρμουλας (5) εκτιμώνται με τη χρήση της μεθόδου αποσύνθεσης UTA II. Σύμφωνα με τη μέθοδο αυτή ο αναλυτής διεξάγει ένα διάλογο με τον αποφασίζοντα με στόχο την κατασκευή ενός συνόλου αναφοράς εικονικών εναλλακτικών $A_R = \{a_1, \dots, a_k\}$, κάθε μία από τις οποίες αντιπροσωπεύει έναν εικονικό διάδρομο φυσικού αερίου προς την Ελλάδα και βοηθά τον εμπλεκόμενο αποφασίζοντα να δηλώσει τις προτιμήσεις του πάνω στις εναλλακτικές αυτές. Ένα παράδειγμα του διαλόγου αποτυπώνεται παρακάτω:

Αναλυτής: Θεωρώντας μία εικονική εναλλακτική E με την παρακάτω βαθμολογία στα έξι θεωρούμενα κριτήρια: $\{g_1 = 25, g_2 = 2.53, g_3 = 106, g_4 = 27.90, g_5 = 1.41, g_6 = 0.8\}$ και συγκρίνοντας την με μία εικονική εναλλακτική F η οποία διαφοροποιείται από την E μόνο ως προς τη βαθμολογία των κριτηρίων g_3 και g_5 ως εξής: $\{g_3 = 155.5, g_5 = 1.26\}$, ποια από τις δύο εναλλακτικές θα προτιμούσατε;

Αποφασίζων: Νομίζω ότι αυτές οι δύο εναλλακτικές είναι ισοδύναμες.

Στο σύνολο A_R τα ζευγάρια διαφέρουν σε δύο ή το πολύ τρία κριτήρια, (Πίνακες 5, 6), έτσι ώστε η διαδικασία σύγκρισής τους να καθίσταται ευκολότερη (ιδανικά να προκύπτει διαισθητικά) για τον αποφασίζοντα. Στο πλαίσιο αυτό ζητείται από τον αποφασίζοντα να παρέχει σύμφωνα με την εμπειρία του μία πλήρη κατάταξη των εναλλακτικών του συνόλου.

Πίνακας 5: Σύνολο επιλεγμένων εικονικών εναλλακτικών διαδρόμων φυσικού αερίου A_R – Βαθμολογία Κριτηρίων

ΕΝΑΛΛΑΚΤΙΚΗ	ΚΡΙΤΗΡΙΟ					
	g_1 (\$ /Barrel of Oil equivalent)	g_2 (\$ /mmBTU)	g_3 (Years)	g_4 (%)	g_5 (%)	g_6 (%)
A	25	11	30	10	2,5	2,5
B	25	11	30	20	2,5	2,5
C	25	11	30	20	2,5	4,5
D	25	11	30	20	4,5	3
E	25	11	50	20	2,5	3
F	25	11	160	20	2	3
G	28	20	180	20	2	3
H	28	18	170	20	2	3

Πίνακας 6: Σύνολο επιλεγμένων εικονικών εναλλακτικών διαδρόμων φυσικού αερίου A_R – Βαθμολογία συναρτήσεων οριακής τιμής

ΕΝΑΛΛΑΚΤΙΚΗ	ΚΡΙΤΗΡΙΟ						ΣΥΓΚΡΙΣΗ
	$u_1(g_1)$	$u_2(g_2)$	$u_3(g_3)$	$u_4(g_4)$	$u_5(g_5)$	$u_6(g_6)$	
A	0,941	0,775	0,289	0,9	0,455	0,82	<i>APB</i>
B	0,941	0,833	0,289	0,8	0,455	0,82	<i>BPC</i>
C	0,941	0,775	0,289	0,8	0,455	0,933	<i>CPD</i>
D	0,941	0,775	0,289	0,8	0,818	0,865	<i>DPE</i>
E	0,941	0,775	0,45	0,8	0,455	0,865	<i>EPF</i>
F	0,941	0,775	0,952	0,8	0,364	0,865	<i>FPG</i>
G	0,805	0,775	0,974	0,8	0,364	0,865	<i>GIH</i>

Έστω ότι το σύνολο A_R αναδιατάσσεται βάσει της γνώσης και της εμπειρίας του εμπλεκόμενου αποφασίζοντος με τέτοιο τρόπο ώστε η εναλλακτική a_1 να είναι η πρώτη στην κατάταξη και η a_k η τελευταία καθώς και ότι για ένα ζεύγος διαδοχικών εναλλακτικών ισχύει η προτίμηση $(a_m P a_{m+1})$ ή η αδιαφορία $(a_m I a_{m+1})$. Λαμβάνοντας υπόψη την παραπάνω δομή, στο πλαίσιο της μεθόδου UTA II θα πρέπει περαιτέρω να επιλυθεί το γραμμικό μοντέλο που περιγράφεται μέσω των τύπων (9)-(13), με στόχο την εύρεση τουλάχιστον ενός συμβατού συνόλου βαρών $p = \{p_1, \dots, p_n\}$:

$$\min F = \sum_{i=1}^k (\sigma^+(a_i) + \sigma^-(a_i)) \quad (9)$$

Για $m=1, 2, \dots, k-1$

$$\sum_{i=1}^n p_i (u_i[g_i(a_m)] - u_i[g_i(a_{m+1})]) - \sigma^+(a_m) + \sigma^-(a_m) + \sigma^+(a_{m+1}) - \sigma^-(a_{m+1}) \begin{cases} \geq \delta, & \text{αν } a_m P a_{m+1} \text{ (i)} \\ = 0, & \text{αν } a_m I a_{m+1} \text{ (ii)} \end{cases} \quad (10)$$

$$\sum_{i=1}^n p_i = 1 \quad (11)$$

$$p_i \geq 0, i = 1, \dots, n \quad (12)$$

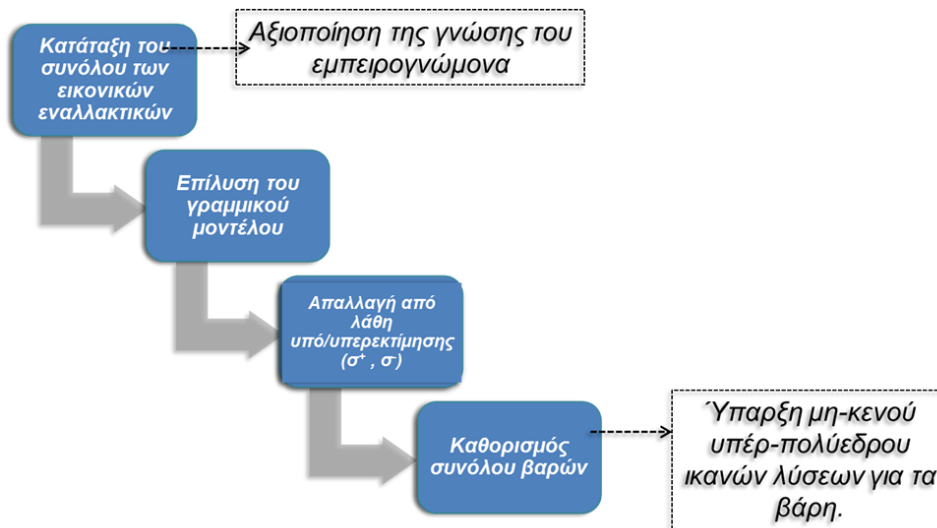
$$\sigma^+(a_m), \quad \sigma^-(a_m) \geq 0, \quad m = 1, \dots, k \quad (13)$$

Η υπόδειξη του αποφασίζοντος θεωρείται ότι ενδέχεται να περιλαμβάνει κάποιο σφάλμα υπερεκτίμησης $\sigma^+(a_m)$ ή υποεκτίμησης $\sigma^-(a_m)$ για καθεμία από τις εναλλακτικές στο υπό ελαχιστοποίηση σύνολο A_R της φόρμουλας (9). Η παράμετρος δ αναφέρεται συνήθως σε ένα πολύ μικρό θετικό αριθμό ο οποίος υποδεικνύει τη σιγουριά του αποφασίζοντος στο να ξεχωρίσει εναλλακτικές που διαφέρουν κατά πολύ λίγο. Οι τυπικές τιμές για το κατώφλι δ κείνται μεταξύ 0,0001 και 0,00001. Ο αποφασίζων έχει επίσης τη δυνατότητα να αποφασίσει, σύμφωνα με την κρίση του ότι δύο εναλλακτικές διαφέρουν τόσο λίγο που στην ουσία είναι ισοδύναμες. Στην περίπτωση αυτή ο περιορισμός αποτυπώνεται με τη μορφή της φόρμουλας (10ii).

Η διαδικασία του καθορισμού του συνόλου βαρών μέσω της επίλυσης του γραμμικού μοντέλου (9)-(13) τερματίζεται όταν η αντικειμενική συνάρτηση (9) μηδενίζεται. Σε κάθε άλλη περίπτωση, υποδεικνύεται ότι ο αποφασίζων έχει σε ένα βαθμό υπό- ή υπερεκτιμήσει κάποια ή κάποιες από τις εικονικές εναλλακτικές του συνόλου, γεγονός το οποίο σημαίνει ότι η κατάταξή του πάνω στο σύνολο των εναλλακτικών του συνόλου αναφοράς δεν είναι συνεπής με το μοντέλο προσθετικής αξίας. Στην περίπτωση αυτή ο αναλυτής βοηθά τον αποφασίζοντα να επανεκτιμήσει τις εναλλακτικές διεξάγοντας έναν εξαντλητικό διάλογο με τον αποφασίζοντα με στόχο τη βέλτιστη προσαρμογή της γνώσης του αποφασίζοντος εκ παραλλήλου με την εξαγωγή της κατάταξης του συνόλου των εικονικών εναλλακτικών χωρίς υπέρ/υπό-εκτιμήσεις.

Συγκεκριμένα, το σύνολο αναφοράς επιστρέφεται στον αποφασίζοντα για επανεκτίμηση και διορθώσεις και εν συνεχεία, ένα νέο πρόβλημα γραμμικού προγραμματισμού διαμορφώνεται και επιλύεται. Στην περίπτωση κατά την οποία επιτευχθεί μηδενική αντικειμενική συνάρτηση του μοντέλου τα βάρη των κριτηρίων θεωρούνται έγκυρα (Siskos et.al., 2014).

Οι ενέργειες που διεξάγονται για να επιβεβαιωθεί η ύπαρξη ενός μη κενού υπέρ-πολύεδρου ικανών λύσεων για τα βάρη αποτυπώνονται στο Σχήμα 9 ενώ στην πράξη η ύπαρξη του σημαίνει ότι αρκετές συναρτήσεις χρησιμότητας θα μπορούσαν να οδηγήσουν σε βέλτιστη αποτύπωση των σχέσεων προτίμησης του αποφασίζοντος.



Σχήμα 9: Διάγραμμα ροής για την διερεύνηση ύπαρξης συμβατού διανύσματος βαρών

Το σύνολο των εναλλακτικών διαδρόμων αναφοράς, με την αξιολόγηση τους έναντι των συναρτήσεων οριακής τιμής των κριτηρίων σύμφωνα με τις προτιμήσεις του αποφασίζοντος και η συνολική κατάταξη των εναλλακτικών αποτυπώνονται στον Πίνακα 7. Το κατώφλι δ ετέθη ίσο με 0,0001. Το σύνολο των βαρών p_i που προέκυψαν από τη διαδικασία της βελτιστοποίησης η οποία περιγράφηκε παραπάνω παρουσιάζεται στην πρώτη στήλη του Πίνακα 8. Λόγω των σχέσεων ανισότητας υπάρχουν περισσότερα του ενός συμβατά σύνολα βαρών p . Βάσει του γεγονότος αυτού, αφού εντοπιστεί η ύπαρξη ενός (τουλάχιστον) συνόλου συμβατών λύσεων το οποίο δεν προκαλεί υπό- ή υπέρ-εκτίμηση στις εκτιμήσεις του αποφασίζοντος αναφορικά με την κατάταξη των εικονικών εναλλακτικών, το γραμμικό μοντέλο (9)-(13) μπορεί να αναδιαμορφωθεί ώστε να εντοπιστεί η μέγιστη τιμή του κατωφλίου δ (δ_{MAX}) καθώς και το πλέον αντιπροσωπευτικό σύνολο βαρών $p^{REP} = \{p_1^{REP}, \dots, p_n^{REP}\}$.

Πίνακας 7: Τιμές συναρτήσεων οριακής τιμής, συνολική βαθμολογία και κατάταξη εναλλακτικών διαδρόμων

ΕΝΑΛΛΑΚΤΙΚΗ	ΚΡΙΤΗΡΙΑ						$\sum_{i=1}^6 p_i u_i(g_i)$	ΣΕΙΡΑ ΚΑΤΑΤΑΞΗΣ
	$u_1(g_1)$	$u_2(g_2)$	$u_3(g_3)$	$u_4(g_4)$	$u_5(g_5)$	$u_6(g_6)$		
Κύπ	0,964	0,976	0,974	0,91	0,771	0,891	0,917	1
Κύπ ΥΦΑ	0,738	0,967	0,974	0,91	0,771	0,891	0,915	2
Αιγ ΥΦΑ	0,738	0,966	0,364	0,882	0,32	0,939	0,890	3
Λιβ ΥΦΑ	0,738	0,97	0,879	0,869	0,303	0,893	0,878	4
Ιρν ΥΦΑ	0,738	0,858	0,974	0,87	0,261	0,888	0,851	5
Ιρν-Του	0,964	0,979	0,974	0,769	0,261	0,888	0,823	6
Ρωσ-Του	0,818	0,978	0,651	0,79	0,209	0,74	0,804	7
Ισρ-Κύπ	0,964	0,968	0,974	0,842	0,123	0,545	0,795	8
Ισρ-Κύπ-ΥΦΑ	0,738	0,953	0,974	0,842	0,123	0,545	0,791	9

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΣΤΡΑΤΗΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

Ιρκ-Του	0,946	0,979	0,974	0,71	0,312	0,794	0,775	10
Ισρ-Αιγ-ΥΦΑ	0,738	0,945	0,974	0,814	0,123	0,545	0,774	11
Αλγ ΥΦΑ	0,738	0,974	0,481	0,877	0,094	0,282	0,765	12
Ρωσ-Του-Βου	0,818	0,93	0,651	0,718	0,209	0,74	0,753	13
Ρως ΥΦΑ	0,506	0,397	0,651	0,891	0,209	0,74	0,729	14
Νιγ ΥΦΑ	0,225	0,969	0,833	0,868	0,025	0,075	0,721	15
Κατ ΥΦΑ	0,738	0,865	0,93	0,912	0,017	0,04	0,716	16
Αυς ΥΦΑ	0,493	0,63	0,285	1	0,014	0,009	0,703	17
Υε ΥΦΑ	0,738	0,923	0,963	0,87	0,001	0,008	0,700	18
Αιγ-Ισρ-Συρ-Του	0,964	0,97	0,364	0,521	0,32	0,939	0,690	19
Ινδ ΥΦΑ	0,493	0,786	0,356	0,892	0,022	0,009	0,679	20
Μπρου-ΥΦΑ	0,818	0,705	0,254	0,924	0	0,008	0,677	21
Καζ-ΥΦΑ-Αζ-Γεω-Του	0,818	0,897	0,816	0,551	0,328	0,847	0,677	22
Ρωσ-Ουκ-Μολ-Ρου-Βου	0,818	0,979	0,651	53,90%	0,209	0,74	0,664	23
Αζ-Γεω-Του	0,818	0,956	0,32	0,672	0,092	0,349	0,658	24
Τρν-Ιρν-Του	0,818	0,954	0,706	0,623	0,01	0,234	0,609	25
Καζ-Τρν-Αζ-Γεω-του	0,818	0,944	0,816	0,405	0,328	0,847	0,606	26
Ιρν-Ιρκ-Συρ-Λιβ	0,964	0,894	0,974	0,395	0,261	0,888	0,595	27
ΣΑ-Ισρ-Συρ-Του	0,965	0,956	0,675	0,523	0,094	0,378	0,582	28
Τρν-Αζ-Γεω-Του	0,818	0,958	0,706	0,525	0,01	0,234	0,555	29
Κατ-ΣΑ-Ισρ-Συρ-Του	0,964	0,974	0,93	0,421	0,017	0,04	0,468	30

Πίνακας 8: Συμβατό διάνυσμα βαρών p_i , p_i^{MIN} και p_i^{MAX} κάθε κριτηρίου, πλέον αντιπροσωπευτικό διάνυσμα βαρών p_i^{REP} και Μέσος Δείκτης Σταθερότητας ASI

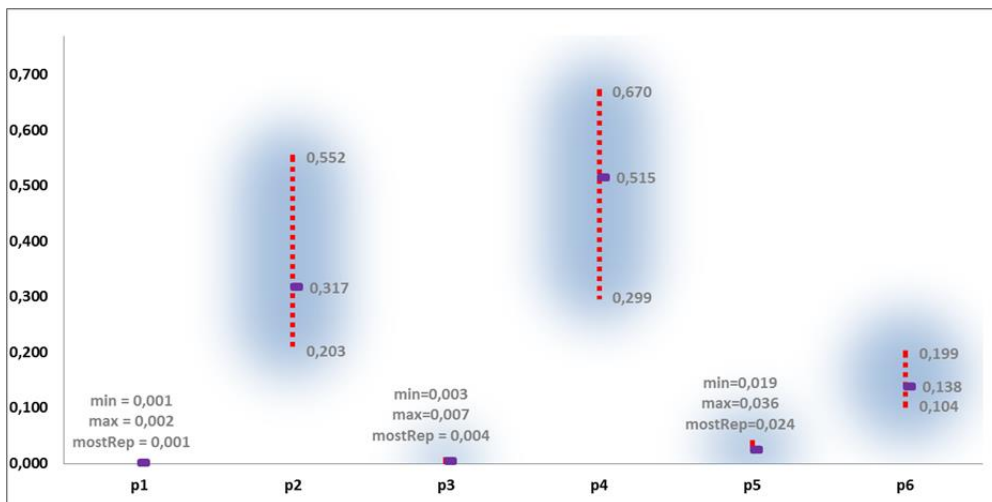
CRITERIA		Συμβατά p_i	p_i^{MIN}	p_i^{MAX}	p_i^{REP}	ASI _k
		$\delta = 0.0001$	$\delta = 0.00003$			
Κόστος Παραγωγής	g_1	0,002	0,001	0,002	0,001	0,999
Σχετικό Κόστος Μεταφοράς	g_2	0,380	0,203	0,552	0,317	0,962
Αποθέματα-προς-Παραγωγή	g_3	0,006	0,003	0,007	0,004	0,999

Συνολικό Ρίσκο Διαδρόμου	g_4	0,382	0,299	0,67	0,515	0.953
Συνολικές Εμπορικές Συναλλαγές	g_5	0,036	0,019	0,036	0,024	0.998
Συνολικές Ενεργειακές Συναλλαγές	g_6	0,194	0,104	0,199	0,138	0.987

Και στις δύο περιπτώσεις, οι μεταβλητές απόφασης που αντιπροσωπεύουν τα σφάλματα $\sigma^+(a_m)$ και $\sigma^-(a_m)$ παραλείπονται. Για τον υπολογισμό του δ_{MAX} η αντικειμενική συνάρτηση αντικαθίσταται από την συνάρτηση μεγιστοποίησης $\max Z = \delta$ ενώ για το πλέον αντιπροσωπευτικό σύνολο βαρών $p^{REP} = \{p_1^{REP}, \dots, p_n^{REP}\}$, διεξήχθη τμηματική διερεύνηση του πολυέδρου των περιορισμών με την επίλυση δώδεκα γραμμικών προβλημάτων, καθένα από τα οποία ελαχιστοποιεί ή μεγιστοποιεί το βάρος καθενός κριτηρίου. p_i . Η λύση των γραμμικών αυτών προβλημάτων δίνει επί της ουσίας, το εύρος διακύμανσης καθενός από τα βάρη των κριτηρίων, παρέχοντας συνεπώς στον αποφασίζοντα καλύτερη άποψη της σημασίας κάθε κριτηρίου.

Εν προκειμένω, η διαδικασία επίλυσης οδήγησε σε κατώφλι $\delta_{MAX} = 0,00006$, ενώ το πλέον αντιπροσωπευτικό διάνυσμα βαρών (p^{REP}) υπολογίζεται από το μέσο όρο των βαρών των δώδεκα μοντέλων ελαχιστοποίησης/μεγιστοποίησης, όπως αποτυπώνεται στη σχέση (14). Κάθε στοιχείο της στήλης MIN/MAX του Πίνακα 5 αντιπροσωπεύει το ελάχιστο/μέγιστο βάρος που προέκυψε ως λύση του γραμμικού μοντέλου που περιγράφηκε στις σχέσεις (9)-(13), με τροποποίηση της αντικειμενικής συνάρτησης ώστε αυτή να εκφράζει κάθε φορά την ελαχιστοποίηση/μεγιστοποίηση του βάρους p_i του κριτηρίου g_i . Το πλέον αντιπροσωπευτικό διάνυσμα βαρών υπολογίζεται ως εξής:

$$p_i^{REP} = \frac{\sum_{j=1}^6 (p_j^{MAX(p_i)} + p_j^{MIN(p_i)})}{12}, \quad i = 1, \dots, 6 \quad (14)$$



Σχήμα 10: Διακύμανση των βαρών των κριτηρίων

Στο Σχήμα 10 απεικονίζονται γραφικά το ελάχιστο, το μέγιστο και το πλέον αντιπροσωπευτικό διάνυσμα βαρών κάθε κριτηρίου τα οποία δίνονται στον Πίνακα 5, αποκαλύπτοντας τη διακύμανση των ικανών βαρών κάθε κριτηρίου. Από το διάγραμμα διαφαίνεται ιδιαίτερη σταθερότητα των βαρών των κριτηρίων. Είναι ευνόητο ότι το πλέον αντιπροσωπευτικό σύνολο βαρών ικανοποιεί το σύνολο των περιορισμών (10)-(12), μετά την

εξάλειψη των λαθών υπό/υπέρ-εκτίμησης καθώς πρόκειται για κυρτό συνδυασμό δώδεκα ακραίων σημείων του υπέρ-πολυέδρου των λύσεων.

Στη βάση της αντισταθμιστικής λογικής των κριτηρίων, το Συνολικό Ρίσκο Διαδρόμου (g_4) είναι το υψηλότερου βάρους κριτήριο ακολουθούμενο από το Σχετικό Κόστος Μεταφοράς (g_2) και το Συνολικό Όγκο Ενεργειακών Συναλλαγών (g_6). Το Κόστος Παραγωγής (g_1), ο δείκτης R/P (g_3) και ο Συνολικός Όγκος Εμπορικών Συναλλαγών (g_5) φαίνονται χαμηλότερου βάρους για τον εμπλεκόμενο αποφασίζοντα. Τα βάρη των κριτηρίων από την άλλη ενδέχεται να διαφέρουν λαμβάνοντας τιμές στο εύρος που ορίζεται από τα p_i^{MIN} and p_i^{MAX} , σύμφωνα με τον εμπλεκόμενο αποφασίζοντα, ωστόσο το άθροισμα τους θα πρέπει να παραμένει μονάδα. Σε κάθε περίπτωση και ανεξαρτήτως των συγκεκριμένων τιμών που παίρνουν τα βάρη το Συνολικό Ρίσκο Διαδρόμου και ο Συνολικός Όγκος Ενεργειακών Συναλλαγών κατέχουν πάντα την πρώτη και δεύτερη θέση αντίστοιχα από πλευράς σημαντικότητας κριτηρίων για τον αποφασίζοντα.

Ευστάθεια των βαρών των κριτηρίων

Οι Jacquet-Lagrange και Siskos το 1982 ήταν οι πρώτοι που έδωσαν έμφαση στο ενδεχόμενο ένα μοντέλο αποφάσεων το οποίο έχει προκύψει μέσω διαδικασιών βελτιστοποίησης να μην χαρακτηρίζεται από επαρκή ευστάθεια. Στο πλαίσιο αυτό οι Grigorioudis και Siskos το 2002 πρότειναν το Μέσο Δείκτη Σταθερότητα ASI, σαν ένα μέσο για την εκτίμηση της ευστάθειας του προκύπτοντος μοντέλου. Ο δείκτης ASI ορίζεται ως η μέση κανονικοποιημένη τυπική απόκλιση των εκτιμώμενων βαρών των κριτηρίων και υπολογίζεται για την περίπτωση της χρησιμοποιούμενης μεθόδου UTA II, ως εξής:

$$ASI = 1 - \frac{1}{n} * \sum_{i=1}^n \frac{\sqrt{m * \sum_{j=1}^m p_{ij}^2 - (\sum_{j=1}^m p_{ij})^2}}{\frac{m}{n} \sqrt{n-1}} \quad (15)$$

όπου $m = 12$ είναι ο αριθμός των στιγμιότυπων ελαχιστοποίησης/μεγιστοποίησης, $n = 6$ ο αριθμός των κριτηρίων και p_{ij} το βάρος του κριτηρίου i σύμφωνα με το στιγμιότυπο j . Ο δείκτης ASI είναι ένας καθολικός δείκτης ευστάθειας του μοντέλου, λαμβάνοντας τιμές στο διάστημα $[0,1]$. Η ευστάθεια των βαρών θεωρείται επαρκής όταν ο δείκτης παίρνει τιμές κοντά στη μονάδα (Siskos και Tsotsolas, 2015). Εν προκειμένω ο δείκτης ASI προέκυψε ίσος με 0.983, τιμή η οποία υποδεικνύει ότι τα βάρη των κριτηρίων είναι αρκετά σταθερά.

Αποτελέσματα και σχολιασμός

Κατάταξη των εναλλακτικών διαδρόμων

Θεωρώντας το πλέον αντιπροσωπευτικό διάνυσμα βαρών \mathbf{p}^{REP} οι τριάντα εναλλακτικές διαδρομές κατατάσσονται σύμφωνα με την προσθετική συνάρτηση αξίας:

$$u(\mathbf{g}) = 0.001u_1(g_1) + 0.314u_2(g_2) + 0.004u_3(g_3) + 0.515u_4(g_4) + 0.024u_5(g_5) + 0.138(g_6) \quad (16)$$

Η κατάταξη των εναλλακτικών αποτυπώνεται στην τελευταία στήλη του Πίνακα 4 και αποτελεί την πιο αντιπροσωπευτική λύση του πολυκριτηρίου προσθετικού μοντέλου αξίας που υιοθετήθηκε.

Για την ανάλυση της ευστάθειας χρησιμοποιήθηκε ο προτεινόμενος από τους Kadzinski et.al. (2012) αλγόριθμος «Extreme Ranking Analysis», ο οποίος περιγράφεται αναλυτικά στο *Παράρτημα Α.5*. Λόγω της πιθανότητας ύπαρξης αρκετών διαφορετικών συνδυασμών βαρών των κριτηρίων οι θέσεις κατάταξης των εναλλακτικών ενδέχεται να διαφοροποιούνται. Στο πλαίσιο του αλγορίθμου, εντοπίζονται η βέλτιστη και η χειρίστη πιθανή θέση κατάταξης κάθε εναλλακτικού διαδρόμου στο σύνολο των τριάντα, όπως αυτές μπορεί να προκύψουν από την εναλλαγή του διανύσματος των βαρών. Οι ακραίες θέσεις κατάταξης των τριάντα εναλλακτικών αποτυπώνονται γραφικά στο διάγραμμα του *Σχήματος 11*.

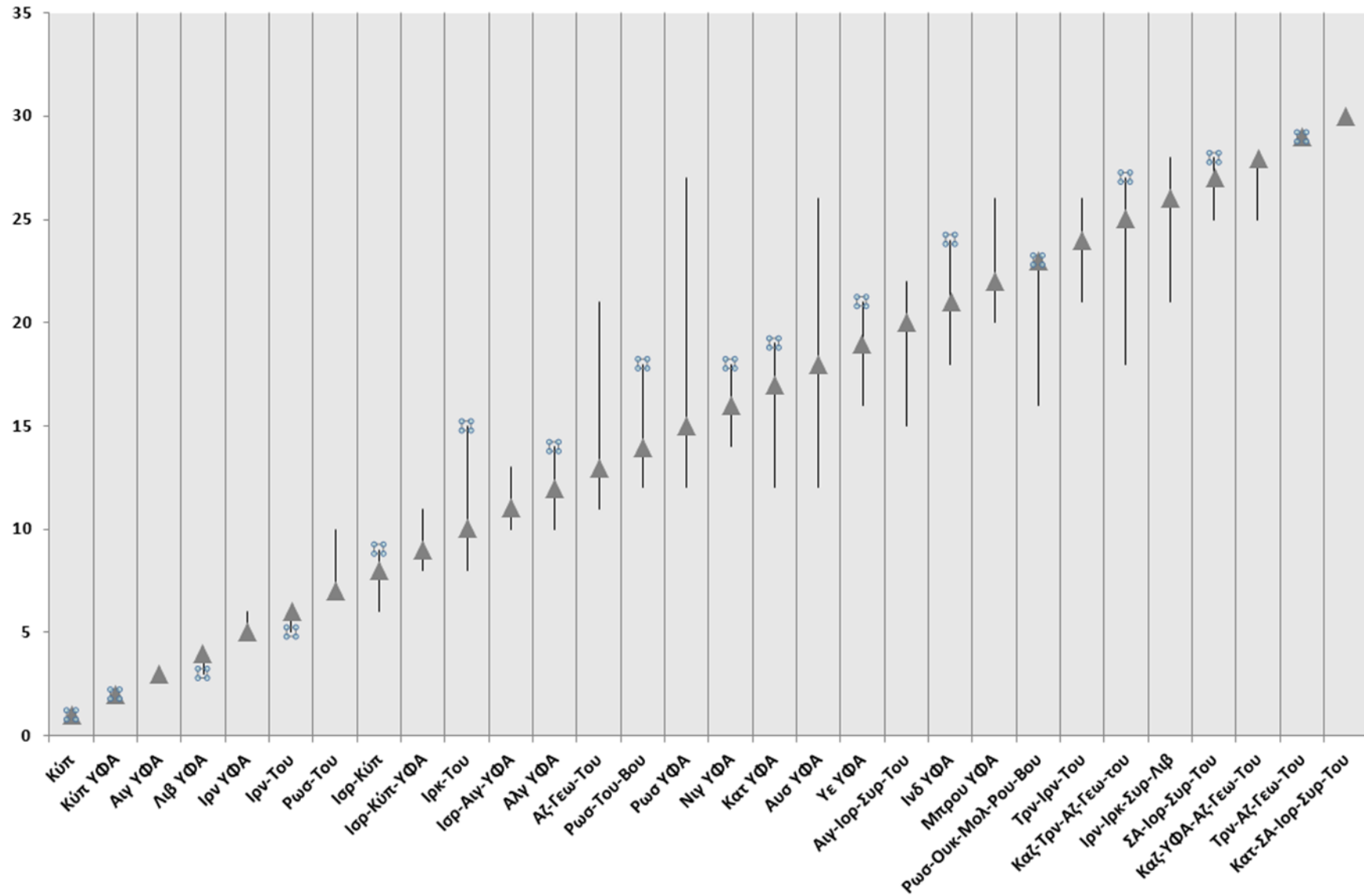
Η απεικόνιση των αποτελεσμάτων της ανάλυσης της κατάταξης των άκρων στο *Σχήμα 11* υποδεικνύει σημαντική ευστάθεια, για τις περισσότερες εναλλακτικές, ως αποτέλεσμα της εναλλαγής των βαρών, με την εξαίρεση των εναλλακτικών *Ρως ΥΦΑ*, *Αζ-Γεω-Του* και *Αυς ΥΦΑ*, που προκύπτουν με μεγάλα εύρη διακύμανσης ανάμεσα στη βέλτιστη και χειρίστη θέση.

Η σημαντική συμβολή της εν λόγω έρευνας προκύπτει από το γεγονός ότι:

1. αναδεικνύει τρεις σημαντικούς άξονες για την αξιολόγηση των εναλλακτικών διαδρόμων φυσικού αερίου για την περίπτωση της Ελλάδας, από τη σκοπιά ενός υπευθύνου χάραξης ενεργειακής πολιτικής: *την Οικονομία των Προμηθειών, την Ασφάλεια του Εφοδιασμού και τη Συνεργασία μεταξύ των Χωρών*.
2. επισημαίνει ότι η πολυκριτήρια ανάλυση παρέχει κατάλληλες μεθοδολογίες για την κατασκευή ενός αποτελεσματικού μοντέλου για την υποστήριξη αποφάσεων σε επίπεδο ενεργειακής πολιτικής που αντικατοπτρίζουν έναν αδιαμφισβήτητο πολυμεταβλητό χαρακτήρα.
3. Άρει την προϋπόθεση ο εμπλεκόμενος υπεύθυνος χάραξης ενεργειακής πολιτικής της Χώρας, να πρέπει να χαρακτηρίζεται από κάποιο είδος εξειδίκευσης σε θέματα πολυκριτήριας ανάλυσης ως απαίτηση ώστε να είναι σε θέση να συμμετάσχει ενεργά στη διαδικασία σχεδιασμού του μοντέλου, παρέχοντας την αδιαμφισβήτητη απαραίτητη γνώση και εμπειρία του.

Τα παραπάνω σημεία υποδεικνύουν την αναγκαιότητα για περαιτέρω αξιοποίηση της προτεινόμενης μεθοδολογίας με την ενσωμάτωση της σε ένα Σύστημα Υποστήριξης Αποφάσεων (ΣΥΑ), με στόχο την αποτελεσματική υποστήριξη φορέων χάραξης ενεργειακής πολιτικής κατά την αξιολόγηση εναλλακτικών διαδρόμων φυσικού αερίου προς τη Χώρα.

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΣΤΡΑΤΗΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»



Σχήμα 11: Θέσεις Κατάταξης των τριάντα εναλλακτικών διαδρόμων φυσικού αέριο προς την Ελλάδα σύμφωνα με τον αλγόριθμο «Extreme Ranking Analysis»

Σχολιασμός Αποτελεσμάτων

Από την κατάταξη που προέκυψε διαφαίνεται ότι υπάρχουν εναλλακτικές διαδρομές φυσικού αερίου για την περίπτωση της Ελλάδας (διαφορετικές από τις υφιστάμενες) οι οποίες είναι σημαντικό να αξιολογηθούν από τους φορείς χάραξης εθνικής πολιτικής στον τομέα του αερίου, με στόχο τον εντοπισμό και την εκμετάλλευση ενδεχόμενων ευκαιριών με στόχο την επίτευξη βέλτιστων αποτελεσμάτων αναφορικά με το πάντα καίριο θέμα της διασφάλισης του εφοδιασμού.

Οι εναλλακτικές που διακρίνονται σε υψηλές θέσεις στην κατάταξη, βάσει του μοντέλου το οποίο έχει σχεδιαστεί και υλοποιηθεί βάσει των προτιμήσεων του εμπλεκόμενου αποφασίζοντα και οι οποίες δεν αποτελούν υφιστάμενες διαδρομές φυσικού αερίου προς τη Χώρα μας, θα μπορούσαν να ληφθούν υπόψη κατά την προσπάθεια εντοπισμού εναλλακτικών προμηθευτών με στόχο την έναρξη διαπραγματεύσεων για μακροχρόνιες στρατηγικές συνεργασίες ή ακόμα και κατά την εξέταση της πλέον ωφέλιμης στάσης της Χώρας ως προς ενδεχόμενα έργα υποδομών.

Αναφορικά με τους υφιστάμενους διαδρόμους φυσικού αερίου προς την Ελλάδα, ο διάδρομος του ρωσικού φυσικού αερίου (*Ρωσ-Ουκ-Μολ-Ρου-Βου*) κατατάσσεται στην 23^η θέση στο σύνολο των τριάντα, κυρίως λόγω του γεγονότος ότι διέρχεται από χώρες που βαθμολογούνται με υψηλό ρίσκο. Το αποτέλεσμα αυτό φαίνεται λογικό λαμβάνοντας υπόψη και τα κατά καιρούς περιστατικά διακοπής της ροής φυσικού αερίου κατά μήκος του διαδρόμου λόγω της κρίσης στις σχέσεις των χωρών μετάβασης. Ο διάδρομος του αλγερινού ΥΦΑ (*Αλγ ΥΦΑ*) κατατάσσεται στην 12^η θέση. Είναι σαφές ότι ως διάδρομος ΥΦΑ είναι χαμηλότερου ρίσκου.

Στις δύο πρώτες θέσεις κατατάσσονται οι εναλλακτικές *Κύπ* και *Κύπ ΥΦΑ*, από τις οποίες η πρώτη προϋποθέτει την υλοποίηση του EastMed ενώ η δεύτερη απαιτεί την υλοποίηση της εγκατάστασης υγροποίησης στην Κύπρο. Στις επόμενες δύο θέσεις βρίσκονται το αιγυπτιακό και το λιβυκό ΥΦΑ (*Αιγ ΥΦΑ*, *Λιβ ΥΦΑ*). Πράγματι παρά την πολιτική αστάθεια στις εν λόγω περιοχές κατά τα τελευταία έτη, τόσο η Αίγυπτος όσο και η Λιβύη συνεχίζουν να προσελκύουν το ενδιαφέρον αρκετών μεγάλων ευρωπαϊκών εταιριών εξεύρεσης και παραγωγής φυσικού αερίου⁴⁴.

Η Αίγυπτος είναι ο δεύτερος μεγαλύτερος παραγωγός φυσικού αερίου στην Αφρική, μετά την Αλγερία. Στο πλαίσιο αυτό για αρκετό καιρό υπήρξε προμηθευτής αερίου της Ευρώπης και ιδιαίτερα των Χωρών της Μεσογείου. Στα έτη πριν την «Αραβική Άνοιξη», όπως είναι γνωστή η επανάσταση των Κρατών της Βόρειας Αφρικής η οποία ξεκίνησε στις Αρχές του 2011, οι εξαγωγές της Αιγύπτου άρχισαν να συναγωνίζονται με την εγχώρια ζήτηση, έχοντας ως αποτέλεσμα τη μερική διακοπή των εξαγωγών (Sakmar, 2013). Σταδιακά, το 2015 η παραγωγή φυσικού αερίου στην Αίγυπτο έφτασε να είναι ανεπαρκής για την κάλυψη των αναγκών της εγχώριας αγοράς, με αποτέλεσμα, η Χώρα να δαπανά δισεκατομμύρια δολάρια για εισαγωγή ΥΦΑ από τις χώρες με σκοπό την κάλυψη των ενεργειακών της αναγκών. Ωστόσο, η Eni, ο ιταλικός ενεργειακός κολοσσός, ανακάλυψε στα τέλη του 2015 στην περιοχή Zohr της Αιγύπτου, το μεγαλύτερο κοίτασμα φυσικού αερίου της Μεσογείου (Ratner, 2016), τα αποθέματα του οποίου εκτιμώνται σε 850 bcm. Παράλληλα η βρετανική SDX Energy ανακοίνωσε το

⁴⁴ <https://www.naturalgasworld.com/eni-makes-gas-discovery-off-libya-shell-confirms-commitment-egypts-shale-23889>

2017, την ανακάλυψη νέων κοιτασμάτων φυσικού αερίου στην περιοχή Disoua, στο νότιο τμήμα της Αιγύπτου⁴⁵. Τα παραπάνω στοιχεία κάνουν σαφές το γεγονός ότι με προϋπόθεση την επικράτηση σχετικής πολιτικής σταθερότητας στην περιοχή, η Αίγυπτος ενδέχεται να δραστηριοποιηθεί ξανά ενεργά στις εξαγωγές φυσικού αερίου, ενώ λόγω της εγγύτητάς της προς την Ελλάδα αποτελεί σημαντική εναλλακτική προμήθειας εξασφαλίζοντας ταυτόχρονα τη διαφοροποίηση των πηγών για τη Χώρα μας.

Η Λιβύη εξάλλου, δεν αποτελεί νέα άφιξη στη διεθνή αγορά αερίου, καθώς το 1971 η Χώρα έγινε η Τρίτη Χώρα στον κόσμο (μετά την Αλγερία και τις ΗΠΑ) στην εξαγωγή ΥΦΑ. Από τότε οι λιβυκές εξαγωγές ΥΦΑ έχουν παραμείνει σε χαμηλά επίπεδα, κυρίως λόγω τεχνικών περιορισμών (ΕΙΑ, 2013b). Πριν τα γεγονότα του εμφυλίου πολέμου του 2011, νέες ανακαλύψεις κοιτασμάτων και επενδύσεις για την εξεύρεση φυσικού αερίου αναμενόταν να αυξήσουν τα αποδεδειγμένα αποθέματα της Χώρας και κατά συνέπεια τις εξαγωγές της⁴⁶. Μάλιστα σύμφωνα με σχετική αναφορά της Ernst & Young (2012), υπό την προϋπόθεση της αποκατάστασης της πολιτικής σταθερότητας, εκτιμάται ότι η Χώρα θα δώσει έμφαση στην αναδόμηση του κλάδου του φυσικού αερίου τόσο στον τομέα της παραγωγής όσο και σε αυτό των εξαγωγών.

Από την άλλη πλευρά αν θέλαμε να σχολιάσουμε τη μέσω αγωγών εναλλακτική διασύνδεσης φυσικού αερίου της Ελλάδας με την Αίγυπτο θα λέγαμε ότι μία ζώνη αγωγών που διέρχεται από την Ιορδανία και τη Συρία δεν διαφαίνεται ως ιδιαίτερα ασφαλής επιλογή (Bilgin, 2009). Το επιχείρημα αυτό αποτυπώνεται πράγματι στα εξαγόμενα από το μοντέλο αποτελέσματα, καθώς η εναλλακτική *Αιγ-Ιορ-Συρ-Λιβ-Του* παίρνει χαμηλή βαθμολογία (0,521) στο κριτήριο g_4 (Συνολικό Ρίσκο Διαδρόμου), το οποίο στην ουσία αποτελεί το σημαντικότερο κριτήριο στο πλαίσιο της εν λόγω πολυκριτήριας αξιολόγησης. Εν τούτοις, το αιγυπτιακό και το λιβυκό ΥΦΑ λαμβάνουν επαρκώς υψηλές βαθμολογίες στο εν λόγω κριτήριο g_4 (0.882 και 0.869 αντίστοιχα), βελτιώνοντας έτσι τις θέσεις τους στη συνολική κατάταξη των εναλλακτικών διαδρόμων.

Το γεγονός ότι οι διάδρομοι ΥΦΑ καταλαμβάνουν υψηλές θέσεις στη συνολική κατάταξη θα μπορούσε να διεγείρει το ενδιαφέρον εμπλεκόμενων στην αγορά φυσικού αερίου αναφορικά με επενδύσεις στον τομέα της αποθήκευσης ΥΦΑ. Πρόσφατα ολλανδική εταιρία εξαγόρασε μία τεράστια έκταση στη νότια Κρήτη με στόχο την κατασκευή τερματικού υγροποίησης⁴⁷. Από την άλλη εδώ και χρόνια συζητείται η κατασκευή τερματικού σταθμού αποθήκευσης φυσικού αερίου στο εξαντλημένο κοιτάσμα του Πρίνου, το οποίο βρίσκεται στη θαλάσσια περιοχή Νότια της Καβάλας. Το συγκεκριμένο έργο έρχεται ξανά στο προσκήνιο με την πρόσληψη συμβούλου για την εκπόνηση μελέτης που αφορά στο σχεδιασμό της υλοποίησης του^{48,49}. Η υλοποίηση των εν λόγω επενδύσεων πρόκειται να επηρεάσει δραστικά την ελληνική αγορά αερίου. Από την άλλη, ο ΔΕΣΦΑ, έχει ήδη προχωρήσει σε αναβάθμιση των εγκαταστάσεων της Ρεβυθούσας, με την ολοκλήρωση από το Σεπτέμβριο του 2018 εργασιών κατασκευής τρίτης δεξαμενής χωρητικότητας 95.000 κυβικών μέτρων⁵⁰, σε μία προσπάθεια να συμβάλει

⁴⁵ <https://energypress.gr/news/fysiko-aerio-tha-ferei-tin-anoixi-stin-aigypto>

⁴⁶ <https://www.eia.gov/>

⁴⁷ www.prismanews.gr

⁴⁸ <http://www.capital.gr/News.asp?id=1828330>

⁴⁹ <https://www.energja.gr/article/143366/parahoreitai-apo-to-taip-ed-h-apothkh-fysikoy-aerioy-sthn-kavala>

⁵⁰ <https://energyin.gr/2017/11/28-η-επένδυση-143-εκατ-ευρώ-στη-ρεβυθούσα/>

επί της ουσίας στην αποτελεσματικότερη διασφάλιση των προμηθειών καθώς επίσης και να μπορέσει να αντιμετωπίσει κρίσεις εφοδιασμού, όπως για παράδειγμα την κατάσταση του Ιανουαρίου του 2017.

Στον Πίνακα 9 συνοψίζονται οι επικρατούσες δέκα εναλλακτικές διαμέσου αγωγών ενώ σημειώνονται τα αντίστοιχα έργα υποδομών καθώς και η κατάσταση υλοποίησης στην οποία βρίσκεται καθένα από αυτά. Η αξιολόγηση των εναλλακτικών διαδρόμων που κάνουν χρήση αγωγών υποδεικνύει ως ιδιαίτερως σημαντική για τη Χώρα μας την κατασκευή του αγωγού EastMed, καθώς θα επιτρέψει στην Ελλάδα, τη διαφοροποίηση των πηγών προμήθειας αξιοποιώντας τα ιδιαίτερα κοντινά κοιτάσματα της λεκάνης της Λεβαντίνης. Σημειώνεται ωστόσο ότι στην εν λόγω μοντελοποίηση και αξιολόγηση δεν έχει ληφθεί υπόψη η ενδεχόμενη επιβάρυνση της εναλλακτικής από το κόστος κατασκευής της επένδυσης. Η υλοποίηση του έργου αντιμετωπίζει σημαντικές προκλήσεις οι οποίες κατά κύριο λόγο έχουν να κάνουν με το κόστος κατασκευής του (πρόκειται για τον μακρύτερο και βαθύτερο υποθαλάσσιο αγωγό), την τελική τιμή πώλησης του αερίου αλλά και την αμφιβολία ύπαρξης πλεονάσματος αποθεμάτων στην Ανατολική Μεσόγειο για τη εξασφάλιση της συνεχούς τροφοδότησής του (Τσακίρης, 2018).

Ο διάδρομος *Ιρν-Του* προϋποθέτει την υλοποίηση του αγωγού ΙΤΕ, ο οποίος ωστόσο δεν αποτελεί ένα ιδιαίτερα φιλόδοξο έργο από την πλευρά της πιθανότητας υλοποίησής του. Από την άλλη, η εναλλακτική *Ιρκ-Του* θα προϋπέθετε τη διοχέτευση του φυσικού αερίου της χώρας προς την Τουρκία μέσω του TANAP και κατ' επέκταση στην Ευρώπη. Στο παρελθόν πάντως, κατά τις συζητήσεις αναφορικά με την υλοποίηση του έργου Nabucco, ορισμένοι αναλυτές παρουσίαζαν το Ιράκ ως τον κατάλληλο προμηθευτή για τον αγωγό (Khaiani, 2010) ενώ άλλοι προέβαλαν την αδυναμία της Χώρας να ικανοποιήσει τις δικές της εγχώριες ανάγκες σαν ένα σημαντικό περιορισμό στη σύνδεση της με τον Nabucco. Από την άλλη, η Ευρωπαϊκή Ένωση και το Ιράκ έχουν υπογράψει μνημόνιο στρατηγικής συνεργασίας με στόχο τον εντοπισμό αποθεμάτων και διαδρόμων από τη Χώρα προς την Ευρώπη (MacDonald, 2010).

Όσον αφορά στους διαδρόμους που εκκινούν από τη Ρωσία, η υψηλότερη συνολική βαθμολογία του διαδρόμου *Ρωσ-Του* σε σύγκριση με το διάδρομο *Ρωσ-Του-Βου*, επιβεβαιώνει ότι η εγκατάλειψη του Νότιου Διαδρόμου (*South Stream*) και η αντικατάστασή του από τον Turkish Stream διαφαίνεται επωφελής για την Ελλάδα. Συγκεκριμένα: (α) θα διασφαλίσει εις το διηνεκές το 50%-65% των μακροπρόθεσμων αναγκών της χώρας σε φυσικό αέριο δίνοντας της τη δυνατότητα να διαπραγματευθεί περαιτέρω σημαντικές εκπτώσεις στην υπάρχουσα τιμή εισαγωγής ρωσικού αερίου, (β) θα αυξήσει την ενεργειακή ασφάλεια της χώρας καθώς θα εξαλείψει τον διαμετακομιστικό κίνδυνο που σήμερα υπάρχει λόγω της διαμετακόμισης των ελληνικών ποσοτήτων μέσω Ουκρανίας, την ώρα που η Ελλάδα δεν διαθέτει και μέσα στην επόμενη 5-7ετία είναι μάλλον δύσκολο να αποκτήσει υποδομές στρατηγικής αποθήκευσης αερίου και (γ) θα αναδείξει την Ελλάδα σε χώρα διαμετακόμισης ρωσικού αερίου προς τη Βουλγαρία και την Πρώην Γιουγκοσλαβική Δημοκρατία της Μακεδονίας (Τσακίρης, 2018). Σε κάθε περίπτωση, είναι εμφανές ότι υπάρχουν καλύτεροι εναλλακτικοί διάδρομοι υπό σκέψη αναφορικά με τη διαμετακόμιση φυσικού αερίου από τη Ρωσία προς την Ελλάδα, πέραν της υφιστάμενης διαδρομής.

Πίνακας 9: Επικρατούσες δέκα εναλλακτικές διαμέσου αγωγών

Εναλλακτική διαδρομή αγωγού	Χρησιμοποιούμενος αγωγός	Κατάσταση	Σχόλιο
<i>Κυπ</i>	EastMed	Προτεινόμενος	Η κατασκευή του θα δώσει το πράσινο φως για τη δυνατότητα εναλλαγής των πηγών προμήθειας της Ελλάδας με την αξιοποίηση των κοιτασμάτων της Λεκάνης της Λεβαντίνης.
<i>Ιρν-Του</i>	ITE	Υπό συζήτηση	Όχι ιδιαίτερα πιθανός προς υλοποίηση. Δεν υπάρχει συστημένη κοινοπραξία.
<i>Ρωσ-Του</i>	Turkish Stream	Υφιστάμενος	Διαφοροποιεί τη διαδρομή, όχι όμως και την πηγή προμήθειας.
<i>Ισρ-Κυπ</i>	EastMed	Προτεινόμενος	Η κατασκευή του θα δώσει το πράσινο φως για τη δυνατότητα εναλλαγής των πηγών προμήθειας της Ελλάδας με την αξιοποίηση των κοιτασμάτων της Λεκάνης της Λεβαντίνης.
<i>Ισρ-Κύπ-ΥΦΑ</i>	EastMed & Εγκατάσταση ΥΦΑ Κύπρου	Προτεινόμενα έργα	
<i>Ιρκ-Του</i>	TANAP	Υφιστάμενος	Επί του παρόντος τον TANAP τροφοδοτεί το Αζερμπαϊτζάν από το κοίτασμα Σαχ Ντενίζ II.
<i>Ισρ-Αιγ-ΥΦΑ</i>	Arab Gas & Εγκατάσταση ΥΦΑ Damietta	Υφιστάμενος	Εκτός λειτουργίας λόγω εισβολών
<i>Αζ-Γεω-Του</i>	SCP & TANAP	Υφιστάμενοι	Σημαντική εναλλακτική διαδρομή – Το Αζερμπαϊτζάν αποφάσισε να προμηθεύσει με φυσικό αέριο τον ΤΑΡ από το κοίτασμα Σαχ Ντενίζ II.
<i>Ρωσ-Του-Βου</i>	South Stream	Ακυρωμένος – Αντικατάσταση από Turkish Stream	Διαφοροποιεί τη διαδρομή, όχι όμως και την πηγή προμήθειας.
<i>Αιγ-Ισρ-Συρ-Του</i>	Arab Gas & TANAP	Υφιστάμενος	Εκτός λειτουργίας λόγω εισβολών

Αναφορικά με τους διαδρόμους ΥΦΑ, ο Πίνακας 10 αποτυπώνει τις πέντε επικρατέστερες εναλλακτικές διαδρομές ΥΦΑ. Επί της ουσίας, υποδεικνύεται από την κατάταξη ότι πέραν της Αλγερίας, η Ελλάδα θα μπορούσε να αναζητήσει εναλλακτικές πηγές προμήθειας ΥΦΑ στις Χώρες της Βόρειας Αφρικής, ενώ παράλληλα, η κατασκευή υποδομών ΥΦΑ σε Ιράν και Κύπρο θα ήταν επωφελής για τη Χώρα μας.

Πίνακας 10: Επικρατούσες πέντε εναλλακτικές διαδρομές ΥΦΑ

Εναλλακτική διαδρομή αγωγού	Χρησιμοποιούμενος αγωγός	Κατάσταση
Κύπ ΥΦΑ	Εγκατάσταση ΥΦΑ Κύπρου	Προτεινόμενη
Αιγ ΥΦΑ	Εγκατάσταση ΥΦΑ Damietta	Υφιστάμενη
Λιβ ΥΦΑ	Εγκατάσταση ΥΦΑ Marsa El Brega	Υφιστάμενη
Ιρν ΥΦΑ	Iran (NIOC) εγκατάσταση ΥΦΑ, Εγκατάσταση ΥΦΑ Pars	Υπό Κατασκευή
Αλγ ΥΦΑ	Εγκατάσταση ΥΦΑ Αλγερίας	Υφιστάμενη

Η εναλλακτική του διαδρόμου *Αζ-Γεω-Του* φαίνεται πολλά υποσχόμενη αναφορικά με τη διαφοροποίηση των πηγών φυσικού αερίου της Χώρας. Η πρόσφατη συμφωνία ανάμεσα στο Αζερμπαϊτζάν και τη κοινοπραξία του TAP φαίνεται συμφέρουσα για την Ελλάδα για διάφορους λόγους. Πέραν του βασικού πλεονεκτήματος που αφορά στη διαφοροποίηση των πηγών, η κατασκευή του αγωγού, διαμέσου της Ελλάδας, είναι μία από τις σημαντικότερες άμεσες επενδύσεις ξένου κεφαλαίου στη Χώρα⁵¹.

Το Ιράν αποτελεί το δεύτερο παραγωγό αερίου διεθνώς και το μόνο ανταγωνιστή της Ρωσίας στην Ευρώπη. Στην αξιολόγηση βάσει του μοντέλου οι διάδρομοι *Ιρν ΥΦΑ* και *Ιρν-Του* εμφανίζονται στην Πέμπτη και έκτη θέση. Μέχρι στιγμής το Ιράν δεν είχε σημαντικό ρόλο στις διεθνείς ενεργειακές υποθέσεις, αλλά με δεδομένη την αλλαγή στο πολιτικό και διπλωματικό κλίμα που θα επιτρέψει μια πραγματική προσέγγιση μεταξύ Ιράν και Δύσης, υπάρχει το ενδεχόμενο το Ιράν να γίνει σημαντικός προμηθευτής φυσικού αερίου στην Ευρώπη, Στο πλαίσιο αυτό θα πρέπει πρώτα να επιλυθούν δυσκολίες που έχουν να κάνουν με την καθιέρωση των οδών άμεσης εξαγωγής αλλά και ζητήματα που αφορούν τις προτεραιότητες του Ιράν όσον αφορά στην εξυπηρέτηση των μεγάλων και αυξανόμενων αναγκών της εγχώριας και περιφερειακής αγοράς⁵². Πάντως, ένα πρόσφατο μνημόνιο συνεργασίας με μία γερμανική εταιρία κατασκευής πλοίων ΥΦΑ υποδεικνύει το ενδιαφέρον της Χώρας να εξάγει ΥΦΑ⁵³.

Όσον αφορά στο σχεδιασμό υποδομών, οι Έλληνες αποφασίζοντας στα θέματα της ενεργειακής πολιτικής υποστήριξαν την υλοποίηση του TAP, ενός έργου το οποίο προσφάτως ξεκίνησε να υλοποιείται μετά την απόφαση να τροφοδοτηθεί από το κοίτασμα Σαχ Ντενίζ II⁵⁴. Η εξέλιξη αυτή θέτει ακόμα περισσότερο στο περιθώριο την υλοποίηση του Nabucco, τουλάχιστον επί του παρόντος και έως η κοινοπραξία του έργου κατορθώσει να βρει εναλλακτική πηγή προμήθειας.

Είναι σημαντικό να τονιστεί ότι η συγκεκριμένη κατάταξη είναι άρρηκτα συνδεδεμένη με τη στάση του εμπλεκόμενου αποφασίζοντα. Η συμβουλή ενός άλλου αποφασίζοντα ο οποίος θα προσέγγιζε

⁵¹ <https://www.tap-ag.com/>

⁵² <http://www.iene.eu/iene-releases-analysis-on-iranian-gas-export-potential-to-europe-p1018.html>

⁵³ <http://maritime-executive.com/>

⁵⁴ <https://www.tap-ag.com/>

διαφορετικά το ζήτημα θα μπορούσε να οδηγήσει σε διαφορετικό συνδυασμό βαρών για τα κριτήρια και συνεπώς σε διαφορετική κατάταξη για τους εναλλακτικούς διαδρόμους.

Πέραν όλων των παραπάνω, η έρευνα αυτή διεξάγεται σε μία περίοδο όπου σημαντικές αλλαγές λαμβάνουν χώρα στην ελληνική αγορά αερίου. Το 2012-2013 κλιμακώθηκε χωρίς όμως να ολοκληρωθεί τελικά επιτυχώς η πρώτη προσπάθειας ιδιωτικοποίησης της ΔΕΠΑ. Η ρωσική Gazprom η οποία ήταν η επικρατούσα για την απόκτηση της εταιρίας, στην τελική φάση της διαδικασίας, δεν κατέθεσε δεσμευτική προσφορά. Παρά το γεγονός ότι ο σχεδιασμός της εξαγοράς από τη Gazprom δεν είχε αρχικά σχεδιαστεί με στόχο τη διασφάλιση του εφοδιασμού, θεωρήθηκε ωστόσο ότι η υλοποίηση της εν λόγω συμφωνίας θα είχε θετική επίπτωση και στον τομέα αυτό με αποτέλεσμα η ακύρωση του διαγωνισμού να σημάνει ακόμα εντατικότερες προσπάθειες για την Ελλάδα να διασφαλίσει τις πηγές προμήθειάς της. Εν τω μεταξύ, μετά την ολοκλήρωση της απελευθέρωσης της λιανικής αγοράς φυσικού αερίου στη Χώρα, η οποία κλιμακώθηκε μέχρι την 1^η Ιανουαρίου 2018, οπότε και η Χώρα εισήχθη σε καθεστώς πλήρους απελευθέρωσης, σχεδιάζεται νέα προσπάθεια ιδιωτικοποίησης της ΔΕΠΑ Χονδρεμπορικής και Λιανικής περί τα τέλη του 2019. Από την άλλη, η μεταβίβαση του 66% των μετοχών του ΔΕΣΦΑ σε κοινοπραξία ιδιωτών (Snam, Enagas και Fluxys) αναμένεται να έχει κλείσει μέχρι το τέλος του 2018⁵⁵. Στο πλαίσιο αυτό, η ύπαρξη εξειδικευμένων εργαλείων, διαμορφωμένων στις ανάγκες της εκάστοτε εταιρίας, καθίσταται περισσότερο επιτακτική και προσδίδει πρόσθετη αξία στις επιχειρήσεις, καθώς παρέχει τη δυνατότητα μεθοδευμένης και συστηματικής αξιολόγησης και παρακολούθησης όλων των παραμέτρων σημαντικότητας κατά τη χάραξη στρατηγικής.

Εν κατακλείδι, όπως διαφαίνεται από την αξιολόγηση των παραπάνω αποτελεσμάτων η Ελλάδα έχει σημαντικές δυνατότητες για αξιοποίηση εναλλακτικών διαδρόμων αερίου, λόγω της γεωστρατηγικής της θέσης, οι οποίες ωστόσο θα πρέπει να αξιολογηθούν προσεκτικά λαμβάνοντας υπόψη τις σημαντικές παραμέτρους που υπεισέρχονται και κυρίως: τη διαφοροποίηση των πηγών ή και των διαδρόμων, την ελαχιστοποίηση του ρίσκου, την επάρκεια τροφοδότησης σε σύγκριση με το κόστος κατασκευής και εξόρυξης από την εκάστοτε πηγή και προφανώς τη διασφάλιση καλών σχέσεων με τις γείτονες χώρες καθώς και με τους υφιστάμενους και δυνητικούς προμηθευτές της αλλά και με τις Δυναμεις που ασκούν σημαντική επιρροή στις περιοχές ύπαρξης των διαπιστωμένων και υπό διερεύνηση κοιτασμάτων και κυρίως τις ΗΠΑ και τη Ρωσία.

Συμπεράσματα

Στο πλαίσιο της μελέτης αυτής μελετήθηκαν οι παράγοντες σημαντικότητας για έναν υπεύθυνο χάραξης εθνικής ενεργειακής πολιτικής στον τομέα του αερίου, όσον αφορά στον εντοπισμό εναλλακτικών πηγών και διαδρόμων προμήθειας φυσικού αερίου. Περαιτέρω, βάσει των παραγόντων αυτών σχεδιάστηκε και κατασκευάστηκε ένα πολυκριτήριο μοντέλο για την αξιολόγηση πιθανών μελλοντικών διαδρόμων φυσικού αερίου προς την Ελλάδα.

Η κατάταξη που προέκυψε φανερώνει ότι, με έμφαση στους τρεις άξονες προτίμησης που υποδείχθηκαν από τον εμπλεκόμενο αποφασίζοντα, υπάρχουν κάποιες σημαντικές ευκαιρίες της εθνικής ενεργειακής

⁵⁵ <https://energypress.gr/news/diakastika-themata-menoyn-gia-tin-oristiki-metavivasi-toy-desfa-stoys-ependytes-ikanopoiisi>

πολιτικής αναφορικά με την προμήθεια φυσικού αερίου, οι οποίες όμως θα πρέπει να εξετάζονται προσεκτικά και σε βάθος για την αποφυγή παρερμηνειών. Οι ευκαιρίες αυτές αφορούν τόσο υφιστάμενες όσο και υπό κατασκευή ή και υποψήφιες μελλοντικές διαδρομές. Οι φορείς χάραξης της εθνικής ενεργειακής πολιτικής μπορούν να επωφεληθούν από τη μελέτη αυτή τόσο για να εντοπίσουν πιθανούς μελλοντικούς προμηθευτές όσο και για να αξιολογήσουν τη σκοπιμότητα μελλοντικών επενδύσεων (συμμετοχή σε κοινοπραξίες ή και υπογραφή μνημονίων συνεργασίας).

Τα αποτελέσματα μάλιστα της έρευνας επιβεβαιώνουν το επιχείρημα ότι οι παγκόσμιες αγορές εμπορίας αερίου εμφανίζουν έντονα «τοπικό» χαρακτήρα, καθώς διαχωρίζονται από σημαντική διασπορά τιμών ανάμεσα στις ΗΠΑ, την Ευρώπη και την Ασία, λόγω πολυποίκιλων παραγόντων οι κυριότεροι εκ των οποίων είναι ο τρόπος μεταφοράς (μέσω αγωγών ή με πλωτή μεταφορά) ο οποίος διαφοροποιεί τα κόστη μεταφοράς, η τεχνολογία του καυσίμου (σχιστολιθικό ή συμβατικό αέριο), η γεωγραφία και οι γεωπολιτικές συνθήκες, οι νόμοι αγοράς και ζήτησης⁵⁶.

Η μελέτη αυτή, καθώς αποτελεί προϊόν ερευνητικής εργασίας, έχει λάβει υπόψη για την απόδοση βαθμολογίας των κριτηρίων για καθεμία εναλλακτική διαθέσιμες δημοσιευμένες πηγές, οι οποίες ενδέχεται να μην είναι οι πλέον κατάλληλες για λόγους ακρίβειας, πιστοποίησης ή επικαιροποίησης. Συνεπώς τα εξαγόμενα αποτελέσματα μπορούν να θεωρηθούν μόνο ως ενδεικτικά για την επίδειξη του προτεινόμενου μοντέλου. Σε κάθε περίπτωση και για την εξαγωγή ασφαλών συμπερασμάτων στο πλαίσιο εφαρμογής της πολυκριτήριας μεθοδολογίας για τον εντοπισμό της βέλτιστης στρατηγικής για τη Χώρα τόσο σε επίπεδο προσέγγισης εναλλακτικών πηγών προμήθειας όσο και σε επίπεδο υποστήριξης έργων υποδομής, η αναθέτουσα αρχή θα πρέπει να υποδείξει τις πηγές εκείνες τις οποίες θεωρεί αξιόπιστες για την αξιολόγηση των εναλλακτικών.

Λαμβάνοντας υπόψη τόσο τις πολυάριθμες πρόσφατες εξελίξεις στον τομέα του αερίου (εντοπισμός νέων κοιτασμάτων, συζητήσεις για υλοποίηση ποικίλων έργων υποδομών, απελευθέρωση της αγοράς και ιδιωτικοποίηση κρατικών φορέων) όσο και τη γεωστρατηγική θέση της Ελλάδας η οποία βρίσκεται ανάμεσα στις σημαντικότερες πηγές προμήθειας της ευρύτερης περιοχής, διαφαίνεται ότι η κατάσταση της επωφελέστερης για τη Χώρα ενεργειακής πολιτικής στον τομέα του αερίου απαιτείται σήμερα περισσότερο από ποτέ να βασίζεται στα αποτελέσματα αντίστοιχων μοντέλων –συστημάτων αξιολόγησης- τα οποία έχουν σχεδιαστεί με την άμεση εμπλοκή και την αξιοποίηση της γνώσης και της εμπειρίας των φορέων χάραξης ενεργειακής πολιτικής. Με τον τρόπο αυτό θα εξασφαλιστεί ότι οι κατευθύνσεις προς τις οποίες κινείται η εθνική ενεργειακή πολιτική βασίζονται σε μία μεθοδική αξιολόγηση των κατά καιρούς εναλλακτικών, λαμβάνοντας υπόψη όλους τους παράγοντες ενδιαφέροντος.

Τέλος, η παρούσα έρευνα έχει διεξαχθεί με έμφαση στην κάλυψη των εσωτερικών αναγκών της Ελλάδας σε φυσικό αέριο. Η υιοθέτηση του Gas Target Model (Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER) που προδιαγράφει μία ενοποιημένη ευρωπαϊκή αγορά ενέργειας με στόχο την διασφάλιση του εφοδιασμού εκ παραλλήλου με την προώθηση του ανταγωνισμού (Glachant, 2012), θα δώσει στη Χώρα σημαντικές δυνατότητες σε στρατηγικό επίπεδο ως χώρα μετάβασης του καυσίμου προς την αγορά της

⁵⁶ <https://oilprice.com/Energy/Natural-Gas/The-Coming-Revolution-in-LNG-Pricing.html>

Ευρώπης, τις οποίες οι φορείς χάραξης της εθνικής ενεργειακής πολιτικής μπορούν και πρέπει να διερευνήσουν. Ήδη από τον Απρίλιο του 2019 έχουν ξεκινήσει οι εξαγωγές από την Ελλάδα προς τη Βουλγαρία μέσω της ανάστροφης ροής του υφιστάμενου σημείου διασύνδεσης με τη Βουλγαρία (Σιδηρόκαστρο)⁵⁷, ενώ σημαντική προς την κατεύθυνση των εξαγωγών θα είναι και η ολοκλήρωση του αγωγού IGB σε συνδυασμό με τις λοιπές υπό διερεύνηση ή ανάπτυξη υποδομές (FSRU Αλεξανδρούπολης, υπόγεια αποθήκη Καβάλας) και την αύξηση της χωρητικότητας αποθήκευσης της Ρεβυθούσας. Η διερεύνηση της δυνατότητας αυτής καθώς αποτελεί πολυπαραγοντικό ζήτημα θα μπορούσε να επιτυχώς να μοντελοποιηθεί με τις τεχνικές της πολυκριτήριας ανάλυσης στο πλαίσιο ενός παρόμοιου μοντέλου και συστήματος υποστήριξης αποφάσεων, λαμβάνοντας υπόψη τις κατευθύνσεις των ενδιαφερόμενων φορέων άσκησης ενεργειακής πολιτικής.

Επόμενα Βήματα – Βελτιώσεις

Στα επόμενα βήματα της μελέτης συγκαταλέγονται τα παρακάτω:

α) Η διερεύνηση των χρησιμοποιούμενων υποδομών από πλευράς κόστους κατασκευής (Capital Expenditures) και η ενσωμάτωση στο πολυκριτήριο μοντέλο της παραμέτρου αυτής καθώς και η επίδραση του κόστους κατασκευής αυτού στο κόστος αερίου το οποίο φθάνει στη Χώρα. Η επιχειρησιακή έκδοση του Συστήματος Υποστήριξης Αποφάσεων όπως το παραπάνω περιγραφόμενο, θα μπορούσε επίσης να υποστηρίξει την αξιολόγηση έργων υποδομών και να ενσωματώνει οικονομικά κριτήρια όπως το ύψος της επένδυσης και τα έτη απόσβεσης. Εκ παραλλήλου θα πρέπει να προταθεί δείκτης ο οποίος συσχετίζει το κόστος κατασκευής των υποδομών ως προς την επάρκεια την οποία προσφέρει στη Χώρα, λαμβάνοντας υπόψη τα εκτιμώμενα αποθέματα της πηγής του διαδρόμου, και τη δυναμικότητα των υποδομών σε σχέση με την εκτίμηση της κατανάλωσης της Ελλάδας.

β) Η μελέτη των περιβαλλοντικών επιπτώσεων έκαστου εναλλακτικού διαδρόμου φυσικού αερίου προς τη Χώρα και η αποτύπωση της επίπτωσης τους σε ποσοτικό κριτήριο προς ένταξη στο πολυκριτήριο μοντέλο.

γ) Θα σχεδιαστούν και θα υλοποιηθούν αλγόριθμοι για την ενσωμάτωση του πολυκριτήριο μοντέλου σε Ολοκληρωμένο Σύστημα Υποστήριξης Αποφάσεων. Ένα Σύστημα Υποστήριξης Αποφάσεων, καταλλήλως παραμετροποιημένο, το οποίο θα ενσωματώνει το πολυκριτήριο μοντέλο και θα τροφοδοτείται με τα πλέον πρόσφατα και αξιόπιστα δεδομένα αποτελεί ένα πολύτιμο εργαλείο για τους φορείς χάραξης ενεργειακής πολιτικής της Χώρας ως προς το σχεδιασμό της εθνικής ενεργειακής πολιτικής αναφορικά με την αξιολόγηση εναλλακτικών διαδρόμων, ιδιαίτερα σήμερα, υπό το πρίσμα της «εν-εξελίξει» απελευθέρωσης της λιανικής αγοράς στην Ελλάδα. Για παράδειγμα, οι δημόσιοι φορείς ενεργειακής πολιτικής θα μπορούσαν να επωφεληθούν σημαντικά από την ύπαρξη ενός τέτοιου εργαλείου, κατά την αξιολόγηση του προσφάτως συζητούμενου αγωγού EastMed. Συγκεκριμένα, οι αλγόριθμοι οι οποίοι θα υλοποιηθούν θα δίνουν τη δυνατότητα επαναπροσδιορισμού των παραμέτρων του μοντέλου με την είσοδο ή την αφαίρεση κάποιων εναλλακτικών από τις αξιολογούμενες.

⁵⁷ <https://www.kathimerini.gr/866244/article/oikonomia/epixeirhseis/prwth-e3agwgh-fysikoy-aerioy-sth-voylgaria-apo-mytilhnaio--motor-oil>

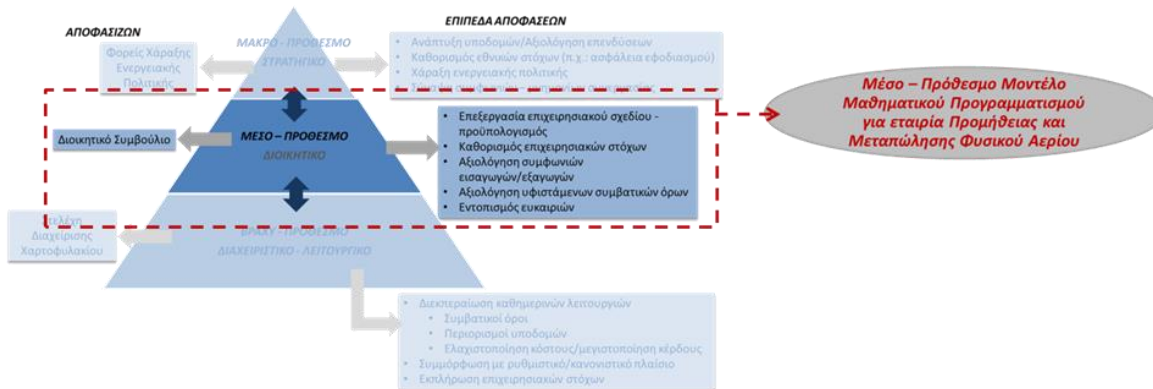
Δ) Θα διερευνηθεί περαιτέρω η ανάλυση της ευστάθειας των βαρών. Συγκεκριμένα, θα μελετηθεί εκτενώς και θα προταθεί καινοτόμα μέθοδος ανάλυσης της ευστάθειας των βαρών, με στόχο την «κατά το δυνατόν» μείωση των αποστάσεων ανάμεσα στην κατώτατη και την ανώτατη τιμή βάρους κάθε κριτηρίου ανάλογα και με τη σημαντικότητά του.

Ε) Το ρίσκο ως το πιο σημαντικό κριτήριο είναι σημαντικό να μελετηθεί και να αναλυθεί ξεχωριστά. Συγκεκριμένα, είναι σημαντικό να αξιολογηθεί η διαφοροποίηση που προκύπτει αν αντί των στοιχείων από το Ευρωπαϊκό Πρόγραμμα REACCESS, χρησιμοποιήσουμε στοιχεία από διαφορετική πηγή.

Στ) Τέλος, αναφορικά με την ανάδραση από το «Διοικητικό» επίπεδο, θα πρέπει να προβλεφθεί ο τρόπος με τον οποίο θα λαμβάνονται υπόψη στο πολυκριτήριο μοντέλο τα αποτελέσματα, που προκύπτουν από την εκτέλεση του Μεσοπρόθεσμου Μοντέλου αριστοποίησης που ενσωματώνει τη δυνατότητα προμήθειας από τις προτεινόμενες στις υψηλότερες θέσεις κατάταξης του εν λόγω μοντέλου. Μία προσέγγιση θα μπορούσε να είναι η ενσωμάτωση στο πολυκριτήριο σύστημα MENAC-Greece, ενός ακόμα κριτηρίου που θα αφορά την προτίμηση των παραγόντων της αγοράς (εταιρίες προμήθειας αερίου). Περαιτέρω μελέτη θα πρέπει να γίνει με τους εμπλεκόμενους στην ανάλυση του για τη διερεύνηση της βαρύτητας του κριτηρίου αυτού.

Ζ) Σημαντική στο πλαίσιο αυτό θα ήταν η δυνατότητα εκτέλεσης του μοντέλου τόσο λαμβάνοντας υπόψη το κριτήριο προτίμησης της αγοράς όσο και ανεξαρτήτως αυτού και η σύγκριση των αποτελεσμάτων.

Η μεθοδολογική πρόταση της διατριβής για το «Διοικητικό» και το «Διαχειριστικό – λειτουργικό επίπεδο»



Σχήμα 12i: Η πρόταση της διατριβής για το «Διοικητικό επίπεδο»

Σε «Διοικητικό επίπεδο» οι προκλήσεις για μία εταιρία η οποία δραστηριοποιείται στον κλάδο της Χονδρεμπορικής αλλά και της Μεταπώλησης φυσικού αερίου είναι ποικίλες. Οι αποφάσεις, οι εταιρικοί στόχοι και ο σχεδιασμός θα πρέπει να είναι ευθυγραμμισμένες με τις κατευθύνσεις που δίνονται σε κρατικό επίπεδο από τους φορείς χάραξης ενεργειακής πολιτικής. Κατ' επέκταση λαμβάνοντας υπόψη τις κατευθύνσεις αυτές, τα διοικητικά όργανα των εταιριών θα πρέπει να είναι σε θέση να μελετούν τα διάφορα εναλλακτικά σενάρια με έμφαση στην επίτευξη των βέλτιστων εταιρικών στόχων, λαμβάνοντας υπόψη όμως τις παραμέτρους που υπεισέρχονται και να δίνουν κατευθύνσεις σε επίπεδο επιχειρησιακών πλάνων αλλά και χάραξης εταιρικής στρατηγικής.

Στο πλαίσιο αυτό οι τεχνικές του Μαθηματικού Προγραμματισμού μπορούν να αποδειχθούν ιδιαίτερα χρήσιμες καθώς δίνουν τη δυνατότητα αναλυτικής μοντελοποίησης των συνθηκών που διαμορφώνονται στην αγορά. Για παράδειγμα, ο Μαθηματικός Προγραμματισμός δίνει τη δυνατότητα μαθηματικής μοντελοποίησης περιορισμών Μεσοπρόθεσμου χρονικού ορίζοντα, όπως κάλυψη των κατώτατων συμφωνημένων ποσοτήτων ανά σύμβαση, κ.λπ.

Λαμβάνοντας υπόψη τα παραπάνω στο πλαίσιο της διατριβής προτείνουμε το σχεδιασμό, τη μοντελοποίηση και την υλοποίηση ενός μοντέλου μαθηματικού προγραμματισμού, Μεσοπρόθεσμου χρονικού ορίζοντα το οποίο θα αποτυπώνει το σύνολο των συμβατικών, τεχνικών και λοιπών περιορισμών που υπεισέρχονται κατά τη δραστηριοποίηση της επιχείρησης στην προμήθεια (και στη μεταπώληση) φυσικού αερίου (Σχήμα 12i).

Το μοντέλο αυτό θα πρέπει να λαμβάνει υπόψη τις αποφάσεις που λαμβάνονται σε επίπεδο ενεργειακής πολιτικής της Χώρας και να είναι σε θέση όχι μόνο να διοχετεύσει τα αποτελέσματα που προκύπτουν από την αριστοποίηση στο καθημερινό «Διαχειριστικό – λειτουργικό επίπεδο» αλλά και να δώσει ανάδραση στους φορείς χάραξης ενεργειακής πολιτικής σχετικά με το κατά πόσον οι ενδεχόμενες υπό σκέψη πολιτικές είναι ευθυγραμμισμένες με τους κοινούς εταιρικούς στόχους (δείκτες κερδοφορίας, κ.λπ.).

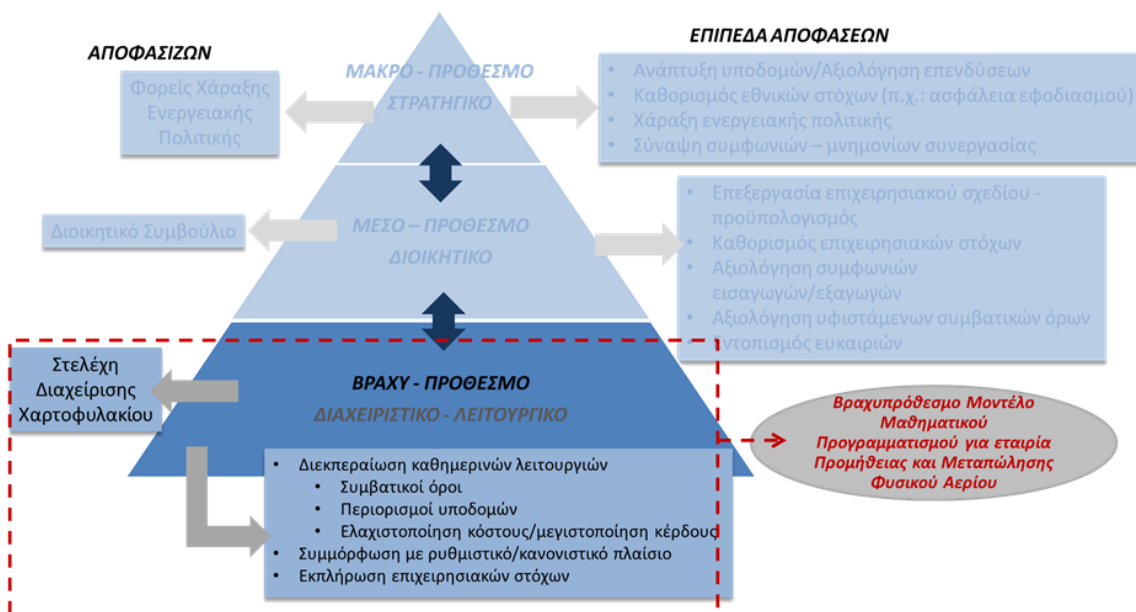
Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

Για την κατά το δυνατόν συστηματικότερη ευθυγράμμιση των διοικητικών αποφάσεων και κατευθύνσεων με τις καθημερινές δραστηριότητες των στελεχών της εταιρίας στο πλαίσιο της διατριβής προτείνεται περαιτέρω η αποτύπωση του συνόλου των καθημερινών ενεργειών σε ένα μοντέλο υποστήριξης αποφάσεων βραχυχρόνιου ορίζοντα βελτιστοποίησης (Σχήμα 12ii).

Το μοντέλο αυτό με ανάλυση σε ημερήσια βάση θα υποστηρίζει τα στελέχη της επιχείρησης στις καθημερινές τους αποφάσεις και θα μοντελοποιεί συμβατικούς, τεχνικούς και λοιπούς περιορισμούς που αφορούν τις καθημερινές λειτουργίες – δράσεις, όπως: ελάχιστη/μέγιστη ποσότητα απόληψης ανά σύμβαση, μέγιστη δυνατότητα ημερήσιας αεριοποίησης, αδυναμία πρόσβασης στις εγκαταστάσεις αεριοποίησης λόγω συντηρήσεων), μέγιστη δυνατότητα εκφόρτωσης φορτίου ΥΦΑ, κ.λπ.

Με βάση τα παραπάνω το προτεινόμενο βραχυπρόθεσμο μοντέλο βελτιστοποίησης θα υποστηρίζει τα στελέχη χαρτοφυλακίου στην καθημερινή τους βασική δραστηριότητα δηλώσεων ποσοτήτων προς Προμηθευτές αλλά και στο Διαχειριστή του δικτύου μεταφοράς και με τον τρόπο αυτό θα αποτελέσει ένα σημαντικό εργαλείο δηλώσεων προς τους Προμηθευτές και προς τους εμπλεκόμενους Διαχειριστές Συστημάτων προωθώντας έτσι την απρόσκοπτη λειτουργία του δικτύου. Επιπροσθέτως, θα δίνει τη δυνατότητα αξιολόγησης και συνεπώς υποστήριξης αποφάσεων σε περιπτώσεις μη ομαλής λειτουργίας του δικτύου όπως σε περιπτώσεις βραχυπρόθεσμης έλλειψης αερίου ή περιορισμού παραδόσεων.

Παράλληλα θα λαμβάνει υπόψη τις αποφάσεις που ελήφθησαν από τη διοίκηση καθώς επίσης και τα αποτελέσματα (εξόδους) του μοντέλου μαθηματικού προγραμματισμού του «Διοικητικού επιπέδου». Η πρόταση της διατριβής βασίζεται στην εναρμόνιση των ενεργειών – αποφάσεων σε όλα τα επίπεδα με στόχο την αποτελεσματικότερη επίτευξη των στόχων της ενεργειακής πολιτικής στον τομέα του αερίου, με την παράλληλη δράση προς την ίδια κατεύθυνση όλων των εμπλεκόμενων φορέων στις διάφορες βαθμίδες λήψης αποφάσεων.



Σχήμα 12ii: Η πρόταση της διατριβής για το «Διαχειριστικό – λειτουργικό επίπεδο»

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

Τα προτεινόμενα μοντέλα μαθηματικού προγραμματισμού για τη διευκόλυνση της εκτέλεσης πολλαπλών σεναρίων και την παρακολούθηση των αποτελεσμάτων αυτών ενσωματώνονται σε ένα Ολοκληρωμένο Σύστημα Αριστοποίησης Φυσικού Αερίου (Integrated Gas Optimization System, IGOS) το οποίο χαρακτηρίζεται από ευελιξία σε ότι αφορά στη μοντελοποίηση των παραμέτρων, μεταβλητών απόφασης, περιορισμών, αντικειμενικών συναρτήσεων κ.λπ. και από φιλικότητα χρήστη, με στόχο την μέγιστη υποστήριξη των διοικητικών οργάνων της εταιρίας κατά την άσκηση των δραστηριοτήτων της με τρόπο διαφανή, μεθοδολογικό και αντικειμενικό.

Το εν λόγω Σύστημα προσδίδει πρόσθετη αξία καθώς παρέχει στα στελέχη των επιχειρήσεων ένα κοινώς αποδεκτό μέσο – εργαλείο, το οποίο περιλαμβάνει μοντελοποιημένη όλη τη γνώση και εμπειρία τους. Κατ' επέκταση προσφέρει στην πράξη τη δυνατότητα εκτέλεσης πολυάριθμων σεναρίων τα οποία διαφοροποιούνται σε κάποιες παραμέτρους – παραδοχές λόγω της ενσωμάτωσης σε πληροφοριακό σύστημα με αποτέλεσμα την απόκτηση πληρέστερης εικόνας της επίδρασης διαφόρων παραμέτρων.

Σήμερα η αναγκαιότητα υποστήριξης των αποφάσεων προμήθειας στη βάση μιας οργανωμένης συστημικής προσέγγισης διαφαίνεται έντονα κυρίως λόγω των παρακάτω γεγονότων:

- Οι εταιρίες που δραστηριοποιούνται στην Χονδρεμπορική αγορά φυσικού αερίου της Χώρας διατηρούν μακροχρόνια συμβόλαια αγοράς με συγκεκριμένους Προμηθευτές, στα οποία μάλιστα περιλαμβάνονται ρήτρες Take-or-Pay (ToP) σε περίπτωση μη απόληψης της προσυμφωνημένης κατώτατης ποσότητας.
- Προσφάτως έχουν εμφανιστεί οι spot αγορές (κυρίως ΥΦΑ), στις οποίες κατά καιρούς το καύσιμο σήμερα πωλείται φθηνότερα από τα μακροχρόνια συμβόλαια, αποτελώντας μία σημαντική ευκαιρία η οποία ωστόσο θα πρέπει να αξιολογείται λαμβάνοντας υπόψη το σύνολο των παραγόντων επίδρασης.
- Το φυσικό αέριο αποτελεί αποκλειστικά εισαγόμενο καύσιμο για την Ελλάδα. Η εξάρτηση της Ελλάδας από γείτονες χώρες-Προμηθευτές επιτείνει την αναγκαιότητα διερεύνησης της περεταίρω διαφοροποίησης των πηγών προμήθειας ΦΑ, ώστε να ενισχυθούν οι συνθήκες ασφάλειας εφοδιασμού και ανταγωνιστικότητας.

Τα παραπάνω καθιστούν σαφές το γεγονός ότι κατά την κατάρτιση ενός “portfolio” συμβολαίων προμήθειας, μεταφοράς και άλλων υπηρεσιών θα πρέπει να εξισορροπούνται τα βραχυπρόθεσμα, Μεσοπρόθεσμα κριτήρια κόστους, μεταβλητότητας της τιμής, διασφάλισης του εφοδιασμού, κ.λπ. Για τη διαμόρφωση ενός τέτοιου “portfolio” θα πρέπει να λαμβάνονται υπόψη όλα τα πιθανά χαρακτηριστικά των συμβολαίων (τόσο προμήθειας, όσο και μεταφοράς και πώλησης), όπως συμβατικές διάρκειες, τιμές, ποσότητες, ελάχιστες απαιτούμενες ποσότητες κ.λπ. καθώς επίσης και τα χαρακτηριστικά των τμημάτων της αγοράς όπως η μεταβλητότητα της ζήτησης, η αναμενόμενη ανάπτυξη της αγοράς κ.λπ.

Στη βάση αυτή, είναι εμφανής η αναγκαιότητα υποστήριξης των λειτουργιών της επιχείρησης προμήθειας και μεταπώλησης φυσικού αερίου με οργανωμένο, συστηματικό και δομημένο τρόπο. Κύριο άξονα κατά τη μεθοδολογική αυτή προσέγγιση αποτελεί ο διαχωρισμός των προς βελτιστοποίηση αποφάσεων της επιχείρησης σε διαφορετικούς χρονικούς ορίζοντες (Μεσοπρόθεσμο και

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

βραχυπρόθεσμο) καθώς και η περιοδική αναθεώρηση της ακρίβειας των αποφάσεων αυτών με τη συσσώρευση επικαιροποιημένων (χρονικά) δεδομένων.

Λαμβάνοντας υπόψη όλα τα παραπάνω στο πλαίσιο της διατριβής προτείνεται ο σχεδιασμός και η υλοποίηση ενός Ολοκληρωμένου Πληροφοριακού Συστήματος Αριστοποίησης (IGOS) για την υποστήριξη του συνόλου των ενεργειών της εταιρίας που δραστηριοποιείται στην προμήθεια και μεταπώληση φυσικού αερίου. Στο πλαίσιο του συστήματος, προτείνεται η υλοποίηση ενός μοντέλου Μεσοπρόθεσμου χρονικού ορίζοντα για την υποστήριξη διοικητικών αποφάσεων καθώς επίσης και η υλοποίηση ενός μοντέλου βραχυπρόθεσμου χρονικού ορίζοντα για την υποστήριξη των καθημερινών δραστηριοτήτων. Πιο συγκεκριμένα, το IGOS θα:

- Υποστηρίζει τα διοικητικά στελέχη κατά τη διαδικασία λήψης αποφάσεων επιχειρησιακών πλάνων, συμβατικών διαπραγματεύσεων, κατάρτισης στρατηγικών αναφορικά με ToPs, κ.λπ
- Υποστηρίζει τους αρμοδίους που λαμβάνουν καθημερινές αποφάσεις απόληψης ποσοτήτων ανά σύμβαση κ.λπ. στη λήψη βέλτιστων αποφάσεων που λαμβάνουν υπόψη όλες τις παραμέτρους που υπεισέρχονται με κύριο ωστόσο στόχο την κάλυψη της ημερήσιας ζήτησης.

Πέραν από την αναλυτική μοντελοποίηση με βάση τις αρχές του γραμμικού και του μικτού ακέραιου προγραμματισμού, βασικό στοιχείο του IGOS αποτελεί η διοχέτευση των αποτελεσμάτων από το μοντέλο Μεσοπρόθεσμου χρονικού ορίζοντα με τη μορφή περιορισμών στο μοντέλο βραχυπρόθεσμου χρονικού ορίζοντα βελτιστοποίησης, που αποσκοπεί στην μέγιστη ευθυγράμμιση των διαχειριστικών ενεργειών των στελεχών με τις διοικητικές αποφάσεις και συνεπώς στη συστηματική διαχείριση προς την επίτευξη των εταιρικών στόχων και στρατηγικών. Επιπλέον σημαντικό χαρακτηριστικό για την αποτελεσματικότητα της προτεινόμενης μοντελοποίησης και υλοποίησης στο πλαίσιο του IGOS είναι η δυνατότητα εκτέλεσης αναπροσαρμοσμένων σεναρίων βελτιστοποίησης, λαμβάνοντας υπόψη επικαιροποιημένα (κατά τη διάρκεια του έτους) δεδομένα.

Στο παραπάνω πλαίσιο ο γενικότερος στόχος της πρότασης της διατριβής είναι ο σχεδιασμός, η μοντελοποίηση και η ενσωμάτωση των μαθηματικών μοντέλων που περιγράφονται σε ένα Ολοκληρωμένο Πληροφοριακό Σύστημα Αριστοποίησης (IGOS) το οποίο θα υποστηρίζει τα στελέχη της εταιρίας στην κατανομή προμηθειών φυσικού αερίου στις υφιστάμενες συμβάσεις προμήθειας και στον προγραμματισμό προμηθειών ΥΦΑ καλύπτοντας την αναμενόμενη ημερήσια ζήτηση και λαμβάνοντας υπόψη συμβατικούς και λοιπούς περιορισμούς στη βάση μιας οργανωμένης συστημικής προσέγγισης.

Το IGOS συνεκτιμά όλες τις παραμέτρους και τα δεδομένα που υπεισέρχονται κατά την προμήθεια φυσικού αερίου και ΥΦΑ και καθιστούν τη διαδικασία αυτή ιδιαίτερα πολύπλοκη, δίνοντας τη δυνατότητα στην εταιρία να λαμβάνει αποφάσεις οι οποίες θα της αποφέρουν κατά το δυνατόν βέλτιστες οικονομικές επιδόσεις.

Οι σημαντικότεροι παράγοντες που επηρεάζουν τη διαδικασία λήψης αποφάσεων προμήθειας είναι:

- Η ύπαρξη μακροπρόθεσμων συμβολαίων προμήθειας με συγκεκριμένους προμηθευτές που περιλαμβάνουν πολυάριθμους και πολύπλοκους κανόνες.

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

- Το θεσμικό πλαίσιο της απελευθέρωσης της αγοράς ΦΑ, και οι εισερχόμενες από αυτό παράμετροι.
- Η αβεβαιότητα όσον αφορά στην εκτίμηση της ζήτησης αλλά και των τιμών προμήθειας.

Πιο συγκεκριμένα, τα προβλήματα λήψης απόφασης τόσο των στελεχών διαχείρισης χαρτοφυλακίου όσο και της διοίκησης μοντελοποιούνται ως προβλήματα Μαθηματικού (Γραμμικού και Μικτού/Ακέραιου) Προγραμματισμού. Το προτεινόμενο IGOS θα δίνει τη δυνατότητα:

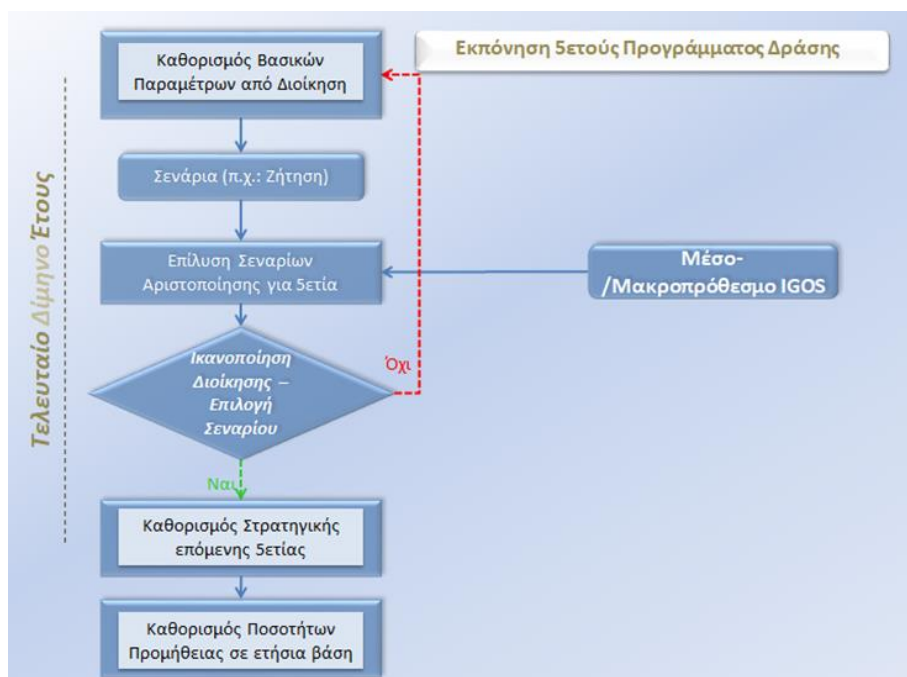
- εκτέλεσης, επεξεργασίας και αποθήκευσης διαφορετικών σεναρίων προμήθειας, μεταβάλλοντας τις διάφορες παραμέτρους του προβλήματος
- σταδιακής βελτιστοποίησης της ακρίβειας των προτεινόμενων από το σύστημα αποφάσεων με τη συνεχή επικαιροποίηση και ενσωμάτωση απολογιστικών δεδομένων.

Ροή διαδικασιών στο «Διοικητικό» και «Διαχειριστικό – λειτουργικό» επίπεδο

Στα παρακάτω *Σχήματα 13i-iii* απεικονίζεται η προτεινόμενη ροή πληροφοριών και διαδικασιών και οι απαιτούμενες ενέργειες και αλληλεπιδράσεις με το IGOS των στελεχών της επιχείρησης προμήθειας φυσικού αερίου που δραστηριοποιείται στο ΕΣΜΦΑ, αναφορικά με το «Διοικητικό» και το «Διαχειριστικό – λειτουργικό επίπεδο», με στόχο την κατά το δυνατόν πληρέστερη ευθυγράμμιση των ενεργειών και αποφάσεων των δύο βαθμίδων για την επίτευξη των εταιρικών στόχων.

Σύμφωνα με την πρόταση, προτείνεται στο «Διοικητικό επίπεδο», κατά το τελευταίο δίμηνο του έτους η εκτέλεση διαφόρων σεναρίων Μεσοπρόθεσμου ορίζοντα βελτιστοποίησης, με τη βοήθεια του εργαλείου IGOS, με παραμέτρους που υποδεικνύονται από τη διοίκηση. Αναλόγως της έκβασης των σεναρίων το πλέον ικανοποιητικό για τις επιδιώξεις της διοίκησης σενάριο είναι αυτό που επιλέγεται για να ορίσει τη στρατηγική της εταιρίας για την επόμενη πενταετία, αναφορικά με τον καθορισμό των ποσοτήτων ανά σύμβαση προμήθειας και τις διαπραγματεύσεις που θα επιδιωχθούν με τους υφιστάμενους αλλά και με δυνητικούς προμηθευτές. Η παραπάνω ροή διαδικασιών αποτώνεται στο διάγραμμα ροής του *Σχήματος 13i*.

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»



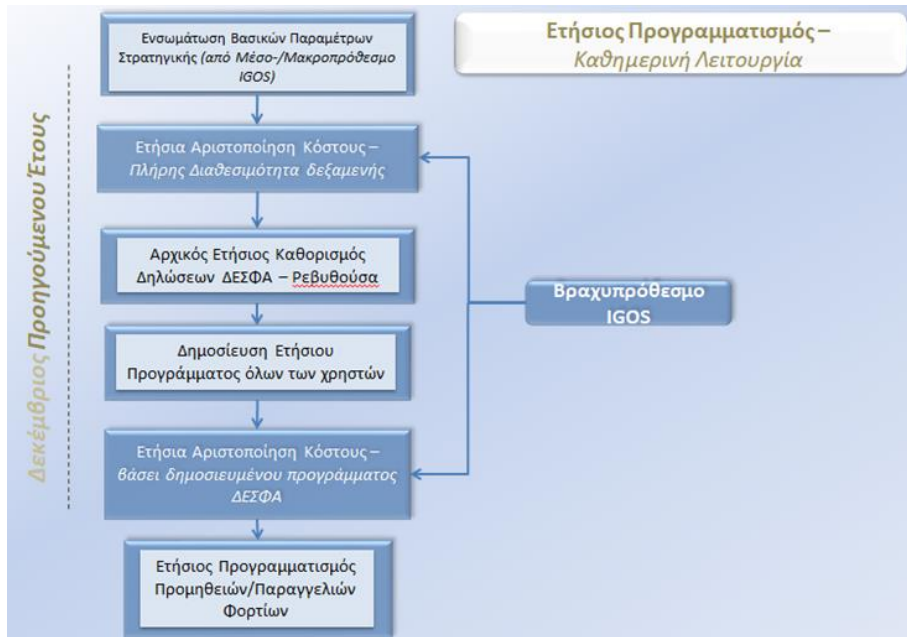
Σχήμα 13i: Η υποστήριξη της διοίκησης για την κατάρτιση των εταιρικών στόχων

Αφού οριστεί η στρατηγική και οι βασικοί εταιρικοί στόχοι από τη διοίκηση εν συνεχεία το εργαλείο IGOS, δύναται να υποστηρίξει τα στελέχη της διαχείρισης χαρτοφυλακίου της εταιρίας, στην υποχρέωσή τους για έγκαιρη ενημέρωση (πριν την έναρξη του έτους) του ΔΕΣΦΑ σχετικά με τα φορτία τα οποία προτίθεται να παραλάβει και να εγχύσει στη δεξαμενή, προς αποθήκευση και αεριοποίηση. Στο πλαίσιο αυτό προτείνεται η δημιουργία του Βραχυπρόθεσμου σεναρίου αριστοποίησης, ετήσιου ορίζοντα βελτιστοποίησης με ενσωμάτωση των βασικών παραμέτρων στρατηγικής που αποφασίστηκαν από την διοίκηση (με τη βοήθεια σεναρίων Μεσοπρόθεσμου IGOS) και θεωρώντας σε αυτή τη φάση τη δεξαμενή της Ρεβυθούσας πλήρως διαθέσιμη σε ολόκληρο το χρονικό ορίζοντα βελτιστοποίησης, δηλ. χωρίς εκφορτώσεις λοιπών χρηστών. Η εκτέλεση του σεναρίου αυτού δίνει τη δυνατότητα στα στελέχη εντοπισμού του βέλτιστου (σύμφωνα με το επιλεγμένο σενάριο), προγράμματος εκφορτώσεων κατά τη διάρκεια του έτους προς δήλωση στο Διαχειριστή.

Εν συνεχεία, μετά τις δηλώσεις προτίμησης εκφορτώσεων όλων των χρηστών, ο Διαχειριστής σύμφωνα με το υφιστάμενο κανονιστικό πλαίσιο δημοσιεύει το Ετήσιο Πρόγραμμα εκφορτώσεων όλων των χρηστών, το οποίο κατά πάσα πιθανότητα διαφοροποιεί τον εγκεκριμένο προγραμματισμό εκφορτώσεων της εταιρίας σε σχέση με αυτόν αρχικά δηλωθέν, αφού ο Διαχειριστής φροντίζει να εξυπηρετηθούν όλοι οι χρήστες της δεξαμενής ανάλογα με τις προτιμήσεις τους και στην περίπτωση που αυτό δεν είναι εφικτό ανάλογα με τις ιδιαιτερότητές τους ως προς την ευελιξία μεταφοράς των ημερομηνιών εκφόρτωσης. Λαμβάνοντας υπόψη το δημοσιευμένο ετήσιο πρόγραμμα εκφορτώσεων όλων των χρηστών, τα στελέχη διαχείρισης χαρτοφυλακίου επανεκτελούν το Βραχυπρόθεσμο σενάριο στο πλαίσιο του IGOS, για να καταλήξουν στο βέλτιστο (για τη χρονική φάση αυτή), προγραμματισμό προμηθειών και παραγγελιών φορτίων ΥΦΑ. Η δυνατότητα αυτή για ετήσιο προγραμματισμό προμηθειών (έστω στο βαθμό ακρίβειας που αυτό είναι εφικτό στη χρονική αυτή φάση) είναι σημαντική

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

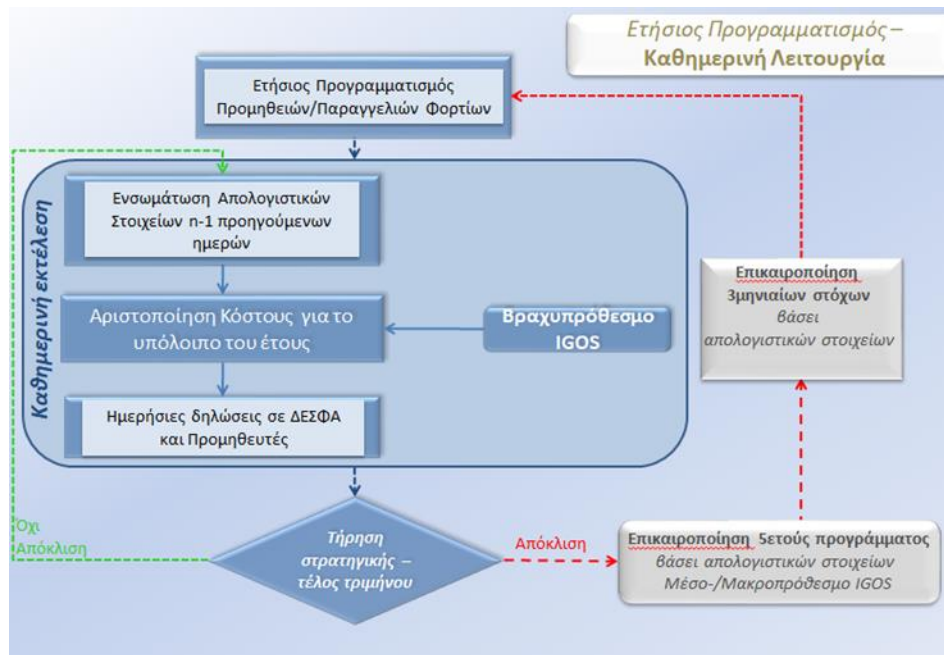
τόσο για την ίδια την εταιρία όσο και για την υποστήριξη του προγραμματισμού των προμηθευτών της. Η παραπάνω περιγραφόμενη ροή διαδικασιών αποτυπώνεται στο διάγραμμα ροής του Σχήματος 13ii.



Σχήμα 13ii: Η υποστήριξη των στελεχών διαχείρισης χαρτοφυλακίου για τον ετήσιο προγραμματισμό

Τέλος για την υποστήριξη της καθημερινής λειτουργίας δηλώσεων σε Προμηθευτές και ΔΕΣΦΑ, η οποία πλέον έχει δεσμευτικό (και όχι επικουρικό) χαρακτήρα, το Βραχυπρόθεσμο μοντέλο στο πλαίσιο του IGOS δύναται να εκτελείται καθημερινά (ή ανά τακτά χρονικά διαστήματα) με ενσωμάτωση απολογιστικών στοιχείων της παρελθούσας περιόδου για την αριστοποίηση του υπολοίπου του τρέχοντος έτους. Προτείνεται ακόμα, ο συστηματικός έλεγχος ως προς την ευθυγράμμιση με τις κατευθύνσεις της εταιρίας αναφορικά με τη στρατηγική και τους εταιρικούς στόχους και στην περίπτωση σημαντικών αποκλίσεων από τους στόχους, η επικαιροποίηση των στόχων για το υπόλοιπο του έτους λαμβάνοντας υπόψη τα απολογιστικά στοιχεία. Ο συστηματικός αυτός έλεγχος έχει νόημα να γίνεται σε χρονικά διαστήματα ορόσημα (milestones) για τη δραστηριότητα της εταιρίας, π.χ.: ανά τρίμηνο οπότε και επικαιροποιούνται οι εκτιμήσεις κατανάλωσης προς τους προμηθευτές, ή και ανά μήνα οπότε και επικαιροποιούνται οι δηλώσεις εκφορτώσεων προς το ΔΕΣΦΑ. Από την άλλη, ο καθορισμός της απόκλισης που θεωρείται σημαντική θα πρέπει να έχει οριστεί από τη διοίκηση εξ' αρχής με διάφορους ποσοτικούς δείκτες, ώστε η ακολουθούμενη διαδικασία να είναι ξεκάθαρη, σαφής και προτυποποιημένη. Τα παραπάνω αποτυπώνονται αναλυτικά στο διάγραμμα του Σχήματος 13iii.

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»



Σχήμα 13iii: Η υποστήριξη των στελεχών διαχείρισης χαρτοφυλακίου για ημερήσιες αποφάσεις και παρακολούθηση επίτευξης στόχων

Μοντελοποίηση γραμμικού προγραμματισμού στο πλαίσιο του Συστήματος IGOS

Η εφαρμογή της μοντελοποίησης αφορά μία εταιρία προμήθειας και μεταπώλησης αερίου η οποία δραστηριοποιείται στην ελληνική αγορά φυσικού αερίου. Συνεπώς ελήφθη υπόψη η τοπολογία του ελληνικού ΕΣΜΦΑ, και οι Κώδικες και Κανονισμοί που διέπουν αυτό, τόσο ως προς τους κανόνες πρόσβασης όσο και ως προς τον τρόπο τιμολόγησης των υπηρεσιών.

Το ΕΣΜΦΑ περιλαμβάνει τρία Σημεία Εισόδου φυσικού αερίου προς τη Χώρα.

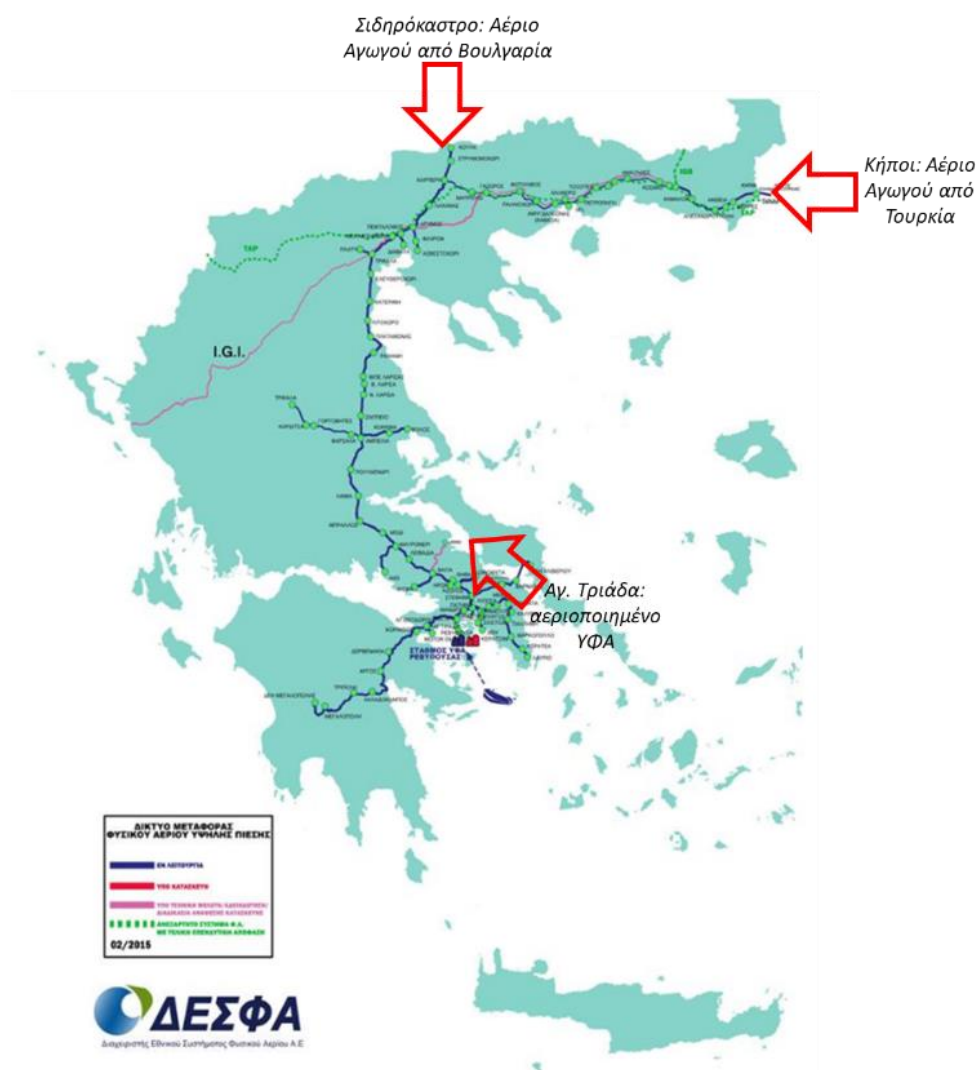
Το Σημείο Εισόδου Σιδηρόκαστρο είναι το σύνορο της Χώρας με τη Βουλγαρία, από το σημείο αυτό φτάνουν ποσότητες αερίου που προέρχονται κυρίως από τους Ρώσους Προμηθευτές. Το Σημείο Εισόδου Κήποι αποτελεί το σύνορο της Χώρας από ανατολικά με την Τουρκία. Από το σημείο αυτό εισέρχεται στη Χώρα φυσικό αέριο κυρίως από την Τουρκία. Τέλος το Σημείο Εισόδου Αγία Τριάδα βρίσκεται απέναντι από τη νήσο Ρεβυθούσα στην οποία βρίσκεται η εγκατάσταση αποθήκευσης ΥΦΑ Είναι το Σημείο Εισόδου από το οποίο διοχετεύεται στο ΕΣΜΦΑ φυσικό αέριο μετά από επανααεριοποίηση ΥΦΑ.

Ο Τερματικός Σταθμός ΥΦΑ της Ρεβυθούσας αποτελεί μια από τις σημαντικότερες εθνικές υποδομές της Χώρας μας καθώς συγκαταλέγεται στους δεκατρείς αντίστοιχους σταθμούς υγροποιημένου φυσικού αερίου, που λειτουργούν σήμερα σε όλο το χώρο της Μεσογείου και της Ευρώπης και συμβάλει ουσιαστικά στην ασφάλεια της ενεργειακής τροφοδοσίας, στη λειτουργική ευελιξία του συστήματος μεταφοράς και στην αυξημένη δυνατότητα κάλυψης αιχμιακών απαιτήσεων της αγοράς φυσικού αερίου.

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

Ανάλογα με την Είσοδο (Σιδηρόκαστρο, Κήποι, Αγ. Τριάδα) από την οποία εισέρχεται το αέριο στη Χώρα βαρύνεται για τη μεταφορά του με διαφορετικούς συντελεστές χρεώσεων μεταφοράς οι οποίοι είναι ρυθμιζόμενοι, βασίζονται σε διεθνείς και εθνικούς κανονισμούς τιμολόγησης και εγκρίνονται από τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας.

Στην περίπτωση του ΥΦΑ η αεριοποίηση περιλαμβάνει επιπροσθέτως τα κόστη χρήσης υποδομών ΥΦΑ που στην ουσία αφορούν την επανααεριοποίηση πριν τη διοχέτευση στο ΕΣΜΦΑ. Τα κόστη αυτά είναι επίσης ρυθμιζόμενα και υπόκεινται στον έλεγχο της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (ΦΕΚ Β'3720/20.10.2017, ΦΕΚ 4737/29.12.2017, ΦΕΚ 2724/02.07.2019, ΦΕΚ 2436/20.06.2019).



Εικόνα 10: Το Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου (ΕΣΜΦΑ, www.desfa.gr)

Στο πλαίσιο αυτό προτείνονται τα παρακάτω δύο μοντέλα αριστοποίησης:

- *Μοντέλο Αριστοποίησης σε Μεσοπρόθεσμη Βάση*, το οποίο θα ελαχιστοποιεί το κόστος σε Μεσοπρόθεσμο χρονικό ορίζοντα (πενταετία), λαμβάνοντας υπόψη ετήσιους και τριμηνιαίους περιορισμούς και θα εξυπηρετεί την υποστήριξη στρατηγικών αποφάσεων που έχουν σχέση με τις προμήθειες φυσικού αερίου και ΥΦΑ.

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

- *Μοντέλο Αριστοποίησης σε Βραχυπρόθεσμη Βάση*, το οποίο θα ελαχιστοποιεί το συνολικό ετήσιο κόστος (προμήθειας, μεταφοράς και χρήσης υποδομών) λαμβάνοντας υπόψη ημερήσιους περιορισμούς και καλύπτοντας την ημερήσια εκτιμώμενη ζήτηση.

Η διασύνδεση των δύο παραπάνω μοντέλων για τη δημιουργία του ενιαίου Μοντέλου Αριστοποίησης επιτυγχάνεται με την αξιοποίηση των εξόδων του Μοντέλου Αριστοποίησης Μεσοπρόθεσμης Βάσης για τον καθορισμό των εισόδων του Μοντέλου Αριστοποίησης Βραχυπρόθεσμης Βάσης.

Αριστοποίηση σε Μεσοπρόθεσμη Βάση

Παρακάτω περιγράφεται η προτεινόμενη αριστοποίηση/ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους (προμήθειας, μεταφοράς και χρήσης υποδομών και μη τήρησης κατώτατων συμβατικών δεσμεύσεων για απολήψεις) για μία εταιρία προμήθειας φυσικού αερίου που δραστηριοποιείται στην ελληνική αγορά αερίου σε Μεσοπρόθεσμο χρονικό ορίζοντα βελτιστοποίησης.

Στην παρούσα μοντελοποίηση έχει θεωρηθεί ότι η εταιρία διατηρεί μακροπρόθεσμα συμβόλαια προμήθειας με τρεις προμηθευτές από Ρωσία, Τουρκία και Αλγερία ενώ παράλληλα υπάρχει και η δυνατότητα αξιολόγησης spot προμηθευτών σε περίπτωση που οι προσφορές τους είναι συμφέρουσες. Το ρωσικό αέριο εισέρχεται στη Χώρα από το Σημείο Εισόδου Σιδηρόκαστρο, το τουρκικό από το Σημείο Εισόδου Κήποι ενώ το αλγερινό καταφθάνει στην αποθήκη της νήσου Ρεβυθούσας με τη μορφή ΥΦΑ με βυτιοφόρα πλοία και από εκεί αεριοποιείται σε ημερήσια βάση και περνάει στο ΕΣΜΦΑ διαμέσου του Σημείου Εισόδου Αγ. Τριάδα.

Στο πλαίσιο της μοντελοποίησης διακρίνονται οι μεταβλητές απόφασης, οι οποίες αποτελούν τις εξόδους του συστήματος, οι παράμετροι/σταθερές που αποτελούν τις εισόδους του συστήματος, η συνάρτηση ελαχιστοποίησης που αποτελεί το κριτήριο απόφασης και οι περιορισμοί.

Το μοντέλο αυτό σχεδιάστηκε για χρονικό ορίζοντα βελτιστοποίησης πενταετίας, κάνοντας χρήση προβλεπτικών στοιχείων ζήτησης φυσικού αερίου της εταιρίας προμήθειας και τιμών προμήθειας διαμέσου των διαφόρων συμβάσεων και έχει σαν στόχο να προτείνει τη βέλτιστη τριμηνιαία κατανομή προμηθειών φυσικού αερίου αγωγού και ΥΦΑ λαμβάνοντας υπόψη τις παραμέτρους έκαστου σεναρίου. Η προκύπτουσα κατανομή θα ελαχιστοποιεί το συνολικό κόστος του χρονικού ορίζοντα της πενταετίας παράλληλα με την κάλυψη περιορισμών που τίθενται σε ετήσια ή και τριμηνιαία βάση.

Πιο συγκεκριμένα το μοντέλο θα δίνει σαν *εξόδους (μεταβλητές απόφασης)* τις τριμηνιαίες ποσότητες:

- Προμήθειας από την είσοδο Σιδηρόκαστρο και από την είσοδο Τουρκία
- Αεριοποίησης ΥΦΑ στην είσοδο Αγ. Τριάδα
- Παραγγελίας ΥΦΑ από μακροχρόνια σύμβαση ή ενδεχομένως από spot⁵⁸ πηγές
- Ποσοτήτων αναπλήρωσης (makeup quantities) από τις διάφορες μακροχρόνιες συμβάσεις προμήθειας

⁵⁸ spot: ευκαιριακή αγορά

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

που ελαχιστοποιούν το συνολικό κόστος της πενταετίας. Στο πλαίσιο της εν λόγω μοντελοποίησης θεωρήθηκε ότι ανά Σημείο Εισόδου υπάρχει μία μακροχρόνια σύμβαση προμήθειας.

Σαν παράμετροι (σταθερές) υπεισέρχονται στη μοντελοποίηση:

- Η εκτιμώμενη τριμηνιαία ζήτηση για κάθε τρίμηνο του πενταετούς χρονικού ορίζοντα
- Οι εκτιμήσεις των μέσων τριμηνιαίων τιμών προμήθειας φυσικού αερίου και ΥΦΑ από τους μακροχρόνιους προμηθευτές
- Οι εκτιμήσεις για τη μέση τριμηνιαία τιμή ΥΦΑ στη spot αγορά
- Τα κατώτατα ετήσια όρια (ToP)
- Οι ενδεχόμενες διαθέσιμες ποσότητες αναπλήρωσης παλαιότερων ετών
- Οι μέγιστες ετήσιες ποσότητες προμήθειας ((Annual Contracted Quantities, ACQ)
- Το απόθεμα της δεξαμενής στην αρχή περιόδου της βελτιστοποίησης
- Το κατώτατο απαιτούμενο απόθεμα της δεξαμενής στο τέλος κάθε έτους
- Τις εκτιμήσεις για τα ετήσια κόστη μεταφοράς και χρήσης υποδομών στη διάρκεια της πενταετίας
- Το συντελεστή ισοτιμίας \$ - €: β
- Το συντελεστή μετατροπής $m^3 - MWh$ και το συντελεστή απωλειών ΥΦΑ: α
- Το συντελεστή μετατροπής $Nm^3 - MWh$
- Τους συντελεστές Ημερήσιας Αιχμής Μεταφοράς και ΥΦΑ
- Το συντελεστή προπληρωμής των ημί-προπληρωμένων ποσοτήτων (στην περίπτωση της ρωσικής σύμβασης)

Οι *περιορισμοί* οι οποίοι τίθενται στο πλαίσιο της μοντελοποίησης προκύπτουν από:

- Τις συμβάσεις προμήθειας (ACQs, Μέγιστη ετήσια ποσότητα αναπλήρωσης, μέγιστος αριθμός φορτίων κατ' έτος), μεταφοράς, αεριοποίησης
- Το ισοζύγιο τριμηνιαίας προσφοράς – ζήτησης
- Τη σχέση ποσότητας παραγγελίας – αεριοποίησης ΥΦΑ, συμπεριλαμβανομένων των απωλειών
- Το ισοζύγιο ποσότητας αναπλήρωσης – ToP ανά Προμηθευτή (δυνατότητα χρήσης ποσοτήτων αναπλήρωσης όταν καλυφθεί το κατώτατο ετήσιο όριο ποσοτήτων προμήθειας)

Η *αντικειμενική συνάρτηση* αποτυπώνει σαν *κριτήριο* για τη διαμόρφωση των εξόδων την ελαχιστοποίηση του συνολικού πενταετούς κόστους.

Οι *εξοδοί* του πενταετούς μοντέλου βελτιστοποίησης (μεταβλητές απόφασης) θα διοχετεύονται στο μοντέλο ελαχιστοποίησης του συνολικού ετήσιου κόστους ως παράμετροι.

Αναλυτικά η προτεινόμενη μοντελοποίηση με Μεσοπρόθεσμο ορίζοντα αριστοποίησης δίνεται στο Παράρτημα Δ.1.

Αριστοποίηση σε Βραχυπρόθεσμη Βάση

Παρακάτω περιγράφεται το μοντέλο ελαχιστοποίησης του συνολικού ετήσιου κόστους (προμήθειας, μεταφοράς και χρήσης υποδομών και μη τήρησης ενδεχόμενων συμβατικών όρων ελάχιστης απόληψης) για την επιχείρηση, η οποία θεωρείται ότι δραστηριοποιείται στο ΕΣΜΦΑ. Στο πλαίσιο του μοντέλου αυτού διακρίνονται οι μεταβλητές απόφασης, οι οποίες αποτελούν τα εξαγόμενα της

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

βελτιστοποίησης, οι παράμετροι/σταθερές που αποτελούν τις εισόδους ανάλογα με το σενάριο, οι συναρτήσεις ελαχιστοποίησης που αποτελούν τα κριτήρια απόφασης και οι περιορισμοί.

Το μοντέλο στη βάση της ελαχιστοποίησης του συνολικού ετήσιου κόστους θα υποστηρίζει τις αποφάσεις ημερήσιας κατανομής φυσικού αερίου στις θεωρούμενες πηγές προμήθειας συμπεριλαμβανομένων των αποφάσεων για την προμήθεια ΥΦΑ, λαμβάνοντας υπόψη τόσο τους συμβατικούς όσο και λοιπούς (τεχνικούς ή/και ρυθμιστικούς) περιορισμούς.

Πιο συγκεκριμένα το μοντέλο θα δίνει σαν εξόδους (μεταβλητές) τις ημερήσιες ποσότητες:

- Προμήθειας από τη Ρωσία και την Τουρκία
- Αεριοποίησης ΥΦΑ
- Παραγγελίας ΥΦΑ από τον Αλγερινό προμηθευτή και από τη spot αγορά

που ελαχιστοποιούν το συνολικό ετήσιο κόστος. Οι παραπάνω μεταβλητές απόφασης – έξοδοι ενδείκνυνται για την υποστήριξη των αποφάσεων σχετικά με δηλώσεις προς προμηθευτές και παραγγελίες ΥΦΑ καθώς αθροιστικά μπορούν να χρησιμοποιηθούν ώστε να καλύψουν την απαίτηση παραγωγής δηλώσεων για μεγαλύτερα χρονικά διαστήματα (μήνας, τρίμηνο).

Το μοντέλο θα χρησιμοποιεί σαν παραμέτρους (σταθερές) τα εξής δεδομένα:

- Τις εξόδους (μεταβλητές απόφασης) του μέσο-μακροπρόθεσμου μοντέλου
- Την εκτιμώμενη ημερήσια ζήτηση των πελατών της εταιρίας
- Τις εκτιμώμενες τριμηνιαίες τιμές προμήθειας φυσικού αερίου και ΥΦΑ από τους μακροχρόνιους προμηθευτές
- Τις τιμές προμήθειας του τελευταίου 3μήνου του προηγούμενου έτους για τους διαφορετικούς όγκους φορτίων
- Την εκτιμώμενη τιμή ΥΦΑ στη spot αγορά η οποία είναι διαφορετική ανά ημέρα
- Τις μέγιστες και ελάχιστες ημερήσιες ποσότητες προμήθειας (από τους προμηθευτές Ρωσίας και Τουρκίας)
- Τις μέγιστες και ελάχιστες ημερήσιες δυναμικότητες αεριοποίησης
- Τις προβλέψεις για τα κόστη μεταφοράς και χρήσης υποδομών
- Το αρχικό και τελικό απόθεμα της δεξαμενής της Ρεβουθούσας όπως προκύπτει από τη βελτιστοποίηση σε Μεσοπρόθεσμο χρονικό ορίζοντα
- Το συντελεστή ισοτιμίας \$ - €: β
- Το συντελεστή μετατροπής $m^3 - MWh$ και το συντελεστή απωλειών ΥΦΑ: α

Οι περιορισμοί οι οποίοι τίθενται στο πλαίσιο του μοντέλου αυτού προκύπτουν από:

- Τις συμβάσεις προμήθειας, μεταφοράς, αεριοποίησης
- Το ημερήσιο ισοζύγιο προσφοράς – ζήτησης
- Τη σχέση ποσότητας παραγγελίας – αεριοποίησης ΥΦΑ, συμπεριλαμβανομένων των απωλειών
- Τη διαθέσιμη χωρητικότητα της Ρεβουθούσας χωρίς αρχικά να λαμβάνονται υπόψη άλλοι χρήστες

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

- Τη συσχέτιση των μεταβλητών του βραχυπρόθεσμου με τις εξόδους (μεταβλητές απόφασης) του μεσοπρόθεσμου μοντέλου οι οποίες διοχετεύονται ως παράμετροι στην εκτέλεση του βραχυπρόθεσμου μοντέλου

Η αντικειμενική συνάρτηση αποτυπώνει σαν κριτήριο για τη διαμόρφωση των εξόδων την ελαχιστοποίηση του συνολικού ετήσιου κόστους.

Σε πρώτη φάση το προτεινόμενο μοντέλο θα πρέπει να τρέχει πριν την αρχή του έτους με σκοπό την:

- Κατανομή ποσοτήτων στις πηγές προμήθειας με κάλυψη της αναμενόμενης ημερήσιας ζήτησης και
- Εξαγωγή των ημερομηνιών εκφόρτωσης και του μεγέθους των φορτίων ΥΦΑ που θα δηλωθούν στο ΔΕΣΦΑ ανεξαρτήτως του προγραμματισμού εκφορτώσεων και αεριοποίησης των υπολοίπων χρηστών της Ρεβυθούσας.

Μετά την κοινοποίηση από το ΔΕΣΦΑ των ακριβών ημερομηνιών στις οποίες μπορεί η επιχείρηση να εκφορτώσει ΥΦΑ, το μοντέλο θα τρέχει τροποποιημένο, λαμβάνοντας υπόψη το τελικό πλέον ετήσιο πρόγραμμα εκφορτώσεων όλων των χρηστών της Ρεβυθούσας (συμπεριλαμβανομένης της διάρκειας αεριοποίησης του κάθε χρήστη), δίνοντας περισσότερο ακριβή αποτελέσματα στις εξόδους.

Η τροποποίηση του μοντέλου αυτού έγκειται στην προσθήκη:

- Παραμέτρων που αφορούν στη διαθέσιμη ημερήσια δυναμικότητα των δεξαμενών της Ρεβυθούσας
- Περιορισμών που αφορούν στην ημερήσια αεριοποίηση (σύμφωνα με τη συνάρτηση γραμμικής απομείωσης).

Το τροποποιημένο μοντέλο θα μπορεί να τρέχει σε ημερήσια βάση λαμβάνοντας τα στοιχεία των παρελθόντων ημερών ως ιστορικά (απολογιστικά) δεδομένα, με τη μορφή περιορισμών ισότητας.

Αναλυτικά η προτεινόμενη μοντελοποίηση με βραχυπρόθεσμο ορίζοντα αριστοποίησης δίνεται στο Παράρτημα Δ.2.

Δημιουργία και εκτέλεση σεναρίων βελτιστοποίησης με το Σύστημα IGOS

Στο παρόν κεφάλαιο γίνεται επίδειξη του εργαλείου IGOS με έμφαση στις εισόδους οι οποίες απαιτούνται να εισαχθούν στο σύστημα το οποίο ενσωματώνει τα μοντέλα βελτιστοποίησης για την κατάρτιση ολοκληρωμένων σεναρίων βελτιστοποίησης, μοντελοποιημένων σύμφωνα με τις ανάγκες της επιχείρησης, με στόχο την υποστήριξη αποφάσεων Μεσοπρόθεσμου και βραχυπρόθεσμου χρονικού ορίζοντα. Στόχος είναι παρουσιάζοντας τις οθόνες του IGOS να υποδείξουμε όλα τα απαιτούμενα δομικά χαρακτηριστικά του μοντέλου. Εν συνεχεία, παρουσιάζονται ενδεικτικά αποτελέσματα εναλλακτικών σεναρίων με στόχο να αποτυπωθεί η επίδραση που προκύπτει από την αλλαγή συγκεκριμένων παραμέτρων στο μοντέλο. Πέραν των παραπάνω παρουσιάζονται οι πρόσθετες δυνατότητες για ορισμό περιορισμών από το χρήστη, οι οποίοι δεν ανήκουν στη βασική μοντελοποίηση. Η δυνατότητα αυτή παρέχει στο χρήστη σημαντική ευελιξία σχετικά με την παρακολούθηση του τρόπου επίδρασης δυνητικών, μη υφιστάμενων περιορισμών.

Τέλος αποτυπώνεται ο τρόπος με βάση τον οποίο τα αποτελέσματα του μοντέλου Μεσοπρόθεσμου χρονικού ορίζοντα βελτιστοποίησης στα οποία έχει καταλήξει η διοίκηση της επιχείρησης διοχετεύονται και επηρεάζουν το μοντέλο βελτιστοποίησης το οποίο υποστηρίζει τα στελέχη διαχείρισης χαρτοφυλακίου στις καθημερινές τους αποφάσεις και δίνεται έμφαση στην αποτελεσματικότητα με την οποία ευθυγραμμίζονται οι στόχοι της επιχείρησης με τις καθημερινές απαιτούμενες λειτουργίες.

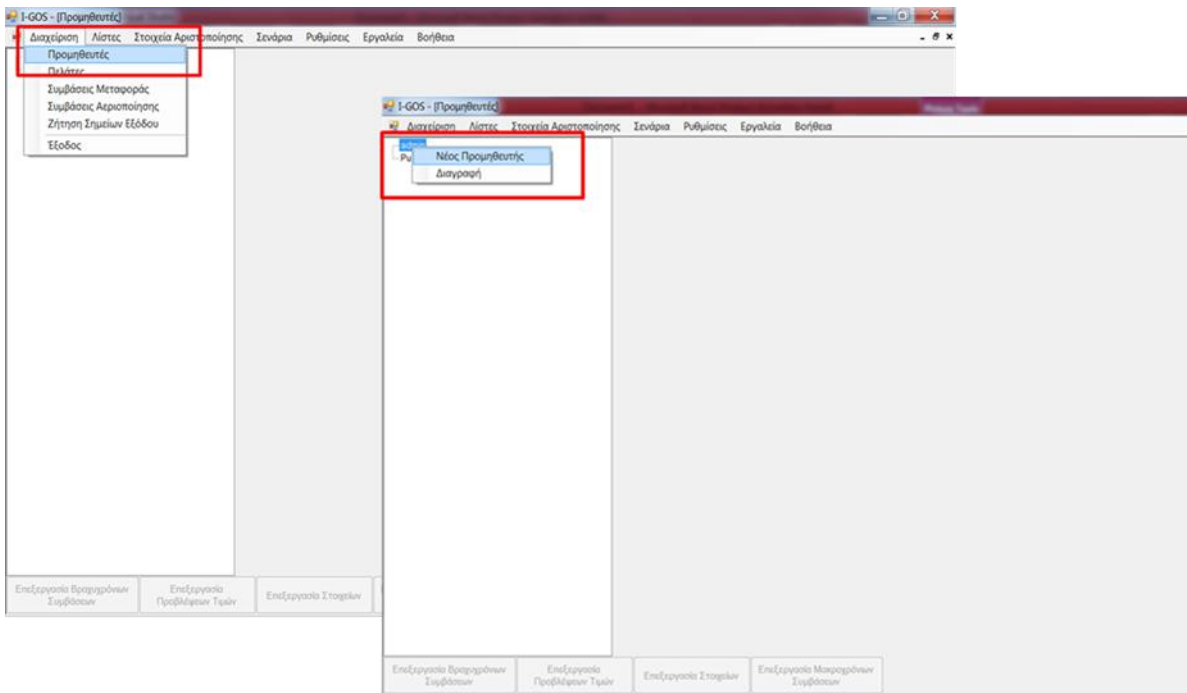
Δημιουργία σεναρίου Μεσοπρόθεσμου Ορίζοντα Βελτιστοποίησης

Για τη δημιουργία ενός σεναρίου Μεσοπρόθεσμου Ορίζοντα βελτιστοποίησης στο πλαίσιο του IGOS, θα πρέπει να οριστούν αρχικά οι οντότητες οι οποίες το αποτελούν. Για να ενσωματώνει το σενάριο ένα πλήρες μοντέλο προς αριστοποίηση, θα πρέπει να περιλαμβάνει τουλάχιστον δύο πηγές προμήθειας μία αγωγού και τουλάχιστον μία πηγή ΥΦΑ. Ακόμα για κάθε πηγή προμήθειας του σεναρίου, ανάλογα με το Σημείο Εισόδου στο οποίο παραδίδει στην Ελλάδα, θα πρέπει να έχει προβλεφθεί η αντίστοιχη σύμβαση μεταφοράς. Θα πρέπει να υπάρχει μία σύμβαση αεριοποίησης, τουλάχιστον μία οντότητα Ζήτησης (πελάτης ή Σημείο Εισόδου), καθώς επίσης και παράμετροι που έχουν να κάνουν με τη δεξαμενή (αρχικό απόθεμα δεξαμενή, αξία αποθέματος στη λήξη της περιόδου βελτιστοποίησης κ.λπ.). Η ενσωματωμένη στο IGOS μοντελοποίηση σε Μεσοπρόθεσμη βάση αφορά πενταετή ορίζοντα βελτιστοποίησης. Η επιλογή αυτή έγινε λαμβάνοντας υπόψη ότι οι εταιρίες συνήθως καταρτίζουν τα στρατηγικά τους πλάνα ανάπτυξης σε πενταετή ορίζοντα. Οι μεταβλητές απόφασης αφορούν χρονικά διαστήματα τριμήνου στην πλειονότητά τους εκτός των ποσοτήτων αναπλήρωσης, οι οποίες ελήφθησαν σε ετήσια βάση. Το τρίμηνο είναι κατά κοινή ομολογία ίσως η σημαντική μεσοπρόθεσμη μονάδα διαίρεσης του χρόνου για τη σύγχρονη αγορά αερίου κυρίως λόγω του γεγονότος ότι οι τιμές προμήθειας στις περισσότερες (μακροχρόνιες) συμβάσεις διαμορφώνονται βάσει δεικτών οι οποίοι διαφοροποιούνται σε τριμηνιαία βάση (π.χ.: παράγωγα πετρελαίου Franza, 2014). Περιγράφονται οι οθόνες του IGOS μέσω των οποίων ο χρήστης εισάγει τα δεδομένα αυτά με στόχο τη δημιουργία ενός πλήρους σεναρίου. Σημειώνεται ότι το μοντέλο που ενσωματώνεται στο IGOS είναι σχεδιασμένο να δουλεύει με κοινά χρονικά όρια των παραπάνω δομικών στοιχείων.

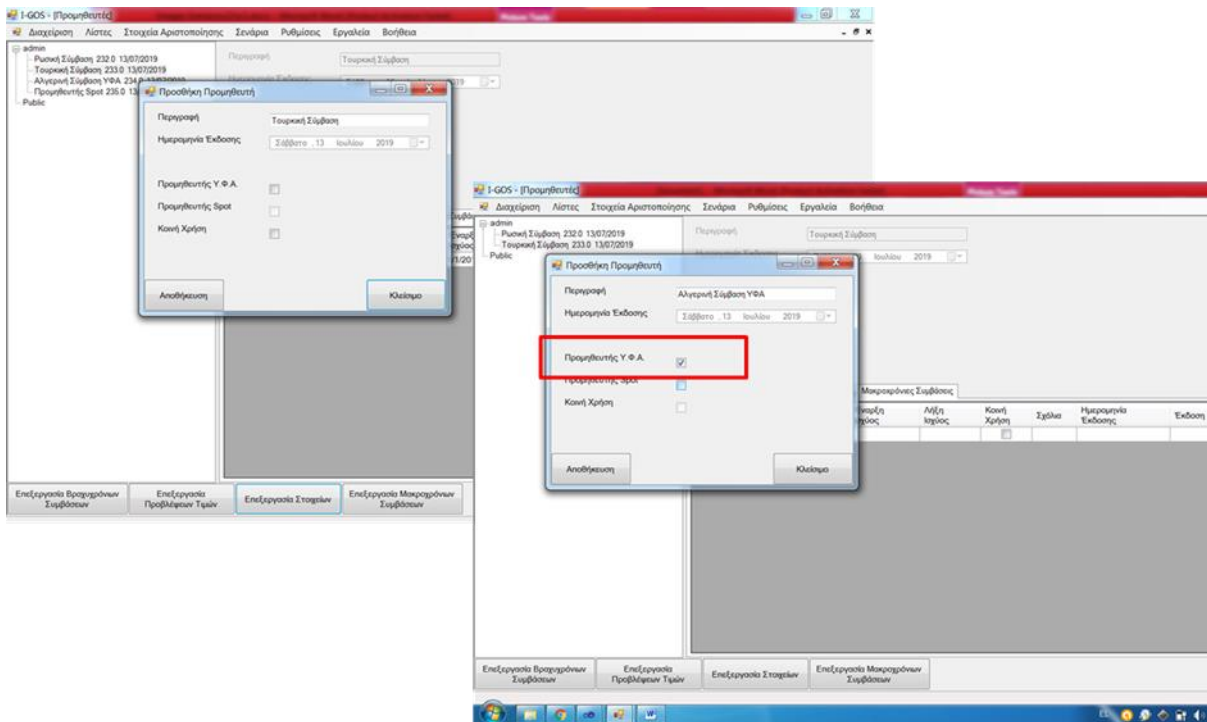
Αρχικά θα πρέπει να εισαχθούν οι προμηθευτές από τους οποίους η εταιρία προμηθεύεται (ή ενδέχεται να προμηθευτεί) αέριο (*Εικόνες 11i-ii*) και οι συμβάσεις τις οποίες διατηρεί ή ενδέχεται να συνάψει με καθένα από αυτούς (*Εικόνα 11iii*). Καλύπτεται η περίπτωση προμηθευτών με τους οποίους η εταιρία διατηρεί μακροχρόνιες συμβάσεις καθώς επίσης και οι δυνατότητες που δίνονται κατά καιρούς στην ευκαιριακή αγορά. Ακόμα, ένας προμηθευτής μπορεί να είναι προμηθευτής αγωγού ή ΥΦΑ.

Στα χαρακτηριστικά της σύμβασης προμήθειας ενός προμηθευτή συγκαταλέγονται: η χρονική διάρκεια, το Σημείο Εισόδου, το είδος του σχετικού με τις ποσότητες αναπλήρωσης όρου, η απομένουσα αξία της ποσότητας στο τέλος της περιόδου βελτιστοποίησης, η ετήσια συμβολαιοποιημένη ποσότητα, η μέγιστη ημερήσια ποσότητα καθώς επίσης και παράμετροι που αφορούν τις ποσότητες που δύναται η εταιρία να καταναλώσει ως ποσότητες αναπλήρωσης από προηγούμενα έτη και οι ελάχιστες ποσότητες που απαιτείται η εταιρία να παραλάβει σε μία χρονική περίοδο ώστε να μη δημιουργήσει ToP.

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

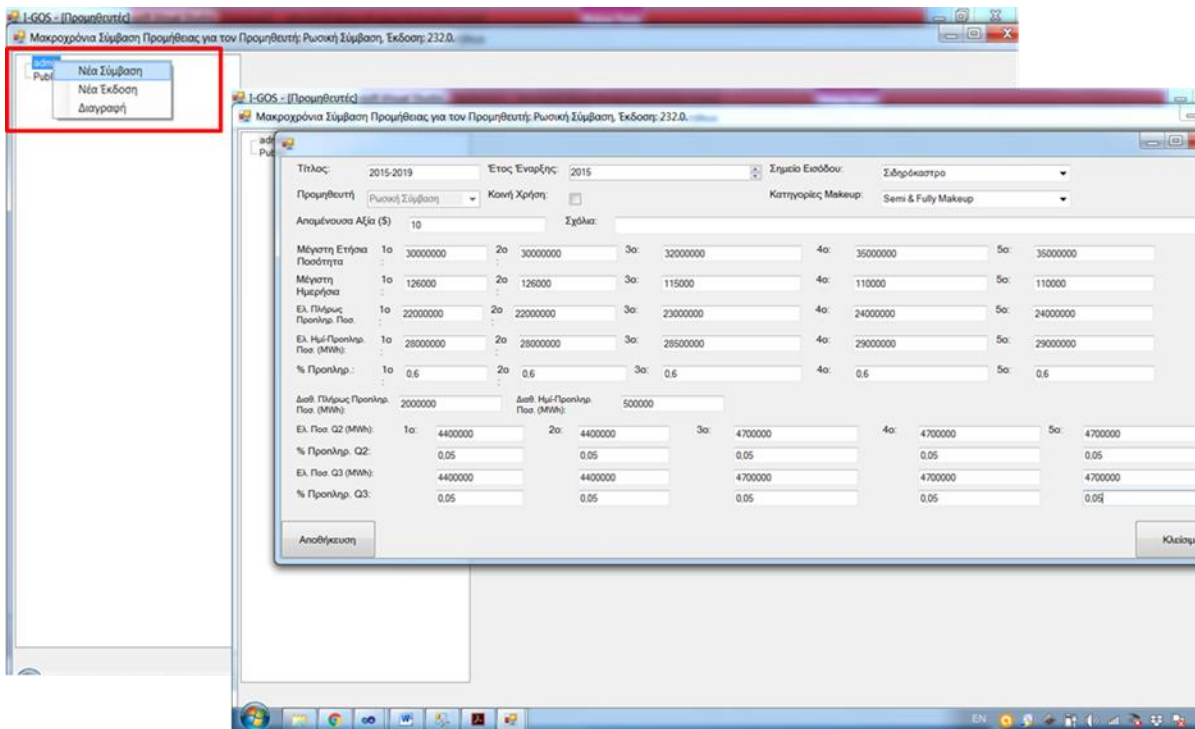


Εικόνα 11i: Οθόνη Διαχείρισης IGOS – Πρόμηθευτές



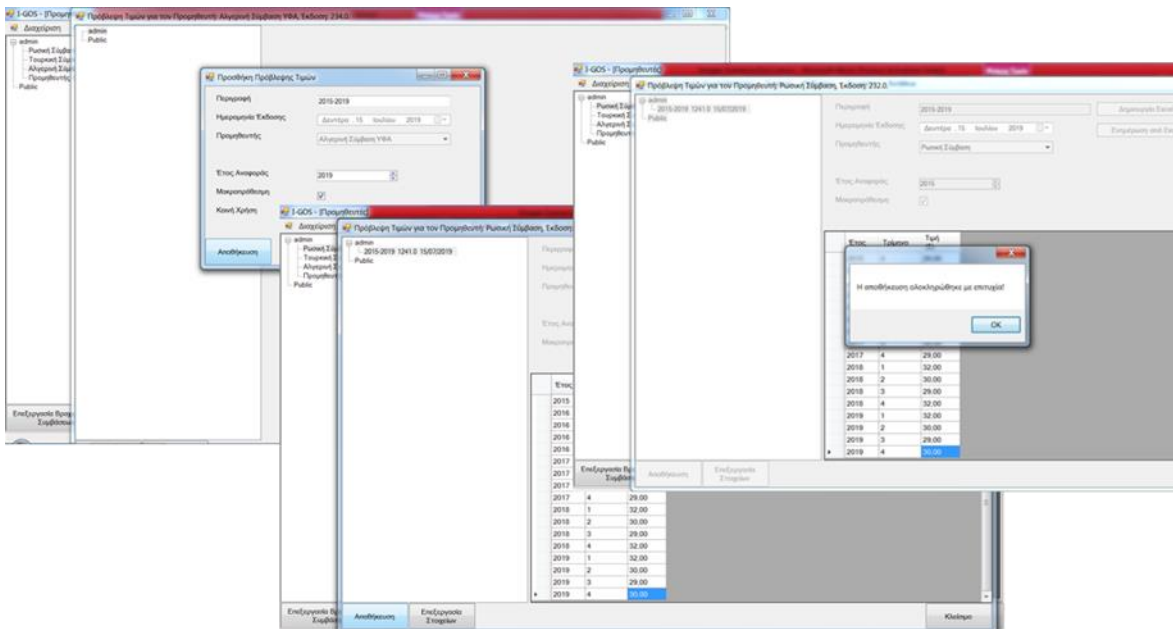
Εικόνα 11ii: Οθόνη Διαχείρισης IGOS – Πρόμηθευτές

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»



Εικόνα 11iii: Οθόνη Διαχείρισης IGOS – Συμβάσεις Προμήθειας

Αφού οριστούν οι προμηθευτές και οι συμβάσεις τους, θα πρέπει να οριστούν και ορισμένα σενάρια τιμών για καθένα από αυτούς (Εικόνα 11iv).

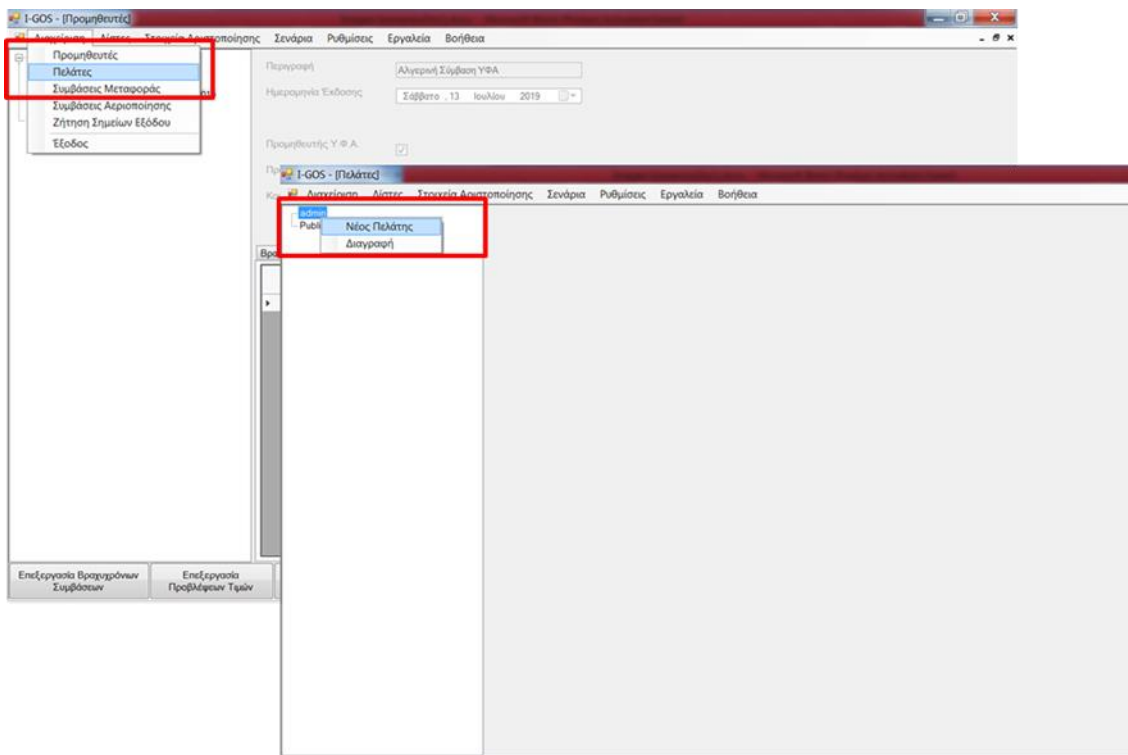


Εικόνα 11iv: Οθόνη Διαχείρισης IGOS – Προβλέψεις Τιμών Προμήθειας

Εν συνεχεία, ορίζονται οι πελάτες. Στην παρούσα κατάσταση, το ενσωματωμένο μοντέλο ελαχιστοποίησης του συνολικού κόστους των λειτουργιών της επιχείρησης αντιμετωπίζει όλους τους πελάτες με αντίστοιχο τρόπο, αθροίζοντας τη ζήτηση που προκύπτει από αυτούς και φροντίζοντας να την καλύψει ως ανελαστική. Σε κάθε περίπτωση χαρακτηριστικά του πελάτη είναι η χρήση του, η

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

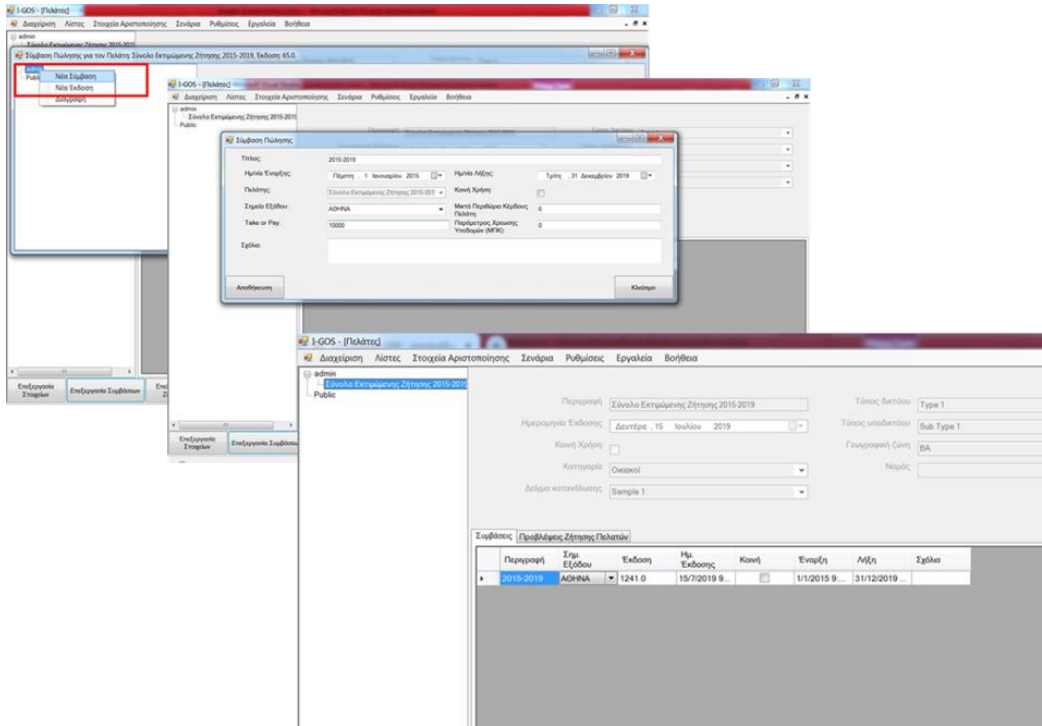
γεωγραφική ζώνη στην οποία ανήκει, και ο τύπος δικτύου στο οποίο συνδέεται. Τα χαρακτηριστικά αυτά μπορούν να αξιοποιηθούν μελλοντικά για τη μοντελοποίηση πρόσθετων απαιτήσεων.



Εικόνα 11ν: Οθόνη Διαχείρισης IGOS – Πελάτες

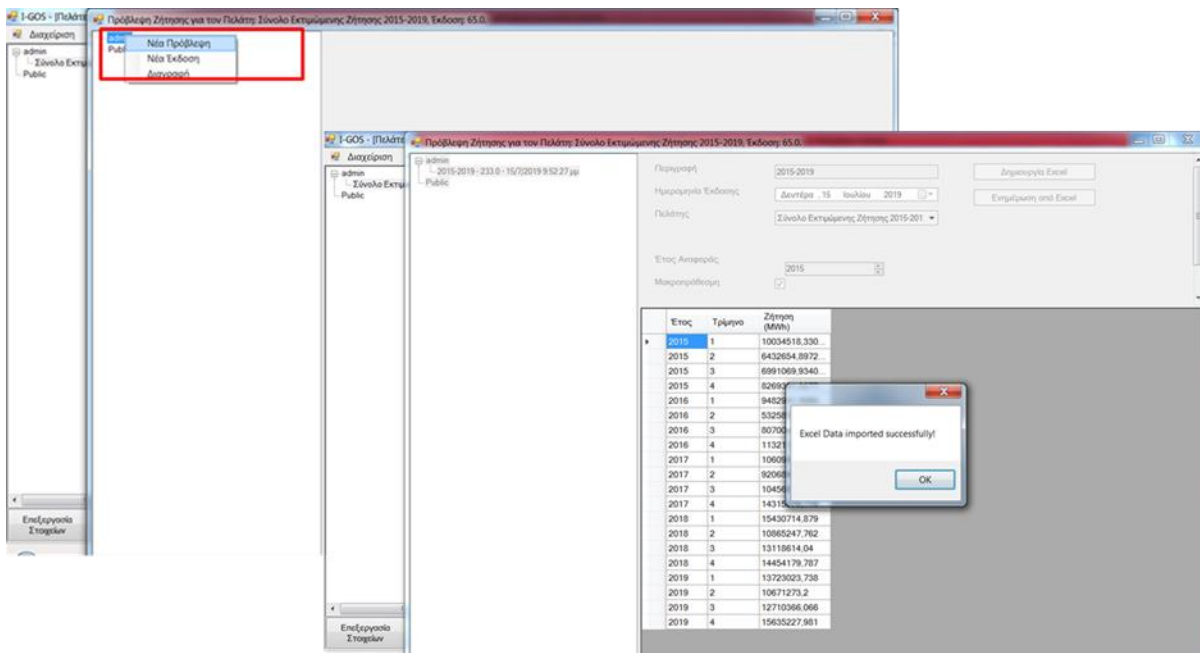
Κάτω από την οντότητα πελάτη ορίζονται οι συμβάσεις (*Εικόνα 11νι*) καθώς ενδέχεται ένας πελάτης να διατηρεί μία ή περισσότερες συμβάσεις με την επιχείρηση. Επίσης ενδέχεται η εταιρία να θέλει να εξετάσει το ενδεχόμενο σύναψης νέας (πρόσθετης) σύμβασης με κάποιον πελάτη και στη λογική αυτή να ενδιαφέρεται να παρακολουθήσει πως θα επηρεαστούν οι καθημερινές της ανάγκες αλλά και η κερδοφορία της από την προσθήκη της υπό διερεύνηση σύμβασης. Ως χαρακτηριστικά σύμβασης πελάτη στο σύστημα εισάγονται: η χρονική διάρκεια της σύμβασης, το σημείο εξόδου της προς τροφοδοσία εγκατάστασης, το μικτό περιθώριο κέρδους και ο ενδεχόμενος όρος ToP. Στο σημείο αυτό σημειώνεται ότι έχει θεωρηθεί ότι η εταιρία διατηρεί τρεις κατηγορίες συμβάσεων ανάλογα με τη χρήση την οποία κάνει ο πελάτης (Ηλεκτροπαραγωγή, Βιομηχανία, Οικιακή χρήση). Στις συμβάσεις αυτές οι οποίες διαφέρουν στη μοντελοποίηση διαφοροποιείται το Μικτό Περιθώριο Κέρδους ανά σύμβαση.

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»



Εικόνα 11vi: Οθόνη Διαχείρισης IGOS – Συμβάσεις πελατών

Περαιτέρω θα πρέπει να οριστούν ως παράμετροι τα σενάρια ζήτησης των πελατών. Στο Μεσοπρόθεσμο μοντέλο τα στοιχεία αυτά δίνονται σε τριμηνιαία βάση όπως και η πλειοψηφία των μεταβλητών απόφασης. Για την ελαχιστοποίηση του συνολικού ετήσιου κόστους το σύνολο της ζήτησης που αφορά την περίοδο βελτιστοποίησης του σεναρίου προκύπτει ανά τρίμηνο ως το άθροισμα των ζητήσεων όλων των πελατών που υπεισέρχονται στο σενάριο.



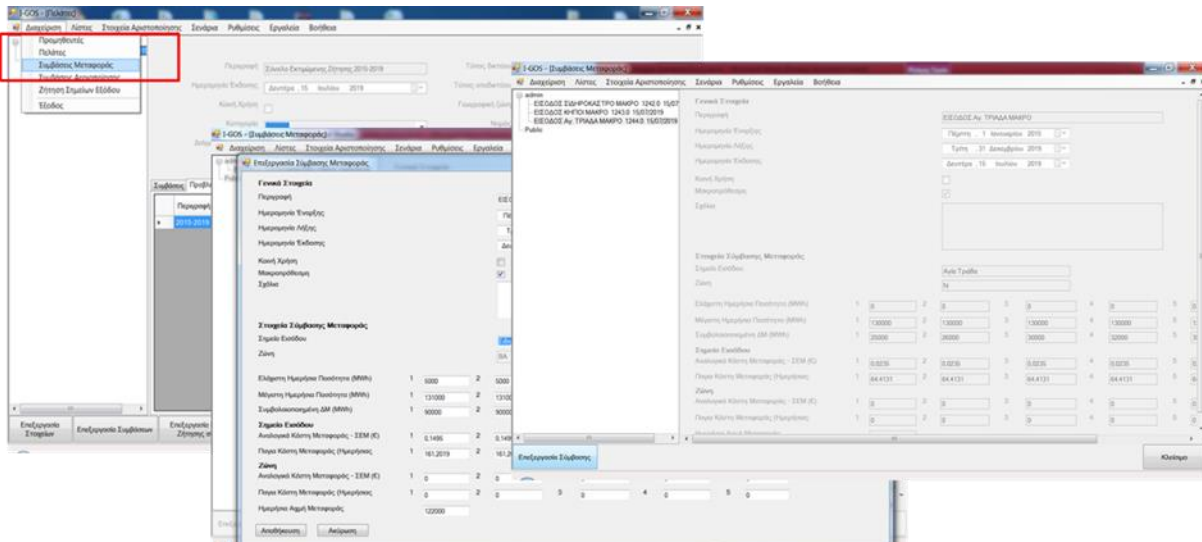
Εικόνα 11vii: Οθόνη Διαχείρισης IGOS – Πρόβλεψη Ζήτησης πελατών

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

Εν συνεχεία ορίζονται οι συμβάσεις μεταφοράς τις οποίες συνάπτει η εταιρία με το ΔΕΣΦΑ. Οι προμηθευτές με τους οποίους η εταιρία συμβάλλεται για την παραλαβή φυσικού αερίου παραδίδουν το φυσικό αέριο στα Σημεία Εισόδου της Χώρας. Για τη μεταφορά μέχρι την τελική κατανάλωση υπεύθυνος είναι ο ΔΕΣΦΑ, ο οποίος χρεώνει την υπηρεσία αυτή βάσει ρυθμιζόμενων, εγκεκριμένων από τη ΡΑΕ τιμολογίων. Για τους σκοπούς της αριστοποίησης του συνολικού κόστους της επιχείρησης το κόστος της μεταφοράς τίθεται επίσης υπό βελτιστοποίηση. Ο ορισμός των Συμβάσεων Μεταφοράς γίνεται μέσω των οθονών που αποτυπώνονται στην *Εικόνα 11viii*. Η υπηρεσία της μεταφοράς χρεώνεται με μία χρέωση αναλογική της ποσότητας η οποία διαπερνά το Σημείο Εισόδου και μία πάγια χρέωση η οποία στην ουσία εκφράζει τη χρέωση για τον τρόπο δέσμευσης δυναμικότητας στον αγωγό από κάθε χρήστη. Ανά Σημείο Εισόδου του ΕΣΜΦΑ οι τιμές των χρεώσεων αυτών είναι διαφορετικές.

Ειδικά για την περίπτωση της υπηρεσίας επαναεριοποίησης ΥΦΑ η εταιρία οφείλει να διατηρεί σύμβαση με το ΔΕΣΦΑ. Κατ' αντιστοιχία με τη μεταφορά, πρόκειται για ρυθμιζόμενη υπηρεσία ωστόσο πρέπει να συμπεριληφθεί στο συνολικό υπό βελτιστοποίηση κόστος καθώς το κόστος που προκύπτει βάσει των επιλεγμένων συμβατικών παραμέτρων διαφοροποιείται ανάλογα με τις προτεινόμενες από το μοντέλο ποσότητες προς αεριοποίηση (*Εικόνα 11ix*).

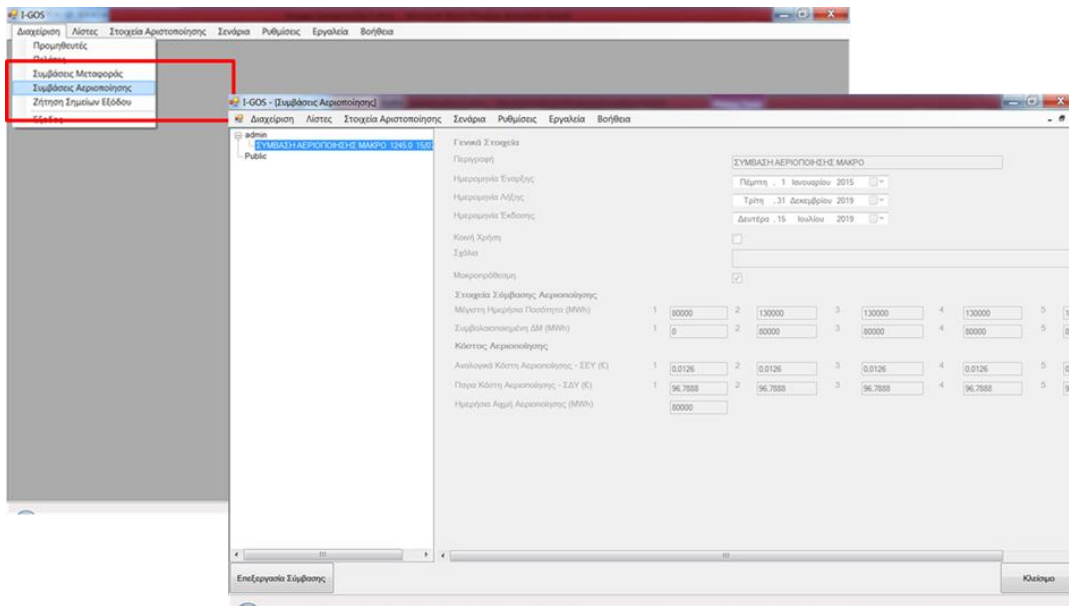
Στο πλαίσιο του ορισμού της σύμβασης μεταφοράς θα πρέπει να καθοριστούν στοιχεία όπως το Σημείο Εισόδου το οποίο αφορά, τα σχετικά τιμολογιακά μεγέθη (αναλογική και πάγια χρέωση αναλόγως του Σημείου Εισόδου), καθώς επίσης και οι τεχνικές δυναμικότητες του Σημείου, δηλ. η μέγιστη και η ελάχιστη δυνατή ποσότητα μεταφοράς διαμέσου του Σημείου (σε ημερήσια βάση), βάσει των οποίων «χτίζονται» οι σχετικοί τεχνικοί περιορισμοί. Τέλος θα πρέπει να οριστεί η δυναμικότητα την οποία ο χρήστης δεσμεύσει στον αγωγό για την εξυπηρέτηση της μεταφοράς του αερίου που μεταφέρεται για λογαριασμό του.



Εικόνα 11viii: Οθόνη Διαχείρισης IGOS – Συμβάσεις Μεταφοράς

Κατ' αντιστοιχία, στο πλαίσιο του ορισμού της σύμβασης αεριοποίησης θα πρέπει να οριστούν η μέγιστη ποσότητα απόληξης σε ημερήσια βάση, οι τιμολογιακοί συντελεστές (αναλογική και πάγια χρέωση) καθώς επίσης και η δέσμευση δυναμικότητας αεριοποίησης.

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

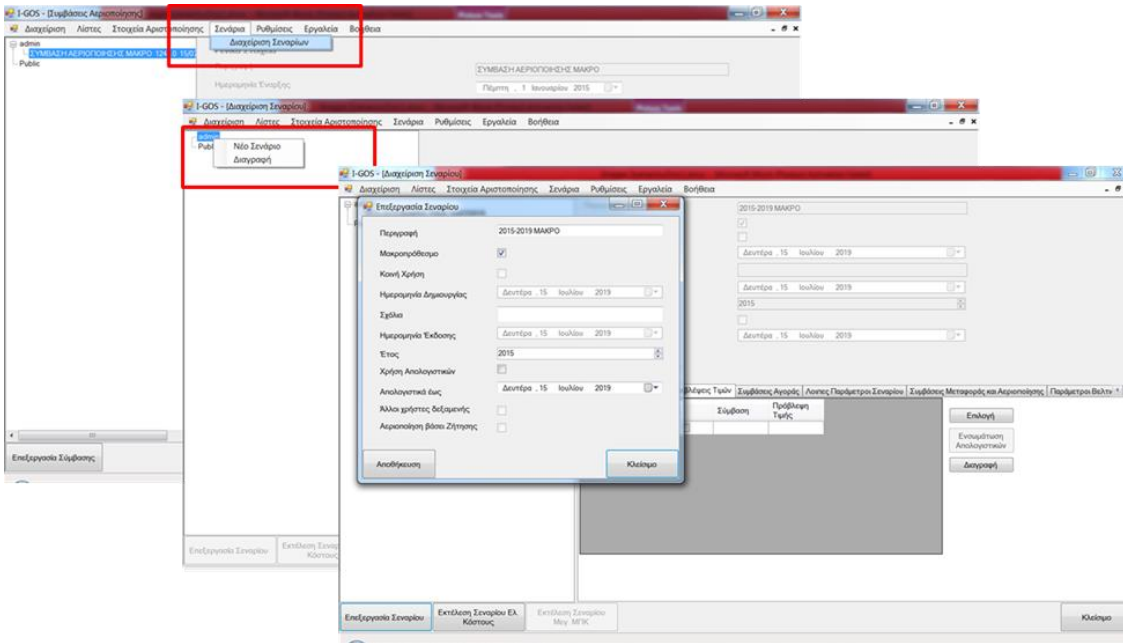


Εικόνα 11ix: Οθόνη Διαχείρισης IGOS – Συμβάσεις Αεριοποίησης

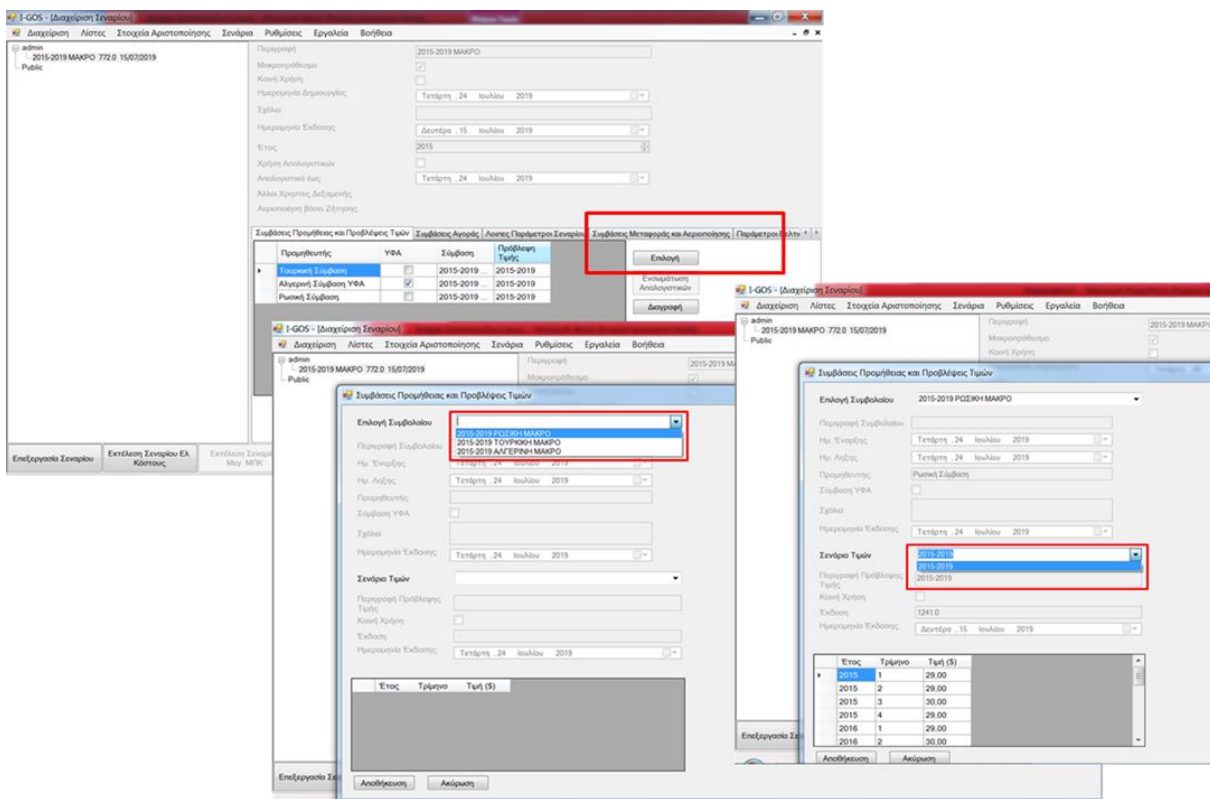
Με τη δημιουργία των παραπάνω οντοτήτων ολοκληρώθηκαν τα ελάχιστα απαιτούμενα για τη δημιουργία ενός πλήρους σεναρίου προς βελτιστοποίηση. Στις επόμενες Εικόνες αποτυπώνεται ο συνδυασμός των παραπάνω οντοτήτων για τη δημιουργία του σεναρίου, η εκτέλεσή του και το αποτέλεσμα της βελτιστοποίησης. Αρχικά στην *Εικόνα 12* ζητείται να δοθούν τα βασικά στοιχεία του σεναρίου, δηλ. να δοθεί ένα όνομα για το σενάριο, ο χαρακτηρισμός αν αφορά μοντελοποίηση Μεσοπρόθεσμου ορίζοντα βελτιστοποίησης, πιο είναι το έτος αναφοράς και αν το σενάριο αφορά βελτιστοποίηση του συνόλου του χρονικού ορίζοντα ή περιλαμβάνει και χρήση απολογιστικών στοιχείων. Στο πλαίσιο της δημιουργίας του σεναρίου βελτιστοποίησης έχει δοθεί η δυνατότητα με χρήση περιορισμών ισότητας να επικαιροποιούνται μεταβλητές απόφασης οι οποίες αφορούν χρονικό διάστημα το οποίο έχει παρέλθει ώστε ο ενδιαφερόμενος να μπορεί να επικαιροποιήσει τη γνώση που προκύπτει από τη βελτιστοποίηση για το υπόλοιπο χρονικό διάστημα του υπό βελτιστοποίηση χρονικού ορίζοντα.

Εν συνεχεία ο χρήστης δίνει τις συμβάσεις προμήθειας οι οποίες θέλει να ληφθούν υπόψη στο Σενάριο σε συνδυασμό με τις αντίστοιχες προβλέψεις τιμών ανά σύμβαση (*Εικόνα 12ii*). Τα στις αυτά χαρακτηριστικά του σεναρίου προκύπτουν από εκείνα τα οποία ο ίδιος έχει ορίσει στις οθόνες διαχείρισης και πληρούν τα χαρακτηριστικά του σεναρίου, π.χ.: αφορούν το ίδιο χρονικό διάστημα.

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»



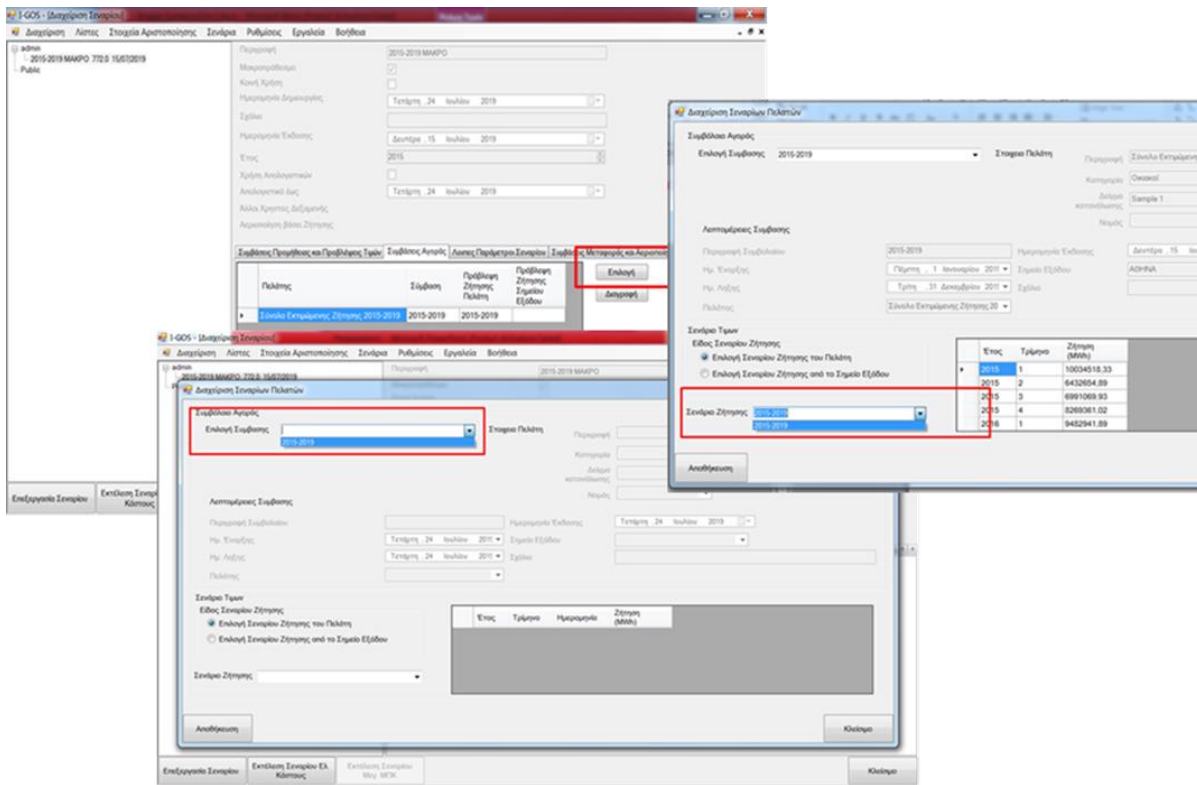
Εικόνα 12i: Οθόνη Δημιουργίας Σεναρίου IGOS



Εικόνα 12ii: Οθόνη Δημιουργίας Σεναρίου IGOS – Εισαγωγή Συμβάσεων και Τιμών Προμήθειας

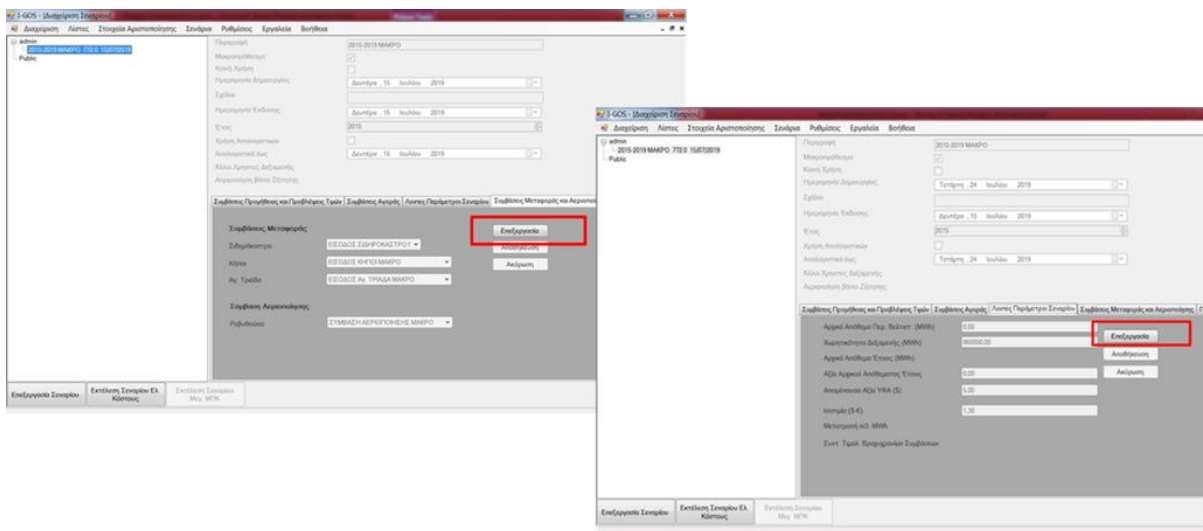
Κατ' αντιστοιχία θα πρέπει να οριστεί η ζήτηση την οποία θα πρέπει να καλύπτει το μοντέλο ως ανελαστικό περιορισμό (Εικόνα 12iii).

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»



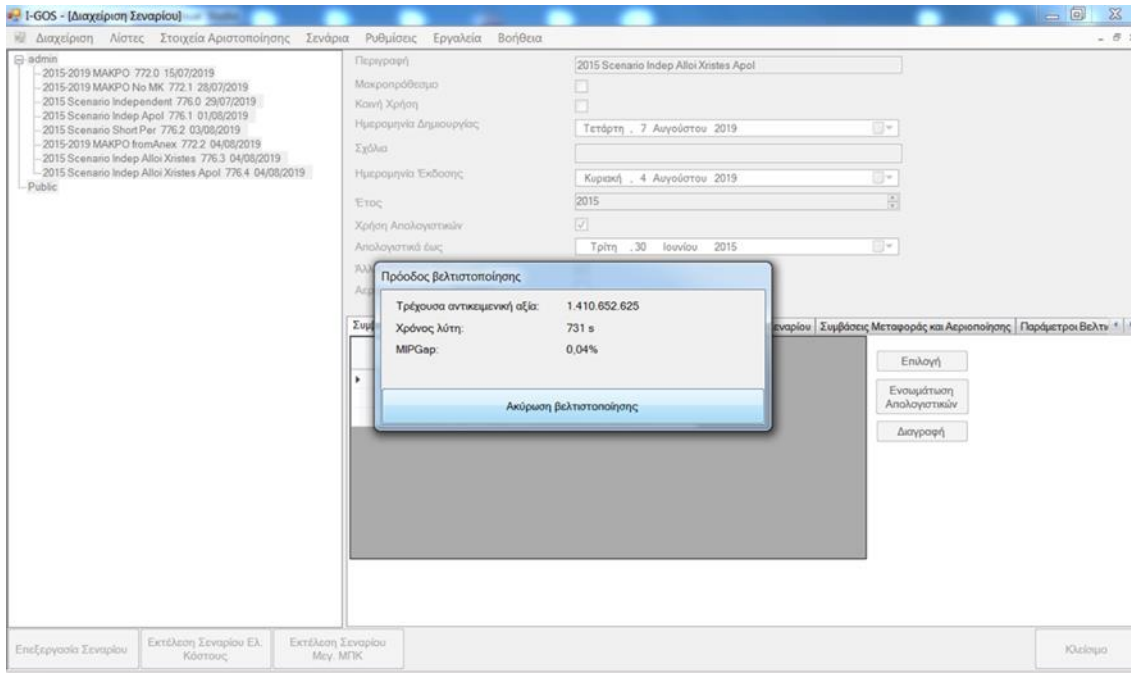
Εικόνα 12iii: Οθόνη Δημιουργίας Σεναρίου IGOS – Εισαγωγή Συμβάσεων Πελατών και Προβλεπόμενης Ζήτησης

Τέλος επιλέγονται συμβάσεις μεταφοράς και αεριοποίησης, δίνονται οι παράμετροι που αφορούν τη δεξαμενή (Εικόνα 12iv), όπως αρχικό απόθεμα περιόδου βελτιστοποίησης, χωρητικότητα δεξαμενής, και απομένουσα αξία ΥΦΑ και εκτελείται το σενάριο (Εικόνα 12v). Με την επιτυχή ολοκλήρωση της βελτιστοποίησης (Εικόνα 12vi), παράγεται το αρχείο των λύσεων το οποίο μέσω της εφαρμογής μετατρέπεται σε excel αρχείο ώστε να είναι δυνατή η επεξεργασία του.

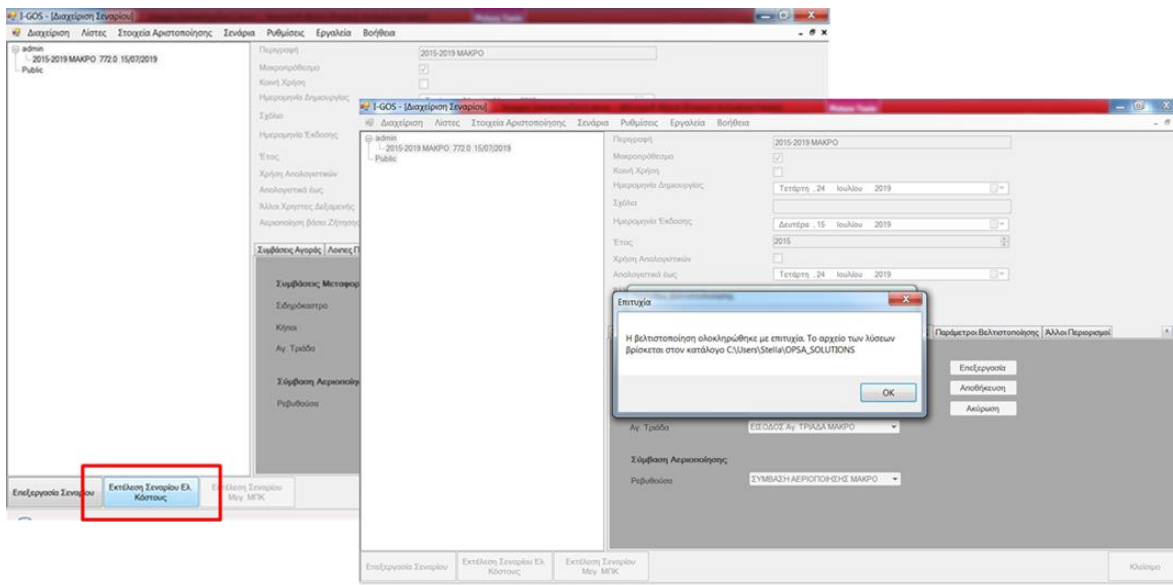


Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

Εικόνα 12iv: Οθόνη Δημιουργίας Σεναρίου IGOS – Εισαγωγή Συμβάσεων ΔΕΣΦΑ & παραμέτρων δεξαμενής ΥΦΑ



Εικόνα 12iv: Εκτέλεση σεναρίου IGOS



Εικόνα 12iv: Επιτυχής ολοκλήρωση εκτέλεσης σεναρίου IGOS

Σχολιασμός αποτελεσμάτων εναλλακτικών σεναρίων βελτιστοποίησης Μεσοπρόθεσμου ορίζοντα

Στον Πίνακα 11 αποτυπώνονται τα εξαγόμενα αποτελέσματα των βασικών μεταβλητών απόφασης του μοντέλου καθώς και οι βασικές εισόδοι – παράμετροι που δόθηκαν στο αρχικό σενάριο, με στόχο την επίδειξη της δυνατότητας παρατήρησης – παρακολούθησης του τρόπου επίδρασης των αλλαγών στις παραμέτρους εισόδου και της τροποποίησης ή δημιουργίας νέων περιορισμών, σε εναλλακτικά σενάρια.

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

Το αρχικό σενάριο δομήθηκε στη βάση τριών μακροπρόθεσμων συμβάσεων μεταφοράς, μίας από κάθε Σημείο Εισόδου της Χώρας, η μεταφορά και αεριοποίηση των ποσοτήτων των οποίων εξυπηρετείται μέσω τριών συγκεκριμένων συμβάσεων μεταφοράς που διατηρεί η εταιρία με το ΔΕΣΦΑ, μίας για κάθε Σημείο Εισόδου και της σύμβασης αεριοποίησης. Με στόχο την επίδειξη της επίδρασης διαφόρων παραμέτρων στο αρχικό σενάριο, στα εναλλακτικά σενάρια που θα δειχθούν για λόγους απλούστευσης, οι συμβάσεις μεταφοράς και αεριοποίησης παρέμειναν αμετάβλητες χωρίς να επηρεάζουν τη βελτιστοποίηση.

Πίνακας 11i: Βασικές εισοδοί αρχικού σεναρίου μοντέλου Μεσοπρόθεσμου ορίζοντα βελτιστοποίησης

Έτος – Τρίμηνο	Αρχικό Απόθεμα Περίοδου Βέλτ. (MWh):	0,00		
	Αξία Αρχικού Αποθέματος:	\$0,00		
	Συνολική ζήτηση – MWh	ΤΙΜΕΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ		
ΤΟΥΡΚΙΚΗ ΣΥΜΒΑΣΗ - \$		ΑΛΓΕΡΙΝΗ ΣΥΜΒΑΣΗ ΥΦΑ - \$	ΡΩΣΙΚΗ ΣΥΜΒΑΣΗ - \$	
Y1Q1	10.034.518,33	\$30	\$33	\$29
Y1Q2	6.432.654,89	\$30	\$32	\$29
Y1Q3	6.991.069,93	\$31	\$32	\$30
Y1Q4	8.269.361,02	\$30	\$31	\$29
Y2Q1	9.482.941,89	\$32	\$32	\$29
Y2Q2	5.325.885,64	\$33	\$32	\$30
Y2Q3	8.070.061,64	\$33	\$33	\$31
Y2Q4	11.321.726,28	\$32	\$34	\$31
Y3Q1	10.609.870,83	\$32	\$33	\$32
Y3Q2	9.206.845,06	\$31	\$32	\$30
Y3Q3	10.456.019,59	\$31	\$32	\$30
Y3Q4	14.315.379,71	\$31	\$33	\$29
Y4Q1	15.430.714,87	\$32	\$34	\$32
Y4Q2	10.865.247,76	\$32	\$32	\$30
Y4Q3	13.118.614,04	\$33	\$32	\$29
Y4Q4	14.454.179,78	\$33	\$33	\$32
Y5Q1	13.723.023,73	\$35	\$34	\$32
Y5Q2	10.671.273,20	\$34	\$34	\$30
Y5Q3	12.710.366,06	\$33	\$35	\$29
Y5Q4	15.635.227,98	\$34	\$35	\$30

Πίνακας 11ii: Παράμετροι που αφορούν τη δυνατότητα κατανάλωσης προπληρωμένων ποσοτήτων ανά σύμβαση προμήθειας

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

Έτος	ΤΟΥΡΚΙΚΗ ΣΥΜΒΑΣΗ – MWh		ΑΛΓΕΡΙΝΗ ΣΥΜΒΑΣΗ ΥΦΑ – MWh		ΡΩΣΙΚΗ ΣΥΜΒΑΣΗ – MWh			
	MK Avail	Ελάχιστη Ετήσια Ποσότητα	MK Avail	Ελάχιστη Ετήσια Ποσότητα	MK Avail SemiPrepaid	MK Avail FullyPrepaid	Ελάχιστη Ετήσια Fully Prepaid	Ελάχιστη Ετήσια Semi Prepaid
-5			0					
-4			0					
-3			0					
-2	100.000		0					
-1	100.000		0					
0	100.000		0		0	0		
1		6.500.000		6.000.000			22.000.000	28.000.000
2		6.500.000		6.000.000			22.000.000	28.000.000
3		6.500.000		6.000.000			22.000.000	28.000.000
4		6.500.000		6.000.000			22.000.000	28.000.000
5		6.500.000		6.000.000			22.000.000	28.000.000

Ο Πίνακας 11ii δίνει τις παραμέτρους του σεναρίου που αφορούν τη δυνατότητα παραλαβής πλήρως προπληρωμένης ή ημί-προπληρωμένης ποσότητας από καθεμία από τις συμβάσεις. Προϋπόθεση για τη δυνατότητα παραλαβής προπληρωμένης ποσότητας από έκαστη σύμβαση ανά έτος της περιόδου βελτιστοποίησης είναι για το κάθε έτος της περιόδου η παραλαβή τουλάχιστον της ελάχιστης ετήσιας συμβατικής ποσότητας.

Λαμβάνοντας υπόψη τα δεδομένα των Πινάκων 11i-ii η ελαχιστοποίηση του συνολικού ετήσιου κόστους καταλήγει στα αποτελέσματα του Πίνακα 11iii. Η κάλυψη της τριμηνιαίας ζήτησης καταλήγει σε συνολικό βέλτιστο κόστος για την εταιρία ύψους 8.638.477.091,32 € (για την υπό βελτιστοποίηση πενταετία), ενώ το απόθεμα που απομένει στη λήξη της περιόδου βελτιστοποίησης στη δεξαμενή είναι μηδενικό. Σημειώνεται ότι στο σενάριο που επιλέχθηκε για την επίδειξη για λόγους ευκολίας στη διαισθητική κατανόηση της επίδρασης των διαφόρων παραμέτρων, τα μεταφορικά κόστη (σε συνδυασμό με τα αντίστοιχα κόστη αεριοποίησης όπου απαιτείται) έχουν επιλεγεί έτσι ώστε να μην επηρεάζουν τη βελτιστοποίηση (πρακτικά είναι ισοδύναμα). Για τον ίδιο λόγο, η απομένουσα αξία αποθέματος από όλες τις συμβάσεις και τη δεξαμενή έχει τεθεί ίση με μηδέν.

Η παρατήρηση των αποτελεσμάτων σε συνδυασμό με τις δοσμένες παραμέτρους, θα μπορούσε να δημιουργήσει προβληματισμό για περαιτέρω διερεύνηση. Στον Πίνακα 11i το κόστος προμήθειας της Τουρκικής Σύμβασης αποτυπώνεται για το πρώτο έτος της περιόδου βελτιστοποίησης συστηματικά υψηλότερο από το αντίστοιχο κόστος προμήθειας της Ρωσικής, γεγονός το οποίο δεν καθιστά προφανή το λόγο για τον οποίο η βελτιστοποίηση προτείνει την απόληψη ποσότητας μεγαλύτερης από την ελάχιστη συμβολαιοποιημένη για την τουρκική σύμβαση με ταυτόχρονη δημιουργία προπληρωμένης ποσότητας από τη ρωσική σύμβαση. Με μία προσεκτικότερη ματιά παρατηρείται στον Πίνακα 11ii η ύπαρξη προπληρωμένης ποσότητας από την Τουρκική Σύμβαση. Λαμβάνοντας υπόψη το μεσοσταθμικό κόστος αερίου από όλες τις πηγές προμήθειας καθώς και τη ζήτηση που θα πρέπει να καλυφθεί για κάθε τρίμηνο ξεχωριστά ως ανελαστική, σε συνδυασμό με την παρεχόμενη συμβατική

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

πρόβλεψη για δυνατότητα απόληψης στο μέλλον προπληρωμένων ποσοτήτων, τελικά προκύπτει το λογικό μεν (μη προφανές δε) συμπέρασμα ότι για να καλυφθεί η μεγάλη ζήτηση των δύο τελευταίων ετών της περιόδου βελτιστοποίησης, σε συνδυασμό και με τις τιμές προμήθειας οι οποίες βαίνουν σταδιακά αυξανόμενες, το μοντέλο, που λειτουργεί συνολικά για ολόκληρη την πενταετή περίοδο βελτιστοποίησης τείνει να προπληρώνει ποσότητες σε προγενέστερα έτη με χαμηλότερες τιμές προμήθειας, με στόχο την κάλυψη της ζήτησης αργότερα που οι τιμές σύμφωνα με το σενάριο αυξάνονται. Στον *Πίνακα 11ν* δίνονται οι μέσοι όροι των τιμών προμήθειας ανά έτος. Για την στήριξη του παραπάνω επιχειρήματος προχωρούμε σε εκτέλεση εναλλακτικού σεναρίου (εναλλακτικό σενάριο 1) στο οποίο έχουν προστεθεί ανά σύμβαση προμήθειας, περιορισμοί τέτοιοι ώστε να μην επιτρέπεται η παραλαβή προπληρωμένων ποσοτήτων σε μεταγενέστερο χρόνο. Επί της ουσίας, η δημιουργία προπληρωμένων ποσοτήτων λειτουργεί μόνο σαν ρήτρα και όχι βελτιωτικά για το κόστος μεταγενέστερων ετών. Τα αποτελέσματα στην περίπτωση αυτή αποτυπώνονται στον *Πίνακα 11iv*, όπου φαίνεται το συνολικό κόστος για την κάλυψη της ίδιας ακριβώς ζήτησης με το αρχικό σενάριο αυξημένο κατά περίπου μισό δισεκατομμύριο ευρώ, ίσο με 9.049.645.953,99 €. Το πρόσθετο αυτό κόστος στην ουσία εκφράζει την επίδραση στην βελτιστοποίηση που προκύπτει από την αφαίρεση από τις συμβάσεις προμήθειας του όρου σχετικά με τη δυνατότητα προπληρωμής ποσοτήτων και παραλαβή σε μεταγενέστερο έτος.

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ –
ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

Πίνακας 11iii: Αποτελέσματα βασικών μεταβλητών απόφασης του μοντέλου του αρχικού σεναρίου

		Συνολικό κόστος:		8.638.477.091,32 €		
Έτος – Τρίμηνο		Απόθεμα δεξαμενής στη λήξη της περιόδου βελτιστοποίησης, MWh:				
		0,00				
ΠΡΟΜΗΘΕΥΤΕΣ – ΣΥΜΒΑΣΕΙΣ						
		ΤΟΥΡΚΙΚΗ ΣΥΜΒΑΣΗ – MWh	ΑΛΓΕΡΙΝΗ ΣΥΜΒΑΣΗ ΥΦΑ – MWh	ΡΩΣΙΚΗ ΣΥΜΒΑΣΗ – MWh	ΥΦΑ – MWh	Απόθεμα Δεξαμενής – MWh
	Y1Q1	2.700.000	0	7.334.518	0	0
	Y1Q2	2.730.000	0	3.702.655	0	0
	Y1Q3	531.070	6.000.000	460.000	6.000.000	0
	Y1Q4	1.328.664	0	6.740.697	0	0
	MKUp Created, SemiPrepaid	-	-	6.000.000		
	MKUp Created, FullyPrepaid	0	0	3.762.130		
	MKUp Used, SemiPrepaid	-	-	0		
	MKUp Used, FullyPrepaid	200.000	0	0		
	Y2Q1	455.000	0	9.027.942	0	0
	Y2Q2	455.000	3.008.756	2.722.129	2.148.756	860.000
	Y2Q3	619.729	0	7.450.332	0	860.000
	Y2Q4	2.760.000	0	8.561.726	0	860.000
	MKUp Created, SemiPrepaid	-	-	237.870		
	MKUp Created, FullyPrepaid	2.210.271	2.991.244	0		
	MKUp Used, SemiPrepaid	-	-	0		
	MKUp Used, FullyPrepaid	0	0	0		
	Y3Q1	2.700.000	6.140.000	909.871	7.000.000	0,00
	Y3Q2	455.000	860.000	8.751.845	0	860.000
	Y3Q3	460.000	0	9.996.020	0	860.000
	Y3Q4	2.355.380	0	11.960.000	0	860.000
	MKUp Created, SemiPrepaid	-	-	0		
	MKUp Created, FullyPrepaid	529.620	0	0		
	MKUp Used, SemiPrepaid	-	-	0		
	MKUp Used, FullyPrepaid	0	1.000.000	0		
	Y4Q1	2.700.000	170.715	11.700.000	1.030.715	0
	Y4Q2	2.730.000	4.655.248	4.340.000	3.795.248	860.000
	Y4Q3	460.000	698.614	11.960.000	698.614	860.000
	Y4Q4	610.000	1.484.180	0	2.344.180	0
	MKUp Created, SemiPrepaid	-	-	0		
	MKUp Created, FullyPrepaid	0	0	0		
	MKUp Used, SemiPrepaid	-	-	6.237.870		
	MKUp Used, FullyPrepaid	1.500.000	991.244	3.762.130		
	Y5Q1	2.700.000	6.944.772	4.938.252	6.084.772	860.000

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

Y5Q2	455.000	0	10.216.273	0	860.000
Y5Q3	1.824.891	0	10.885.475	0	860.000
Y5Q4	1.520.109	55.228	11.960.000	915.228	0
MKUp Created, SemiPrepaid	-	-	0		
MKUp Created, FullyPrepaid	0	0	0		
MKUp Used, SemiPrepaid	-	-	0		
MKUp Used, FullyPrepaid	1.239.891	1.000.000	0		

Πίνακας 11iv: Αποτελέσματα βασικών μεταβλητών απόφασης του μοντέλου του εναλλακτικού σεναρίου 1

Συνολικό κόστος:		9.049.645.953,99 €				
Έτος – Τρίμηνο	Απόθεμα δεξαμενής στη λήξη της περιόδου βελτιστοποίησης, MWh:					0,00
	ΠΡΟΜΗΘΕΥΤΕΣ – ΣΥΜΒΑΣΕΙΣ					
	ΤΟΥΡΚΙΚΗ ΣΥΜΒΑΣΗ – MWh	ΑΛΓΕΡΙΝΗ ΣΥΜΒΑΣΗ ΥΦΑ – MWh	ΡΩΣΙΚΗ ΣΥΜΒΑΣΗ – MWh	ΥΦΑ – MWh	Απόθεμα Δεξαμενής – MWh	
Y1Q1	708.220	0	9.326.299	0	0	
Y1Q2	2.730.000	0	3.702.655	0	0	
Y1Q3	460.000	5.369.385	1.161.685	5.369.385	0	
Y1Q4	460.000	630.615	7.809.361	0	630.615	
MKUp Created, SemiPrepaid	-	-	6.000.000			
MKUp Created, FullyPrepaid	2.141.780	0	0			
MKUp Used, SemiPrepaid	-	-	0			
MKUp Used, FullyPrepaid	0	0	0			
Y2Q1	455.000	0	9.027.942	0	630.615	
Y2Q2	455.000	1.149.938	3.950.332	920.554	860.000	
Y2Q3	2.760.000	4.850.062	460.000	4.850.062	860.000	
Y2Q4	2.760.000	0	8.561.726	0	860.000	
MKUp Created, SemiPrepaid	-	-	6.000.000			
MKUp Created, FullyPrepaid	70.000	0	0			
MKUp Used, SemiPrepaid	-	-	0			
MKUp Used, FullyPrepaid	0	0	0			
Y3Q1	2.700.000	5.140.000	1.909.871	6.000.000	0	
Y3Q2	984.620	860.000	8.222.225	0	860.000	
Y3Q3	460.000	0	9.996.020	0	860.000	
Y3Q4	2.355.380	0	11.960.000	0	860.000	
MKUp Created, SemiPrepaid	-	-	0			
MKUp Created, FullyPrepaid	0	0	0			
MKUp Used, SemiPrepaid	-	-	0			
MKUp Used, FullyPrepaid	0	0	0			

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

Y4Q1	2.700.000	170.715	11.700.000	1.030.715	0
Y4Q2	1.250.142	0	9.615.105	0	0
Y4Q3	1.158.614	860.000	11.960.000	0	860.000
Y4Q4	2.760.000	6.969.285	4.724.895	6.969.285	860.000
MKUp Created, SemiPrepaid	-	-	0		
MKUp Created, FullyPrepaid	0	0	0		
MKUp Used, SemiPrepaid	-	-	0		
MKUp Used, FullyPrepaid	0	0	0		
Y5Q1	1.740.000	7.324.663	4.658.361	7.324.663	860.000
Y5Q2	455.000	0	10.216.273	0	860.000
Y5Q3	1.545.000	0	11.165.366	0	860.000
Y5Q4	2.760.000	55.228	11.960.000	915.228	0
MKUp Created, SemiPrepaid	-	-	0		
MKUp Created, FullyPrepaid	0	0	0		
MKUp Used, SemiPrepaid	-	-	0		
MKUp Used, FullyPrepaid	0	0	0		

Στον Πίνακα 11iv παρατηρείται ότι το μοντέλο τείνει να καλύψει τη ζήτηση από τις φθηνότερες κατά σειρά πηγές του, λαμβάνοντας ωστόσο υπόψη ταυτόχρονα και την υποχρέωση για πληρωμή της κατώτατης ελάχιστης ποσότητας ανά σύμβασης προμήθειας. Στα έτη Y=1,2 της βελτιστοποίησης οπότε και η εκτιμώμενη ζήτηση δεν είναι τόση ώστε να υπάρχει δυνατότητα για παραλαβή από κάθε σύμβασης της ελάχιστης συμβολαιοποιημένης ποσότητας αναγκαστικά κάποιες ποσότητες θα πρέπει να πληρωθούν ως ρήτρα. Η πρόταση του μοντέλου είναι στην κατεύθυνση της απόληψης των ποσοτήτων με τέτοιο τρόπο ώστε τα κόστη που αφορούν τη ρήτρα να είναι τα ελάχιστα δυνατά. Προτείνει αρχικά οι ποσότητες που θα πληρωθούν ως ρήτρα να κατανεμηθούν στη ρωσική σύμβαση που περιλαμβάνει τη δυνατότητα ποσοστού προπληρωμής και εν συνεχεία το υπόλοιπο της ποσότητας της ρήτρας στην βάση κατάταξης μέσου εκτιμώμενου ετήσιου κόστους (Πίνακας 11v) σύμβαση, δηλ. την Τουρκική.

Πίνακας 11v: Μέσο εκτιμώμενο ετήσιο κόστος ανά σύμβαση

ΕΤΟΣ	ΤΟΥΡΚΙΚΗ ΣΥΜΒΑΣΗ - \$/MWh	ΑΛΓΕΡΙΝΗ ΣΥΜΒΑΣΗ ΥΦΑ - \$/MWh	ΡΩΣΙΚΗ ΣΥΜΒΑΣΗ - \$/MWh
Y1	30,25	32	29,25
Y2	32,5	32,75	30,25
Y3	31,25	32,5	30,25
Y4	32,5	32,75	30,75
Y5	34	34,5	30,25

Τόσο στο αρχικό σενάριο όσο και στο εναλλακτικό σενάριο 1 αναφορικά με το απόθεμα της δεξαμενής αυτό καταλήγει στη λήξη της πενταετούς περιόδου βελτιστοποίησης μηδενικό. Το αποτέλεσμα αυτό φαίνεται λογικό καθώς, από τη στιγμή που δεν υπάρχει επόμενο έτος του οποίου να απαιτείται η κάλυψη της ζήτησης, δεν θα είχε νόημα η παραλαβή με οποιοδήποτε κόστος και αποθήκευση ποσοτήτων στη δεξαμενή. Αντιθέτως στο εναλλακτικό σενάριο 2 στο οποίο η παράμετρος που αφορά την απομένουσα

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

αξία αποθέματος έχει τεθεί μη μηδενική, παρατηρείται αλλαγή στα εξαγόμενα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης (Πίνακας 11vi). Στην περίπτωση αυτή το απόθεμα στη λήξη της περιόδου βελτιστοποίησης προκύπτει μη μηδενικό. Στην πράξη, για τη μοντελοποίηση της αξίας του ενδεχόμενου αποθέματος μετά τη λήξη της περιόδου βελτιστοποίησης στην αντικειμενική συνάρτηση κόστους προμήθειας έχει προστεθεί ένας πολλαπλασιαστικός όρος ο οποίος απομειώνει το συνολικό κόστος κατά την αξία του αποθέματος. Στην ουσία η μοντελοποίηση αυτή αποτυπώνει την ενσωμάτωση της γνώσης του αποφασίζοντος ότι στη λήξη της περιόδου βελτιστοποίησης η ύπαρξη αποθέματος στη δεξαμενή θα βοηθήσει στην κάλυψη της ζήτησης (της αμέσως επόμενης περιόδου) με σχετικά χαμηλότερο κόστος σε σχέση με τις προβλεπτικές για εκείνη την περίοδο τιμές προμήθειας.

Πίνακας 11vi: Αποτελέσματα βασικών μεταβλητών απόφασης του μοντέλου του εναλλακτικού σεναρίου 2 (Απομένουσα αξία αποθέματος = 5 €/MWh)

		Συνολικό κόστος:		8.672.737.922,96 €		
Έτος – Τρίμηνο		Απόθεμα δεξαμενής στη λήξη της περιόδου βελτιστοποίησης, MWh:				
		860.000				
		ΠΡΟΜΗΘΕΥΤΕΣ – ΣΥΜΒΑΣΕΙΣ				
		ΤΟΥΡΚΙΚΗ ΣΥΜΒΑΣΗ – MWh	ΑΛΓΕΡΙΝΗ ΣΥΜΒΑΣΗ ΥΦΑ – MWh	ΡΩΣΙΚΗ ΣΥΜΒΑΣΗ – MWh	ΥΦΑ – MWh	Απόθεμα Δεξαμενής – MWh
	Y1Q1	2.700.000	0	7.334.518	0	0
	Y1Q2	2.730.000	0	3.702.655	0	0
	Y1Q3	460.000	6.000.000	531.070	6.000.000	0
	Y1Q4	959.572	0	7.109.789	0	0
	MKUp Created, SemiPrepaid	-	-	6.000.000		
	MKUp Created, FullyPrepaid	0	0	3.321.968		
	MKUp Used, SemiPrepaid	-	-	0		
	MKUp Used, FullyPrepaid	200.000	0	0		
	Y2Q1	455.000	860.000	9.027.942	0	860.000
	Y2Q2	455.000	2.748.647	2.122.238	2.748.647	860.000
	Y2Q3	460.000	0	7.610.062	0	860.000
	Y2Q4	2.760.000	0	8.561.726	0	860.000
	MKUp Created, SemiPrepaid	-	-	678.032		
	MKUp Created, FullyPrepaid	2.370.000	2.391.353	0		
	MKUp Used, SemiPrepaid	-	-	0		
	MKUp Used, FullyPrepaid	0	0	0		
	Y3Q1	2.599.620	6.140.000	1.010.251	7.000.000	0
	Y3Q2	455.000	860.000	8.751.845	0	860.000
	Y3Q3	460.000	0	9.996.020	0	860.000
	Y3Q4	2.355.380	0	11.960.000	0	860.000

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

MKUp Created, SemiPrepaid	-	-	0		
MKUp Created, FullyPrepaid	630.000	0	0		
MKUp Used, SemiPrepaid	-	-	0		
MKUp Used, FullyPrepaid	0	1.000.000	0		
Y4Q1	2.700.000	4.615.963	7.254.752	5.475.963	0
Y4Q2	2.080.000	860.000	8.785.248	0	860.000
Y4Q3	460.000	698.614	11.960.000	698.614	860.000
Y4Q4	1.260.000	1.434.071	0	1.694.180	599.891
MKUp Created, SemiPrepaid	-	-	0		
MKUp Created, FullyPrepaid	0	0	0		
MKUp Used, SemiPrepaid	-	-	6.678.032		
MKUp Used, FullyPrepaid	1.500.000	391.353	3.321.968		
Y5Q1	2.700.000	6.084.772	5.198.361	5.824.663	860.000
Y5Q2	455.000	0	10.216.273	0	860.000
Y5Q3	2.085.000	0	10.625.366	0	860.000
Y5Q4	1.260.000	915.228	11.960.000	915.228	860.000
MKUp Created, SemiPrepaid	2.700.000	0	7.334.518	0	0
MKUp Created, FullyPrepaid	2.730.000	0	3.702.655	0	0
MKUp Used, SemiPrepaid	460.000	6.000.000	531.070	6.000.000	0
MKUp Used, FullyPrepaid	959.572	0	7.109.789	0	0

Η δυνατότητα δημιουργίας και εκτέλεσης εναλλακτικών σεναρίων περιλαμβάνει μία μεγάλη γκάμα πιθανών καταστάσεων τις οποίες ενδεχομένως να ήθελε να ελέγξει ο ενδιαφερόμενος αποφασίζοντας, με στόχο την απόκτηση κατά το δυνατόν πληρέστερης εικόνας του τρόπου επίδρασης της εναλλαγής των διαφόρων παραμέτρων ή/και της προσθήκης ή αφαίρεσης, ή/και χαλάρωσης ή εντατικοποίησης κάποιου περιορισμού. Μερικά μόνο από τα σενάρια τα οποία μπορούν να κατασκευαστούν και να τεθούν υπό βελτιστοποίηση, στο πλαίσιο της υφιστάμενης μοντελοποίησης είναι τα παρακάτω:

- Διαφοροποίηση των συμβατικών τιμών προμήθειας
- Παρακολούθηση του τρόπου επίδρασης της αλλαγής των ρυθμιζόμενων ταριφών μεταφοράς ανά Σημείο Εισόδου του ΕΣΜΦΑ. Πρακτικά πέραν του κόστους προμήθειας μία πηγή προμήθειας θα πρέπει να ελέγχεται σχετικά με το κατά πόσον είναι συμφέρουσα, βάσει του συνόλου των χρεώσεων οι οποίες τίθενται για την παραλαβή του αερίου και μεταφορά του μέχρι την τελική κατανάλωση, ανάλογα με το Σημείο Εισόδου στο οποίο ο προμηθευτής παραδίδει.
- Ενδεχόμενη νέα σύμβαση ή ενδεχόμενη αλλαγή στους συμβατικούς όρους υφιστάμενης. Το σενάριο που περιγράψαμε παραπάνω αποτελεί μία τέτοια περίπτωση. Στο πλαίσιο αυτό το IGOS ενσωματώνει τη δυνατότητα, πέραν της βασικής μοντελοποίησης, ο χρήστης να έχει τη δυνατότητα να δημιουργήσει νέους περιορισμούς για να ελέγξει τον τρόπο επίδρασής τους, με κάποιες βασικές μεταβλητές, π.χ.: Τριμηνιαίες/Ετήσιες Συμβατικές Ποσότητες, Ποσότητες Αναπλήρωσης, Απόθεμα ΥΦΑ Λήξης Περιόδου Βελτιστοποίησης και Απόθεμα ΥΦΑ λήξης τριμήνου.
- Σενάριο με λειτουργία απολογιστικών στοιχείων. Ενδιαμέσως της περιόδου βελτιστοποίησης ο χρήστης έχει τη δυνατότητα να δημιουργήσει ένα σενάριο το οποίο ενσωματώνει την πλήρη μοντελοποίηση θέτοντας επιπροσθέτως τις μεταβλητές απόφασης της παρελθούσας περιόδου στις

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

ποσότητες που τελικά παρελήφθησαν ανά σύμβαση και τρίμηνο με χρήση περιορισμών ισότητας. Αποτέλεσμα της λειτουργίας αυτής είναι ο ενδιαφερόμενος αποφασίζοντας να είναι σε θέση καθ' όλη τη διάρκεια της περιόδου βελτιστοποίησης αποκτώντας καλύτερη εικόνα της δεδομένης πλέον πραγματικότητας να επικαιροποιεί τις αποφάσεις και κατευθύνσεις βελτιστοποιώντας πλέον το εναπομένον διάστημα του χρονικού ορίζοντα βελτιστοποίησης.

Δημιουργία σεναρίου Βραχυπρόθεσμου Ορίζοντα Βελτιστοποίησης

Κατ' αντιστοιχία με τη δημιουργία σεναρίου Μεσοπρόθεσμου Ορίζοντα Βελτιστοποίησης για τη δημιουργία ενός σεναρίου Βραχυχρόνιου Ορίζοντα βελτιστοποίησης στο πλαίσιο του IGOS, θα πρέπει να οριστούν αρχικά οι οντότητες οι οποίες το αποτελούν. Για να ενσωματώνει το σενάριο ένα πλήρες μοντέλο προς αριστοποίηση, θα πρέπει να περιλαμβάνει τουλάχιστον δύο πηγές προμήθειας εκ των οποίων τουλάχιστον μία πηγή ΥΦΑ, ενώ για κάθε πηγή προμήθειας, ανάλογα με το Σημείο Εισόδου στο οποίο παραδίδει στην Ελλάδα, θα πρέπει να έχει προβλεφθεί η αντίστοιχη σύμβαση μεταφοράς. Θα πρέπει να υπάρχει μία σύμβαση αεριοποίησης, τουλάχιστον μία οντότητα Ζήτησης (πελάτης ή Σημείο Εισόδου), καθώς επίσης και παράμετροι που έχουν να κάνουν με τη δεξαμενή (αρχικό απόθεμα δεξαμενή, αξία αποθέματος στη λήξη της περιόδου βελτιστοποίησης κ.λπ.). Η ενσωματωμένη στο IGOS μοντελοποίηση σε Βραχυπρόθεσμη βάση αφορά ετήσιο ορίζοντα βελτιστοποίησης. Η επιλογή αυτή έγινε λαμβάνοντας υπόψη τη σημαντικότητα που έχει η χρονική αυτή περίοδος αναφορικά με την παρακολούθηση των αποτελεσμάτων τα οποία οι εταιρίες συνηθίζουν στην πλειονότητά τους να παρακολουθούν σε ετήσια βάση. Ως μονάδα διαίρεσης του ετήσιου ορίζοντα βελτιστοποίησης ετέθη η ημέρα, ως ο ελάχιστος χρόνος για τον οποίο καλούνται τα στελέχη διαχείρισης χαρτοφυλακίου να προγραμματίζουν τις καθημερινές τους λειτουργίες και ενέργειες που αφορούν δηλώσεις σε Διαχειριστές και προμηθευτές. Στο πλαίσιο αυτό η πλειονότητα των μεταβλητών απόφασης ετέθησαν σε ημερήσια βάση ενώ σε ημερήσια βάση επίσης δίνονται οι παράμετροι που αφορούν την εκτιμώμενη ζήτηση.

Ο μαθηματικός προγραμματισμός ενδείκνυται για την υποστήριξη της γενικής πρότασης της διατριβής καθώς η ενσωμάτωση των εξαγομένων συμπερασμάτων από την αριστοποίηση του επικρατούντος σεναρίου Μεσοπρόθεσμου ορίζοντα στο σενάριο αριστοποίησης Βραχυπρόθεσμου ορίζοντα δύναται να γίνει με την εισαγωγή περιορισμών των αντίστοιχων μεταβλητών απόφασης. Σε κάθε περίπτωση ωστόσο το Βραχυπρόθεσμο μοντέλο μπορεί να λειτουργεί ανεξάρτητο ώστε να δώσει αποτελέσματα για ένα μεμονωμένο έτος μη λαμβάνοντας υπόψη τα αποτελέσματα της αριστοποίησης στο Μεσοπρόθεσμο ορίζοντα πενταετίας.

Η ενσωματωμένη στο IGOS μοντελοποίηση, πέραν του βασικού μοντέλου που αποτυπώνει τους υφιστάμενους συμβατικούς, τεχνικούς και ρυθμιστικούς περιορισμούς, επιπροσθέτως παρέχει μία σειρά από πρόσθετες λειτουργίες, οι οποίες δίνουν τη δυνατότητα στην εταιρία να παρακολουθεί με τον πλέον συστηματικό τρόπο καθ' όλη τη διάρκεια του έτους τις δραστηριότητές της. Συγκεκριμένα δίνεται η δυνατότητα

- Βελτιστοποίησης λαμβάνοντας υπόψη λοιπούς χρήστες της δεξαμενής της Ρεβουθούσας

- Βελτιστοποίησης μέρους του Ετήσιου χρονικού ορίζοντα βελτιστοποίησης, λαμβάνοντας υπόψη την παρελθούσα περίοδο ως απολογιστική

Σχολιασμός αποτελεσμάτων εναλλακτικών σεναρίων βελτιστοποίησης Βραχυπρόθεσμου ορίζοντα

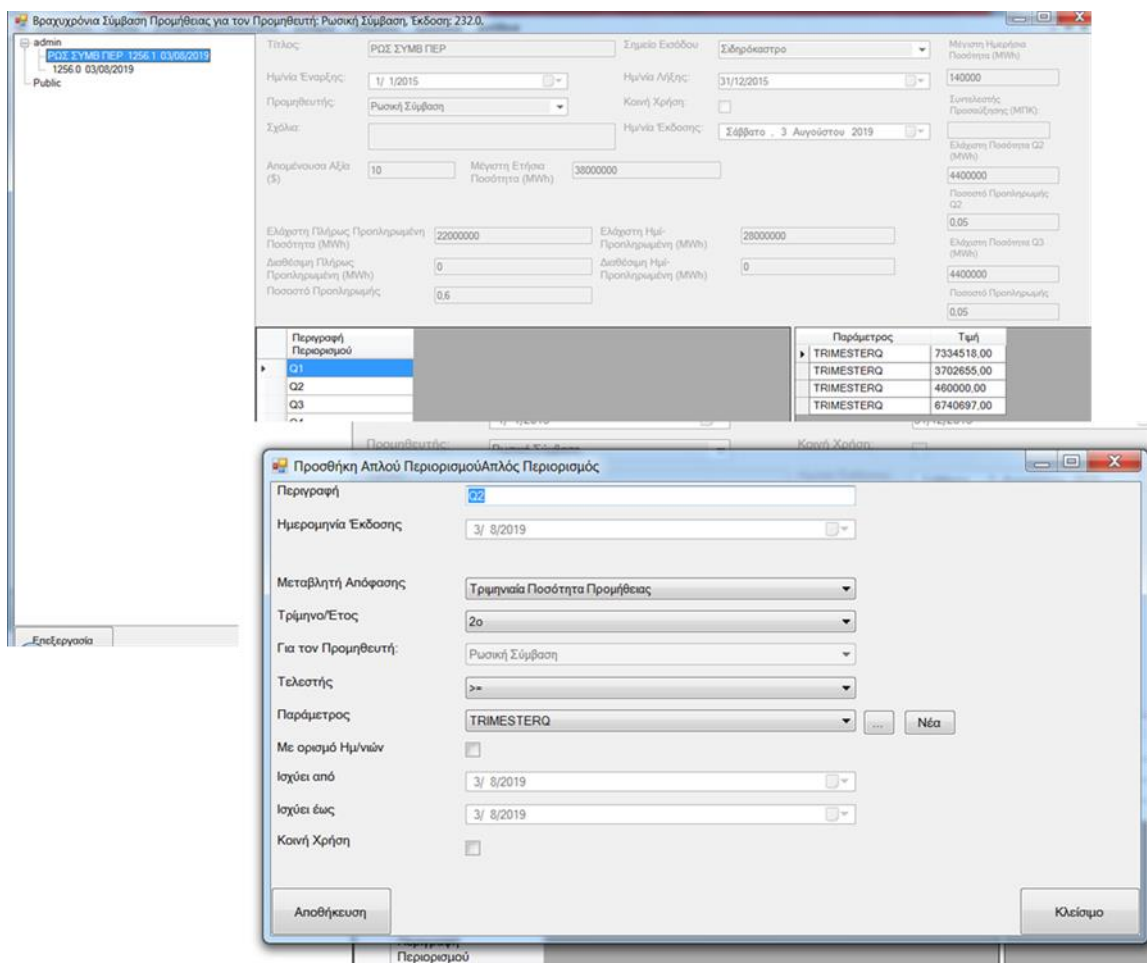
Παρακάτω παρουσιάζεται η εκτέλεση σεναρίων του μοντέλου αριστοποίησης συνολικού ετήσιου κόστους Βραχυπρόθεσμου Ορίζοντα Βελτιστοποίησης, το οποίο υποστηρίζει τις αποφάσεις και ενέργειες στις διάφορες φάσεις της ροής των διαδικασιών κατά τη διάρκεια του έτους. Τα χρονικά σημεία ορόσημα, στα οποία η υποστήριξη των ενεργειών από το εν λόγω μοντέλο αποδίδει πρόσθετη αξία στην επιχείρηση είναι ενδεικτικά και μη περιοριστικά τα παρακάτω:

- **Πριν την έναρξη της ετήσιας περιόδου βελτιστοποίησης**

Η πλειοψηφία των μακροχρόνιων συμβάσεων προμήθειας αερίου περιλαμβάνουν έναν όρο σύμφωνα με τον οποίο τον τελευταίο μήνα πριν την έναρξη της ετήσιας περιόδου, οι εταιρίες οφείλουν να δηλώνουν εκτιμώμενες ποσότητες απόληψης ανά τρίμηνο του έτους με στόχο τη διευκόλυνση του προγραμματισμού των προμηθευτών. Κατ' αντιστοιχία, οι χρήστες της δεξαμενής της Ρεβυθούσας, οφείλουν να δηλώνουν τα φορτία που προτίθενται να παραλάβουν στη δεξαμενή. Οι δηλώσεις αυτές παρά το γεγονός ότι δεν είναι δεσμευτικές και επικαιροποιούνται ανά τακτά χρονικά διαστήματα μέσα στο έτος, αποτελούν την πρώτη ένδειξη με την οποία ο ΔΕΣΦΑ, κατανέμει χώρο στη δεξαμενή στους διάφορους χρήστες.

Για την υποστήριξη των αποφάσεων του σταδίου αυτού, προτείνεται η εκτέλεση δύο τουλάχιστον σεναρίων, ενός που λαμβάνει υπόψη τα αποτελέσματα του επικρατούντος για τη διοίκηση της εταιρίας σεναρίου αριστοποίησης Μεσοπρόθεσμου Ορίζοντα (*Ετήσιο καθοδηγούμενο από διοίκηση*) και του αντίστοιχου ανεξάρτητου (*Ετήσιο Ανεξάρτητο*). Για την ορθή σύγκριση των αποτελεσμάτων του μοντέλου του *Ετήσιου καθοδηγούμενου από τη διοίκηση* σεναρίου που λαμβάνει υπόψη τα αποτελέσματα του Μεσοπρόθεσμου σε σχέση με το μοντέλο του *Ετήσιου ανεξάρτητου* σεναρίου, το οποίο θεωρεί το έτος ως μεμονωμένο χωρίς να συνδέεται με την επόμενη χρονική περίοδο, τα δύο Βραχυπρόθεσμα μοντέλα θα πρέπει να περιλαμβάνουν ακριβώς την ίδια ακριβώς ενσωματωμένη μοντελοποίηση, αναφορικά με συμβάσεις προμήθειας, μεταφοράς και αεριοποίησης τις οποίες περιλαμβάνουν καθώς επίσης και το ίδιο σενάριο εκτιμώμενης ζήτησης. Η σύνδεση του *Ετήσιου καθοδηγούμενου από διοίκηση* σεναρίου με το επικρατές για τη διοίκηση σενάριο αριστοποίησης Μεσοπρόθεσμου Ορίζοντα γίνεται με τη δημιουργία περιορισμών αναφορικά με τις τριμηνιαίες ποσότητες απόληψης για τις τρεις συμβάσεις προμήθειας. Στην *Εικόνα 13* παρακάτω αποτυπώνεται η διεπαφή χρήστη μέσω της οποίας εισάγονται οι περιορισμοί συμβάσεων προμήθειας.

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»



Εικόνα 13: Οθόνη Διαχείρισης IGOS – Εισαγωγή συμβατικού περιορισμού

Στη χρονική αυτή φάση (πριν την έναρξη του έτους) οι απαιτήσεις αφορούν καθαρά τον προγραμματισμό της εταιρίας και την αντίστοιχη βοήθεια στην ετήσιο προγραμματισμό προμηθευτών και Διαχειριστών. Στο πλαίσιο αυτό, τα μοντέλα τόσο του *Ετήσιου Ανεξάρτητου* σεναρίου όσο και του *Ετήσιου καθοδηγούμενου από διοίκηση* σεναρίου δε λαμβάνουν υπόψη τη δραστηριότητα λοιπών χρηστών της δεξαμενής, με στόχο σε πρώτη φάση τη δήλωση ποσοτήτων κατά βέλτιστο για την εταιρία τρόπο. Επίσης γίνεται κατανοητό, μετά την κοινοποίηση των προγραμμάτων εκφόρτωσης όλων των χρηστών και τη σύνταξη από την πλευρά του Διαχειριστή του επίσημου προγράμματος εκφορτώσεων στη δεξαμενή με το οποίο θα πρέπει να συμπορεύονται σε ένα βαθμό οι χρήστες, η εταιρία θα πρέπει να επικαιροποιήσει τον προγραμματισμό της, λαμβάνοντας υπόψη τη δραστηριότητα των υπόλοιπων χρηστών ώστε να εκτιμήσει την εφικτότητα υλοποίησης του αρχικού τους προγραμματισμού και να μελετήσει τις εναλλακτικές της αναφορικά με τις προς δήλωση ποσότητες. Όπως είναι προφανές, ανάμεσα στο αρχικό σενάριο δηλώσεων και το τελικό διαμορφωμένο, λαμβάνοντας υπόψη και τις εκφορτώσεις των υπολοίπων χρηστών που δραστηριοποιούνται στην αγορά, υπάρχει μία οικονομική επίπτωση, η οποία με την ενσωματωμένη στο IGOS μοντελοποίηση δύναται να παρακολουθείται συστηματικά.

Οι εισοδοί των δύο σεναρίων συμπίπτουν με αυτές των *Πινάκων 11i-ii*, με αντίστοιχη ανάλυση όπου απαιτείται σε ημερήσια βάση (π.χ.: εκτιμώμενη κατανάλωση). Το σενάριο Μεσοπρόθεσμου

Ορίζοντα Βελτιστοποίησης το οποίο επιλέχθηκε ως επικρατές από τη διοίκηση, και το οποίο κατευθύνει τους συμβατικούς περιορισμούς στο *Ετήσιο καθοδηγούμενο από διοίκηση* σενάριο είναι το αρχικό σενάριο τις προηγούμενης παραγράφου, του οποίου τα αποτελέσματα δίνονται στον *Πίνακα 11iii*. Λαμβάνοντας υπόψη τα παραπάνω, στον *Πίνακα 12i* αποτυπώνεται το σύνολο των συμβατικών περιορισμών προμήθειας οι οποίοι ενσωματώνονται στο *Ετήσιο καθοδηγούμενο από διοίκηση* σενάριο για τη σύνδεση του με το αντίστοιχο επιλεγμένο από τη διοίκηση σενάριο. Αναφορικά με τις ποσότητες ΥΦΑ, στην ενσωματωμένη στο IGOS μοντελοποίηση Μεσοπρόθεσμου Ορίζοντα η προσέγγιση είναι περισσότερο αυθαίρετη και επικεντρώνεται επί το πλείστον στις ποσότητες απόληξης (MWh) από συμβάσεις ΥΦΑ ανά τρίμηνο και όχι στον ακριβή τρόπο με τον οποίο οι ποσότητες αυτές θα εκφορτωθούν στη δεξαμενή (με συγκεκριμένους όγκους φορτίων πλοίων κ.λπ.). καθώς στη φάση εκτέλεσης του Μεσοπρόθεσμου σεναρίου βελτιστοποίησης, η γνώση αυτή συνήθως δεν υφίσταται. Επιπροσθέτως, στη μοντελοποίηση που έχει να κάνει με τη λειτουργία και τον τρόπο απομείωσης ποσοτήτων της δεξαμενής στο πλαίσιο του Μεσοπρόθεσμου μοντέλου, δεν απαιτείται πλήρης αποτύπωση του ισχύοντος πλαισίου σε ημερήσια βάση, πέραν της ισχύος ορισμένων συγκεντρωτικών (τριμηνιαίων) περιορισμών, η μη τήρηση των οποίων θα είχε σαν αποτέλεσμα την εκ των προτέρων αδυναμία ύπαρξης αντίστοιχου σεναρίου σε ημερήσια ανάλυση (για παράδειγμα η ποσότητα που αεριοποιείται ανά τρίμηνο να μην παραβαίνει τις τεχνικές μέγιστες και ελάχιστες ποσότητες αεριοποίησης του τριμήνου λαμβάνοντας υπόψη τις αντίστοιχες ημερήσιες ποσότητες, κ.λπ.). Αντιθέτως, κατά την εκτέλεση σεναρίων Ετήσιου Ορίζοντα Βελτιστοποίησης, όπου οι διαπραγματεύσεις με προμηθευτές που αφορούν το επόμενο έτος έχουν προχωρήσει σημαντικά με αποτέλεσμα τα στελέχη της επιχείρησης να είναι σε θέση να έχουν μία καλή εκτίμηση των όγκων φορτίων (σε Km³) τα οποία μπορεί να διαθέσει ο εκάστοτε προμηθευτής ΥΦΑ, ενώ παράλληλα η μοντελοποίηση του τρόπου λειτουργίας της δεξαμενής είναι ακριβής, η μοντελοποίηση περιλαμβάνει δυαδικές μεταβλητές απόφασης που εκφράζουν για κάθε διατιθέμενο από τον Προμηθευτή ΥΦΑ τύπο φορτίου την ανά ημέρα παραλαβή ή όχι. Στο πλαίσιο αυτό η μετατροπή των ποσοτήτων ΥΦΑ από MWh του Μεσοπρόθεσμου μοντέλου σε m³ του Βραχυπρόθεσμου γίνεται λαμβάνοντας υπόψη το συντελεστή μετατροπής υγρών m³ σε MWh^{59,60}, κατά μέσο όρο 6,71 MWh/υγρό m³, σύμφωνα με τη διεθνή ένωση αερίου (IGU, 2012).

Η διαφοροποίηση των φορτίων ΥΦΑ ως προς τον όγκο αποτυπώνεται στο κόστος φορτίου, ενσωματώνοντας τη λογική των οικονομιών κλίμακας. (Sahu and Parekh, 2012). Στη γενική περίπτωση, ο όρος «Οικονομία Κλίμακος» αφορά τη μείωση του ανά μονάδα κόστους καθώς αυξάνονται οι παραγόμενες, πωλούμενες ή μεταφερόμενες μονάδες, η οποία δύναται να προκύψει ως αποτέλεσμα της εφαρμογής τεχνικών αυξημένης αποδοτικότητας. Πιο συγκεκριμένα, στη γενική περίπτωση, όπου ένας προμηθευτής ΥΦΑ διαθέτει φορτία διαφόρων όγκων δυναμικότητας, η τιμή, η οποία αντανakλά το κόστος παραγωγής υγροποίησης μεταφοράς και επανααεριοποίησης, συνήθως καθορίζεται αντιστρόφως ανάλογα σε σχέση με το ζητούμενο από την εταιρία όγκο φορτίου, καθώς τα πάγια έξοδα της διαδικασίας παραμένουν ίδια (Rüster and Neumann, 2006). Ο

⁵⁹ <http://www.lngplants.com/conversiontables.html>

⁶⁰ <https://www.unitjuggler.com/convert-energy-from-MWh-to-MtLNG.html>

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

βέλτιστος μάλιστα όγκος πλοίων, από κοινού με τη βέλτιστη ακολουθούμενη διαδρομή σε σχέση με την αιτούμενη ζήτηση ΥΦΑ στις περιοχές κατανάλωσης έχει αποτελέσει σύγχρονο ερευνητικό αντικείμενο της παγκόσμιας αγοράς ΥΦΑ, καθώς οι εταιρίες τείνουν να λειτουργούν στη βάση των Οικονομιών Κλίμακας, μειώνοντας το ανά μονάδα κόστος, ώστε να είναι κατά το δυνατόν ανταγωνιστικές και ταυτόχρονα κερδοφόρες (Αππιος, 2013). Για την αποτύπωση αυτής της λογικής, στο πλαίσιο των δεδομένων εισόδου των Βραχυπρόθεσμων σεναρίων της επίδειξης, για τα οποία έχει θεωρηθεί ότι ο προμηθευτής ΥΦΑ διαθέτει φορτία όγκου 40 και 75 υγρών Km³, έχει γίνει η παραδοχή το ανά MWh εκτιμώμενο τριμηνιαίο κόστος του αερίου που αυτά μεταφέρουν διαφοροποιείται με διασπορά ανάμεσα στις τιμές των δύο φορτίων κατά 1 \$ διατηρώντας το μέσο εκτιμώμενο κόστος της MWh ανά τρίμηνο ίδιο με αυτό του επικρατούντος Μεσοπρόθεσμου σεναρίου. Τα παραπάνω αποτυπώνονται στον Πίνακα 12ii. Σαφώς ο κανόνας αυτός ενδέχεται να διαφοροποιείται κατά περίπτωση (π.χ.: πιθανότητα ύπαρξης αδιάθετου φορτίου στον προμηθευτή ΥΦΑ το οποίο διαθέτει σε χαμηλότερη από την συνήθη, βάσει του παραπάνω κανόνα τιμή).

Οι περιορισμοί του Πίνακα 12i έχουν τεθεί με τη μορφή ανισοτήτων «μεγαλύτερο ή ίσο» (\geq), καθώς το μοντέλο ελαχιστοποίησης συνολικού ετήσιου κόστους προμήθειας, χαρακτηρίζεται από ενδογενή τάση μείωσης των ποσοτήτων, βάσει των οποίων προκύπτουν τα προς ελαχιστοποίησης κόστη.

Στον Πίνακα 12iii αποτυπώνονται οι παράμετροι που αφορούν τη δυνατότητα απόληψης προπληρωμένων από προηγούμενα έτη συμβατικών ποσοτήτων, όπως αυτές διαμορφώνονται για το σενάριο Βραχυπρόθεσμου Ορίζοντα βελτιστοποίησης, λαμβάνοντας υπόψη τα δεδομένα όπως διαμορφώθηκαν στα αναλυτικά στα προηγούμενα της βελτιστοποίησης έτη καθώς και τη συμβατική δυνατότητα απόληψης ποσοτήτων από το παρελθόν, τα οποία αποτυπώνονται αναλυτικά στον Πίνακα 11ii. Σημειώνεται ότι στο πλαίσιο του μοντέλου αριστοποίησης Βραχυχρόνιου Ορίζοντα, προβλέπεται η δυνατότητα απόληψης προπληρωμένων ποσοτήτων μόνο στην περίπτωση κάλυψης των κατώτατων συμφωνημένων με τους προμηθευτές ετήσιων ποσοτήτων και σίγουρα μόνο κατά το τελευταίο τρίμηνο του έτους.

Πίνακας 12i: Συμβατικοί Περιορισμοί Τριμηνιαίων απολήψεων – Βραχυπρόθεσμα Σενάρια του Έτους 2015

Περιορισμός Κατώτατης Ελάχιστης Ποσότητας Προμήθειας ανά τρίμηνο	ΠΡΟΜΗΘΕΥΤΕΣ – ΣΥΜΒΑΣΕΙΣ			
	ΤΟΥΡΚΙΚΗ ΣΥΜΒΑΣΗ – MWh	ΑΛΓΕΡΙΝΗ ΣΥΜΒΑΣΗ ΥΦΑ		ΡΩΣΙΚΗ ΣΥΜΒΑΣΗ – MWh
		#Φορτίων 40 Km ³	#Φορτίων 75 Km ³	
Q1 \geq	2.700.000	0	0	7.334.518
Q2 \geq	2.730.000	0	0	3.702.655
Q3 \geq	531.070	0	12	460.000
Q4 \geq	1.328.664	0	0	6.740.697

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

Πίνακας 12ii: Διαμόρφωση τιμών ΥΦΑ στα Βραχυπρόθεσμα Σενάρια του Έτους 2015

2015 – Τρίμηνο	ΑΛΓΕΡΙΝΗ ΣΥΜΒΑΣΗ ΥΦΑ – ΜΑΚΡΟΧΡΟΝΙΑ ΣΕΝΑΡΙΑ (\$/MWh)	ΑΛΓΕΡΙΝΗ ΣΥΜΒΑΣΗ ΥΦΑ – ΒΡΑΧΥΧΡΟΝΙΑ ΣΕΝΑΡΙΑ (\$/MWh)	
		#Φορτίων 40 Km ³	#Φορτίων 75 Km ³
Q1	\$33,00	\$33,5	\$32,5
Q2	\$32,00	\$32,5	\$31,5
Q3	\$32,00	\$32,5	\$31,5
Q4	\$31,00	\$31,5	\$30,5

Πίνακας 12iii: Παράμετροι που αφορούν τη δυνατότητα κατανάλωσης προπληρωμένων ποσοτήτων ανά σύμβαση προμήθειας

Έτος	ΤΟΥΡΚΙΚΗ ΣΥΜΒΑΣΗ – MWh		ΑΛΓΕΡΙΝΗ ΣΥΜΒΑΣΗ ΥΦΑ – MWh		ΡΩΣΙΚΗ ΣΥΜΒΑΣΗ – MWh			
	MK Avail	Ελάχιστη Ετήσια Ποσότητα	MK Avail	Ελάχιστη Ετήσια Ποσότητα	MK Avail SemiPrepaid	MK Avail FullyPrepaid	Ελάχιστη Ετήσια Fully Prepaid	Ελάχιστη Ετήσια Semi Prepaid
2015	300.000	6.800.000	0	6.000.000	0	0	22.000.000	28.000.000

Στον Πίνακα 12iv αποτυπώνονται τα αποτελέσματα που προκύπτουν από την εκτέλεση του *Ετήσιου καθοδηγούμενου από τη διοίκηση* σεναρίου για το Έτος 2015. Το σύνολο των περιορισμών που ετέθησαν για την καθοδήγηση του σεναρίου (Πίνακας 12i), εκπληρώνονται ως ισότητες με την εξαίρεση της ποσότητας απόληψης από τη ρωσική σύμβαση κατά το τρίτο τρίμηνο, η οποία προκύπτει υψηλότερη κατά 200.000 MWh, και η οποία έχει σαν αποτέλεσμα τη δημιουργία μικρότερης πλήρως προπληρωμένης ποσότητας από την ίδια σύμβαση κατά την ίδια ποσότητα. Το αποτέλεσμα αυτό αιτιολογείται βάσει των παρακάτω παρατηρήσεων:

- Στο τελευταίο τρίμηνο του έτους περιλαμβάνονται ημέρες υψηλής ζήτησης για τις οποίες απαιτείται σίγουρα αεριοποίηση ΥΦΑ, καθώς η απόληψη μόνο αερίου αγωγού από τις υφιστάμενες δύο συμβάσεις δεν επαρκεί (το ημερήσιο μέγιστο απόληψης από τις δύο συμβάσεις αγωγού είναι ύψους 160.000 MWh). Ενδεικτικά παραδείγματα συνεχόμενων τέτοιων ημερών δίνονται στον Πίνακα 12v.
- Από το Μέσο-Μακροπρόθεσμο μοντέλο του σεναρίου αριστοποίησης που υποδείχθηκε από το διοίκηση ετέθη στο *Ετήσιο καθοδηγούμενο από διοίκηση* σεναριο ο περιορισμός για παραλαβή κατά το τρίτο τρίμηνο τουλάχιστον 6.000.000 MWh, δηλ. τουλάχιστον 12 φορτίων 75 Km³, μέσα στο τρίμηνο.

Καθώς οι ημερήσιες απαιτήσεις απολήψεων κατά τη διάρκεια του τρίτου τριμήνου είναι χαμηλές συγκριτικά με το τέταρτο τρίμηνο του έτους, το μοντέλο τείνει, στο βαθμό που αυτό είναι δυνατό, να «αποθηκεύσει» ποσότητες ΥΦΑ (που ούτως η άλλως έχει καθοδηγηθεί να αγοράσει κατά τα τρίτο τρίμηνο) για κατανάλωση σε μεταγενέστερο χρόνο, κατά το τελευταίο τρίμηνο του έτους, οπότε και οι ημερήσιες ανάγκες είναι μεγαλύτερες. Σ' αυτό το πλαίσιο, τείνει να διατηρήσει το απόθεμα της δεξαμενής, στο βαθμό που αυτό είναι εφικτό (και δεν υπαγορεύεται η κατανάλωσή του από το υφιστάμενο ρυθμιστικό πλαίσιο χρήσης της δεξαμενής), καταναλώνοντας κατά το τρίτο

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

τρίμηνο υψηλότερες ποσότητες από τη ρωσική σύμβαση (η οποία αποτελεί την πλέον φθηνή πηγή).

Πίνακας 12iv: Αποτέλεσμα συγκεντρωτικών μεταβλητών απόφασης του μοντέλου του *Ετήσιου* καθοδηγούμενου από διοίκηση σεναρίου για το Έτος 2015

		Συνολικό κόστος:		1.367.551.389,67 €				
2015 – Τρίμηνο		Απόθεμα δεξαμενής στη λήξη της περιόδου βελτιστοποίησης, MWh:		0,00				
	ΠΡΟΜΗΘΕΥΤΕΣ – ΣΥΜΒΑΣΕΙΣ							
			ΑΛΓΕΡΙΝΗ ΣΥΜΒΑΣΗ ΥΦΑ		ΡΩΣΙΚΗ ΣΥΜΒΑΣΗ – MWh	ΥΦΑ – MWh	Απόθεμα Δεξαμενής – MWh	
		ΤΟΥΡΚΙΚΗ ΣΥΜΒΑΣΗ – MWh	# φορτίων ΥΦΑ 40 Km ³	# φορτίων ΥΦΑ 75 Km ³				
		Q1	2.700.000	1	0	7.334.518	244.517	21.199
		Q2	2.730.000	0	0	3.702.655	0	21.199
		Q3	531.070	0	12	660.190	5.799.809	200.000
		Q4	1.328.664	0	0	6.740.697	199.999	0
		MKUp Created, SemiPrepaid	-	-	-	6.000.000		
		MKUp Created, FullyPrepaid	0,00		0,00	3.561.940		
	MKUp Used, SemiPrepaid	-	-	-	0,00			
	MKUp Used, FullyPrepaid	300.000		0,00	0,00			

Πίνακας 12v: Ημέρες υψηλής εκτιμώμενης ζήτησης στο 4^ο τρίμηνο, στο πλαίσιο του σεναρίου

Ημερομηνία	MWh			
	Εκτιμώμενη Ζήτηση	Τουρκική Σύμβαση	Ρωσική Σύμβαση	ΥΦΑ
26/11/2015	174.543	30.000	115.805	28.738
27/11/2015	166.970	30.000	115.804	21.166

Από την άλλη πλευρά, αντιπαραβάλλεται το μοντέλο του *Ετήσιου Ανεξάρτητου* σεναρίου με τις ίδιες εισόδους, πλην των περιορισμών που προέκυψαν ως αποτέλεσμα της βελτιστοποίησης του Μεσοπρόθεσμου σεναρίου που υποδείχθηκε από τη διοίκηση, για το ίδιο έτος. Τα συγκεντρωτικά αποτελέσματα δίνονται στον *Πίνακα 12vi*. Η εκτέλεση του *Ανεξάρτητου σεναρίου* δίνει συνολικό ετήσιο βέλτιστο κόστος του έτους ύψους 1.329.522.888,24 €, δηλ. κατά περίπου 40 εκ. € χαμηλότερο σε σχέση με το μοντέλο που καθοδηγείται από το αντίστοιχο Μεσοπρόθεσμο μοντέλο βελτιστοποίησης το οποίο υποδείχθηκε από τη διοίκηση ως επικρατές. Ο κύριος λόγος βάσει του οποίου αιτιολογείται η διαφορά αυτή έχει να κάνει με το γεγονός ότι στο *Ετήσιο καθοδηγούμενο από τη διοίκηση* σενάριο ετέθη ο περιορισμός της παραλαβής των 6.000.000 MWh από την Αλγερινή σύμβαση ΥΦΑ, το οποίο αιτιολογήθηκε βάσει της παρατήρησης ότι στη βελτιστοποίηση της πενταετίας λαμβάνοντας υπόψη το σενάριο, στο οποίο τα μεγέθη τόσο της ζήτησης όσο και των τιμών προμήθειας βαίνουν σταδιακά αυξανόμενα στην πάροδο των ετών, το μοντέλο τείνει να κάνει

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

χρήση της δυνατότητας δημιουργίας προπληρωμένων ποσοτήτων και κατανάλωσής τους σε μεταγενέστερο χρόνο οπότε και υπάρχει η εκτίμηση υψηλών καταναλώσεων αλλά ταυτόχρονα και υψηλών τιμών προμήθειας. Στο πλαίσιο αυτό, για το έτος βελτιστοποίησης 2015, το Μεσοπρόθεσμο μοντέλο που επικράτησε από τη διοίκηση (Πίνακας 11iii) πρότεινε τη δημιουργία σημαντικής προπληρωμένης ποσότητας από την φθηνότερη σύμβαση, τη ρωσική, με σημαντική μάλιστα μείωση των ποσοτήτων παραλαβής από τη σύμβαση αυτή, ειδικά στο τρίτο τρίμηνο του έτους 2015, στο οποίο η εκτιμώμενη τιμή προμήθειας της σύμβασης είναι η υψηλότερη για το έτος (Πίνακες 11i και 11v).

Πίνακας 12vi: Αποτέλεσμα συγκεντρωτικών μεταβλητών απόφασης του μοντέλου του *Ετήσιου* *Ανεξάρτητου* σεναρίου για το Έτος 2015

2015 – Τρίμηνο	Συνολικό κόστος:		1.329.522.888,24 €				
	Απόθεμα δεξαμενής στη λήξη της περιόδου βελτιστοποίησης, MWh:		0,00				
	ΠΡΟΜΗΘΕΥΤΕΣ – ΣΥΜΒΑΣΕΙΣ						
	ΤΟΥΡΚΙΚΗ ΣΥΜΒΑΣΗ – MWh	ΑΛΓΕΡΙΝΗ ΣΥΜΒΑΣΗ ΥΦΑ		ΡΩΣΙΚΗ ΣΥΜΒΑΣΗ – MWh	ΥΦΑ – MWh	Απόθεμα Δεξαμενής – MWh	
	# φορτίων ΥΦΑ 40 Km ³	# φορτίων ΥΦΑ 75 Km ³					
Q1	2.640.000	1	0	7.147.867	246.651	19.065	
Q2	2.730.000	0	5	1.260.206	2.442.449	67.704	
Q3	30.000	0	0	6.893.365	67.704	0	
Q4	1.400.000	0	6	3.880.056	2.989.305	0	
MKUp Created, SemiPrepaid	-	-	-	6.000.000			
MKUp Created, FullyPrepaid	0		195.850	2.818.506			
MKUp Used, SemiPrepaid	-	-	-	0			
MKUp Used, FullyPrepaid	300.000		0	0			

Η πρόταση της διατριβής αναφορικά με τη διαδικασία λήψης τελικής απόφασης σχετικά με τις δηλώσεις ποσοτήτων σε προμηθευτές και Διαχειριστές, έγκειται στην δυνατότητα λαμβάνοντας υπόψη τα ποσοτικά αποτελέσματα των παραπάνω δύο σεναρίων (*Ετήσιο Ανεξάρτητο* για το Έτος 2015 και *Ετήσιο καθοδηγούμενο από τη διοίκηση*), σε συνδυασμό και με τη γνώση αναφορικά με την πιθανότητα εμφάνισης των παραμέτρων που υπεισέρχονται σε καθένα από αυτά (π.χ.: πράγματι σημαντική αύξηση της κατανάλωσης στο τέλος της πενταετίας) αλλά και με πιθανούς λοιπούς παράγοντες οι οποίοι δεν δύναται να υπεισέλθουν στη μοντελοποίηση (π.χ.: σχέσεις μεταξύ κρατών ενδέχεται να επηρεάσουν τη δυνατότητα άφιξης ποσοτήτων αερίου στη Χώρα μελλοντικά διαμέσου των διαδρόμων που διέρχονται από τα κράτη αυτά), να ληφθεί η πλέον κατάλληλη για την εταιρία απόφαση δηλώσεων. Στο πλαίσιο αυτό, τα συνοπτικά αποτελέσματα των δύο σεναρίων Βραχυπρόθεσμου ορίζοντα βελτιστοποίησης, που χρησιμοποιήθηκαν από τα στελέχη της Ομάδας Διαχείρισης χαρτοφυλακίου για τη λήψη αποφάσεων δηλώσεων, στην περίπτωση που έχουν σημαντικές διαφοροποιήσεις ως προς το κόστος αλλά και τις ποσότητες απόληψης ανά τρίμηνο και

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ –
ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

σύμβαση θα πρέπει να κοινοποιηθούν εκ νέου στη διοίκηση, με στόχο την πλήρη εναρμόνιση των εταιρικών ενεργειών και στόχων.

Λαμβάνοντας υπόψη τα παραπάνω σενάρια (*Ετήσιο Ανεξάρτητο* και *Ετήσιο καθοδηγούμενο από διοίκηση*), τα αποτελέσματα των οποίων σύμφωνα με την πρόταση της διατριβής κοινοποιούνται στα διοικητικά στελέχη για την απόκτηση κοινής γνώσης στις ανώτατες βαθμίδες, της οικονομικής επίπτωση που φαίνεται να έχει η συμπίεση κατά τη δήλωση ποσοτήτων σε προμηθευτές και Διαχειριστές με τα εξαγόμενα αποτελέσματα του Μεσοπρόθεσμου επικρατούντος σεναρίου, τα διοικητικά στελέχη σε συνεργασία με τα στελέχη της διαχείρισης χαρτοφυλακίου, συνεκτιμώντας ενδεχόμενους λοιπούς παράγοντες που υπεισέρχονται χωρίς να δύνανται να αποτυπωθούν μοντελικά (π.χ.: κατευθύνσεις από μετόχους), εν τέλει καταλήγουν στο σενάριο με βάση το οποίο η εταιρία θα δηλώσει εκφορτώσεις πλοίων στις οποίες προτίθεται να προβεί κατά το επόμενο έτος και σε δηλώσεις προς προμηθευτές αναφορικά με τις ποσότητες που προτίθεται να παραλάβει για κάθε τρίμηνο του έτους. Για την σαφή εικόνα της επίπτωσης της απόφασης αυτής ως προς τους στόχους οι οποίοι τίθενται στο πενταετές προτεινόμενο πλάνο της εταιρίας (*Πίνακας 11iii*), η εταιρία έχει δυνατότητα δημιουργίας ενός μοντέλου Μεσοπρόθεσμου Χρονικού ορίζοντα βελτιστοποίησης με περιορισμούς για το πρώτο έτος της βελτιστοποίησης, των αποτελεσμάτων του επικρατούντος *Ετήσιου Ανεξάρτητου* σεναρίου (*Πίνακας 12vi*). Το αποτέλεσμα της εκτέλεσης του Μεσοπρόθεσμου μοντέλου του αρχικού σεναρίου λαμβάνοντας υπόψη και τους περιορισμούς που προέκυψαν από το *Ετήσιο ανεξάρτητο* αποτυπώνεται στον *Πίνακα 12vii*. Η οικονομική επίπτωση που προκύπτει για το σύνολο της πενταετίας είναι της τάξης των 18,9 εκ. €, σε αντιδιαστολή με την επίπτωση που προκύπτει κατά την καθοδήγηση του *Ετήσιου* σεναρίου από το πενταετές αρχικά προτεινόμενο, η οποία προέκυψε της τάξης των 40 εκ. € για ένα έτος. Στο πλαίσιο αυτό, θεωρείται ότι η εταιρία τελικά αποφάσισε να ακολουθήσει την πρόταση που προκύπτει από τα αποτελέσματα του *Ετήσιου Ανεξάρτητου* σεναρίου (*Πίνακας 12vi*) και συνεπώς το πενταετές μοντέλο πενταετούς προγραμματισμού όπως αυτό προέκυψε κατά τη διοχέτευση αποτελεσμάτων του *Ετήσιου Ανεξάρτητου* του *Πίνακα 12vi*, στο Μεσοπρόθεσμο μοντέλο του αρχικού σεναρίου (*Πίνακας 12vii*). Συνεπώς θεωρούμε ότι κατά το Δεκέμβριο του 2014 η εταιρία προχωρά σε δηλώσεις προς προμηθευτές και Διαχειριστές, σύμφωνα με τον *Πίνακα 12vi*.

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

Πίνακας 12vii: Αποτελέσματα βασικών μεταβλητών απόφασης του μοντέλου του αρχικού σεναρίου, με περιορισμούς από το *Ετήσιο ανεξάρτητο*

Έτος – Τρίμηνο	Συνολικό κόστος:		8.657.337.657,94 €			
	Απόθεμα δεξαμενής στη λήξη της περιόδου βελτιστοποίησης, MWh:		0			
	ΠΡΟΜΗΘΕΥΤΕΣ – ΣΥΜΒΑΣΕΙΣ					
	ΤΟΥΡΚΙΚΗ ΣΥΜΒΑΣΗ – MWh	ΑΛΓΕΡΙΝΗ ΣΥΜΒΑΣΗ ΥΦΑ – MWh	ΡΩΣΙΚΗ ΣΥΜΒΑΣΗ – MWh	ΥΦΑ – MWh	Απόθεμα Δεξαμενής – MWh	
Y1Q1	2.700.000	268.400	7.147.867	186.651	81.749	
Y1Q2	2.730.000	2.500.000	1.260.206	2.442.449	139.300	
Y1Q3	460.000	0	6.923.365	0	139.300	
Y1Q4	1.678.405	3.231.600	3.880.056	2.510.900	860.000	
MKUp Created, SemiPrepaid	-	-	6.000.000			
MKUp Created, FullyPrepaid	0	0	2.818.506			
MKUp Used, SemiPrepaid	-	-	0			
MKUp Used, FullyPrepaid	200.000	0	0			
Y2Q1	455.000	0	9.027.942	0	860.000	
Y2Q2	455.000	0	4.870.886	0	860.000	
Y2Q3	619.729	3.008.756	4.441.576	3.008.756	860.000	
Y2Q4	2.760.000	0	8.561.726	0	860.000	
MKUp Created, SemiPrepaid	-	-	1.097.870			
MKUp Created, FullyPrepaid	2.210.271	2.991.244	0			
MKUp Used, SemiPrepaid	-	-	0			
MKUp Used, FullyPrepaid	0	0	0			
Y3Q1	2.700.000	6.140.000	909.871	7.000.000	0	
Y3Q2	455.000	0	8.751.845	0	0	
Y3Q3	460.000	860.000	9.996.020	0	860.000	
Y3Q4	2.355.380	0	11.960.000	0	860.000	
MKUp Created, SemiPrepaid	-	-	0			
MKUp Created, FullyPrepaid	529.620	0	0			
MKUp Used, SemiPrepaid	-	-	0			
MKUp Used, FullyPrepaid	0	1.000.000	0			
Y4Q1	2.700.000	170.715	11.700.000	1.030.715	0	
Y4Q2	2.080.000	4.361.624	4.423.624	4.361.624	0	
Y4Q3	460.000	1.558.614	11.960.000	698.614	860.000	
Y4Q4	1.260.000	917.803	0	1.777.803	0	
MKUp Created, SemiPrepaid	-	-	0			
MKUp Created, FullyPrepaid	0	0	0			
MKUp Used, SemiPrepaid	-	-	7.097.870			
MKUp Used, FullyPrepaid	1.500.000	991.244	2.818.506			

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

Y5Q1	2.700.000	6.944.772	4.938.252	6.084.772	860.000
Y5Q2	455.000	0	10.216.273	0	860.000
Y5Q3	1.824.891	0	10.885.475	0	860.000
Y5Q4	1.520.109	55.228	11.960.000	915.228	0
MKUp Created, SemiPrepaid	-	-	0		
MKUp Created, FullyPrepaid	0	0	0		
MKUp Used, SemiPrepaid	-	-	0		
MKUp Used, FullyPrepaid	1.239.891	1.000.000	0		

Οι συγκεκριμένες ημερομηνίες εκφόρτωσης φορτίων της πρότασης αποτυπώνονται στον Πίνακα 12viii.

Πίνακας 12viii: Αρχικό πρόγραμμα δήλωσης εκφορτώσεων 2015 προς το Διαχειριστή, μη λαμβανομένων υπόψη λοιπών χρηστών

Ημερομηνία	# φορτίων ΥΦΑ 40 Km ³	# φορτίων ΥΦΑ 75 Km ³
1/1/2015	1	
1/4/2015		1
17/4/2015		1
10/5/2015		1
19/5/2019		1
7/6/2019		1
1/10/2019		1
6/10/2019		1
2/11/2019		1
17/11/2019		1
2/12/2019		1
6/12/2019		1

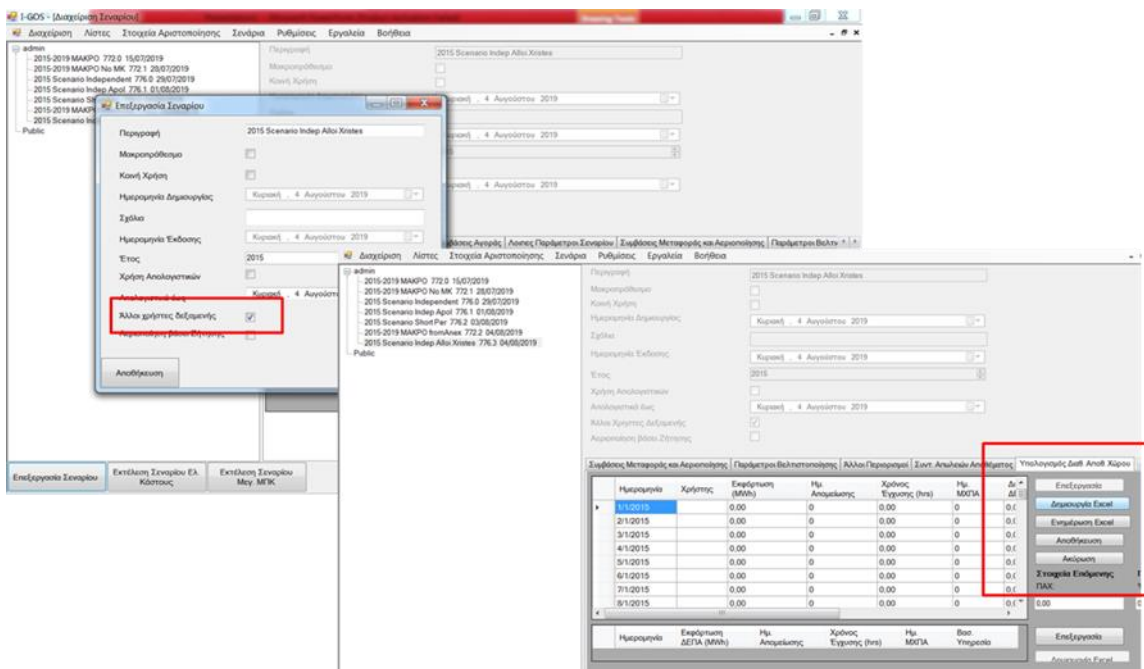
- **Μετά την κοινοποίηση από το Διαχειριστή του αρχικού ετήσιου πλάνου εκφορτώσεων που συμπεριλαμβάνει και άλλους χρήστες**

Τελικά, μετά από την κοινοποίηση των δηλώσεων όλων των χρηστών της δεξαμενής και την κατάρτιση από την πλευρά του Διαχειριστή του αρχικού προγράμματος εκφορτώσεων, σύμφωνα με το Κώδικα ΕΣΜΦΑ (ΦΕΚ 788/07.03.2018), η εταιρία σύμφωνα με την πρόταση της διατριβής θα επικαιροποιήσει την εκτέλεση του *Ετήσιου Ανεξάρτητου* σεναρίου, λαμβάνοντας υπόψη τις δεσμευμένες ημερομηνίες εκφορτώσεων από τους χρήστες, με στόχο την επικαιροποίηση των ημερομηνιών εκφορτώσεων για την ίδια, αναλόγως της διαθεσιμότητας της δεξαμενής, όπως αυτή υπολογίζεται λαμβάνοντας υπόψη λοιπούς χρήστες δεξαμενής βάσει του εγκεκριμένου και δημοσιευμένου προγράμματος από τη ΡΑΕ. Η δυνατότητα αυτή αποτύπωσης του τρόπου λειτουργίας της δεξαμενής της Ρεβυθούσας λαμβάνοντας υπόψη το profile εκφορτώσεων και απομείωσης όλων των χρηστών είναι εκ των ων ουκ άνευ, καθώς διανύουμε μία εποχή αυξημένης δραστηριοποίησης χρηστών στον τομέα του ΥΦΑ. Μάλιστα, όπως ανακοινώθηκε πρόσφατα από

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

το εξειδικευμένο ενεργειακό πρακτορείο Icis Heren, το 2019 είναι η πρώτη χρονιά που η ΔΕΠΑ, ο κύριος παραδοσιακά εισαγωγέας ΥΦΑ, έχασε την πρώτη θέση από τον Όμιλο Μυτηλιναίου⁶¹.

Στο πλαίσιο αυτό ας θεωρήσουμε το πρόγραμμα εκφορτώσεων χρηστών όπως αυτό αναρτάται στην ιστοσελίδα του ΔΕΣΦΑ για το Έτος 2015⁶². Η επικαιροποίηση του *Ανεξάρτητου Ετήσιου* σεναρίου, όπως αυτό αρχικά καταρτίστηκε, λαμβάνοντας υπόψη επιπροσθέτως μόνο τις εκφορτώσεις λοιπών χρηστών (*Εικόνα 14, Πίνακας 13i*), δίνει τα συγκεντρωτικά αποτελέσματα του *Πίνακα 13ii*.



Εικόνα 14: Οθόνη Δημιουργίας Σεναρίου IGOS – Εκφορτώσεις λοιπών χρηστών

Πίνακας 13i: Εκφορτώσεις λοιπών χρηστών, σύμφωνα με το αρχικό πρόγραμμα εκφορτώσεων

Ημερομηνία	Χρήστης	Εκφόρτωση (MWh)	Ημ. Απομείωσης	Χρόνος Έγχυσης (hrs)	Ημ. ΜΧΠΑ	Διαθ. Ποσοστό ΔΕΠΑ
2/1/2015	ALUMINIUM	67.100	18	12	2	99%
17/2/2015	ALUMINIUM	67.100	18	12	2	99%
17/3/2015	ΔΕΗ	67.100	18	12	2	99%
24/4/2015	ΔΕΗ	67.100	18	12	2	99%
20/6/2015	M&M	67.100	18	12	2	99%
20/7/2015	ΜΟΗ	67.100	18	12	2	99%
20/8/2015	ΜΟΗ	67.100	18	12	2	99%
20/9/2015	ΔΕΗ	67.100	18	12	2	99%

⁶¹ <https://energyin.gr/2019/08/09/%CE%B7-mytilineos-%CE%BE%CE%B5%CF%80%CE%B5%CF%81%CE%BD%CE%AC-%CF%84%CE%B7%CE%BD-%CE%B4%CE%B5%CF%80%CE%B1-%CF%89%CF%82-%CE%B1%CE%B3%CE%BF%CF%81%CE%B1%CF%83%CF%84%CE%AE%CF%82-Ing/>

⁶² <http://www.desfa.gr/regulated-services/ing/users-information-Ing/cargoes-unloading-program>

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

Πίνακας 13iii: Αποτέλεσμα συγκεντρωτικών μεταβλητών απόφασης του μοντέλου του *Ετήσιου Ανεξάρτητου* σεναρίου για το Έτος 2015, λαμβάνοντας υπόψη αρχικό πρόγραμμα εκφορτώσεων λοιπών χρηστών

2015 – Τρίμηνο	Συνολικό κόστος:		1.333.664.045,90 €				
	Απόθεμα δεξαμενής στη λήξη της περιόδου βελτιστοποίησης, MWh:		0,00				
	ΠΡΟΜΗΘΕΥΤΕΣ – ΣΥΜΒΑΣΕΙΣ						
	ΤΟΥΡΚΙΚΗ ΣΥΜΒΑΣΗ – MWh	ΑΛΓΕΡΙΝΗ ΣΥΜΒΑΣΗ ΥΦΑ		ΡΩΣΙΚΗ ΣΥΜΒΑΣΗ – MWh	ΥΦΑ – MWh	Απόθεμα Δεξαμενής – MWh	
	# φορτίων ΥΦΑ 40 Km ³	# φορτίων ΥΦΑ 75 Km ³					
Q1	2.259.837	3	1	6.479.315	1.295.366	0	
Q2	2.716.785	0	1	3.350.286	365.584	132.634	
Q3	56.942	0	1	6.452.087	482.040	148.811	
Q4	1.766.436	0	7	2.866.591	3.636.333	0	
<i>MKUp Created, SemiPrepaid</i>	-	-	-	6.000.000			
<i>MKUp Created, FullyPrepaid</i>	0		162.300	2.851.721			
<i>MKUp Used, SemiPrepaid</i>	-		-	0			
<i>MKUp Used, FullyPrepaid</i>	300.000		0	0			

Τα αποτελέσματα της εκτέλεσης του μοντέλου, λαμβάνοντας υπόψη τις εκφορτώσεις λοιπών χρηστών στη δεξαμενή, στην ουσία αποτυπώνουν το γεγονός ότι η εταιρία υποχρεούται, ελλείψει ιδιόκτητης αποθήκης ΥΦΑ, να δραστηριοποιηθεί μέσα σε ένα ρυθμιζόμενο περιβάλλον που εξυπηρετεί όχι μόνο την ίδια αλλά και τους προμηθευτές της εγχώριας αγοράς, οι οποίοι επίσης κάνουν χρήση της δεξαμενής της Ρεβυθούσας ακολουθώντας τους ίδους κανόνες πρόσβασης. Η οικονομική επίπτωση της μη διαθεσιμότητας συγκεκριμένων ημερομηνιών για εκφορτώσεις πλοίων, εκτιμάται ύψους 4,1 εκ. € για το έτος (*Πίνακες 12vi και 13ii*), επίπτωση την οποία η δραστηριότητα των στελεχών τόσο της διοίκησης όσο και της διαχείρισης χαρτοφυλακίου δεν είναι δυνατό να μετριάσει. Στο πλαίσιο αυτό, και σύμφωνα με την πρόταση της διατριβής, η επίπτωση αυτή θα πρέπει να επικοινωνηθεί στους λαμβάνοντες στρατηγικού χαρακτήρα αποφάσεις για την εταιρία, με στόχο να ληφθεί υπόψη κατά την αξιολόγηση ενδεχόμενων νέων επενδύσεων σε υπό αξιολόγηση μελλοντικές υποδομές, τροφοδοτώντας για παράδειγμα μοντέλα αντίστοιχα με αυτό του «Στρατηγικού επιπέδου» διοίκησης, σύμφωνα με την πυραμίδα Anthony's (Anthony, 1965).

Πέραν αυτών, όσον αφορά στις δραστηριότητες της διαχείρισης χαρτοφυλακίου, λαμβάνοντας υπόψη τη δραστηριότητα των λοιπών χρηστών, η εταιρία τελικά θα συμμετάσχει στο τελικό πρόγραμμα εκφορτώσεων του ΔΕΣΦΑ με τις εκφορτώσεις, όπως αυτές προέκυψαν από τη βελτιστοποίηση, λαμβάνοντας υπόψη και τους λοιπούς χρήστες της δεξαμενής, δηλ. σύμφωνα με τα αποτελέσματα του *Πίνακα 13ii*. Το πρόγραμμα που θα κοινοποιήσει στο ΔΕΣΦΑ, συνεπώς ως τελικό, πριν την έναρξη του έτους είναι αυτό που αποτυπώνεται στον *Πίνακα 13iii*. Στο σημείο αυτό

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

σημειώνεται ότι το σενάριο του Βραχυπρόθεσμου μοντέλου που εκτελείται στην αρχή του έτους με χρήση του τελικού προγράμματος εκφορτώσεων όλων των χρηστών της δεξαμενής, αποτυπώνει τη βέλτιστη προβλεπτική επίδοση που θα μπορούσε να έχει η εταιρία για το έτος, βάσει των προβλέψεων του σεναρίου και λαμβάνοντας υπόψη τη βέλτιστη γνώση που θα μπορούσαν να έχουν τα στελέχη στο χρονικό εκείνο ορόσημο.

Πίνακας 13iii: Τελικό πρόγραμμα δήλωσης εκφορτώσεων 2015 προς το Διαχειριστή, λαμβανομένων υπόψη λοιπών χρηστών

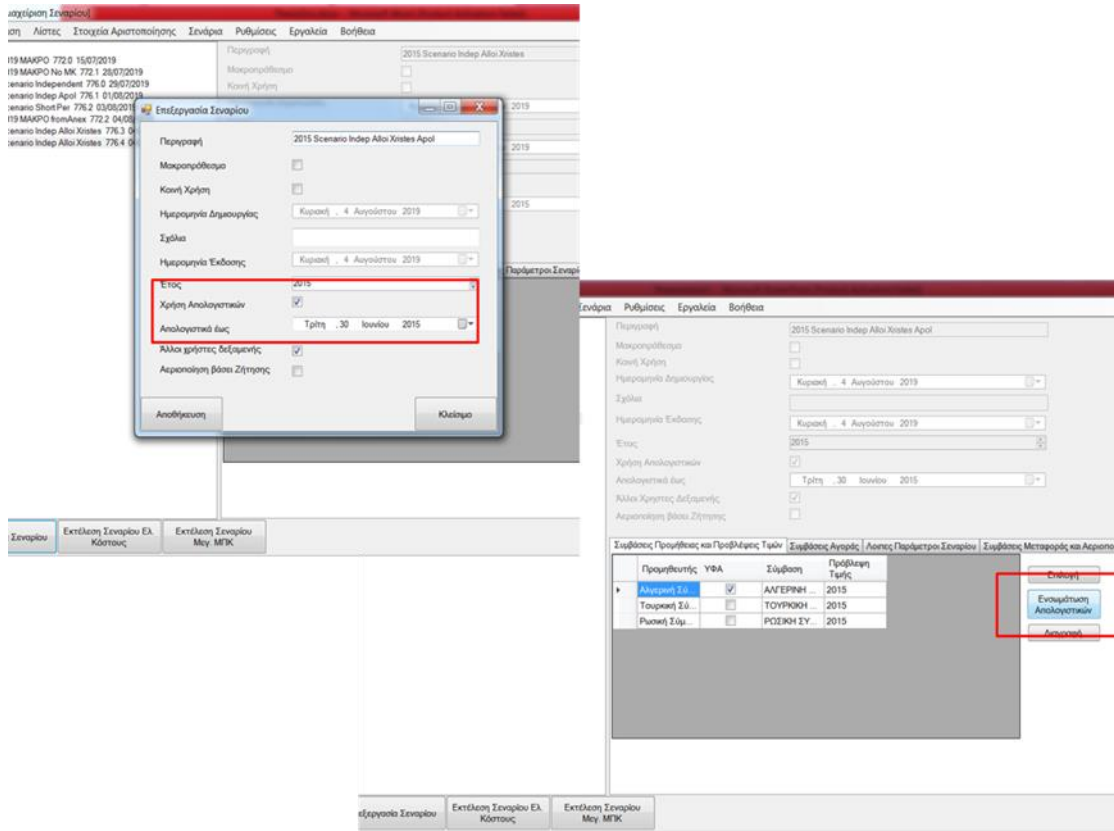
Ημερομηνία	# φορτίων ΥΦΑ 40 Km ³	# φορτίων ΥΦΑ 75 Km ³
1/1/2015	1	
19/1/2015	1	
29/1/2015	1	
10/2/2015	1	
19/6/2015		1
19/9/2015	1	
1/10/2015		1
8/10/2015		1
18/10/2015		1
28/10/2015		1
8/11/2015		1
23/11/2015		1
4/12/2015		1
14/12/2015		1

- **Λειτουργία με απολογιστικά, κατά τη διάρκεια του έτους**

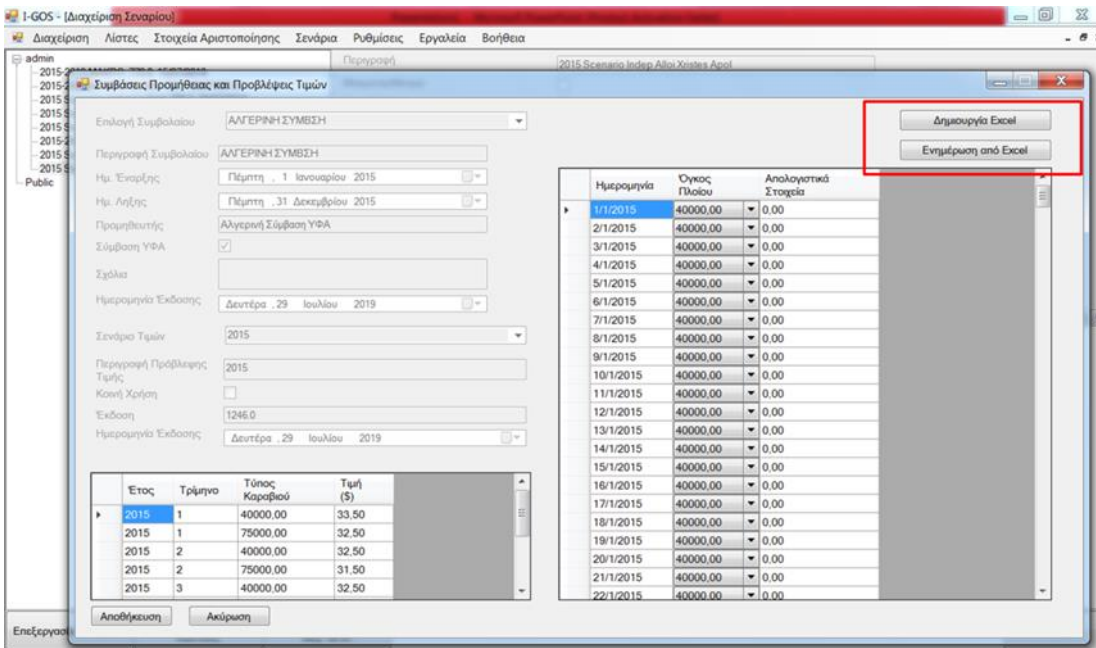
Ας θεωρήσουμε ότι το τελικό πρόγραμμα εκφορτώσεων λοιπών χρηστών συμπίπτει τελικά με το αρχικό, όπως είχε κατατεθεί από έκαστο χρήστη. Συνεπώς, η εταιρία θα ακολουθήσει το Ετήσιο ανεξάρτητο σενάριο του Πίνακα 13ii. Κατά τη διάρκεια του έτους, οπότε κάποια από τα προβλεπτικά δεδομένα έχουν πλέον μετατραπεί σε απολογιστικά, είναι εκ των ων ουκ άνευ, η παρακολούθηση της βελτιστοποίησης για το υπόλοιπο του ετήσιου χρονικού ορίζοντα τόσο από τα στελέχη της διαχείρισης χαρτοφυλακίου, όσο και από τα διοικητικά στελέχη για την παρακολούθηση και ενδεχόμενη επικαιροποίηση/επαναδιαμόρφωση των εταιρικών στόχων. Στο πλαίσιο αυτό σχεδιάστηκε η λειτουργία με απολογιστικά στοιχεία που δίνει την παραπάνω δυνατότητα.

Στις Εικόνες 15(i-iii), φαίνονται οι οθόνες του IGOS που επιτρέπουν την είσοδο απολογιστικών στοιχείων συμβάσεων προμήθειας και αεριοποίησης στο σενάριο.

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

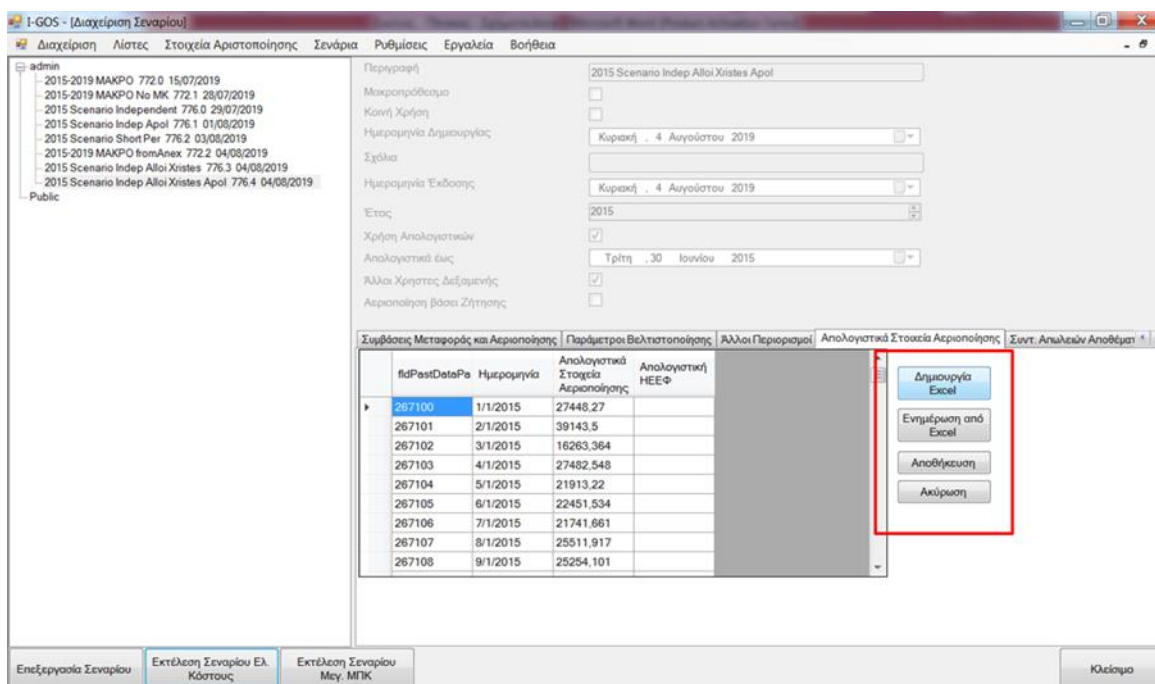


Εικόνα 15i: Οθόνη Δημιουργίας Σεναρίου IGOS – Λειτουργία απολογιστικών στοιχείων



Εικόνα 15ii: Οθόνη Δημιουργίας Σεναρίου IGOS – Εισαγωγή απολογιστικών στοιχείων συμβάσεων προμήθειας

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»



Εικόνα 15iii: Οθόνη Δημιουργίας Σεναρίου IGOS – Εισαγωγή απολογιστικών στοιχείων αεριοποίησης

Για τις ανάγκες της επίδειξης της εν λόγω λειτουργίας, την οποία ως επί το πλείστον προτείνεται να χρησιμοποιούν οι υπεύθυνοι πρ της ος μονάδας διαχείρισης χαρτοφυλακίου καταρχάς για την επικαιροποίηση του Βραχυπρόθεσμου και Μεσοπρόθεσμου προγραμματισμού παραγγελιών παρακάτω παρουσιάζονται τα αποτελέσματα του απολογιστικού σεναρίου για το πρώτο εξάμηνο του έτους 2015. Η ενσωματωμένη μοντελοποίηση, λαμβάνοντας υπόψη με περιορισμούς ισότητας ότι η εταιρία παρέλαβε ανά ημέρα μέχρι την τελευταία ημέρα του Ιουνίου του έτους 2015, τείνει να βελτιστοποιήσει τον υπόλοιπο χρονικό ορίζοντα. Στο πλαίσιο αυτό τα συγκεντρωτικά αποτελέσματα της λειτουργίας με απολογιστικά δίνονται στον *Πίνακα 14*.

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

Πίνακας 14i: Αποτέλεσμα συγκεντρωτικών μεταβλητών απόφασης του μοντέλου του *Ετήσιου Ανεξάρτητου* σεναρίου για το Έτος 2015, λαμβάνοντας υπόψη τελικό πρόγραμμα εκφορτώσεων λοιπών χρηστών και απολογιστικά στοιχεία έως 30/06/2015

2015 – Τρίμηνο	Συνολικό κόστος:		1.401.402.405,96 €				
	Απόθεμα δεξαμενής στη λήξη της περιόδου βελτιστοποίησης, MWh:		0,00				
	ΠΡΟΜΗΘΕΥΤΕΣ – ΣΥΜΒΑΣΕΙΣ						
		ΤΟΥΡΚΙΚΗ ΣΥΜΒΑΣΗ – MWh	ΑΛΓΕΡΙΝΗ ΣΥΜΒΑΣΗ ΥΦΑ		ΡΩΣΙΚΗ ΣΥΜΒΑΣΗ – MWh	ΥΦΑ – MWh	Απόθεμα Δεξαμενής – MWh
			# φορτίων ΥΦΑ 40 Km³	# φορτίων ΥΦΑ 75 Km³			
	Q1	1.383.047	4	3	6.283.714	2.861.975	0
	Q2	2.268.450	1	1	6.370.089	509.352	95.920
	Q3	388.504	1	0	6.303.910	298.655	62.981
	Q4	2.760.000	5	2	3.121.365	2.387.996	0
	MKUp Created, SemiPrepaid	-	-	-	5.920.921		
MKUp Created, FullyPrepaid	0		28.100	0			
MKUp Used, SemiPrepaid	-	-	-	0			
MKUp Used, FullyPrepaid	300.000		0	0			

Στον Πίνακα 14i οι ποσότητες των δύο πρώτων τριμήνων δεν ετέθησαν υπό βελτιστοποίηση, αλλά αποτελούν τα πραγματικά απολογιστικά στοιχεία, όπως αυτά διαμορφώθηκαν στη λήξη του πρώτου εξαμήνου του έτους. Σημειώνεται εδώ ότι η κάλυψη της ζήτησης μέχρι στιγμής τουλάχιστον είναι ανελαστική, κατά συνέπεια, παρά τις εκτιμήσεις και δηλώσεις στις οποίες προβαίνουν σε ημερήσια βάση οι υπεύθυνοι της διαχείρισης χαρτοφυλακίου, η ενδεχόμενη υπερβάλλουσα κατανάλωση θα πρέπει να καλύπτεται. Η σύγκριση των αποτελεσμάτων του Πίνακα 14i και του Πίνακα 13ii (σενάριο με άλλους χρήστες χωρίς απολογιστικά στοιχεία), αναφορικά με το συνολικό κόστος της ετήσιας περιόδου δείχνει ότι στο σενάριο με απολογιστικά το συνολικό ετήσιο κόστος εκτιμάται κατά περίπου 68 εκ. € υψηλότερο σε σχέση με το αρχικό σενάριο χωρίς απολογιστικά στοιχεία. Ωστόσο, λαμβάνοντας υπόψη το δεδομένο της ανελαστικής κάλυψης της ζήτησης, το μέγεθος που θα πρέπει ο ενδιαφερόμενος να παρατηρήσει είναι αυτό του μέσου ανά μονάδα συνολικού κόστους προμήθειας (σε €/MWh). Στον Πίνακα 14ii, αποτυπώνεται το μέσο ανά μονάδα κόστος των δύο σεναρίων. Η παρατήρηση ότι κατά τη βελτιστοποίηση του συνολικού ετήσιου χρονικού ορίζοντα, το μέσο κόστος προκύπτει υψηλότερο από το αντίστοιχο του σεναρίου με απολογιστικά αιτιολογείται από το γεγονός ότι στο σενάριο με χρήση απολογιστικών εν τέλει χρησιμοποιήθηκε για την κάλυψη της ζήτησης υψηλότερο ποσοστό Ρωσικού αερίου, το οποίο έχει τεθεί για τις ανάγκες της επίδειξης ως φθηνότερη πηγή.

Πίνακας 14ii: Σύγκριση μέσου ανά μονάδα συνολικού κόστους προμήθειας ανάμεσα σε σενάρια με απολογιστικών και άνευ

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

	Συνολική Ετήσια Κατανάλωση – MWh	Συνολικό Ετήσιο Κόστος €	Μέσο Κόστος (€/MWh)	Τουρκική Σύμβαση (%)	Ρωσική Σύμβαση (%)	ΥΦΑ (%)
Ετήσια Βελτιστοποίηση (Πίνακας 13ii)	31.727.602,30	1.333.664.045,90	42,03	21,43	60,35	18,22
Απολογιστικά έως 30/06/2019 (Πίνακας 14ii)	34.937.056,72	1.401.402.405,96	40,11	19,46	63,20	17,34

Στο πλαίσιο αυτό ο ενδιαφερόμενος υπεύθυνος διαχείρισης χαρτοφυλακίου έχει δυνατότητα να παρακολουθεί ανά τακτά χρονικά διαστήματα τα αποτελέσματα των επιλογών του, να τα συγκρίνει με τις προθέσεις του κατά την έναρξη του έτους και όποτε κρίνει σκόπιμο ότι απαιτείται ή ενδεχομένως όταν ξεπεραστούν συγκεκριμένα προαποφασισμένα όρια να επικοινωνεί την κατάσταση στη διοίκηση με στόχο την απόκτηση κοινής εικόνας για ολόκληρη την εταιρία και συνεπώς την ευθυγράμμιση των αντίστοιχων διοικητικών ενεργειών.

Χρόνοι εκτέλεσης σεναρίων – απόδοση

Η επίλυση σύνθετων μοντέλων μαθηματικής βελτιστοποίησης μπορεί συχνά να απαιτήσει μεγάλο υπολογιστικό χρόνο (Marion, 2008) και εξαρτάται από διάφορους παράγοντες όπως ο αριθμός και το είδος των μεταβλητών απόφασης αλλά και η πολυπλοκότητα που τίθεται από τους περιορισμούς. Στον Πίνακα 15 αποτυπώνονται οι επιδόσεις των σεναρίων που παρουσιάστηκαν στο πλαίσιο της διατριβής, όσων αφορά στους χρόνους εκτέλεσης, τον αριθμό και το είδος των μεταβλητών απόφασης αλλά και την παράμετρο βελτιστοποίησης MIPGap. Όπως είναι εμφανές και στο Σχήμα 14, μετά τις 1.200 δυαδικές μεταβλητές περίπου ο χρόνος εκτέλεσης σε δευτερόλεπτα αρχίζει να αυξάνεται εκθετικά.

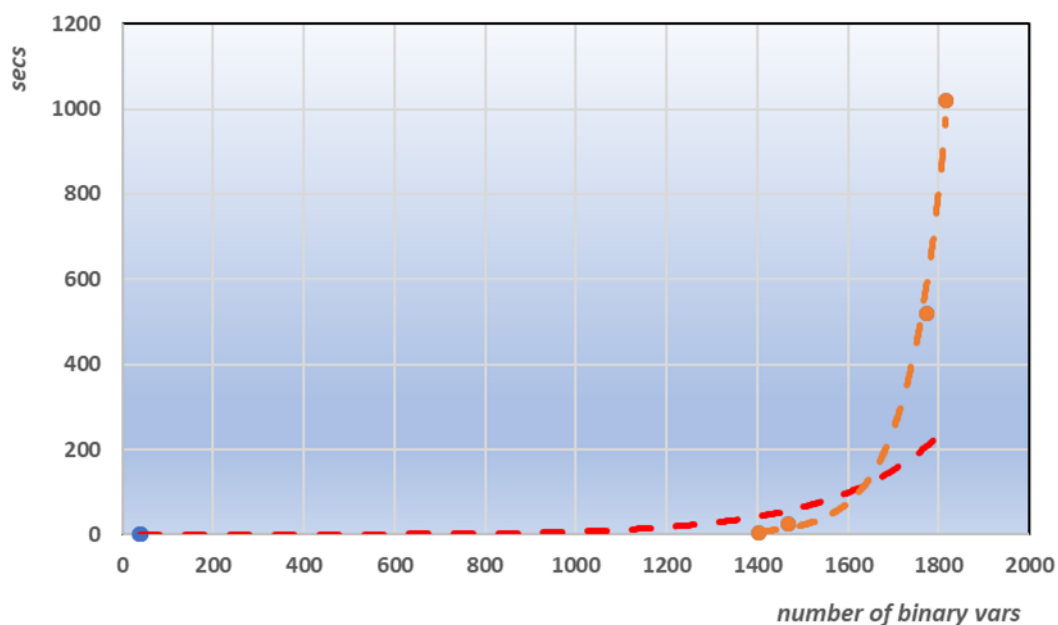
Πίνακας 15: Αριθμός μεταβλητών και χρόνοι εκτέλεσης σεναρίων

ΜΟΝΤΕΛΟ ΣΕΝΑΡΙΟΥ	ΑΡΙΘΜΟΣ ΜΕΤΑΒΛΗΤΩΝ ΑΠΟΦΑΣΗΣ		ΧΡΟΝΟΣ ΕΚΤΕΛΕΣΗΣ (sec)	MIPGap
	ΣΥΝΕΧΕΙΣ	ΑΚΕΡΑΙΕΣ		
	Μεσοπρόθεσμο αρχικό σενάριο (Πίνακας 11iii)	144	41 (41 δυαδικές)	0,26
Μεσοπρόθεσμο εναλλακτικό σενάριο 1 (Πίνακας 11iv), περιορισμοί μη λήψης προπληρωμένων ποσοτήτων	113	39 (39 δυαδικές)	0,03	0,000073
Μεσοπρόθεσμο εναλλακτικό σενάριο 2 (Πίνακας 11vi), απομένουσα αξία αποθέματος = 5 €/MWh	136	41 (41 δυαδικές)	0,25	0

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

Μεσοπρόθεσμο αρχικό σενάριο με περιορισμούς από <i>Ετήσιο ανεξάρτητο</i> (Πίνακας 12vii)	144	38 (38 δυαδικές)	0,27	0,0000069
Ετήσιο καθοδηγούμενο από Διοίκηση (Πίνακας 12iv)	1.292	1.404 (1.404 δυαδικές)	5,07	0,000015
Ετήσιο ανεξάρτητο σενάριο (Πίνακας 12vi)	1.474	1.774 (1.774 δυαδικές)	521 (3,59)	0,000041
<i>Ετήσιο Ανεξάρτητο</i> σενάριο, αρχικό πρόγραμμα εκφορτώσεων λοιπών χρηστών (Πίνακας 13ii)	1.477	2.173 (1.816 δυαδικές)	1.019,29	0,00178
<i>Ετήσιο Ανεξάρτητο</i> σενάριο, τελικό πρόγραμμα εκφορτώσεων λοιπών χρηστών και απολογιστικά στοιχεία Α' εξαμήνου (Πίνακας 14i)	1.293	1.648 (1.467 δυαδικές)	24,83	0,0014

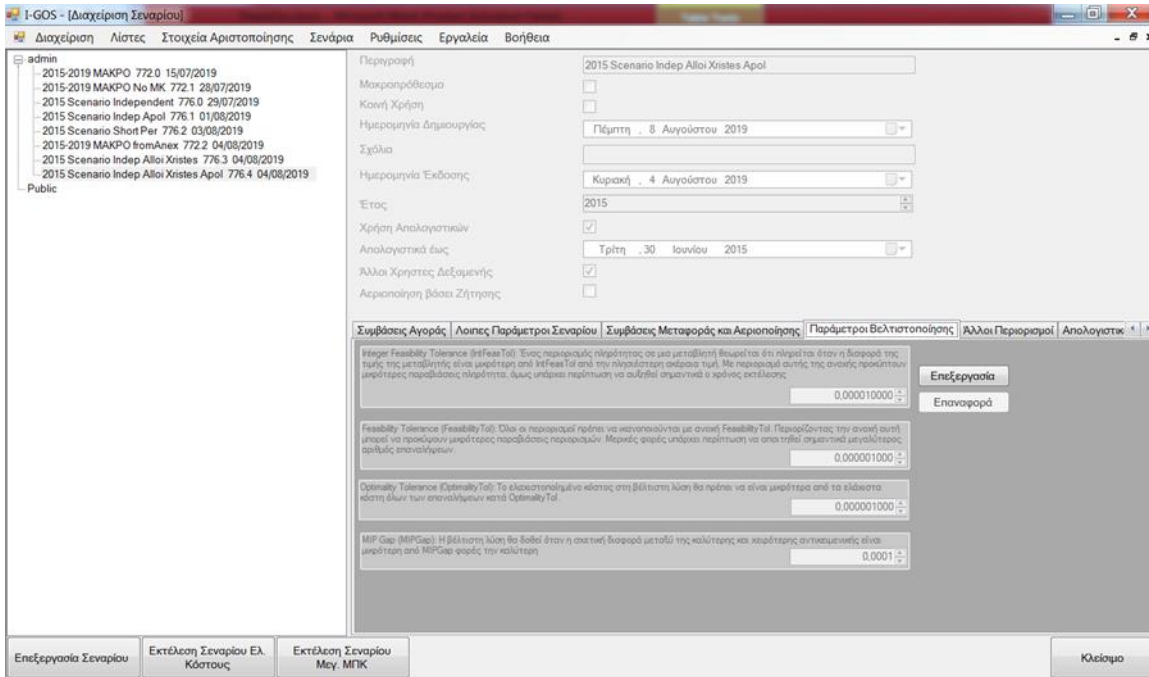
Στις περιπτώσεις όπου απαιτείται επαναλαμβανόμενη εκτέλεση μοντέλων οπότε ο χρόνος εκτέλεσης είναι ένας κρίσιμος παράγοντας ενδιαφέροντος υπάρχει η δυνατότητα περιορισμού του χρόνου εκτέλεσης με απλοποίηση του μοντέλου και ταυτόχρονη όπως είναι σαφές μείωση της ακρίβειας των αποτελεσμάτων (Marion, 2008). Σε κάθε περίπτωση, μια μικρή απώλεια λεπτομερειών η οποία προσφέρει σημαντική επιτάχυνση των υπολογισμών είναι αποδεκτή λαμβάνοντας υπόψη ότι το κάθε μοντέλο είναι στην ουσία μία προσέγγιση του φυσικού συστήματος το οποίο αποτυπώνει.



Σχήμα 14: Χρόνος εκτέλεσης μοντέλου σε συνάρτηση με τον αριθμό των δυαδικών μεταβλητών απόφασης

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

Περαιτέρω, η εφαρμογή IGOS, η οποία ενσωματώνει το λύτη Gurobi Optimizer⁶³, δίνει τη δυνατότητα ρύθμισης από το χρήστη των παραμέτρων βελτιστοποίησης όπως αυτές αποτυπώνονται στην *Εικόνα 16*, η κυριότερη από τις οποίες είναι η παράμετρος MIPGap. Η παράμετρος ορίζει ότι η βέλτιστη λύση θα δοθεί όταν η σχετική διαφορά μεταξύ καλύτερης και χειρότερης λύσης είναι μικρότερη από MIPGap φορές την καλύτερη. Οι άλλες παράμετροι είναι: Integer Feasibility Tolerance, Feasibility Tolerance και Optimality Tolerance.



Εικόνα 16: Παράμετροι βελτιστοποίησης Gurobi Optimizer

Συμπεράσματα – Συζήτηση

Η επίδειξη των παραπάνω σεναρίων αριστοποίησης σε συνδυασμό και με τις πρόσφατες ρυθμιστικές εξελίξεις στην εγχώρια αλλά και τη διεθνή αγορά αερίου καθιστούν σαφές ότι σήμερα περισσότερο από ποτέ οι εμπλεκόμενοι φορείς της αγοράς αερίου έχουν την ανάγκη υποστήριξης των λειτουργιών και των δραστηριοτήτων τους από εργαλεία τα οποία συστηματοποιούν τις ενέργειες υποδεικνύοντας τα αποτελέσματα και τις επιπτώσεις που αυτές επιφέρουν.

Οι συμμετέχοντες στην προσφάτως απελευθερωμένη αγορά (4001/2011, 4336/2015), καλούνται να αντιμετωπίσουν σημαντικές προκλήσεις, κατά κανόνα αντικρουόμενες μεταξύ τους. Η ανάγκη για μείωση των τιμών στους τελικούς καταναλωτές που προϋποθέτει τη μείωση του κόστους προμήθειας αλλά και την ταυτόχρονη μείωση των ρυθμιζόμενων χρεώσεων που τίθενται από τους Διαχειριστές είναι μία από αυτές, ενώ παράλληλα οι εταιρίες καλούνται να διατηρήσουν την κερδοφορία τους σε ικανοποιητικά επίπεδα.

Όσον αφορά στο ζήτημα της ασφάλειας του εφοδιασμού, η Ελλάδα, είναι μεν πλήρως εισαγωγική χώρα αερίου, ωστόσο δυνητικά μπορεί να αποτελέσει σημαντικό ενεργειακό κόμβο της περιοχής της

⁶³ <https://www.gurobi.com/>

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

Νοτιοανατολικής Ευρώπης και της Μεσογείου, καθώς βρίσκεται γεωγραφικά στο σταυροδρόμι σημαντικών υποδομών φυσικού αερίου (TAP, IGB, FSRU Αλεξανδρούπολης, υπόγεια αποθήκη στην Καβάλα κ.λπ.). Στο πλαίσιο αυτό, πέραν της μείωσης του κόστους του καυσίμου στην τελική κατανάλωση είναι εξίσου σημαντική η διασφάλιση της ασφάλειας του εφοδιασμού, στο χαμηλότερο δυνατό κόστος. Κατά την πρόσφατη ενεργειακή κρίση του Ιανουαρίου του 2017 (Σχήμα 15), οι τελικοί καταναλωτές «πλήρωσαν» 76 δις € περισσότερα, λόγω της έλλειψης μακροχρόνιων υποδομών ΥΦΑ (Σαραντόπουλος, 2019).

Ο λόγος για τον οποίο έχει δοθεί ιδιαίτερη έμφαση σε έργα που έχουν σαν στόχο τη διασφάλιση του εφοδιασμού, γίνεται κατανοητός αν αναλογιστεί κανείς ότι στην πραγματικότητα πρόκειται για αγαθό κοινής ωφέλειας εφάμιλλο με την ηλεκτροδότηση και την υδροδότηση καθώς και αν απαριθμηθούν οι επιπτώσεις που θα είχε μία ενδεχόμενη κρίση που θα προέκυπτε από την διακοπή τροφοδοσίας με φυσικό αέριο στην τελική κατανάλωση. Από τα 5 περίπου bcm/yr της εγχώριας κατανάλωσης αερίου, μόνο το 10% τροφοδοτεί βιομηχανικές εγκαταστάσεις ενώ το 60% τροφοδοτεί εργοστάσια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και το υπόλοιπο 30% λιανική χρήση, δηλ. ως επί το πλείστον θέρμανση μικρών καταναλωτών (οικιών, μικρών επιχειρήσεων και δημόσιων κτιρίων). Συνεπώς είναι εμφανές ότι η διακοπή στην παροχή φυσικού αερίου θα είχε άμεσο αντίκτυπο στο συνολικό ενεργειακό σύστημα της Χώρας. Τέτοιου είδους φαινόμενα πρέπει να αποφεύγονται καθώς πέραν των σημαντικών προβλημάτων που δημιουργούν στη συνολική δραστηριότητα της Χώρας, μεταξύ άλλων πλήττουν σημαντικά την εμπιστοσύνη των τελικών καταναλωτών για το καύσιμο, σε περίοδο μάλιστα που η διείσδυση στα δίκτυα είναι αρκετά χαμηλή, της τάξης του 33% για την Αττική και του 45% για τη Θεσσαλονίκη και Θεσσαλία.

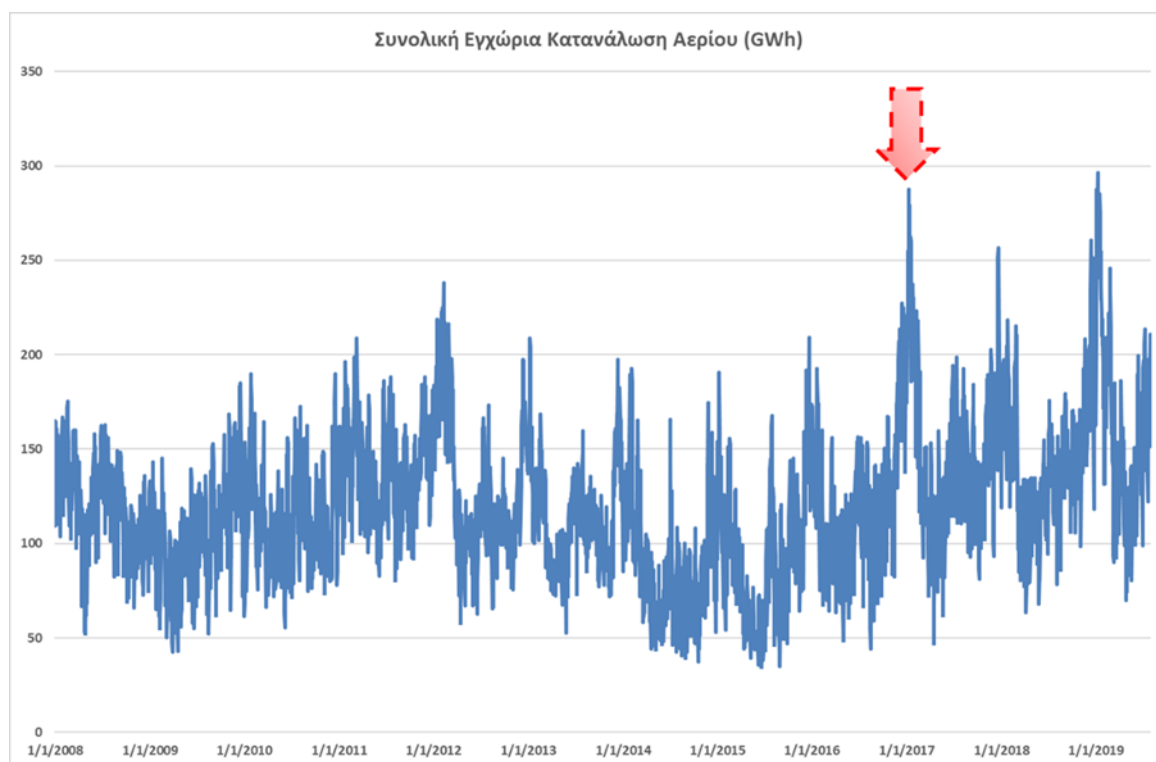
Στο πλαίσιο αυτό, ο ΔΕΣΦΑ στο προσφάτως ολοκλήρωσε την περαιτέρω αναβάθμιση του σταθμού ΥΦΑ της Ρεβυθούσας για ελλιμενισμό πλοίων χωρητικότητας έως 260.000 m³ εκ παραλλήλου με την αύξηση του ρυθμού αεριοποίησης από 12,5 σε περίπου 19,5 Nm³/ημέρα. Το έργο αυτό πρόκειται να συνεισφέρει στην αύξηση του ανταγωνισμού λόγω ενεργοποίησης περισσότερων μεταφορέων ΥΦΑ, ενώ θα επιφέρει όφελος στους Χρήστες λόγω του γεγονότος ότι θα μπορούν να παραλαμβάνονται μεγαλύτερα φορτία, με μειωμένο ανά μονάδα όγκου μεταφορικό κόστος ΥΦΑ (Οικονομίες Κλίμακας). Συνεπώς, το έργο αναμένεται να οδηγήσει σε χαμηλότερες τιμές αερίου για τον τελικό καταναλωτή καθώς επίσης και σε καλύτερη δυνατότητα ανταπόκρισης σε συνθήκες κρίσης για την αποφυγή φαινομένων διακοπής εφοδιασμού. Εκ παραλλήλου, στο πρόσφατο Σχέδιο Προγράμματος Ανάπτυξης ΕΣΜΦΑ (ΔΕΣΦΑ 2020-2029), προβλέπει την διασύνδεση του FRSU της Αλεξανδρούπολης με το ΕΣΜΦΑ. Πρόκειται για ένα έργο που έχει ως στόχο να τονώσει την διασφάλιση του εφοδιασμού, την περαιτέρω ενίσχυση της ανταγωνιστικότητας αλλά και την απρόσκοπτη λειτουργία του δικτύου, καθώς είναι η δεύτερη μονάδα αποθήκευσης, μετά τη Ρεβυθούσα, η οποία, ευρισκόμενη στη Βόρεια Ελλάδα, δύναται να συνεισφέρει περαιτέρω στη διασφάλιση της υδραυλικής επάρκειας του δικτύου.

Η χρήση εργαλείων που μοντελοποιούν το σύνολο των παραμέτρων και περιορισμών που υπεισέρχονται κατά την προμήθεια αερίου από διάφορες πηγές και λαμβάνοντας υπόψη τόσο το ρυθμιστικό πλαίσιο όσο και την τιμολογιακή πολιτική αλλά και την τοπολογία του δικτύου στο οποίο δραστηριοποιείται ο ενδιαφερόμενος φορέας, είναι σημαντική προς την κατεύθυνση αυτή, εκ

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

παραλλήλου και με την ρύθμιση από πλευράς ρυθμιστικού πλαισίου του αρμόδιου φορέα για τη διασφάλιση της ασφάλειας του εφοδιασμού. Στο νέο ρυθμιστικό πλαίσιο, της απελευθερωμένης αγοράς όπου δεν υπάρχει πλέον Εθνικός Προμηθευτής Αερίου (το ρόλο αυτό μέχρι πρότινος κατείχε η ΔΕΠΑ Α.Ε.), επιφορτισμένος κατά κάποιον τρόπο με τη διασφάλιση της ασφάλειας του εφοδιασμού είναι ο ΔΕΣΦΑ, ως Διαχειριστής του Δικτύου Μεταφοράς, μόνο ωστόσο υπό την έννοια της υποχρέωσης παράδοσης αερίου στα Δίκτυα Διανομής ακόμα και σε συνθήκες περιορισμένης διαθεσιμότητας ή πολύ υψηλής ζήτησης και όχι υπό την έννοια της εξασφάλισης του χαμηλότερου κόστους.

Στο πλαίσιο του Σχεδίου Έκτακτης Ανάγκης (ΦΕΚ Β'2501/25.06.2019), ορίζονται τα μέτρα που λαμβάνονται για την εξάλειψη ή το μετριασμό των επιπτώσεων ενδεχόμενης διαταραχής του εφοδιασμού με φυσικό αέριο. Στο Σχέδιο ορίζονται τρία επίπεδα κρίσης (Προειδοποίηση, Επιφυλακή και Έκτακτη Ανάγκη) και η κατηγοριοποίηση των τελικών καταναλωτών ανάλογα με το είδος της δραστηριότητάς τους (Προστατευόμενοι, Μη προστατευόμενοι, Διακόψιμοι), σύμφωνα με την οποία προτεραιοποιείται η υποχρέωση διακοπής αερίου στο επίπεδο Έκτακτης Ανάγκης για τη διασφάλιση προς αδιάλειπτης παροχής, τουλάχιστον στην κατηγορία των Προστατευόμενων Καταναλωτών. Στο σημείο αυτό διαφαίνεται η ύπαρξη ενός κενού στο προσφάτως θεσπισμένο ρυθμιστικό πλαίσιο της αναγκαιότητας κατά τα λοιπά απελευθέρωσης της αγοράς αερίου, η οποία σε συνθήκες κανονικότητας, έχει την τάση συμπίεσης των περιθωρίων κέρδους και συνεπώς μείωσης των τιμών στην τελική κατανάλωση: η ανάγκη για πρόβλεψη του αρμοδίου οργάνου ή φορέα και των αρμοδιοτήτων αυτού, ώστε να έχει το ρόλο του Εθνικού Προμηθευτή που διασφαλίζει την ασφάλεια του εφοδιασμού σε περιόδους κρίσης ή ιδιαίτερα υψηλής ζήτησης, λαμβάνοντας υπόψη στο βαθμό που αυτό είναι δυνατόν το κόστος.



Σχήμα 15: Συνολική Εγχώρια Κατανάλωση Αερίου διαχρονικά

Επόμενα Βήματα – Βελτιώσεις

Σήμερα, περισσότερο από άλλοτε στο παρελθόν, η αγορά αερίου χαρακτηρίζεται από ιδιαίτερη δυναμική, λαμβάνοντας υπόψη τόσο τις αλλαγές που λαμβάνουν χώρα σε ρυθμιστικό επίπεδο όσο και τις νέες υποδομές οι οποίες υλοποιούνται στην ευρύτερη περιοχή της Νοτιοανατολικής Μεσογείου που περιλαμβάνει τη Χώρα μας.

Το Gas Target Model, που εισήχθη από τον Ευρωπαϊκό Οργανισμό Συνεργασίας των Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας (Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER), αποτελεί ένα δομικό πλαίσιο που καθορίζει τον τρόπο με τον οποίο πρέπει να διαρθρωθεί μια ενιαία λειτουργική ευρωπαϊκή αγορά φυσικού αερίου και υποστηρίζει τη δημιουργία κανόνων με στόχο την ενοποίηση των επιμέρους ευρωπαϊκών αγορών αερίου, την προώθηση του ανταγωνισμού, και την ασφάλεια του εφοδιασμού. Στο πλαίσιο του Gas Target Model προδιαγράφεται μία ενιαία αγορά ενέργειας με έμφαση σε ρυθμίσεις σχετικές με την χωρίς-διακρίσεις πρόσβαση στις υποδομές αερίου⁶⁴. Λαμβάνοντας υπόψη τα παραπάνω, ο σχεδιασμός και η υλοποίηση του Gas Target Model υπαγορεύει σε βραχυπρόθεσμο επίπεδο την λειτουργία τόσο εθνικών όσο και διασυνοριακών αγορών φυσικού αερίου ενώ σε μέσο-μακροπρόθεσμο επίπεδο, προϋποθέτει την υποστήριξη του διασυνοριακού εμπορίου με μηχανισμούς δέσμευσης δυναμικότητας στους διασυνοριακούς αγωγούς (Glachant, 2012).

Από τα παραπάνω καθίσταται σαφές ότι η μοντελοποίηση και η χρήση εργαλείων παρόμοιων με αυτά που περιγράφονται στο πλαίσιο της διατριβής, τα οποία θα αποτυπώνουν το σύνολο του ρυθμιστικού πλαισίου και γενικότερα των παραγόντων που υπεισέρχονται κατά τη δραστηριοποίηση στην ενοποιημένη ευρωπαϊκή αγορά αερίου, διαφαίνεται, με την εισαγωγή του Gas Target Model, σχεδόν υποχρεωτική για την εξασφάλιση της κατά το δυνατόν αποδοτικότερης συμμετοχής των εμπλεκομένων. Τα εργαλεία αυτά θα πρέπει να ενσωματώνουν την προτεινόμενη στο πλαίσιο του Gas Target Model, λειτουργικότητα, σχετικά με τη συνένωση των εθνικών αγορών και την αποτύπωση διμερών εμπορικών συναλλαγών και βάθρου δημοπρασιών (ACER, 2015a,b).

Στο παραπάνω πλαίσιο οι ελληνικές εταιρίες Χονδρεμπορικής αερίου προχώρησαν ήδη από το 2016 δειλά σε πώληση φυσικού αερίου στη Βουλγαρία μέσω της δυνατότητας ανάστροφης ροής του σταθμού του Σιδηροκάστρου, κίνηση δειγματοληπτικού χαρακτήρα σε πρώτη φάση, με μεγάλο ωστόσο συμβολισμό, καθώς αποτελεί το πρώτο βήμα για την υλοποίηση του στόχου ανάδειξης της Ελλάδας σε κόμβο φυσικού αερίου.⁶⁵ Σε πιο συστηματική βάση, η ΔΕΠΑ υπέγραψε πρόσφατα με τη Βουλγαρική Bulgargaz σύμβαση πώλησης 1,5 εκ. MWh, σε μία κίνηση η οποία χαιρετίστηκε από τις ΗΠΑ ως ένα «καλοδεχούμενο παράδειγμα του αυξανόμενου ρόλου της Ελλάδας στην διευκόλυνση της ενεργειακής ποικιλίας στην νότια Ευρώπη»⁶⁶ ενώ οι πρώτες ποσότητες μέσω της ανάστροφης ροής του Σιδηροκάστρου μεταφέρθηκαν στη Βουλγαρία τον Απρίλιο του 2019.

⁶⁴ <https://acer.europa.eu/sv/Gas/Gas-Target-Model/Sidor/Background.aspx>

⁶⁵ <https://www.kathimerini.gr/866244/article/oikonomia/epixeirhseis/prwth-e3agwgh-fysikoy-aerioy-sth-voylgaria-apo-mytilhnaio--motor-oil>

⁶⁶ <http://www.skai.gr/news/finance/article/400744/i-depa-spaei-to-monopolio-gazprom-me-sumvasi-exagogis-stin-voulgaria/>

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

Οι παραπάνω κινήσεις υποδεικνύουν το έντονο ενδιαφέρον για τη σταδιακή απεξάρτηση της Νοτιοανατολικής Ευρώπης από το μονοπώλιο της ρωσικής Gazprom και συνεπώς τη διασφάλιση της ασφάλειας του εφοδιασμού της περιοχής στις κατά το δυνατόν χαμηλότερες διαθέσιμες τιμές, γεγονός το οποίο άλλωστε είναι και ένα από τα ζητούμενα της υιοθέτησης του Gas Target Model, όπως υπαγορεύτηκε στη Σύνοδο για τη διασύνδεση των ενεργειακών αγορών φυσικού αερίου⁶⁷.

Στην ίδια κατεύθυνση, ο διασυνδετήριος αγωγός Ελλάδας Βουλγαρίας (Interconnector Greece Bulgaria, IGB) ο οποίος πρόσφατα (Ιούλιος 2019) αδειοδοτήθηκε και μπαίνει σε τροχιά υλοποίησης για να τεθεί σε λειτουργία μέχρι το τέλος του 2020, προβλέποντας παράλληλα και τη δυνατότητα αναστροφής ροής αποτελεί σημαντικό έργο για τη διασύνδεση των εθνικών αγορών. Ο αγωγός θα συμβάλει σημαντικά στη διαφοροποίηση των πηγών φυσικού αερίου των Ανατολικών Βαλκανίων, που σήμερα εξαρτώνται σχεδόν πλήρως από το ρωσικό αέριο, καθώς θα μεταφέρει αέριο του Αζερμπαϊτζάν, το οποίο θα φθάνει στο ελληνικό σύστημα μέσω του TAP, ενώ μελλοντικά μπορεί να αποτελέσει όδευση για τη μεταφορά αερίου στην Ευρώπη και από τα κοιτάσματα της Ανατολικής Μεσογείου, μετατρέποντας τα Βαλκάνια σε κόμβο μεταφοράς φυσικού αερίου.⁶⁸ Οι νέες αυτές υποδομές αναμένεται να δημιουργήσουν νέες συσχετίσεις και ευκαιρίες στην αγορά φυσικού αερίου τόσο από πλευράς δυνατότητας εύρεσης αερίου από περισσότερες πηγές προμήθειας όσο και από πλευράς προσέγγισης δυνητικών εκτός εθνικών συνόρων πελατών για τις εταιρίες. Οι δυνατότητες διασυνοριακού εμπορίου των εταιριών θα πρέπει να αναλυθούν, να μοντελοποιηθούν αναλυτικά και να συμπεριληφθούν επικαιροποιώντας τα προτεινόμενα μοντέλα υποστήριξης αποφάσεων, ώστε αυτά να αποτυπώνουν το πλήρες περιβάλλον δραστηριοποίησής των εταιριών.

Τα μοντέλα μαθηματικού προγραμματισμού τα οποία προτάθηκαν στο πλαίσιο της διατριβής έχουν στηθεί με το ισχύον σήμερα στη γενική περίπτωση δεδομένο ότι η εταιρία υποχρεούται να καλύπτει τις απολήψεις αερίου των συνδεδεμένων στο δίκτυο καταναλωτών τους οποίους εκπροσωπεί, με οποιοδήποτε κόστος. Λαμβάνοντας υπόψη ωστόσο την κρισιμότητα υποστήριξης των ενεργειών, σε έκτακτες συνθήκες πέραν της κανονικής λειτουργίας, γίνεται κατανοητό ότι στο πλαίσιο των προτεινόμενων μοντέλων θα πρέπει να αποτυπωθεί και η μοντελοποίηση των μέτρων που προβλέπονται στο Σχέδιο Έκτακτης Ανάγκης (ΦΕΚ Β'2501/25.06.2019) για την αποφυγή ή το μετριασμό των επιπτώσεων ενδεχόμενης διαταραχής του εφοδιασμού με φυσικό αέριο. Στο πλαίσιο αυτό θα πρέπει να αποτυπωθεί στο μοντέλο η δυνατότητα μη κάλυψης της συνολικής ζήτησης, λαμβάνοντας υπόψη την προτεραιοποίηση βάσει του χαρακτηρισμού των τελικών καταναλωτών σε Προστατευόμενους, Μη Προστατευόμενους και Διακόψιμους όπως ορίζει το Σχέδιο.

Περεταίρω, τα προτεινόμενα μοντέλα θέτουν ως κριτήριο της βελτιστοποίησης την ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους των βασικών δραστηριοτήτων της εταιρίας. Σε μία διαφορετική προσέγγιση περισσότερο προσανατολισμένη στην λιανική αγορά, προτείνεται επιπροσθέτως να μοντελοποιηθούν αναλυτικά οι συμβάσεις πώλησης με στόχο την υποστήριξη των αποφάσεων της Εμπορικής Διεύθυνσης

⁶⁷ <http://worldenergynews.gr/index.php?id=32151>

⁶⁸ <https://www.kathimerini.gr/1025309/article/oikonomia/ellhnikh-oikonomia/strofh-180-moirwn-apo-tsipra-gia-ton-agwgo-fysikoy-aerioy-igb>

Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ ΓΙΑ ΤΟ «ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΟ» ΚΑΙ ΤΟ «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΟ – ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΕΠΙΠΕΔΟ»

κατά τη συμβολαιοποίηση νέων πελατών ή την επικαιροποίηση συμβάσεων πώλησης. Η μοντελοποίηση αυτή θα είχε σαν εξαγόμενο μία πρόταση αναφορικά με τις συμφερότερες για την εταιρία συμβατικές παραμέτρους προς συμβολαιοποίηση με τελικούς πελάτες αναλόγως του συνόλου του πελατολογίου της και των χαρακτηριστικών του εκάστοτε νέου δυνητικού πελάτη.

Τα μοντέλα που σχεδιάστηκαν στο πλαίσιο της διατριβής τροφοδοτούνται από προβλέψεις αναφορικά με την εκτιμώμενη ζήτηση, οι οποίες ωστόσο είναι καθοριστικής σημασίας για τις προκύπτουσες προτεινόμενες αποφάσεις, καθώς η διοχέτευση διαφορετικών εκτιμήσεων ζήτησης δύναται να καταλήξει σε πολύ διαφορετικές προτεινόμενες αποφάσεις, βάσει της εκτέλεσης των μοντέλων. Πέραν αυτού, στο πλαίσιο της μοντελοποίησης έχει θεωρηθεί ότι η εκτιμώμενη ζήτηση η οποία διοχετεύεται σαν είσοδος στα μοντέλα είναι και η πραγματοποιηθείσα, δηλ. δεν έχει μοντελοποιηθεί η λειτουργία της εξισορρόπησης. Στην πραγματικότητα, οι εταιρίες πώλησης αερίου καθημερινά αγοράζουν ποσότητες αερίου από τους διάφορους αντισυμβαλλόμενους Προμηθευτές, βάσει των εκτιμήσεων κατανάλωσης, τις οποίες πληρώνουν κατά δήλωση. Ωστόσο, καθώς οι εκτιμήσεις απέχουν από την πραγματικότητα σε περίπτωση πραγματικών απολήψεων που υπερβαίνουν τις δηλωμένες προς Προμηθευτές ποσότητες, την υπέρβαση αυτή (που καλείται ποσότητα εξισορρόπησης) καλύπτει ο ΔΕΣΦΑ, ως Διαχειριστής του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς, ο οποίος είναι επιφορτισμένος με την κάλυψη του συνόλου της πραγματικής ζήτησης και της ομαλής λειτουργίας του δικτύου. Το πλαίσιο τιμολόγησης των ποσοτήτων εξισορρόπησης βάσει της 4^{ης} Αναθεώρησης του Κώδικα Διαχείρισης ΕΣΜΦΑ (ΦΕΚ 788/07.03.2018) είναι ιδιαίτερα αυστηρό καθιστώντας την ανάγκη για ακριβείς προβλέψεις ιδιαίτερα σημαντική. Στο πλαίσιο αυτό, προτείνεται ο σχεδιασμός αναλυτικού μοντέλου πρόβλεψης κατανάλωσης τόσο σε μακροπρόθεσμη όσο και σε βραχυπρόθεσμη βάση που θα επιτυγχάνει κατά το δυνατόν ελαχιστοποιημένο σφάλμα, με στόχο την αποφυγή σημαντικών χρεώσεων που προκύπτουν λόγω της απόκλισης των σεναρίων ζήτησης από την πραγματικότητα.

Επίλογος διατριβής: Συμπεράσματα και Προοπτικές

Σήμερα, οι προκλήσεις της αγοράς ενέργειας περισσότερο από οποτεδήποτε άλλοτε στο παρελθόν είναι μεγάλες για τη Χώρα μας. Η απελευθέρωση της αγοράς ενέργειας αλλά και του αερίου ειδικότερα που έχει σαν συνέπεια καταρχάς την επέλαση του ανταγωνισμού στη λιανική αγορά και περαιτέρω τη δυνατότητα αξιοποίησης εναλλακτικών πηγών προμήθειας, η στρατηγική θέση της Χώρας κοντά σε σημαντικά κοιτάσματα φυσικού αερίου, η αμιγώς εισαγωγική συμπεριφορά της Ελλάδας ως προς την κατανάλωση αερίου, η ιδιαιτερότητα της μεταφοράς και της δυνατότητας αποθήκευσης του καυσίμου καθώς επίσης και το υψηλό κόστος επένδυσης κεφαλαίου για τη δημιουργία νέων υποδομών είναι κάποιοι από τους παράγοντες που επηρεάζουν σημαντικά την αποτελεσματικότητα κατά την άσκηση των λειτουργιών σε όλα τα επίπεδα της αλυσίδας της αγοράς αερίου. Για την καλύτερη άσκηση των δραστηριοτήτων τόσο σε επίπεδο αξιολόγησης επενδύσεων όσο και σε επίπεδο επιχειρησιακής στρατηγικής αλλά και καθημερινής λειτουργίας, η επίδραση των παραπάνω παραγόντων θα πρέπει να αναλύεται διεξοδικά και συνδυαστικά με στόχο την απόκτηση από τους ενδιαφερόμενους της βέλτιστης εικόνας που προκύπτει από τις μεταξύ τους αλληλοσυσχετίσεις. Στο πλαίσιο αυτό, ο σχεδιασμός και η ανάπτυξη Συστημάτων Υποστήριξης Αποφάσεων που ενσωματώνουν μοντέλα που κάθε φορά αποτυπώνουν τους παράγοντες επίδρασης του εκάστοτε ενδιαφερόμενου φορέα αποδεικνύονται ιδιαίτερης σημασίας καθώς δίνουν τη δυνατότητα συστηματικής παρακολούθησης του τρόπου επίδρασης ενός συνόλου εξαρτήσεων και συνεπώς την απόκτηση της βέλτιστης δυνατής εικόνας κατά τη λήψη αποφάσεων.

Οι μεθοδολογίες της Επιχειρησιακής Έρευνας κρίνονται κατάλληλα εργαλεία για την δημιουργία Συστημάτων Υποστήριξης Αποφάσεων για την αλυσίδα της αγοράς ενέργειας, καθώς στη βάση της μαθηματικής μοντελοποίησης δίνουν τη δυνατότητα συσχέτισμού πολυάριθμων παραγόντων και παρακολούθησης της επίδρασής τους.

Στο πλαίσιο της παρούσας διατριβής αξιολογήθηκαν οι μεθοδολογίες της Επιχειρησιακής Έρευνας ως εργαλεία μοντελοποίησης προβλημάτων της σύγχρονης αγοράς φυσικού αερίου και έγινε εκτεταμένη βιβλιογραφική επισκόπηση των σχετικών εργασιών στη διεθνή επιστημονική βιβλιογραφία. Παράλληλα προτάθηκαν διακριτά μοντέλα για την υποστήριξη σημαντικών αποφάσεων των τριών διοικητικών επιπέδων, του «Στρατηγικού», του «Διοικητικού» και του «Διαχειριστικού – Λειτουργικού», που περιλαμβάνουν λεπτομερή μοντελοποίηση των παραμέτρων επίδρασης που υπεισέρχονται κατά την άσκηση των δραστηριοτήτων των στελεχών στην κάθε βαθμίδα και αποτυπώθηκαν παραδείγματα χρήσης των μοντέλων αυτών.

Τα παραπάνω μοντέλα αποτελούν ένα μεμονωμένο παράδειγμα μοντελοποίησης προσαρμοσμένο σε συγκεκριμένες προδιαγραφές και ανάγκες συγκεκριμένου φορέα της ενέργειας. Στο σημείο αυτό πρέπει να τονιστεί ότι για την επιτυχία στα εξαγόμενα αποτελέσματα των μοντέλων αυτά οφείλουν να αποτυπώνουν τις ιδιαιτερότητες του φορέα ο οποίος πρόκειται να τα χρησιμοποιήσει. Η παράμετρος αυτή είναι ιδιαίτερα σημαντική αν αναλογιστεί κανείς τη διαφορετικότητα που υπάρχει ανάμεσα στους φορείς που δραστηριοποιούνται στην αγορά ενέργειας. Για παράδειγμα, εταιρίες αμιγώς λιανικού

εμπορίου, καθετοποιημένες εταιρίες προμήθειας και μεταπώλησης, εταιρίες που κατέχουν δεσπόζουσα θέση στην αγορά από την εποχή του μονοπωλίου και εταιρίες νεοεισερχόμενες στον ανταγωνισμό έχουν καταρχάς διαφορετικές υποχρεώσεις βάσει ρυθμιστικού πλαισίου, διαφορετικούς δείκτες παρακολούθησης και συνεπώς αξιολογούν διαφορετικά κριτήρια (ή ίδια κριτήρια με διαφορετικό τρόπο) για να ποσοτικοποιήσουν την αποτελεσματικότητά τους.

Λαμβάνοντας υπόψη τα παραπάνω, συμπερασματικά θα λέγαμε ότι τα Συστημάτων Υποστήριξης Αποφάσεων για επιχειρήσεις και φορείς που δραστηριοποιούνται στην αγορά ενέργειας είναι πολύτιμα εργαλεία και η χρήση τους μπορεί να φανεί ιδιαίτερα επικοδομητική και προσοδοφόρα για τους οργανισμούς που τα χρησιμοποιούν, εφόσον τηρούνται όμως δύο σημαντικές προϋποθέσεις: (α) τα ενσωματωμένα μοντέλα θα πρέπει να είναι πλήρως προσαρμοσμένα στις δραστηριότητες, τις λειτουργίες και τις ανάγκες του φορέα που τα χρησιμοποιεί και (β) τα εξαγόμενα αποτελέσματά τους θα πρέπει να χρησιμοποιούνται πάντα επικουρικά και όχι υποχρεωτικά ως προς τις λαμβανόμενες αποφάσεις, καθώς σε μεγάλο βαθμό υφίστανται ποιοτικοί παράγοντες επίδρασης οι οποίοι δεν δύνανται ή δεν είναι σκόπιμο να αποτυπωθούν σε μαθηματικά μοντέλα, καθιστώντας έτσι τη γνώση του εμπειρογνώμονα αναντικατάστατη για τη λήψη ορθών, για το φορέα, αποφάσεων.

Παραρτήματα

Παράρτημα Α

Παράρτημα Α.1: Μαθηματικός Προγραμματισμός και Μοντέλα Προσομοίωσης

Ο Μαθηματικός Προγραμματισμός έχει ευρέως αξιοποιηθεί στη διεθνή επιστημονική βιβλιογραφία για την υποστήριξη πολιτικών που αφορούν την προμήθεια φυσικού αερίου και την ανάπτυξη υποδομών. Οι μέθοδοι προσομοίωσης από την άλλη επίσης έχουν χρησιμοποιηθεί σε πολυάριθμες έρευνες για να υποστηρίξουν τη μοντελοποίηση των αγορών φυσικού αερίου, από μία περισσότερο γενική σκοπιά. Ο *Πίνακας Α.1* παρουσιάζει μία ομαδοποιημένη επισκόπηση 32 ερευνών Μαθηματικού Προγραμματισμού και μοντέλων Προσομοίωσης από την αγορά αερίου. Οι μελέτες κατηγοριοποιήθηκαν σύμφωνα με:

- τον τύπο της απόφασης (δημόσιου ή ιδιωτικού φορέα)
- το πεδίο της εφαρμογής
- το χρονικό ορίζοντα της απόφασης
- τις χρησιμοποιούμενες τεχνικές μοντελοποίησης (μαθηματικός προγραμματισμός ή προσομοίωση).

Στον *Πίνακα* παρέχεται μία ένδειξη διάκρισης μελετών οι οποίες αφορούν **απελευθερωμένες αγορές**. Ανάλογα με τον **τύπο της απόφασης**, οι μελέτες που εξετάστηκαν διακρίνονται σε **ιδιωτικού ή δημόσιου φορέα**. Η υποστήριξη αποφάσεων ιδιωτικών φορέων ως επί το πλείστον αφορά στην υποστήριξη των λειτουργιών και δραστηριοτήτων της εταιρίας που δραστηριοποιείται στην αγορά αερίου. Η πλειονότητα των μελετών αφορούν τοπικές εταιρίες διανομής (ΕΔ: Levary και Dean, 1980; Guldmann, 1983; Guldmann, 1986; Avery et.al., 1992; Knowles, 1994; Knowles και Wirick, 1998; Bopp et.al., 1996; Guldmann και Wang, 1999; Contesse et.al., 2005; Maggioni et.al., 2008; Maggioni et.al., 2007a; Maggioni et.al., 2010; Maggioni et.al., 2007b; Allevi et.al., 2007; Allevi et.al., 2008; Padberg και Haubrich, 2008; Hamedí et.al., 2009) ενώ ορισμένες αναφέρονται και στη μοντελοποίηση των λειτουργιών εταιριών διαχείρισης συστήματος μεταφοράς (ΕΔΣΜ: Feldman, 1988; Chin και Vollmann, 1992; Sun et.al., 1999; De Wolf και Smeers, 2000; Kabirian και Hemmati, 2007), εταιριών εμπορίας φυσικού αερίου (ΕΕAs: Brooks και Neill, 2003; Brooks, 1995), εταιριών ενεργειακών υπηρεσιών που χρησιμοποιούν το φυσικό αέριο ως καύσιμο (ΕΕΥ: Butler και Dyer, 1999; Chen και Baldick, 2007; Asif και Jirutitijaroen, 2009; Asif, 2009; Vaitheerwaran και Balasubramanian, 2010; Zhuang et.al., 2011) και εταιριών παραγωγής (ΕΠ: Lyness, 1978; Tomasgard et.al., 2007). Η υποστήριξη αποφάσεων *δημόσιων φορέων* αφορά ως επί το πλείστον μελέτες οι οποίες μοντελοποιούν την αγορά αερίου σε πιο μακροπρόθεσμο ορίζοντα, με στόχο την υποστήριξη αποφάσεων των φορέων χάραξης και σχεδιασμού ενεργειακής πολιτικής στην αγορά αερίου, με έμφαση στις αλληλεπιδράσεις και τις ισορροπίες ανάμεσα στην παραγωγή και την κατανάλωση του συνόλου της αγοράς της Ευρώπης.

Το **πεδίο της απόφασης** διακρίνεται σύμφωνα με το *χρονικό ορίζοντα της βελτιστοποίησης*. Οι *στρατηγικού επιπέδου* αποφάσεις αναφέρονται σε επενδύσεις κεφαλαίου σε υποδομές και μακροχρόνια συμβόλαια προμήθειας καθώς επίσης και στην αξιολόγηση του οφέλους της Χώρας από την υποστήριξη του συζητούμενου έργου υποδομής. Το *διαχειριστικό επίπεδο* αφορά υποστήριξη αποφάσεων *μεσοπρόθεσμου* ορίζοντα σχεδιασμού, όπως το ετήσιο ή τριμηνιαίο μίγμα προμηθειών και η εξασφάλιση δυναμικότητας μεταφοράς και αποθηκευτικού χώρου κατά τη διάρκεια ενός έτους. Τέλος η υποστήριξη αποφάσεων *λειτουργικού επιπέδου*, αναφέρεται σε βραχυχρόνιου ορίζοντα ημερήσιες αποφάσεις όπως η κατανομή ποσοτήτων για την κάλυψη της ημερήσια ζήτησης σε προμηθευτές και ο ημερήσιος ρυθμός έγχυσης ή άντλησης στη δεξαμενή αποθήκευσης.

Η **τεχνική μοντελοποίησης** που χρησιμοποιείται στις περισσότερες εκ των ερευνών που μελετήθηκαν για τη διευθέτηση θεμάτων βελτιστοποίησης είναι ο μαθηματικός προγραμματισμός. Στον *Πίνακα Α.1* δίνεται μία ένδειξη σχετικά με τον τύπο της τεχνικής μαθηματικού προγραμματισμού που χρησιμοποιείται σε κάθε μελέτη (*Γραμμικός Προγραμματισμός-ΓΠ, Μικτός Ακέραιος Γραμμικός Προγραμματισμός-ΜΑΓΠ, Ακέραιος Γραμμικός Προγραμματισμός-ΑΓΠ, Μη Γραμμικός Προγραμματισμός-ΜΓΠ, Μικτός Ακέραιος Μη Γραμμικός Προγραμματισμός (Μικτός Ακέραιος Τετραγωνικός Προγραμματισμός) – ΜΑΜΓΠ/ΜΑΤΠ, Γραμμικός Προγραμματισμός Πολλαπλών Αντικειμενικών -ΓΠΠΑ*). Ορισμένες έρευνες ασχολούνται με τις αλληλεπιδράσεις, σε μακροπρόθεσμο ορίζοντα, ανάμεσα στην παραγωγή και την κατανάλωση στην αγορά φυσικού αερίου στην Ευρώπη ως επί το πλείστον με τη χρήση μοντέλων προσομοίωσης (μοντέλα ισορροπίας και θεωρίας παιγνίων).

Οι περισσότερες από τις πρόσφατες μελέτες θέτουν την απελευθέρωση της αγοράς αερίου ως κομβικό σημείο στη διαδικασία της μοντελοποίησης, καθώς θεωρείται ένας σημαντικός παράγοντας πολυπλοκότητας της δομής της αγοράς αερίου. Σε κάθε περίπτωση, εντοπίζονται και προγενέστερες της απελευθέρωσης μελέτες (Levary και Dean, 1980; Guldmann, 1983; Guldmann, 1986) αλλά και κάποιες – οι οποίες αν και πιο πρόσφατες- δεν ασχολούνται με τα θέματα της απελευθέρωσης (Kabirian και Hemmati, 2007; Sun et.al., 1999; Vaitheerwaran και Balasubramanian, 2010; Hamedi et.al. 2009; De Wolf και Smeers, 2000; Butler και Dyer, 1999).

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

Πίνακας Α.1: Επισκόπηση Μοντέλων Μαθηματικού Προγραμματισμού για την αγορά φυσικού αερίου

Μελέτη	ΥΑ ΔΗΜΟΣΙΟΥ ΧΑΡΑΚΤΗΡΑ	ΥΑ ΙΔΙΩΤΙΚΟΥ ΧΑΡΑΚΤΗΡΑ					ΠΕΔΙΟ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ		ΧΡΟΝΙΚΟΣ ΟΡΙΖΟΝΤΑΣ ΤΗΣ ΑΠΟΦΑΣΗΣ			ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΟΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ						ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ	ΑΠΕΛΕΥΘΕΡΩΜΕΝΟ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝ
		ΕΔ	ΕΔΣΜ	ΕΕΑ	ΕΕΥ	ΕΠ	Προμήθεια	Ανάπτυξη Υποδομών	Στρατηγικός	Διαχειριστικός	Λειτουργικός	ΓΠ	ΜΑΓΠ	ΑΓΠ	ΜΓΠ	ΜΑΜΓΠ/ΜΑΤΠ	ΓΠΠΑ		
Lyness, 1978						▲	▲		▲			▲							
Levary & Dean, 1980		▲					▲			▲							▲		
Guldman, 1983		▲					▲				▲								
Guldman, 1986		▲					▲	▲			▲								
Feldman, 1988			▲				▲	▲			▲						▲		▲
Avery et al., 1992		▲	▲				▲			▲	▲								▲
Chin & Vollmann, 1992			▲				▲			▲									▲
Knowles, 1994; Knowles & Wirick, 1998		▲					▲				▲								▲
Brooks & Neill, 2003; Brooks, 1995					▲														▲
Bopp et al., 1996		▲					▲			▲									
Guldman & Wang, 1999		▲					▲				▲		▲						▲
Butler & Dyer, 1999					▲		▲			▲		▲							
Sun et al., 1999			▲								▲			▲					
De Wolf & Smeers, 2000			▲				▲										▲		
Weizsacker & Perner, 2001	▲							▲		▲								▲	▲
Boots et al., 2003	▲						▲			▲								▲	▲
Contesse et al., 2005		▲					▲				▲			▲					▲
Holz et al., 2006	▲						▲			▲								▲	▲
Zwart & Mulder, 2006	▲							▲		▲								▲	▲
Chen & Baldick, 2007					▲		▲				▲						▲		▲
Maggioni et al., 2008; Maggioni et al., 2007a		▲		▲			▲			▲		▲					▲		▲
Maggioni et al., 2010; Maggioni et al., 2007b		▲		▲			▲			▲		▲					▲		▲

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

<i>Allevi et. Al., 2007</i>		▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲		▲
<i>Tomasgard et. Al., 2007</i>				▲	▲	▲	▲	▲		▲
<i>Kabirian & Hemmati, 2007</i>			▲		▲	▲		▲		
<i>Allevi et. Al., 2008</i>		▲	▲	▲	▲	▲		▲		▲
<i>Padberg & Haubrich, 2008</i>		▲		▲		▲		▲		▲
<i>Lise & Hobbs, 2008</i>	▲				▲	▲			▲	▲
<i>Hamedi et. Al. 2009</i>	▲	▲		▲		▲		▲		
<i>Asif & Jirutitijaroen, 2009; Asif, 2009</i>				▲			▲	▲		▲
<i>Vaitheerwaran & Balasubramanian, 2010</i>			▲	▲		▲	▲			
<i>Zhuang et. Al., 2011</i>			▲	▲			▲	▲		▲

Παράρτημα Α.2: Έργα υποδομών φυσικού αερίου

Στον Πίνακα Α.2 αποτυπώνεται η σειρά των χωρών τις οποίες διασχίζει καθένας από τους υπό εξέταση αγωγούς, καθώς επίσης και η αντίστοιχη (πιθανή) χώρα προμηθευτής. Καταγράφεται επίσης η τρέχουσα κατάσταση κάθε έργου ως χαρακτηριστικό του βαθμού ολοκλήρωσης του έργου. Η εξαντλητική έρευνα των υποδομών φυσικού αερίου επέδειξε τόσο «αναγνωρίσιμα» όσο και κάποια όχι τόσο «δημοφιλή» έργα τα οποία παρ' όλα αυτά έχουν κατά καιρούς προταθεί από εμπλεκόμενους στο σχεδιασμό ενεργειακής πολιτικής για το αέριο.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

Πίνακας Α.2: Υποδομές αγωγών που ελήφθησαν υπόψη στην απαρίθμηση των εναλλακτικών διαδρόμων φυσικού αερίου.

ΑΓΩΓΟΣ	ΔΙΑΔΡΟΜΗ	ΠΡΟΜΗΘΕΥΤΗΣ (ΥΠΑΡΧΩΝ Ή ΠΙΘΑΝΟΣ)	ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ	ΠΗΓΗ
Blue Stream	Ρωσία, Τουρκία	Ρωσία	Υφιστάμενος	www.eegas.com
Nabucco West	Τουρκία, Βουλγαρία, Ρουμανία, Ουγγαρία, Αυστρία	Ιράκ, Τουρκμενιστάν, Αίγυπτος, Καζακιστάν	Προτεινόμενος – Επί του παρόντος εγκαταλειμμένος	Bjørnmose et.al., 2009 Koranyi et.al., 2013 Yenikeyeff, 2008
South Stream	Ρωσία, Τουρκία (χωρικά ύδατα), Βουλγαρία, Ελλάδα, Ιταλία	Ρωσία25	Ακυρωμένος – Αντικατάσταση από Turkish Stream	http://www.eegas.com http://www.south-stream.info
TransAdriatic (TAP)	Ελλάδα, Αλβανία, Ιταλία	Αζερμπαϊτζάν (Σαχ Ντενίζ II), Ιράν	Υπό Κατασκευή (έναρξη 2016)	http://www.tap-ag.com/
Turkey-Greece-Italy (ITGI-Poseidon)	Τουρκία, Ελλάδα, Ιταλία	Αζερμπαϊτζάν (Σάχ Ντενίζ II)	Εγκαταλειμμένος	https://jamestown.org/program/turkey-greece-italy-interconnector-south-streams-latest-avatar-part-three/
TransAnatolian (TANAP)	δια-Τουρκικός	Αζερμπαϊτζάν	Υφιστάμενος	http://www.trt.net.tr/greek/tourkia/2018/06/12/semra-ta-egkainia-tou-tanap-990984 http://www.hurriyetdailynews.com/tanap-to-start-delivering-gas-in-june-130537
Arab-Gas (AGP)	Αίγυπτος, Ιορδανία, Συρία, Λίβανος, Τουρκία	Αίγυπτος	Υφιστάμενος – εκτός λειτουργίας (λόγω εισβολών)	http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/arab-gas-pipeline-agp/
TransCaspian	Τουρκμενιστάν (ή Καζακιστάν) Αζερμπαϊτζάν, Γεωργία, Τουρκία	Καζακιστάν, Τουρκμενιστάν	Υπό συζήτηση, (εγκαταλειμμένος λόγω μη ξεκάθαρου πολιτικού καθεστώτος στην Κασπία)	Yenikeyeff, 2008 Ratner et.al., 2013

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

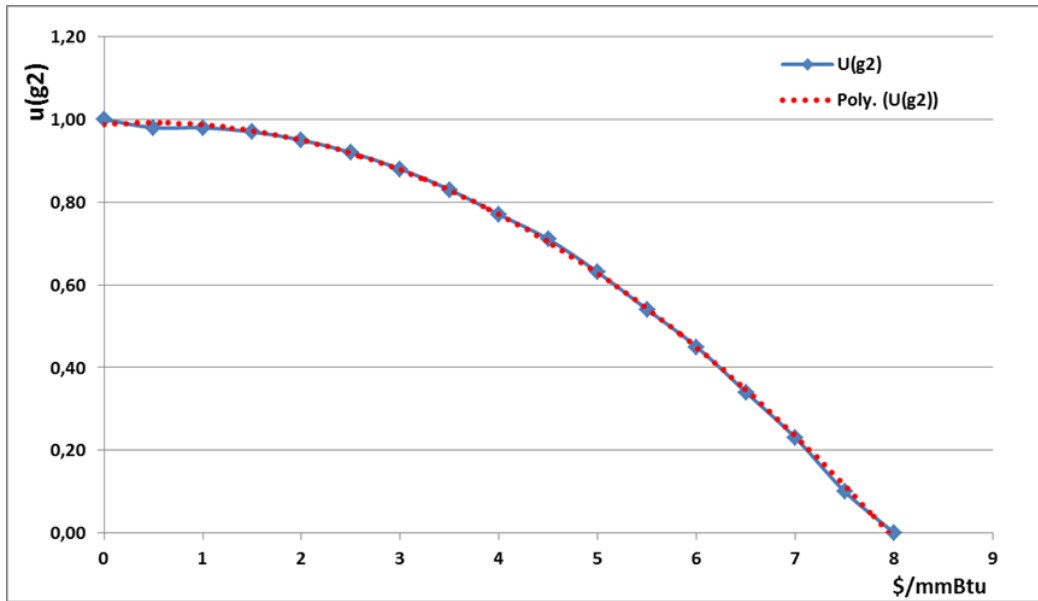
Iran-Turkey-Europe (ITE)	Ιράν, Τουρκία, Ελλάδα	Ιράν	Υπό συζήτηση	http://www.turangtransit.com/privacy.html , http://www.energia.gr/article_en.asp?art_id=26315
South Europe via the Mediterranean Sea	Ιράν, Ιράκ, Συρία, Λίβανος, Ελλάδα, Ιταλία	Ιράν	Υπό συζήτηση	Ghorban, 2010 http://www.lngworldnews.com/iran-new-path-for-natural-gas-transfer-to-europe-via-syria/ , http://www.presstv.ir/detail/2012/09/16/261923/turkey-ready-to-pump-iran-gas-to-europe/
Qatar - Turkey	Κατάρ, Σαουδική Αραβία, Ιορδανία, Συρία, Τουρκία (από Ντόχα μέχρι Κωνσταντινούπολη)	Κατάρ, Σαουδική Αραβία	Υπό συζήτηση – επί του παρόντος εγκαταλειμμένος	https://studygrowknowblog.com/2017/04/10/qatar-turkey-pipedreams-need-ouster-of-syrias-assad/ https://www.middleeastobserver.org/2016/10/26/is-the-qatar-gas-behind-the-continuous-war-in-libya-and-syria/
Dauletabad-Hasheminejad	Τουρκμενιστάν, Ιράν	Τουρκμενιστάν	Υφιστάμενος	EIA, 2012a
Tabriz-Dogubayazit	Ιράν, Τουρκία	Ιράν	Υφιστάμενος	EIA, 2013a
South Bratstvo & Trans-Balkan	Ρωσία, Ουκρανία, Μολδαβία, Ρουμανία, Βουλγαρία, Ελλάδα	Ρωσία	Υφιστάμενος, Τρέχουσα διαδρομή	Nies, 2011
Tabriz – Ankara	Ιράν, Τουρκία	Ιράν	Υφιστάμενος	http://my.wn.com/search/Turkey_Iran_Relations?p=0&t=details http://www.historycommons.org/context.jsp?item=us_plans_to_use_military_force_against_iran_376
PreCaspian	Καζακιστάν, Τουρκμενιστάν	Καζακιστάν	Υπό συζήτηση – επί του παρόντος εγκαταλειμμένος	http://eurasianenergyanalysis.blogspot.gr/2010_09_01_archive.html
South Caucasus Pipeline (SCP ή Baku-Tbilisi-Erzurum)	Αζερμπαϊτζάν, Γεωργία, Τουρκία	Αζερμπαϊτζάν	Υφιστάμενος	http://new.socar.az/socar/en/activities/transportation/baku-tbilisi-erzurum-gas-pipeline
Turkish Stream	Ρωσία, Τουρκία (χωρικά ύδατα)	Ρωσία	Υφιστάμενος	http://rt.com/business/230487-turkish-stream-new-route/

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

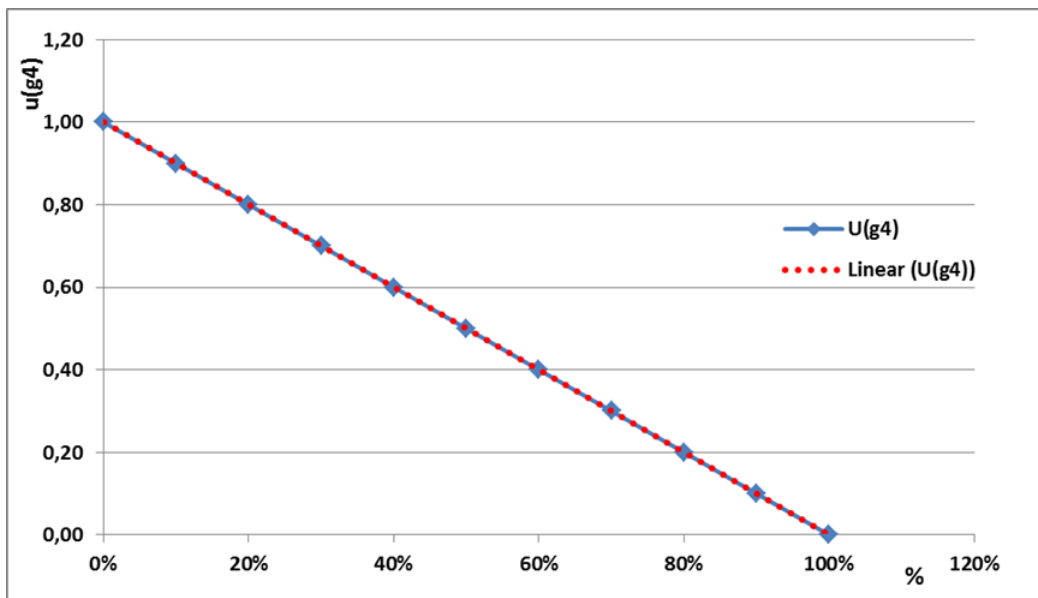
				http://www.gazpromexport.ru/en/projects/6/
				http://www.tanap.com
East Med (Eastern Mediterranean)	Ισραήλ (χωρικά ύδατα), Κύπρος (χωρικά ύδατα)	Ισραήλ, Κύπρος	Προτεινόμενος	http://www.kathimerini.gr/953033/article/oikonomia/die8nhs-oikonomia/stis-arxes-toy-2019-anamenetai-to-prasino-fws-gia-ton-east-med
				https://energypress.gr/news/synantiseis-elladas-kyproy-italias-kai-israil-se-tehniko-epipedo-gia-tin-proothisi-tis
				https://www.balkaneu.com/some-truths-about-the-east-med-natural-gas-pipeline/

Παράρτημα Β: Συναρτήσεις οριακής τιμής των κριτηρίων

g_2, g_4, g_5, g_6

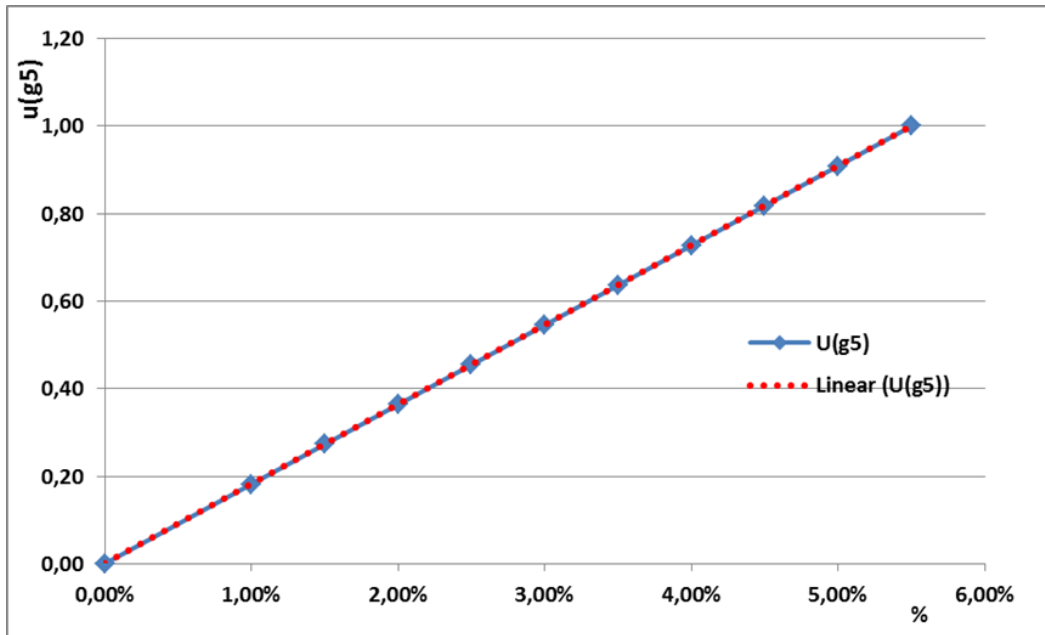


$$u(g_2) = -0,01925697 x^2 + 0,02856553x + 0,96880289$$

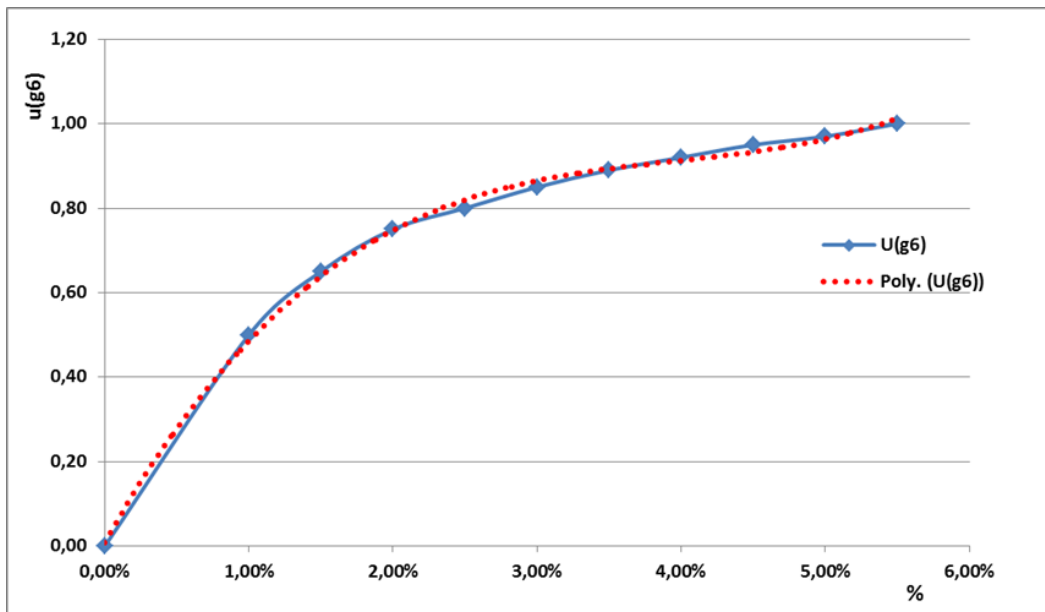


$$u(g_4) = -x + 1$$

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ



$$u(g_5) = 18,18181818 x$$



$$u(g_6) = 12.137,52698173x^3 - 1.444,25740442x^2 + 60,96849165x + 0,00832943$$

Παράρτημα Γ: Αλγόριθμος “Extreme Ranking Analysis”

Η βασική ιδέα πίσω από την εφαρμογή του αλγορίθμου «Extreme Ranking Analysis» (Kadzinski et.al., 2012) είναι ότι για κάθε εναλλακτική a του συνόλου N των τριάντα εναλλακτικών υπό αξιολόγηση, κατασκευάζεται και επιλύεται ένα μοντέλο μικτού-ακέραιου προγραμματισμού (MILP), το οποίο καθορίζεται από ένα σύνολο εναλλακτικών N_A , που υπερτερούν της a και συνεπώς δίνουν τη χειρότερη θέση για την εναλλακτική a ενώ παράλληλα ένα παρόμοιο μοντέλο μικτού-ακεραίου προγραμματισμού κατασκευάζεται και επιλύεται για να εντοπίσει το σύνολο των εναλλακτικών N_B , οι οποίες υστερούν της a στην κατάταξη, υποδεικνύοντας με τον τρόπο αυτό τη βέλτιστη θέση για την εναλλακτική a .

Η βέλτιστη θέση κατάταξης η οποία μπορεί να επιτευχθεί για την εναλλακτική a είναι $N_A + 1$, και υπολογίζεται λαμβάνοντας υπόψη το παρακάτω μοντέλο μικτού-ακέραιου προγραμματισμού:

$$\min F = \sum_{b \in N \setminus \{a\}} u_b \quad (17)$$

$$\sum_{i=1}^n p_i u_i [g_i(a)] \geq \sum_{i=1}^n p_i u_i [g_i(b)] - M u_b, \quad b \in N \setminus \{a\} \quad (18)$$

για $m=1,2, \dots, k-1$

$$\sum_{i=1}^n p_i (u_i [g_i(a_m)] - u_i [g_i(a_{m+1})]) \begin{cases} \geq \delta, & \text{αν } a_m P a_{m+1} \text{ (i)} \\ = 0, & \text{αν } a_m I a_{m+1} \text{ (ii)}, a_m \in A_R \end{cases} \quad (19)$$

$$\sum_{i=1}^n p_i = 1 \quad (20)$$

$$p_i \geq 0, \quad i = 1, \dots, n \quad (21)$$

Στις σχέσεις (17)-(21), το M είναι ένας μεγάλος θετικός αριθμός, ο οποίος επιλέχθηκε $M = 10$, τα u_b αποτελούν δυαδικές μεταβλητές οι οποίες ορίζονται να είναι μονάδα όταν η εναλλακτική b υπερτερεί της a και 0 σε άλλη περίπτωση. Για τις ανάγκες του μοντέλου ορίζονται $N - 1$, τέτοιου είδους μεταβλητές.

Κατ' αντιστοιχία, το μοντέλο μικτού-ακέραιου προγραμματισμού για τον εντοπισμό του συνόλου των εναλλακτικών N_B οι οποίες υστερούν της a στην κατάταξη περιγράφεται από τις σχέσεις:

$$\min F = \sum_{b \in N \setminus \{a\}} u_b \quad (22)$$

$$\sum_{i=1}^n p_i u_i [g_i(b)] \geq \sum_{i=1}^n p_i u_i [g_i(a)] - M u_b, \quad b \in N \setminus \{a\} \quad (23)$$

για $m=1,2, \dots, k-1$

$$\sum_{i=1}^n p_i (u_i [g_i(a_m)] - u_i [g_i(a_{m+1})]) \begin{cases} \geq \delta, & \text{αν } a_m P a_{m+1} \text{ (i)} \\ = 0, & \text{αν } a_m I a_{m+1} \text{ (ii)}, a_m \in A_R \end{cases} \quad (24)$$

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

$$\sum_{i=1}^n p_i = 1 \quad (25)$$

$$p_i \geq 0, \quad i = 1, \dots, n \quad (26)$$

Εδώ τα u_b αντιστοιχούν σε δυαδικές μεταβλητές οι οποίες ορίζονται ίσες με μονάδα όταν η εναλλακτική b είναι κάτω από τη a . Η χειρότερη πιθανή θέση της εναλλακτικής a σε σχέση με τη b υπολογίζεται από τη διαφορά $N - N_B$, δηλ. τη διαφορά του συνόλου των εναλλακτικών μείον το σύνολο των εναλλακτικών που υστερούν της εναλλακτικής a .

Παράρτημα Δ: Μαθηματική Μοντελοποίηση

Παράρτημα Δ.1: Μεσοπρόθεσμο Μοντέλο μαθηματικού προγραμματισμού αριστοποίησης για το «Διοικητικό επίπεδο»

Μεταβλητές Απόφασης

Σαν *συνεχείς μεταβλητές* μοντελοποιούνται οι ποσότητες φυσικού αερίου που εισέρχονται σε *τριμηνιαία βάση* στα Σημεία Εισόδου του αγωγού σε MWh. Με το δείκτη i περιγράφεται το έτος ενώ με το δείκτη x το αντίστοιχο τρίμηνο.

$$Q_{ix,j}, \quad i = 1, \dots, 5, \quad x = 1, \dots, 4, \quad j = \text{R}\Sigma, \text{T}\text{K}, \text{R}\text{eA}$$

Ισχύουν: RΣ: Ρωσία- Σιδηρόκαστρο, TK: Τουρκία- Κήποι, ReA: Ρεβουθούσα-Αγία Τριάδα

Παρακάτω η μεταβλητή $Q_{ix,j}$ δύναται να εξειδικευθεί ως

$$Q_{ix,jy}, \quad i = 1, \dots, 5, \quad j = \text{R}\Sigma, \text{T}\text{K}, \text{R}\text{eA} \quad y: \text{σύμβαση στο Σημείο Εισόδου}$$

με στόχο το διαχωρισμό των συμβάσεων προμήθειας που η εταιρία μπορεί να διατηρεί ταυτόχρονα στο ίδιο Σημείο Εισόδου.

Επίσης *σαν συνεχείς τριμηνιαίες μεταβλητές* μοντελοποιούνται οι ποσότητες ΥΦΑ που αγοράζονται από τη μακροχρόνια σύμβαση και καταφθάνουν στη Ρεβουθούσα με πλοία. Οι μεταβλητές αυτές αντιστοιχούν στις συνεχείς τριμηνιαίες ποσότητες (MWh) προς μεταφορά ανεξαρτήτως όγκου πλοίου.

$$S_{ix}^A, \quad i = 1, \dots, 5, \quad x = 1, \dots, 4$$

Ως *συνεχείς τριμηνιαίες μεταβλητές* θα μοντελοποιούνται επίσης και οι ποσότητες ΥΦΑ που φτάνουν στο λιμάνι της Ρεβουθούσας οι οποίες αγοράζονται από την ευκαιριακή (spot) αγορά.

$$S_{ix}^{\text{Spot}}, \quad i = 1, \dots, 5, \quad x = 1, \dots, 4$$

Ορίζονται ακόμα οι *συνεχείς μεταβλητές που εκφράζουν τις ετήσιες ποσότητες προμήθειας της επιχείρησης ως ποσότητες αναπλήρωσης παλαιότερων ετών* από τις διάφορες εν ενεργεία συμβάσεις. Πρόκειται για τη θετική διαφορά της καταναλωθείσας ποσότητας από την ελάχιστη ετήσια συμβολαιοποιημένη. Αναφορικά με τις ποσότητες αναπλήρωσης τίθεται η διάκριση ανάλογα με το πότε η εταιρία υποχρεούται να αποπληρώσει τις εν λόγω ποσότητες, ενώ μπορεί να τις καταναλώσει βάσει προϋποθέσεων στα επόμενα συμβατικά έτη. Προβλέπονται οι εξής περιπτώσεις:

- η ποσότητα αναπλήρωσης να αποπληρώνεται εξ' ολοκλήρου στο τέλος του έτους κατά το οποίο δημιουργήθηκε ή

$$Q_{il}^{\text{mk,FullyPre,Used}}, \quad i = 1, \dots, 5, \quad l = \text{R}, \text{T}, \text{A}$$

- ένα μέρος της ποσότητας να αποπληρώνεται στο τέλος του έτους κατά το οποίο δημιουργήθηκε και το υπόλοιπο όταν και εφόσον καταναλωθεί μέσω μεταφοράς.

$$Q_{iR}^{\text{mk,SemiPre,Used}}, \quad i = 1, \dots, 5$$

Στη λειτουργία του μοντέλου με απολογιστικά στοιχεία οι μεταβλητές αυτές τίθενται με περιορισμούς ισότητας. Επιπλέον για τύπους προμηθευτών που είναι μακροπρόθεσμοι προμηθευτές ΥΦΑ που τα συμβόλαιά τους έχουν ρήτρα ToP θα θεωρείται ότι οι ποσότητες αναπλήρωσης που μπορεί να προμηθευτεί η εταιρία από τις συμβάσεις αυτές θα περιλαμβάνονται εντός των βασικών ποσοτήτων προμήθειας του τελευταίου τριμήνου του έτους.

Εκτός των παραπάνω υπολογίζονται οι ετήσιες αποκλίσεις των ποσοτήτων που τελικά αγοράστηκαν από τους προμηθευτές από τις συμφωνημένες κατώτατες ετήσιες ποσότητες. Οι ποσότητες αυτές θα ληφθούν υπόψη για τον υπολογισμό του ετήσιου κόστους που προκύπτει λόγω μη κάλυψης των κατώτατων ποσοτήτων προμήθειας.

$$Q_{il}^{mk, FullyPre, Created}, \quad i = 1, \dots, 5, \quad l = R, T, A$$

$$Q_{iR}^{mk, SemiPre, Created}, \quad i = 1, \dots, 5$$

Οι υπολογισμοί των παραπάνω ποσοτήτων είναι:

$$Q_{iT}^{mk, FullyPre, Created} = \begin{cases} Q_T^{MIN} - \sum_{x=1}^4 Q_{ix, T}, & Q_T^{MIN} > \sum_{x=1}^4 Q_{ix, T} \\ 0, & Q_T^{MIN} \leq \sum_{x=1}^4 Q_{ix, T} \end{cases} \quad i = 1, \dots, 5$$

$$Q_{iA}^{mk, FullyPre, Created} = \begin{cases} Q_A^{MIN} - \sum_{x=1}^4 S_{ix}^A, & Q_A^{MIN} > \sum_{x=1}^4 S_{ix}^A \\ 0, & Q_A^{MIN} \leq \sum_{x=1}^4 S_{ix}^A \end{cases}, \quad i = 1, \dots, 5$$

$$Q_{iR}^{mk, FullyPre, Created} = \begin{cases} 0, & Q_{R, FullyPre}^{MIN} \leq \sum_{x=1}^4 Q_{ix, R} \leq Q_{R, SemiPre}^{MIN} \\ Q_{R, FullyPre}^{MIN} - \sum_{x=1}^4 Q_{ix, R}, & Q_{R, FullyPre}^{MIN} > \sum_{x=1}^4 Q_{ix, R} \\ 0, & \sum_{x=1}^4 Q_{ix, R} > Q_{R, SemiPre}^{MIN} \end{cases} \quad i = 1, \dots, 5$$

$$Q_{iR}^{mk, SemiPre, Created} = \begin{cases} Q_{R, SemiPre}^{MIN} - \sum_{x=1}^4 Q_{ix, R}, & Q_{R, FullyPre}^{MIN} \leq \sum_{x=1}^4 Q_{ix, R} < Q_{R, SemiPre}^{MIN} \\ Q_{R, SemiPre}^{MIN} - Q_{R, FullyPre}^{MIN}, & Q_{R, FullyPre}^{MIN} \geq \sum_{x=1}^4 Q_{ix, R} \\ 0, & \sum_{x=1}^4 Q_{ix, R} \geq Q_{R, SemiPre}^{MIN} \end{cases} \quad i = 1, \dots, 5$$

Οι παραπάνω κλαδικοί υπολογισμοί θα καθιστούσαν το μοντέλο μη γραμμικό γεγονός το οποίο θα είχε σαν συνέπεια πιθανώς την αδυναμία εύρεσης καθολικής λύσης με απλούς λύτες. Στο πλαίσιο αυτό, οι παραπάνω

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

μη γραμμικοί τύποι (όπως και άλλοι) αναλύθηκαν με τη βοήθεια βοηθητικών δυαδικών μεταβλητών απόφασης και πρόσθετων περιορισμών σε ισοδύναμους γραμμικούς με αποτέλεσμα το πρόβλημα να παραμένει Γραμμικό ενώ ταυτόχρονα ενσωματώνει την απαιτούμενη λειτουργικότητα που αποτυπώνεται κατά κανόνα με Μη Γραμμικούς όρους. Η μοντελοποίηση για τη μετατροπή των μη γραμμικών όρων σε γραμμικούς δίνεται στο Παράρτημα Δ.3.

Επιπλέον υπολογίζονται οι ποσότητες που αφορούν στο απόθεμα της δεξαμενής στο τέλος κάθε τριμήνου. Οι ποσότητες αυτές θα διοχετεύονται ως παράμετροι (είσοδοι) στο βραχυπρόθεσμο μοντέλο.

$$Q_{Rev,iTrimx}^{Stock}, \quad i = 1, \dots, 5, \quad x = 1, \dots, 4$$

Παράμετροι

Τριμηνιαίες ποσότητες διανομής στα Σημεία Εξόδου:

Οι ποσότητες φυσικού αερίου που εξέρχονται από τα Σημεία Εξόδου του αγωγού προς τους καταναλωτές σε τριμηνιαία βάση θα αποτελέσουν παραμέτρους κατά τη μοντελοποίηση. Οι ποσότητες αυτές στην ουσία αποτελούν τη ζήτηση των καταναλωτών και μετριοούνται σε MWh.

$$Z_{ix,m}, \quad i = 1, \dots, 5, \quad x = 1, \dots, 4, \quad m \in \text{Σύνολο Σημείων Εξόδου}$$

Παράμετροι που αφορούν σε ελάχιστες ποσότητες προμήθειας και αναπλήρωσης

Ορίζονται επίσης οι παρακάτω ποσότητες ως παράμετροι. Οι ποσότητες αυτές περιγράφουν τα κατώτατα (ή ενδιάμεσα ανάλογα με την περίπτωση) όρια ποσοτήτων τα οποία υποχρεούται επιχείρηση να πληρώσει κατ' έτος είτε προμηθευτεί τις ποσότητες αυτές είτε όχι.

$$Q_{Ri,SemiPre}^{MIN}, \quad Q_{Ri,FullyPre}^{MIN}, \quad Q_{Ti}^{MIN}, \quad Q_{Ai}^{MIN}, \quad Q_{Ti,Summer}^{MIN}, \quad i = 1, \dots, 5$$

Συντελεστής προπληρωμής των ημί-προπληρωμένων ποσοτήτων

$$per_i^{SemiPre}, \quad i = 1, \dots, 5$$

$$per_i^T, \quad i = 1, \dots, 5$$

Διαθέσιμες ποσότητες αναπλήρωσης από προηγούμενα έτη

Ως σταθερές θεωρούνται οι ποσότητες που περιγράφουν τις διαθέσιμες ποσότητες αναπλήρωσης που έχουν δημιουργηθεί από κάθε προμηθευτή σε προηγούμενα έτη και μπορούν να χρησιμοποιηθούν στη διάρκεια του τρέχοντος χρονικού ορίζοντα βελτιστοποίησης.

$$Q_{T,-2}^{mk,Created}, \quad Q_{T,-1}^{mk,Created}, \quad Q_{T,0}^{mk,Created}$$

$$Q_{A,-5}^{mk,Created}, \quad Q_{A,-4}^{mk,Created}, \quad Q_{A,-3}^{mk,Created}, \quad Q_{A,-2}^{mk,Created}, \quad Q_{A,-1}^{mk,Created}, \quad Q_{A,0}^{mk,Created}$$

$$Q_{R,SemiPre,0}^{mk,Created}$$

$$Q_{R,FullyPre,0}^{mk,Created}$$

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

Ανάλογα με τη χρονική διάρκεια στην οποία μπορούν να αξιοποιηθούν οι ποσότητες αναπλήρωσης θα πρέπει να οριστούν και οι αντίστοιχες σταθερές ποσότητες. Για το λόγο αυτό ορίζονται ως παράμετροι οι ποσότητες που δημιουργήθηκαν κατά τα τρία τελευταία έτη πριν την εξεταζόμενη περίοδο βελτιστοποίησης για την τουρκική σύμβαση, οι ποσότητες που δημιουργήθηκαν κατά τα έξι τελευταία έτη πριν την εξεταζόμενη περίοδο βελτιστοποίησης για την αλγερινή σύμβαση ΥΦΑ και για τη ρωσική σύμβαση οι ποσότητες που δημιουργήθηκαν κατά τα προηγούμενα έτη αθροιστικά και έχουν αποπληρωθεί πλήρως ή μερικώς.

Παράμετρος που αφορά στο απόθεμα που υπάρχει στη δεξαμενή της Ρεβουθούσας στην αρχή του πρώτου τριμήνου του πρώτου έτους της υπό βελτιστοποίηση περίοδου

$$Q_{Rev,Trim0}^{Stock}$$

Παράμετροι που αφορούν στη μέγιστη χωρητικότητα της δεξαμενής της Ρεβουθούσας.

$$Q^{Rev,Max}, \quad i = 1, \dots, 5$$

Παράμετροι που αφορούν σε συμβολαιοποιημένες μέγιστες ετήσιες ποσότητες απόληψης

Ορίζονται ως σταθερές οι παρακάτω μέγιστες ετήσιες ποσότητες απόληψης (ACQ).

$$ACQ_{Ri}, ACQ_{Ti}, ACQ_{Ai}, \quad i = 1, \dots, 5$$

Παράμετροι που αφορούν σε μέγιστες και ελάχιστες ημερήσιες ποσότητες απόληψης

$$Q_{Ri}^{DAY,MAX}, \quad Q_{Ti}^{DAY,MAX}, \quad Q_{Ri}^{DAY,MIN}, \quad Q_{Ti}^{DAY,MIN}, \quad i = 1, \dots, 5$$

Παράμετροι που αφορούν σε μέγιστες και ελάχιστες ημερήσιες ποσότητες αεριοποίησης

$$Q_i^{GAS,MIN}, \quad Q_i^{GAS,MAX}, \quad i = 1, \dots, 5$$

Παράμετρος-ποσοστό που αφορά στη μέγιστη ποσότητα αναπλήρωσης που μπορεί ανά έτος να παραγγελθεί από την Αλγερία

$$per_i^{A,mk}, \quad i = 1, \dots, 5$$

Παράμετρος που αφορά στο ποσοστό της ACQ_{Ri} που είναι επιθυμητό να αγοραστεί στα μεσαία τρίμηνα από τη Ρωσία

$$per_i^{R,Summer}, \quad i = 1, \dots, 5$$

Παράμετροι που αφορούν σε μέγιστη και ελάχιστη ημερήσια δυναμικότητα και προκύπτουν από τη σύμβαση μεταφοράς

Παράμετροι που αφορούν σε κόστη

Στα κόστη που υπεισέρχονται κατά την προμήθεια φυσικού αερίου και τη μεταφορά του στους τελικούς καταναλωτές συμπεριλαμβάνονται

Προμήθεια: Οι τιμές καθορίζονται με βάση την τιμή των παραγώγων του πετρελαίου. Συμπεριλαμβάνεται και το κόστος μεταφοράς μέχρι το ελληνικό σύνορο. Το κόστος αυτό αφορά στις κατανεμηθείσες στα Σημεία Εισόδου ποσότητες προμήθειας.

ο Ρωσική Σύμβαση:

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

Η τιμή προμήθειας διαμορφώνεται ανά τρίμηνο και δίνεται σε \$/MWh. Οι εκτιμήσεις των τιμών των τεσσάρων τριμήνων του έτους i είναι:

$$T_{ix,R}, i = 1, \dots, 5, x = 1, \dots, 4.$$

○ Τουρκική Σύμβαση:

Η τιμή αυτή επίσης διαμορφώνεται ανά τρίμηνο και δίνεται σε \$/MWh. Κατ' αντιστοιχία οι εκτιμήσεις των τιμών των τεσσάρων τριμήνων του έτους i είναι:

$$T_{ix,T}, i = 1, \dots, 5, x = 1, \dots, 4.$$

Αλγερινή Σύμβαση:

Η τιμή ορίζεται σε \$/MWh φόρτωσης. Η τιμή προμήθειας ΥΦΑ διαμορφώνεται ανά τρίμηνο και συνεπώς οι εκτιμήσεις των τιμών των τεσσάρων τριμήνων κάθε έτους i θα δίνονται ως:

$$T_{ix,A}, i = 1, \dots, 5, x = 1, \dots, 4.$$

○ Spot: Θεωρούμε ότι διατίθεται ΥΦΑ στην ευκαιριακή αγορά σε μία κατώτατη ανά τρίμηνο τιμή:

$$T_{ix}^{\text{Spot}}, i = 1, \dots, 5, x = 1, \dots, 4.$$

Ορίζεται ως παράμετρος το πάγιο – ετήσιο κόστος ενοικίασης πλοίου. Το κόστος αυτό θα είναι μηδενικό στην περίπτωση που η ποσότητα που αγοράζεται μέσω της αλγερινής σύμβασης παραδίδεται (και πληρώνεται) στο λιμάνι της Ρεβουθούσας (\$).

$$T_i^{\text{Lease}}, i = 1, \dots, 5$$

Αξία αποτίμησης αποθέματος τέλους της περιόδου βελτιστοποίησης: Οι ποσότητες: $Q_{51}^{\text{mk, FullyPre, Created}}$, $l = R, T, A$ και $Q_{5R}^{\text{mk, SemiPre, Created}}$ που δημιουργούνται ως ποσότητες αναπλήρωσης στο τέλος της περιόδου βελτιστοποίησης, δηλαδή στο τέλος του πέμπτου έτους, έχουν μία απομένουσα αξία, αφού μεταφέρονται και μπορούν να χρησιμοποιηθούν σε επόμενα έτη. Συνεπώς η αξία τους θα πρέπει να αφαιρεθεί από το συνολικό κόστος. Η αξία στην οποία αποτιμώνται δίνεται από το χρήστη σαν παράμετρος: $T_R^{\text{StockVal}}, T_T^{\text{StockVal}}, T_A^{\text{StockVal}}$.

Επιπλέον, σαν παράμετρος δίνεται και η αξία αποτίμησης του ΥΦΑ που παραμένει στη δεξαμενή στο τέλος της περιόδου βελτιστοποίησης: $T_{\text{LNG}}^{\text{StockVal}}$.

Μεταφορά εντός Ελλάδος: από τα Σημεία Εισόδου έως τα Σημεία Εξόδου. Το κόστος αυτό σήμερα αφορά τις μετρούμενες στα Σημεία Εξόδου ποσότητες και είθισται να το επωμίζεται η επιχείρηση για την πλειονότητα των πελατών της. Το κόστος αυτό βασίζεται σε ρυθμιζόμενους συντελεστές τους οποίους προτείνει ο ΔΕΣΦΑ και εγκρίνει η ΡΑΕ και διαφοροποιείται ανά Ζώνη του ΕΣΜΦΑ. Από τα τιμολόγια μεταφοράς οι ποσότητες που θα χρησιμοποιηθούν σαν *παράμετροι (σταθερές του μοντέλου)* είναι:

- Τα πάγια κόστη μεταφοράς: $T_{\Sigma\Delta\text{Mi,RS}}^{\text{BA}}, T_{\Sigma\Delta\text{Mi,TK}}^{\text{A}}, T_{\Sigma\Delta\text{Mi,ReA}}^{\text{N}}$ (€ / MWh)
- Τα πάγια κόστη χρήσης υποδομών: $T_{i\Delta Y}$ (€ / MWh)
- Τα αναλογικά κόστη μεταφοράς: $T_{\Sigma\text{EMi,RS}}^{\text{BA}}, T_{\Sigma\text{EMi,TK}}^{\text{A}}, T_{\Sigma\text{EMi,ReA}}^{\text{N}}$ (€ / MWh)
- Τα αναλογικά κόστη ΥΦΑ: $T_{i\Delta Y}$ (€ / MWh)
- Ο Συντελεστής Ημερήσιας Αιχμής Μεταφοράς: *HAM* και
- Ο Συντελεστής Ημερήσιας Αιχμής ΥΦΑ: *HAY*

Συνάρτηση ελαχιστοποίησης κόστους

Κόστος προμήθειας

Οι τιμές προμήθειας διαμορφώνονται για τις συμβάσεις Ρωσίας, Τουρκίας και Αλγερίας στην αρχή κάθε τριμήνου και δίνονται σε \$/MWh. Θα πρέπει να γίνει μετατροπή των τιμών σε € για την εισαγωγή τους στον παρακάτω τύπο.

$$\begin{aligned}
 Z(\text{sup}) = & \sum_{i=1}^5 \sum_{x=1}^4 Q_{ix,R\Sigma} * T_{ix,R} + \sum_{i=1}^5 \sum_{x=1}^4 Q_{ix,TK} * T_{ix,TK} + \sum_{i=1}^5 \sum_{x=1}^3 S_{ix}^A * T_{ix,A} + \sum_{i=1}^5 (S_{i4}^A - Q_i^{\text{mk,Used,A}}) * T_{i4,A} \\
 & + \sum_{i=1}^5 \sum_{x=1}^4 S_{ix}^{\text{Spot}} * T_{ix}^{\text{Spot}} + \sum_{i=1}^5 T_i^{\text{Lease}} + \left(\sum_{i=1}^5 Q_{iR}^{\text{mk,SemiPre,Used}} \right) * (1 - \text{per}_i^{\text{SemiPre}}) * \frac{\sum_{x=1}^4 T_{ix,R}}{4} \\
 & - Q_{\text{Rev,5Trim4}}^{\text{Stock}} * T_{\text{LNG}}^{\text{StockVal}}
 \end{aligned}$$

Στον παραπάνω τύπο ο προτελευταίος όρος αναφέρεται στο κόστος που προκύπτει λόγω προμήθειας κατά το έτος i ποσότητας αναπλήρωσης η οποία έχει προπληρωθεί κατά ένα ποσοστό ($\text{per}_i^{\text{SemiPre}}$) στο τέλος του έτους στο οποίο δημιουργήθηκε. Στο έτος i το υπόλοιπο της ποσότητας αυτής θα πληρωθεί κατά το μέσο όρο των τιμών των τριμήνων του έτους.

Ο τελευταίος όρος αναφέρεται στην απομένουσα αξία αποθέματος ΥΦΑ στη δεξαμενή στο τέλος της περιόδου βελτιστοποίησης.

Κόστος μεταφοράς και αεριοποίησης

Στη συνάρτηση κόστους μεταφοράς και χρήσης υποδομών συμπεριλαμβάνονται μόνο όροι οι οποίοι επηρεάζουν τη βελτιστοποίηση των προμηθειών. Αντίστοιχα θα καθορίζεται και το κόστος αεριοποίησης.

$$\begin{aligned}
 Z(\text{trans}) = & \sum_{i=1}^5 \sum_{x=1}^4 Q_{ix,\text{ReA}} * T_{i\Sigma\text{EY}} + \sum_{i=1}^5 \frac{\sum_{x=1}^4 Q_{ix,\text{ReA}}}{365 * \text{HAY}} * T_{i\Sigma\Delta\text{Y}} \\
 & + \sum_{i=1}^5 \left\{ \frac{(\sum_{x=1}^4 Q_{ix,R\Sigma} + Q_{iR}^{\text{mk,Used}} + Q_{iR}^{\text{mk,SemiPre,Used}}) * (T_{\Sigma\Delta\text{Mi,R\Sigma}}^{\text{BA}})}{365 * \text{HAM}} \right. \\
 & + \left. \frac{(\sum_{x=1}^4 Q_{ix,TK} + Q_{iT}^{\text{mk,Used}}) * (T_{\Sigma\Delta\text{Mi,TK}}^{\text{A}})}{365 * \text{HAM}} + \frac{\sum_{x=1}^4 Q_{ix,\text{ReA}} * (T_{\Sigma\Delta\text{Mi,ReA}}^{\text{N}})}{365 * \text{HAM}} \right\} \\
 & + \sum_{i=1}^5 \left\{ \left(\sum_{x=1}^4 Q_{ix,R\Sigma} + Q_{iR}^{\text{mk,FullyPre,Used}} + Q_{iR}^{\text{mk,SemiPre,Used}} \right) * (T_{\Sigma\text{EMi,R\Sigma}}^{\text{BA}}) \right. \\
 & + \left. \left(\sum_{x=1}^4 Q_{ix,TK} + Q_{iT}^{\text{mk,FullyPre,Used}} \right) * (T_{\Sigma\text{EMi,TK}}^{\text{A}}) + \sum_{x=1}^4 Q_{ix,\text{ReA}} * (T_{\Sigma\text{EMi,ReA}}^{\text{N}}) \right\}
 \end{aligned}$$

Κόστος που προκύπτει λόγω μη κάλυψης κατώτατων ετήσιων ποσοτήτων προμήθειας

Για τη Ρωσία:

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

$$\begin{aligned}
 Z_{pen}(Q_{iR}^{mk, FullyPre, Created}, Q_{iR}^{mk, SemiPre, Created}) \\
 = \sum_{i=1}^5 (Q_{iR}^{mk, SemiPre, Created} * per_i^{SemiPre} + Q_{iR}^{mk, FullyPre, Created}) * \frac{\sum_{x=1}^4 T_{ix,R}}{4} - (Q_{5R}^{mk, FullyPre, Created} \\
 + per_5^{SemiPre} * Q_{5R}^{mk, SemiPre, Created}) * T_R^{StockVal}
 \end{aligned}$$

Ο τελευταίος όρος αναφέρεται στην απομένουσα αξία της ποσότητας αναπλήρωσης η οποία δημιουργείται στο τέλος της περιόδου βελτιστοποίησης.

Αντίστοιχα για την Τουρκία:

$$Z_{pen}(Q_{iT}^{mk, Created}) = \sum_{i=1}^5 Q_{iT}^{mk, FullyPre, Created} * \frac{\sum_{x=1}^4 T_{ix,T}}{4} - Q_{5T}^{mk, FullyPre, Created} * T_T^{StockVal}$$

Τέλος για την Αλγερία:

$$Z_{pen}(Q_{iA}^{mk, Created}) = \sum_{i=1}^5 Q_{iA}^{mk, FullyPre, Created} * \frac{\sum_{x=1}^4 T_{ix,A}}{4} - Q_{5A}^{mk, FullyPre, Created} * T_A^{StockVal}$$

Κόστος που προκύπτει λόγω μη κάλυψης κατώτατων συμφωνημένων ποσοτήτων για την καλοκαιρινή περίοδο

Για την Τουρκία:

$$Z_{pen}^{Summer} = \sum_{i=1}^5 \left\{ \left(\sum_{x=2}^3 Q_{ix,TK} - Q_{Ti,Summer}^{MIN} \right) * per_i^T * \frac{T_{i2,T} + T_{i3,T}}{2} \right\}$$

Ο όρος αυτός θα προστίθεται στο συνολικό κόστος μόνο στην περίπτωση που το τρέξιμο του μακροπρόθεσμου μοντέλου δείχνει ότι θα καταναλωθεί κατά τη διάρκεια του εκάστοτε έτους i η κατώτατη ετήσια ποσότητα προμήθειας από την τουρκική σύμβαση. Η ποσότητα $Q_{Ti,Summer}^{MIN}$ είναι παράμετρος του μοντέλου. Σημειώνεται ότι η συνθήκη στην αντικειμενική συνάρτηση εισάγει και πάλι μη γραμμικότητα στο μοντέλο. Στο Παράρτημα Δ.3. η μη γραμμικότητα αυτή επιλύεται με τη βοήθεια πρόσθετων βοηθητικών μεταβλητών και γραμμικών περιορισμών με αποτέλεσμα τη διατήρηση του μοντέλου ως γραμμικό.

Με βάση τα παραπάνω η συνάρτηση ελαχιστοποίησης για την πενταετία θα είναι:

$$\min Z = \min (\beta * Z(\text{sup}) + Z(\text{trans}) + \beta * \sum (Z_{pen} + Z_{pen}^{Summer}))$$

Περιορισμοί

Που προκύπτουν από την τριμηνιαία κάλυψη της ζήτησης

Για τα τρία πρώτα τρίμηνα κάθε έτους τίθεται σε ισχύ ο περιορισμός:

$$\sum_j Q_{ix,j} \geq \sum_m Z_{ix,m}, \quad i = 1, \dots, 5, \quad x = 1, \dots, 3, \quad m \in \text{Σύνολο Σημείων Εξόδου}$$

Για το τελευταίο τρίμηνο κάθε έτους τίθεται σε ισχύ ο περιορισμός:

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

$$\sum_j Q_{i4,j} + \sum_l Q_{il}^{mk,FullyPre,Used} + Q_{iR}^{mk,SemiPre,Used} \geq \sum_m Z_{i4,m}, \quad i = 1, \dots, 5, \quad x = 4,$$

$l = R, T, A \quad m \in \text{Σύνολο Σημείων Εξόδου}$

Που αφορούν στη μη υπέρβαση της μέγιστης ετήσιας ποσότητας (ACQ_R, ACQ_T, ACQ_A)

$$\sum_{x=1}^4 Q_{ix,R\Sigma} + Q_{iR}^{mk,FullyPre,Used} + Q_{iR}^{mk,SemiPre,Used} \leq ACQ_{Ri}, \quad i = 1, \dots, 5$$

$$\sum_{x=1}^4 Q_{ix,TK} + Q_{iT}^{mk,FullyPre,Used} \leq ACQ_{Ti}, \quad i = 1, \dots, 5$$

$$\sum_{x=1}^4 S_{ix}^A \leq ACQ_{Ai}, \quad i = 1, \dots, 5$$

Που αφορούν στη μέγιστη δυνατή αεριοποίηση ΥΦΑ με βάση το απόθεμα της δεξαμενής της Ρεβουθούσας

Το απόθεμα που παραμένει στο τέλος κάθε τριμήνου στη δεξαμενή υπολογίζεται ως εξής:

$$Q_{Rev,iTrimx}^{Stock} = Q_{Rev,iTrim(x-1)}^{Stock} + S_{ix}^A + S_{ix}^{Spot} - Q_{ix,ReA}, \quad i = 1, \dots, 5, \quad x = 1, \dots, 4$$

$$0 \leq Q_{Rev,iTrimx}^{Stock} \leq Q^{Rev,MAX}, \quad i = 1, \dots, 5, \quad x = 1, \dots, 4$$

Που αφορούν στο γεγονός ότι η τριμηνιαία αεριοποίηση ΥΦΑ πρέπει να είναι μικρότερη των ποσοτήτων ΥΦΑ που αγοράζονται προσαυξημένων κατά το απόθεμα της δεξαμενής στο τέλος του προηγούμενου τριμήνου

$$Q_{ix,ReA} \leq S_{ix}^A * S_{ix}^{Spot} + Q_{Rev,iTrim(x-1)}^{Stock}, \quad i = 1, \dots, 5, \quad x = 1, \dots, 4$$

Που προκύπτουν για το ημερήσιο άθροισμα των συμβάσεων που εισέρχονται στο ίδιο Σημείο Εισόδου

$$\sum_y Q_{ix,jy} \leq \Delta M_j * (\#\text{Ημερών Τριμήνου } ix), \quad i = 1, \dots, 5, x = 1, \dots, 4, \quad j = R\Sigma, TK, \quad y: \text{σύμβαση στο Σημείο Εισόδου}$$

Στο τέταρτο τρίμηνο θα πρέπει να προστεθούν στις μεταβλητές απόφασης και οι μεταβλητές *MakeUp Used*.

Που αφορούν στην ποσότητα αναπλήρωσης που είναι δυνατόν να αγοραστεί ανά έτος

Ο περιορισμός αυτός είναι συμβατικός περιορισμός της αλγερινής σύμβασης.

$$Q_{iA}^{mk,FullyPre,Used} \leq per_i^{A,mk} * ACQ_{Ai}, \quad i = 1, \dots, 5$$

Που αφορούν στο γεγονός ότι πρέπει να έχει καλυφθεί ετησίως το κατώτατο όριο ποσότητας προμήθειας για να χρησιμοποιηθούν ποσότητες αναπλήρωσης.

$$\left(\sum_{X=1}^4 (Q_{ix,R\Sigma} - Q_{Ri,SemiPre}^{MIN}) \right) * (Q_{iR}^{mk,FullyPre,Used} + Q_{iR}^{mk,SemiPre,Used}) \geq 0, \quad i = 1, \dots, 5$$

$$\left(\sum_{x=1}^4 (Q_{ix,TK} - Q_{Ti}^{MIN}) \right) * Q_{iT}^{mk,FullyPre,Used} \geq 0, \quad i = 1, \dots, 5$$

$$\left(\sum_{x=1}^4 S_{ix}^A - Q_{iA}^{mk,FullyPre,Used} - Q_{Ai}^{MIN} \right) * Q_{iA}^{mk,FullyPre,Used} \geq 0, \quad i = 1, \dots, 5$$

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

Ο πολλαπλασιασμός των μεταβλητών απόφασης στον παραπάνω τύπο θα καθιστούσε το μοντέλο μη γραμμικό. Όπως και για τις παραπάνω περιπτώσεις η μη γραμμικότητα επιλύεται με κατάλληλη μοντελοποίηση, η οποία δίνεται αναλυτικά στο Παράρτημα Δ.3. για τη διατήρηση του μοντέλου ως γραμμικό.

Που αφορούν σε περιορισμούς ελάχιστης ποσότητας απόληψης ανά σύμβαση ανάλογα με την περίοδο

$$Q_{i2,RS} \geq \text{per}_i^{R,Summer} * ACQ_{Ri}, i = 1, \dots, 5$$

$$Q_{i3,RS} \geq \text{per}_i^{R,Summer} * ACQ_{Ri}, i = 1, \dots, 5$$

Που αφορούν στις μέγιστες ποσότητες αναπλήρωσης τις οποίες μπορεί να μεταφέρει η επιχείρηση σήμερα από κάθε παρελθόν έτος και κάθε σύμβαση⁶⁹.

$$0 \leq Q_{iT}^{mk,Used} \leq \sum_{d=i-3}^{i-1} (Q_{dT}^{mk,FullyPre,Created} - Q_{dT}^{mk,FullyPre,Used}), \quad i = 1, \dots, 5$$

$$0 \leq Q_{iA}^{mk,Used} \leq \sum_{d=i-6}^{i-1} (Q_{dA}^{mk,FullyPre,Created} - Q_{dA}^{mk,FullyPre,Used}), \quad i = 1, \dots, 5$$

$$0 \leq Q_{iR}^{mk,SemiPre,Used} \leq \sum_{d=0}^{i-1} (Q_{dR}^{mk,SemiPre,Created} - Q_{dR}^{mk,SemiPre,Used}), \quad i = 1, \dots, 5$$

$$0 \leq Q_{iR}^{mk,Used} \leq \sum_{d=0}^{i-1} ((Q_{dR}^{mk,FullyPre,Created} - Q_{dR}^{mk,FullyPre,Used}), \quad i = 1, \dots, 5$$

Που αφορούν στις αποκλίσεις από τις συμφωνημένες κατώτατες ετήσιες ποσότητες ToP.

$$0 \leq Q_{iR}^{mk,SemiPre,Created} < Q_{Ri,SemiPre}^{MIN} - Q_{Ri,FullyPre}^{MIN} \text{ και } Q_{iR}^{mk,FullyPre,Created} < Q_{Ri,FullyPre}^{MIN}, \quad i = 1, \dots, 5$$

$$Q_{iT}^{mk,FullyPre,Created} < Q_{Ti}^{MIN}, \quad i = 1, \dots, 5$$

$$Q_{iA}^{mk,FullyPre,Created} \leq Q_{Ai}^{MIN}, \quad i = 1, \dots, 5$$

Οι περιορισμοί αυτοί δεν αφορούν μεταβλητές αλλά υπολογιζόμενες ποσότητες. Συνεπώς δεν επηρεάζουν τη βελτιστοποίηση.

Που αφορούν στο γεγονός ότι οι τριμηνιαίες ποσότητες προμήθειας/αεριοποίησης δεν πρέπει να υπερβαίνουν το όριο που τίθεται από τα ημερήσια μέγιστα. Στο τελευταίο τρίμηνο κάθε έτους θα πρέπει να προστεθούν και οι MakeUp Used.

$$Q_{Ri}^{DAY,MIN} * (\#\text{Ημερών Τριμήνου } ix) \leq Q_{ix,RS} \leq Q_{Ri}^{DAY,MAX} * (\#\text{Ημερών Τριμήνου } ix), \quad i = 1, \dots, 5, \quad x = 1, \dots, 4$$

$$Q_{Ti}^{DAY,MIN} * (\#\text{Ημερών Τριμήνου } ix) \leq Q_{ix,TK} \leq Q_{Ti}^{DAY,MAX} * (\#\text{Ημερών Τριμήνου } ix), \quad i = 1, \dots, 5, \quad x = 1, \dots, 4$$

⁶⁹ Οι ποσότητες mkused αφαιρούνται μόνο στην περίπτωση που ορίζονται για το δείκτη d.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

$$Q_i^{GAS,MIN} * (\#\text{Ημερών Τριμήνου } ix) \leq Q_{ix,ReA} \leq Q_i^{GAS,MAX} * (\#\text{Ημερών Τριμήνου } ix), i = 1, \dots, 5, \quad x = 1, \dots, 4$$

Για όλες τις ορισμένες μεταβλητές ισχύουν οι περιορισμοί μη αρνητικότητας

$$Q_{ix,j} \geq 0, \quad i = 1, \dots, 5, \quad x = 1, \dots, 4, \quad j = R\Sigma, TK, ReA$$

$$S_{ix}^A \geq 0, \quad i = 1, \dots, 5, \quad x = 1, \dots, 4$$

$$S_{ix}^{Spot} \geq 0, \quad i = 1, \dots, 5, \quad x = 1, \dots, 4$$

$$Q_{il}^{mk,FullyPre,Used} \geq 0, \quad i = 1, \dots, 5, \quad l = R, T, A$$

$$Q_{iR}^{mk,SemiPre,Used} \geq 0, \quad i = 1, \dots, 5$$

$$Q_i^{mk,Used,A} \geq 0, \quad i = 1, \dots, 5$$

$$Q_{il}^{mk,FullyPre,Created} \geq 0, \quad i = 1, \dots, 5, \quad l = R, T, A$$

$$Q_{iR}^{mk,SemiPre,Created} \geq 0, \quad i = 1, \dots, 5$$

Παράρτημα Δ.2: Βραχυπρόθεσμο Μοντέλο μαθηματικού προγραμματισμού αριστοποίησης για το «Διαχειριστικό – λειτουργικό επίπεδο»

Μεταβλητές Απόφασης

Το γραμμικό μοντέλο που περιγράφεται παρακάτω, αναλόγως των συνθηκών οι οποίες ενδιαφέρουν την εταιρία την εκάστοτε χρονική στιγμή, δύνανται να διαμορφώνεται είτε για τη βελτιστοποίηση ολόκληρου του χρονικού ορίζοντα είτε για ένα μέρος αυτού, θέτοντας τις μεταβλητές απόφασης του παρελθόντος (απολογιστικού) χρονικού διαστήματος σε συγκεκριμένες τιμές με χρήση περιορισμών ισότητας.

Σαν συνεχείς μεταβλητές θα μοντελοποιηθούν οι ποσότητες φυσικού αερίου που εισέρχονται σε ημερήσια βάση στα Σημεία Εισόδου του αγωγού σε MWh.

$$Q_{ij}, \quad i = 1, \dots, 365, \quad j = \text{R}\Sigma, \text{T}\text{K}, \text{R}\text{eA}$$

Ισχύουν: RΣ: Ρωσία- Σιδηρόκαστρο, TK: Τουρκία- Κήποι, ReA: Ρεβουθούσα-Αγία Τριάδα

Παρακάτω η μεταβλητή Q_{ij} εξειδικεύεται ως

$$Q_{ijy}, \quad i = 1, \dots, 365, \quad j = \text{R}\Sigma, \text{T}\text{K}, \text{R}\text{eA} \quad y: \text{σύμβαση στο Σημείο Εισόδου}$$

με στόχο τη δυνατότητα διαχωρισμού των συμβάσεων προμήθειας που είναι πιθανό να είναι ταυτόχρονα συμβολαιοποιημένες στο ίδιο Σημείο Εισόδου.

Σαν ακέραιες ημερήσιες μεταβλητές μοντελοποιούνται οι ποσότητες ΥΦΑ που αγοράζονται στο λιμάνι της Αλγερίας και καταφθάνουν στη Ρεβουθούσα με πλοία. Οι μεταβλητές αυτές παίρνουν τιμές $S_{ik}^A = 0,1$ ανάλογα με τον αριθμό των φορτίων που προμηθεύτηκε η επιχείρηση από την Αλγερία, την ημέρα εκφόρτωσης i .

$$S_{ik}^A, \quad i = 1, \dots, 365, \quad k = 40000\text{m}^3, 75000\text{m}^3, \dots, 120000\text{m}^3, 140000\text{m}^3$$

Ως ακέραιες ημερήσιες μεταβλητές μοντελοποιούνται οι ποσότητες ΥΦΑ που φτάνουν στο λιμάνι της Ρεβουθούσας οι οποίες αγοράζονται από την ευκαιριακή (spot) αγορά.

$$S_{ik}^{\text{Spot}}, \quad i = 1, \dots, 365, \quad k = 40000\text{m}^3, 75000\text{m}^3, \dots, 120000\text{m}^3, 140000\text{m}^3$$

Ορίζονται μεταβλητές που εκφράζουν τις ετήσιες ποσότητες που θα προμηθευτεί η επιχείρηση ως ποσότητες αναπλήρωσης παλαιότερων ετών. Ειδικά για την περίπτωση της ρωσικής σύμβασης, στην οποία προβλέπεται ότι ένα μέρος της ποσότητας αναπλήρωσης αποπληρώνεται εξ' ολοκλήρου στο τέλος του έτους που δημιουργείται ενώ ένα άλλο μέρος αποπληρώνεται σε δύο φάσεις (όταν δημιουργείται και όταν τελικά μεταφέρεται) κρίνεται σκόπιμο να εισαχθούν δύο μεταβλητές οι οποίες θα εκφράζουν τη διάκριση αυτή.

$$Q_l^{\text{mk, FullyPre, Used}}, \quad l = \text{R}, \text{T}, \text{A}$$

$$Q_R^{\text{mk, SemiPre, Used}}$$

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

Τέλος ορίζονται οι μεταβλητές απόφασης που αφορούν στη Βασική Υπηρεσία (ΒΥ) της επιχείρησης στη δεξαμενή για κάθε ημέρα, η οποία αφορά στο μέρος της ΒΥ της επιχείρησης που προκύπτει από φορτία υπό βελτιστοποίηση (Κώδικας Διαχείρισης ΕΣΜΦΑ, ΦΕΚ 788/07.03.2018):

$$BY_i, \quad i = 1, \dots, 365$$

Καθώς επίσης και οι:

$$BY_i^{επιχ}, \quad i = 1, \dots, 365$$

οι οποίες αφορούν στο σύνολο της ΒΥ της επιχείρησης που προκύπτει τόσο από γνωστά όσο και από φορτία υπό βελτιστοποίηση.

Οι μεταβλητές αυτές αποτελούν βοηθητικές μεταβλητές απόφασης οι οποίες χρησιμοποιούνται στον υπολογισμό του διαθέσιμου αποθηκευτικού χώρου για την επιχείρηση σύμφωνα με τον Κώδικα Διαχείρισης του ΕΣΜΦΑ.

Εκτός των παραπάνω υπολογίζονται οι *ετήσιες αποκλίσεις των ποσοτήτων που τελικά αγοράστηκαν από τους προμηθευτές από τις συμφωνημένες κατώτατες ετήσιες ποσότητες*. Οι ποσότητες αυτές θα ληφθούν υπόψη για τον υπολογισμό του ετήσιου κόστους που προκύπτει λόγω μη κάλυψης των κατώτατων ποσοτήτων προμήθειας.

$$Q_l^{mk, FullyPre, Created}, \quad l = R, T, A$$

$$Q_R^{mk, SemiPre, Created}$$

Οι υπολογισμοί των παραπάνω ποσοτήτων είναι:

$$Q_T^{mk, FullyPre, Created} = \begin{cases} Q_T^{MIN} - \sum_{i=1}^{365} Q_{i,TK}, & Q_T^{MIN} > \sum_{i=1}^{365} Q_{i,TK} \\ 0, & Q_T^{MIN} \leq \sum_{i=1}^{365} Q_{i,TK} \end{cases}$$

$$Q_A^{mk, FullyPre, Created} = \begin{cases} Q_A^{MIN} - \sum_{i=1}^{365} \sum_k S_{ik}^A * a * k, & Q_A^{MIN} > \sum_{i=1}^{365} \sum_k S_{ik}^A * a * k \\ 0, & Q_A^{MIN} \leq \sum_{i=1}^{365} \sum_k S_{ik}^A * a * k \end{cases}$$

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

$$Q_R^{mk,FullyPre,Created} = \begin{cases} 0, & Q_{R,FullyPre}^{MIN} \leq \sum_{i=1}^{365} Q_{i,R\Sigma} \leq Q_{R,SemiPre}^{MIN} \\ Q_{R,FullyPre}^{MIN} - \sum_{i=1}^{365} Q_{i,R\Sigma}, & Q_{R,FullyPre}^{MIN} > \sum_{i=1}^{365} Q_{i,R\Sigma} \\ 0, & \sum_{i=1}^{365} Q_{i,R\Sigma} > Q_{R,SemiPre}^{MIN} \end{cases}$$

$$Q_R^{mk,SemiPre,Created} = \begin{cases} Q_{R,SemiPre}^{MIN} - \sum_{i=1}^{365} Q_{i,R\Sigma}, & Q_{R,FullyPre}^{MIN} \leq \sum_{i=1}^{365} Q_{i,R\Sigma} < Q_{R,SemiPre}^{MIN} \\ Q_{R,SemiPre}^{MIN} - Q_{R,FullyPre}^{MIN}, & Q_{R,FullyPre}^{MIN} \geq \sum_{i=1}^{365} Q_{i,R\Sigma} \\ 0, & \sum_{i=1}^{365} Q_{i,R\Sigma} \geq Q_{R,SemiPre}^{MIN} \end{cases}$$

Κατ' αντιστοιχία με το Μεσοπρόθεσμο μοντέλο οι παραπάνω κλαδικοί υπολογισμοί θα καθιστούσαν το μοντέλο μη γραμμικό γεγονός το οποίο θα είχε σαν συνέπεια πιθανώς την αδυναμία εύρεσης καθολικής λύσης με απλούς λύτες.. Η μοντελοποίηση για τη μετατροπή των μη γραμμικών όρων σε γραμμικούς με τη βοήθεια βοηθητικών μεταβλητών και πρόσθετων γραμμικών περιορισμών δίνεται στο Παράρτημα Δ.3.

Επιπλέον υπολογίζονται οι ποσότητες που αφορούν στο απόθεμα της δεξαμενής στην αρχή της κάθε ημέρας.

$$Q_{Rev,i}^{Stock}, \quad i = 1, \dots, 365$$

Παράμετροι

Παράμετροι που αφορούν σε ελάχιστες ετήσιες ποσότητες προμήθειας και ποσότητες αναπλήρωσης

Οι ποσότητες αυτές περιγράφουν τα κατώτατα (ή ενδιάμεσα στην περίπτωση της ρωσικής σύμβασης) όρια ποσοτήτων τα οποία υποχρεούται η επιχείρηση να πληρώσει κατ' έτος είτε προμηθευτεί τις ποσότητες αυτές είτε όχι.

$$Q_{R,SemiPre}^{MIN}, \quad Q_{R,FullyPre}^{MIN}, \quad Q_T^{MIN}, \quad Q_A^{MIN}$$

Παράμετροι που αφορούν σε συμβολαιοποιημένες μέγιστες ετήσιες ποσότητες απόληψης

Ορίζονται ως σταθερές οι παρακάτω μέγιστες ετήσιες ποσότητες απόληψης (Annual Contracted Quantities, ACQ).

$$ACQ_R, \quad ACQ_T, \quad ACQ_A$$

Επίσης ως σταθερές θεωρούνται οι ποσότητες που περιγράφουν τις διαθέσιμες ποσότητες αναπλήρωσης που έχουν δημιουργηθεί από κάθε προμηθευτή και τις οποίες μπορεί η επιχείρηση να χρησιμοποιήσει κατά το τρέχον έτος βελτιστοποίησης.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

$$Q_T^{mk,Available}, \quad Q_A^{mk,Available}, \quad Q_{R,SemiPre}^{mk,Available}, \quad Q_{R,FullyPre}^{mk,Available}$$

Για τη ρωσική σύμβαση ορίζονται ως παράμετροι οι ποσότητες που δημιουργήθηκαν κατά τα προηγούμενα έτη αθροιστικά και έχουν αποπληρωθεί πλήρως ή μερικώς.

Τέλος, ορίζεται ως παράμετρος του βραχυπρόθεσμου μοντέλου η ποσότητα που αφορά στο απόθεμα της δεξαμενής στο τέλος της προηγούμενης περιόδου βελτιστοποίησης.

$$Q_{Rev,Trim0}^{Stock}$$

Η παράμετρος αυτή θα πάρει ως τιμή για την έναρξη του έτους την ποσότητα αποθέματος που αφορά στο τέλος της προηγούμενης περιόδου ($Q_{Rev,Trim0}^{Stock}$).

Επίσης υπολογίζεται η ποσότητα που αφορά στο απόθεμα της δεξαμενής στο τέλος της περιόδου βελτιστοποίησης. Η ποσότητα αυτή θα χρησιμοποιηθεί για τον υπολογισμό της απομένουσας αξίας.

$$Q_{Rev,End}^{Stock}$$

Συντελεστές ποσοστιαίας απομείωσης φορτίων ΥΦΑ κατά τη μεταφορά

Οι συντελεστές αυτοί ορίζονται ανά τύπο πλοίου και απομειώνουν φορτία πριν την είσοδό τους στη δεξαμενή.

$$\sigma_k^A, \quad k = 40000m^3, 75000m^3, \dots, 120000m^3, 140000m^3$$

Ημερήσιοι συντελεστές ποσοστιαίας απομείωσης φορτίων ΥΦΑ «εντός δεξαμενής»

Οι συντελεστές αυτοί ορίζονται ανά ημέρα και αφορούν στην απομείωση του αποθέματος εντός δεξαμενής για λειτουργικούς λόγους.

$$\sigma_{T_i}, \quad i = 1, \dots, 365$$

Ημερήσιες ποσότητες διανομής στα σημεία εξόδου

Οι ποσότητες φυσικού αερίου που εξέρχονται από τα σημεία εξόδου του αγωγού προς τους καταναλωτές σε ημερήσια βάση θα αποτελέσουν παραμέτρους κατά τη μοντελοποίηση. Οι ποσότητες αυτές στην ουσία αποτελούν τη ζήτηση των καταναλωτών και μετριοούνται σε MWh.

$$Z_{im}, \quad i = 1, \dots, 365, \quad m \in \text{ΣύνολοΣημείωνΕξόδου}$$

Παράμετροι που αφορούν σε μέγιστες και ελάχιστες ημερήσιες ποσότητες απόληψης

$$Q_R^{DAY,MAX}, \quad Q_T^{DAY,MAX}, \quad Q_R^{DAY,MIN}, \quad Q_T^{DAY,MIN}$$

Παράμετροι που αφορούν σε μέγιστες και ελάχιστες ημερήσιες ποσότητες αεριοποίησης

Οι ποσότητες αυτές δίνονται από το ημερήσιο πρόγραμμα αεριοποίησης που εκπονεί η εταιρία με βάση τα στοιχεία του ΔΕΣΦΑ λαμβάνοντας υπόψη και περιορισμούς που προκύπτουν από την ημερήσια ζήτηση, οι οποίοι θέτουν κατώτατες τιμή στην ημερήσια αεριοποίηση ανάλογα με τα επίπεδα της ημερήσιας ζήτησης.

$$Q_i^{GAS,MIN}, \quad Q_i^{GAS,MAX}$$

Οι παράμετροι αυτές ορίζονται στο πλαίσιο του μοντέλου για κάθε ημέρα i με βάση κριτήρια όπως τα παρακάτω:

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

Ημερήσια Ζήτηση (MWh)	Ελάχιστη απαιτούμενη ημερήσια αεριοποίηση ΥΦΑ (MWh)
0 – 90.000	0
$90.000 < \sum_m Z_{im} \leq 120.000$	$\max(11.000, \sum_m Z_{im} - Q_{iRS} - Q_{iTK})$
$120.000 < \sum_m Z_{im} \leq 130.000$	$\max(15.000, \sum_m Z_{im} - Q_{iRS} - Q_{iTK})$
$130.000 < \sum_m Z_{im} \leq 140.000$	$\max(20.000, \sum_m Z_{im} - Q_{iRS} - Q_{iTK})$
$140.000 < \sum_m Z_{im} \leq 158.000$	$\max(25.000, \sum_m Z_{im} - Q_{iRS} - Q_{iTK})$
$158.000 < \sum_m Z_{im}$	$\sum_m Z_{im} - Q_{iRS} - Q_{iTK}$

Παράμετροι που αφορούν σε μέγιστες χωρητικότητες της δεξαμενής της Ρεβουθούσας.

Η ποσότητα αυτή αντιστοιχεί στη μέγιστη χωρητικότητα της Ρεβουθούσας και θα χρησιμοποιείται όταν το μοντέλο εκτελείται χωρίς να λαμβάνει υπόψη λοιπούς χρήστες.

$$Q^{\text{Rev,MAX}}$$

Αντίστοιχα ορίζονται και οι ημερήσιες χωρητικότητες της δεξαμενής που διατίθενται για χρήση στην επιχείρηση και προκύπτουν λαμβάνοντας υπόψη το πρόγραμμα εκφόρτωσης και αεριοποίησης του συνόλου των χρηστών της εγκατάστασης ΥΦΑ που έχει αποστείλει ο ΔΕΣΦΑ.

$$Q_i^{\text{Rev,MAX}}, \quad i = 1, \dots, 365$$

Παράμετροι που αφορούν σε ελάχιστες ποσότητες προμήθειας

Η ποσότητα αυτή περιγράφει το κατώτατο όριο ποσότητας το οποίο υποχρεούται η επιχείρηση να καταναλώσει από την τουρκική σύμβαση κατά την καλοκαιρινή περίοδο.

$$Q_{T,Summer}^{\text{MIN}}$$

Παράμετροι που αφορούν στον τρόπο απομείωσης φορτίων της επιχείρησης

$$D_{\text{MXΠA}}, \quad D_{\text{ReA}}$$

Ο αριθμός ημερών στις οποίες θα πρέπει να αεριοποιηθεί ένα φορτίο από τη στιγμή που αυτό θα εισέλθει στη δεξαμενή είναι $D_{\text{ReA}} + D_{\text{MXΠA}}$.

Παράμετροι που αφορούν σε κόστη:

Στα κόστη που υπεισέρχονται κατά την προμήθεια φυσικού αερίου και τη μεταφορά του στους τελικούς καταναλωτές συμπεριλαμβάνονται:

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

Προμήθεια: Οι τιμές καθορίζονται με βάση την τιμή των παραγώγων του πετρελαίου. Συμπεριλαμβάνεται και το κόστος μεταφοράς μέχρι το ελληνικό σύνορο. Το κόστος αυτό αφορά σε μετρούμενες ποσότητες στα σημεία εισόδου.

○ **Ρωσική Σύμβαση:**

Η τιμή διαμορφώνεται ανά 3μηνο και δίνεται σε \$/MWh. Έτσι οι εκτιμήσεις των τιμών των τεσσάρων τριμήνων του έτους είναι:

$$T_{R1}, T_{R2}, T_{R3}, T_{R4}.$$

○ **Τουρκική Σύμβαση:**

Η τιμή αυτή επίσης διαμορφώνεται ανά 3μηνο και δίνεται σε \$/MWh. Κατ' αντιστοιχία οι εκτιμήσεις των τιμών των τεσσάρων τριμήνων του έτους είναι:

$$T_{T1}, T_{T2}, T_{T3}, T_{T4}.$$

○ **Αλγερινή Σύμβαση:**

Η τιμή ορίζεται σε \$/MWh φόρτωσης. Θα πρέπει να γίνει μετατροπή των ποσοτήτων από m^3 σε MWh για τον υπολογισμό του κόστους προμήθειας. Η τιμή προμήθειας ΥΦΑ διαμορφώνεται ανά 3μηνο για κάθε διαφορετικής χωρητικότητας πλοίο: $T_{A1k}, T_{A2k}, T_{A3k}, T_{A4k}$.

Ως παράμετροι ορίζονται οι τιμές προμήθειας του τελευταίου 3μήνου του προηγούμενου έτους για διαφορετικούς όγκους φορτίων: $T_{Ak}^{prevYEAR}$.

○ **Spot Market:**

Θα δίνεται η εκτίμηση τιμής σε \$/MWh φόρτωσης για κάθε ημέρα του έτους βελτιστοποίησης για κάθε μέγεθος φορτίου:

$$T_{ik}^{Spot}, i = 1, \dots, 365, k = 40000m^3, 75000m^3, \dots, 120000m^3, 140000m^3.$$

Αξία αποτίμησης αποθέματος τέλους περιόδου βελτιστοποίησης: Οι ποσότητες: $Q_l^{mk, FullyPre Created}$, $l = R, T, A$ και $Q_R^{mk, SemiPre, Created}$ που δημιουργούνται ως ποσότητες αναπλήρωσης στο τέλος της ετήσιας περιόδου βελτιστοποίησης έχουν μία απομένουσα αξία, αφού μεταφέρονται και μπορούν να χρησιμοποιηθούν στο επόμενο έτος. Συνεπώς η αξία θα πρέπει να αφαιρεθεί από το συνολικό κόστος. Η αξία στην οποία αποτιμώνται δίνεται από το χρήστη σαν παράμετρος: $T_R^{StockVal}, T_T^{StockVal}, T_A^{StockVal}$. Επιπλέον, σαν παράμετρος δίνεται και η αξία αποτίμησης του ΥΦΑ που παραμένει στη δεξαμενή στο τέλος της περιόδου βελτιστοποίησης: $T_{LNG}^{StockVal}$.

Μεταφορά εντός Ελλάδος: από τα Σημεία Εισόδου έως τα Σημεία Εξόδου. Το κόστος αυτό αφορά τις μετρούμενες στα Σημεία Εισόδου ποσότητες και το επωμίζεται η επιχείρηση για την πλειονότητα των πελατών της. Το κόστος αυτό βασίζεται σε ρυθμιζόμενους συντελεστές τους οποίους προτείνει ο ΔΕΣΦΑ και εγκρίνει η ΡΑΕ και διαφοροποιείται ανά Ζώνη του ΕΣΜΦΑ. Από τα τιμολόγια μεταφοράς οι ποσότητες που θα χρησιμοποιηθούν σαν *παράμετροι (σταθερές του μοντέλου)* είναι:

- αναλογικά κόστη μεταφοράς: $T_{SEM,RS}^{BA}, T_{SEM,TK}^A, T_{SEM,ReA}^N$ (€ / MWh)
- πάγια κόστη Ημερήσιας Δυναμικότητας Αιχμής: $T_{SDM,RS}^{BA}, T_{SDM,TK}^A, T_{SDM,ReA}^N$ (€ / MWh)
- αναλογικά κόστη ΥΦΑ: T_{SEY} (€ / MWh)
- πάγια κόστη Ημερήσιας Δυναμικότητας Αεριοποίησης ΥΦΑ: T_{SDY} (€ / MWh)
- Δυναμικότητα Μεταφοράς: ΔΜ (MWh)

- ο Δυναμικότητα ΥΦΑ: ΔΥ (MWh)

Τέλος ορίζεται ως παράμετρος το πάγιο – ετήσιο κόστος ενοικίασης πλοίου. Το κόστος αυτό είναι μηδενικό στην περίπτωση που η ποσότητα που αγοράζεται μέσω της αλγερινής σύμβασης παραδίδεται (και πληρώνεται) στο λιμάνι της Ρεβουθούσας. (\$)

$$T^{Lease}$$

Συνάρτηση Ελαχιστοποίησης Κόστους

Κόστος προμήθειας

Οι τιμές προμήθειας διαμορφώνονται για τις συμβάσεις Ρωσίας, Τουρκίας και Αλγερίας στην αρχή κάθε τριμήνου και δίνονται σε \$/MWh. Θα πρέπει να γίνει μετατροπή των τιμών σε € για την εισαγωγή τους στον παρακάτω τύπο.

Επιπλέον, στον παρακάτω τύπο τα φορτία που αγοράζονται από τον αλγερινό προμηθευτή κοστολογούνται με τις τιμές που ίσχυαν κατά τη φόρτωσή τους στο λιμάνι της Αλγερίας, ενώ συμπεριλαμβάνεται και ο συντελεστής α μετατροπής των m³ σε MWh.

$$\begin{aligned} Z(\text{sup}) = & \left(\sum_{i=1}^{90} Q_{iRE} * T_{R1} + \sum_{i=91}^{181} Q_{iRE} * T_{R2} + \sum_{i=182}^{273} Q_{iRE} * T_{R3} \right. \\ & + \left(\sum_{i=274}^{365} (Q_{iRE}) - Q_R^{mk,FullyPre,Used} - Q_R^{mk,SemiPre,Used} \right) * T_{R4} + \sum_{i=1}^{90} Q_{iTK} * T_{T1} \\ & + \sum_{i=91}^{181} Q_{iTK} * T_{T2} + \sum_{i=182}^{273} Q_{iTK} * T_{T3} + \left(\sum_{i=274}^{365} (Q_{iTK}) - Q_T^{mk,FullyPre,Used} \right) * T_{T4} \\ & + \sum_{i=1}^3 \sum_k \alpha * S_{ik}^A * k * T_{Ak}^{prevYEAR} + \sum_{i=4}^{93} \sum_k \alpha * S_{ik}^A * k * T_{A1k} + \sum_{i=94}^{184} \sum_k \alpha * S_{ik}^A * k * T_{A2k} \\ & + \sum_{i=185}^{276} \sum_k \alpha * S_{ik}^A * k * T_{A3k} + \sum_k \left(\sum_{i=277}^{365} (\alpha * S_{ik}^A * k) - Q_A^{mk,FullyPre,Used} \right) * T_{A4k} \\ & + \sum_{i=1}^{365} \sum_k \alpha * S_{ik}^{Spot} * k * T_{ik}^{Spot} + Q_R^{mk,SemiPre,Used} * 0,35 * \frac{T_{R1} + T_{R2} + T_{R3} + T_{R4}}{4} \left. \right) \\ & - Q_{Rev,End}^{Stock} * T_{LNG}^{StockVal} + Q_{Rev,Start}^{Stock} * T_{Rev,Start}^{Stock} + T^{Lease} \end{aligned}$$

Κόστος μεταφοράς και αεριοποίησης:

Η παρακάτω αντικειμενική συνάρτηση κόστους μεταφοράς (Z₁(trans)), αφορά σενάρια βελτιστοποίησης του πλήρους ετήσιου χρονικού ορίζοντα, δηλ. χωρίς απολογιστικά στοιχεία.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

$$Z_1(\text{trans}) = \max_i(Q_{iRS}) * (T_{\Sigma\Delta M,RS}^{BA}) + \max_i(Q_{iTK}) * (T_{\Sigma\Delta M,TK}^A) + \max_i(Q_{iReA}) * (T_{\Sigma\Delta M,ReA}^N) \\ + \max_i(Q_{iReA}) * T_{\Sigma\Delta Y} \\ + \sum_{i=1}^{365} ((Q_{iRS}) * (T_{\Sigma EM,RS}^{BA}) + (Q_{iTK}) * (T_{\Sigma EM,TK}^A) + Q_{iReA} * (T_{\Sigma EM,ReA}^N)) + \sum_{i=1}^{365} Q_{iReA} * T_{\Sigma EY}$$

Σε σενάρια με χρήση απολογιστικών στοιχείων, όπου η ΔΜ κάθε Σημείου είναι ήδη γνωστή (συμβολαιοποιημένη), το μέρος της αντικειμενικής συνάρτησης που αφορά στο κόστος μεταφοράς θα προκύπτει από την $Z_2(\text{trans})$ παρακάτω.

$$Z_2(\text{trans}) = \Delta M_{RS} * (T_{\Sigma\Delta M,RS}^{BA}) + \Delta M_{TK} * (T_{\Sigma\Delta M,TK}^A) + \Delta M_{ReA} * (T_{\Sigma\Delta M,ReA}^N) + \Delta Y_{ReA} * T_{\Sigma\Delta Y} \\ + \sum_{i=1}^{365} ((Q_{iRS}) * (T_{\Sigma EM,RS}^{BA}) + (Q_{iTK}) * (T_{\Sigma EM,TK}^A) + Q_{iReA} * (T_{\Sigma EM,ReA}^N)) + \sum_{i=1}^{365} Q_{iReA} * T_{\Sigma EY}$$

Στην περίπτωση μοντέλου που τρέχει με απολογιστικά στοιχεία, στην παραπάνω αντικειμενική συνάρτηση κόστους θα προστίθενται, σε περίπτωση που υπάρχει κάποια ημερήσια υπέρβαση της μακροχρόνιας δηλωμένης δυναμικότητας, κόστη που αφορούν σε βραχυχρόνιες ημερήσιες συμβάσεις.

$$Z_{\text{short}}(\text{trans})^{70} = \sum_{i=1}^{365} \left((Q_{iRS} - \Delta M_{RS}) * (T_{\Sigma\Delta M,RS} + T_{\Sigma\Delta M,RS}^{BA}) * \frac{1}{365} * 1,75 + (Q_{iTK} - \Delta M_{TK}) * (T_{\Sigma\Delta M,TK} + T_{\Sigma\Delta M,TK}^A) * \frac{1}{365} * 1,75 + (Q_{iReA} - \Delta M_{ReA}) * (T_{\Sigma\Delta M,ReA} + T_{\Sigma\Delta M,ReA}^N) * \frac{1}{365} * 1,75 + (Q_{iReA} - \Delta Y_{ReA}) * T_{\Sigma\Delta Y} * \frac{1}{365} * 1,75 \right)$$

Επιπλέον το κόστος που προκύπτει λόγω μη κάλυψης κατώτατων ετήσιων ποσοτήτων προμήθειας θα είναι:

Για τη Ρωσία:

$$Z_{\text{pen}}(Q_R^{\text{mk,FullyPre,Created}}, Q_R^{\text{mk,SemiPre,Created}}) \\ = (Q_R^{\text{mk,SemiPre,Created}} * 0,65 + Q_R^{\text{mk,FullyPre,Created}}) * \frac{\sum_{x=1}^4 T_{x,R}}{4} - (Q_R^{\text{mk,FullyPre,Created}} \\ + 0,65 * Q_R^{\text{mk,SemiPre,Created}}) * T_R^{\text{StockVal}}$$

Ο τελευταίος όρος αναφέρεται στην απομένουσα αξία της ποσότητας αναπλήρωσης η οποία δημιουργείται στο τέλος της ετήσιας περιόδου βελτιστοποίησης.

Αντίστοιχα για την Τουρκία:

$$Z_{\text{pen}}(Q_T^{\text{mk,FullyPre,Created}}) = Q_T^{\text{mk,FullyPre,Created}} * \frac{\sum_{x=1}^4 T_{x,T}}{4} - Q_T^{\text{mk,FullyPre,Created}} * T_T^{\text{StockVal}}$$

⁷⁰ Στην περίπτωση καθορισμού διαφορετικού τρόπου υπολογισμού του κόστους των υπερβάσεων, σε ενδεχόμενη αναθεώρηση του Κανονισμού Τιμολόγησης ΕΣΜΦΑ, θα πρέπει ο τύπος να επικαιροποιηθεί αναλόγως.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

Τέλος για την Αλγερία:

$$Z_{pen}(Q_A^{mk,FullyPre,Created}) = Q_A^{mk,FullyPre,Created} * \frac{\sum_k \sum_{x=1}^4 T_{ix,Ak}}{4 * (k_{\#})} - Q_A^{mk,FullyPre,Created} * T_A^{StockVal}$$

Στον παραπάνω τύπο, ο παράγοντας $\frac{\sum_k \sum_{x=1}^4 T_{ix,Ak}}{4 * (k_{\#})}$ αναφέρεται στη μέση ετήσια τιμή της αλγερινής σύμβασης.

Το κόστος που προκύπτει λόγω μη κάλυψης κατώτατων συμφωνημένων ποσοτήτων για την καλοκαιρινή περίοδο είναι:

Για την Τουρκία:

$$Z_{pen}^{Summer} = \left(\sum_{x=2}^3 Q_{x,TK} - Q_{T,Summer}^{MIN} \right) * 0,02 * \frac{T_{2,T} + T_{3,T}}{2}$$

Ο όρος αυτός θα προστίθεται στο συνολικό κόστος μόνο στην περίπτωση που το τρέξιμο του μακροπρόθεσμου μοντέλου δείχνει ότι θα καταναλωθεί κατά τη διάρκεια του έτους η κατώτατη ετήσια ποσότητα προμήθειας από την τουρκική σύμβαση. Η συνθήκη υπό την οποία θα προστίθεται το παραπάνω penalty στην αντικειμενική συνάρτηση εισάγει μη γραμμικότητα στο μοντέλο, ο τρόπος αντιμετώπισης της οποίας αποτυπώνεται στο Παράρτημα Δ.3.

Με βάση τα παραπάνω η συνάρτηση ελαχιστοποίησης κατ' έτος θα είναι:

$$\min Z = \min (\beta * Z(\text{sup}) + Z_1(\text{trans}) + \beta * \sum (Z_{pen} + Z_{pen}^{Summer}))$$

ή κατόπιν δήλωσης της δυναμικότητας ανά Σημείο Εισόδου:

$$\min Z = \min (\beta * Z(\text{sup}) + Z_2(\text{trans}) + Z_{short}(\text{trans}) + \beta * \sum (Z_{pen} + Z_{pen}^{Summer}))$$

Περιορισμοί

Για ορισμένες μεταβλητές ισχύουν οι περιορισμοί μη αρνητικότητας

$$Q_{ij} \geq 0, \quad i = 1, \dots, 365, \quad j = R\Sigma, TK, ReA$$

$$S_{ik}^A \geq 0, \quad i = 1, \dots, 365, \quad k = 40000m^3, 75000m^3, \dots, 120000m^3, 140000m^3$$

$$S_{ik}^{Spot} \geq 0, \quad i = 1, \dots, 365, \quad k = 40000m^3, 75000m^3, \dots, 120000m^3, 140000m^3$$

$$Q_l^{mk,FullyPre,Used} \geq 0, \quad l = R, T, A$$

$$Q_R^{mk,SemiPre,Used} \geq 0$$

$$BY_i \geq 0, \quad i = 1, \dots, 365$$

$$BY_i^{επιχ} \geq 0, \quad i = 1, \dots, 365$$

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

Που αφορούν στον τρόπο υπολογισμού της ημερήσιας βασικής υπηρεσίας της επιχείρησης (μόνο για καράβια προτεινόμενα):

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

$$BY_{I,k \neq 150} = \begin{cases} \sum_k \sum_{j=1}^{i-1} \left\{ \left((1 - \sigma S_k^A) * S_{j,k}^A + S_{j,k}^{Spot} \right) - \frac{j * \left((1 - \sigma S_k^A) * S_{i-1-(j-1),k}^A + S_{i-1-(j-1),k}^{Spot} \right)}{D_{ReA} + D_{MX\text{ΠA}}} \right\} * k * a, & i = 2, \dots, D_{ReA} + D_{MX\text{ΠA}} \\ \sum_k \left\{ \sum_{j=i-1-(D_{ReA}+D_{MX\text{ΠA}})+1}^{i-1} \left((1 - \sigma S_k^A) * S_{j,k}^A + S_{j,k}^{Spot} \right) - \sum_{j=0}^{D-1} \frac{(j+1)}{D_{ReA} + D_{MX\text{ΠA}}} * \left((1 - \sigma S_k^A) * S_{(i-1-j),k}^A + S_{(i-1-j),k}^{Spot} \right) \right\} * k * a, & i = D_{ReA} + D_{MX\text{ΠA}} + 1, \dots, 365 \end{cases}$$

$$BY_{I,k=150} =$$

$$\left\{ \sum_{j=1}^{i-1} \left\{ \left((1 - \sigma S_k^A) * S_{j,k}^A + S_{j,k}^{Spot} \right) - \frac{j * \left((1 - \sigma S_k^A) * S_{i-1-(j-1),k}^A + S_{i-1-(j-1),k}^{Spot} \right)}{D_{ReA} + D_{MX\text{ΠA}}} \right\} * \frac{k}{2} * a, \quad i = 2, \dots, 4 \right.$$

$$\left. \left\{ \sum_{j=1}^{i-1} \left\{ \left((1 - \sigma S_k^A) * S_{j,k}^A + S_{j,k}^{Spot} \right) - \frac{j * \left((1 - \sigma S_k^A) * S_{i-1-(j-1),k}^A + S_{i-1-(j-1),k}^{Spot} \right)}{D_{ReA} + D_{MX\text{ΠA}}} \right\} + \sum_{j=1}^{i-4} \left\{ \left((1 - \sigma S_k^A) * S_{j,k}^A + S_{j,k}^{Spot} \right) - \frac{j * \left((1 - \sigma S_k^A) * S_{i-4-(j-1),k}^A + S_{i-4-(j-1),k}^{Spot} \right)}{D_{ReA} + D_{MX\text{ΠA}}} \right\} * \frac{k}{2} * a, \quad i \right.$$

$$= 5, \dots, D_{ReA} + D_{MX\text{ΠA}}$$

$$\left\{ \sum_{j=i-1-(D_{ReA}+D_{MX\text{ΠA}})+1}^{i-1} \left((1 - \sigma S_k^A) * S_{j,k}^A + S_{j,k}^{Spot} \right) - \sum_{j=0}^{D-1} \frac{(j+1)}{D_{ReA} + D_{MX\text{ΠA}}} * \left((1 - \sigma S_k^A) * S_{(i-1-j),k}^A + S_{(i-1-j),k}^{Spot} \right) + \sum_{j=1}^{i-4} \left((1 - \sigma S_k^A) * S_{j,k}^A + S_{j,k}^{Spot} \right) - \sum_{j=0}^{i-5} \frac{(j+1)}{D_{ReA} + D_{MX\text{ΠA}}} * \left((1 - \sigma S_k^A) * S_{(i-4-j),k}^A + S_{(i-4-j),k}^{Spot} \right) \right\} * \frac{k}{2} * a, \quad i = D_{ReA} + D_{MX\text{ΠA}} + 1, \dots, D_{ReA} + D_{MX\text{ΠA}} + 4$$

$$\left\{ \sum_{j=i-1-(D_{ReA}+D_{MX\text{ΠA}})+1}^{i-1} \left((1 - \sigma S_k^A) * S_{j,k}^A + S_{j,k}^{Spot} \right) - \sum_{j=0}^{D-1} \frac{(j+1)}{D_{ReA} + D_{MX\text{ΠA}}} * \left((1 - \sigma S_k^A) * S_{(i-j),k}^A + S_{(i-j),k}^{Spot} \right) + \sum_{j=i-(D_{ReA}+D_{MX\text{ΠA}})-3}^{i-4} \left((1 - \sigma S_k^A) * S_{j,k}^A + S_{j,k}^{Spot} \right) - \sum_{j=0}^{D-1} \frac{(j+1)}{D_{ReA} + D_{MX\text{ΠA}}} * \left((1 - \sigma S_k^A) * S_{(i-4-j),k}^A + S_{(i-4-j),k}^{Spot} \right) \right\} * \frac{k}{2} * a, \quad i = D_{ReA} + D_{MX\text{ΠA}} + 5, \dots, 365$$

Καθημερινά:

$$BY_i^{\text{επιχ}} = BY_i + BY_i^{\text{επιχ,STAND}}, \quad i = 1, \dots, 365$$

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

Που αφορούν στο γεγονός ότι η ποσότητα που δύναται να αεριοποιηθεί ημερησίως πρέπει να είναι μικρότερη ή ίση της ημερήσιας ποσότητας αποθέματος της δεξαμενής καθώς και στην παραδοχή ότι το καθημερινό απόθεμα της Ρεβυθούσας πρέπει να είναι μικρότερο ή ίσο με τη χωρητικότητα της δεξαμενής.

Στην κατηγορία αυτή περιορισμών γίνεται διάκριση ανάλογα με την ημέρα του έτους. Το ημερήσιο απόθεμα της δεξαμενής είναι (μη μηδενικό) ίσο με:

$$Q_{Rev,i}^{Stock} = Q_{Rev,Trim0}^{Stock}, \quad i = 1$$

Και

$$Q_{Rev,i}^{Stock} = \begin{cases} (1 - \sigma_{T_{i-1}}) * (Q_{Rev,i-1}^{Stock} + \sum_k \alpha * k * \left((1 - \sigma_{S_{k,k \neq 150}}^A) * S_{i-1,k \neq 150}^A + S_{i-1,k}^{Spot} + (1 - \sigma_{S_{k,k=150}}^A) * S_{i-1,k=150}^A * \frac{(k=150)}{2} \right)) - Q_{i-1,ReA}), & i = 2, \dots, 4 \\ (1 - \sigma_{T_{i-1}}) * (Q_{Rev,i-1}^{Stock} + \sum_k \alpha * k * \left((1 - \sigma_{S_{k,k \neq 150}}^A) * S_{i-1,k \neq 150}^A + S_{i-1,k}^{Spot} + (1 - \sigma_{S_{k,k=150}}^A) * (S_{i-1,k=150}^A * \frac{(k=150)}{2} + S_{i-4,k=150}^A * \frac{(k=150)}{2}) \right)) - Q_{i-1,ReA}), & i = 5, \dots, 365 \end{cases}$$

Στον παραπάνω τύπο υπολογισμού του αποθέματος ενσωματώνεται ο περιορισμός που αφορά στο γεγονός ότι για να έρθει καράβι όγκου $k = 150$ αυτό πρέπει να μπορεί να αεριοποιηθεί την Πέμπτη ημέρα μετά την άφιξή του.

Το απόθεμα ΥΦΑ στο τέλος της ετήσιας περιόδου βελτιστοποίησης υπολογίζεται ως:

$$Q_{Rev,End}^{Stock} = (1 - \sigma_{T_{i-1}}) * (Q_{Rev,365}^{Stock} + \sum_k \alpha * k * \left((1 - \sigma_{S_{k,k \neq 150}}^A) * S_{365,k \neq 150}^A + S_{365,k}^{Spot} + (1 - \sigma_{S_{k,k=150}}^A) * (S_{365,k=150}^A * \frac{(k=150)}{2} + \sum_{i=361}^{364} S_{i,k=150}^A * \frac{(k=150)}{2}) \right)) - Q_{365,ReA})$$

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

Καθημερινά θα πρέπει να ισχύει:

$$Q_{iReA} \leq Q_{Rev,i}^{Stock} \leq Q_i^{Rev,MAX} \leq Q^{Rev,MAX}, \quad i = 1, \dots, 365$$

$$Q_{Rev,End}^{Stock} \leq Q^{Rev,MAX}$$

Ο τρόπος υπολογισμού του $Q_i^{Rev,MAX}$ έχει ως εξής:

$$Q_i^{Rev,MAX} = (Q^{Rev,MAX} - BY_i^{Αλλων} - BY_i^{επιχ}) * p_i + BY_i^{επιχ} \text{ ή } Q_i^{PAX} + BY_i^{επιχ}, \quad i = 1, \dots, 365$$

όπου p_i το εκτιμώμενο ποσοστό που αναμένεται να λάβει η επιχείρηση για κάθε ημέρα από τον πρόσθετο αποθηκευτικό χώρο.

Επίσης, θα πρέπει να ισχύει ο περιορισμός

$$BY_i^{Αλλων} + BY_i^{επιχ} \leq Q^{Rev,MAX},$$

Που αφορούν στη διαχείριση του αποθηκευτικού χώρου της δεξαμενής. Θα δίνεται η δυνατότητα ενσωμάτωσης ομάδας περιορισμών με μεταβλητές απόφασης την ημερήσια αεριοποίηση (Q_{iReA}) και το ημερήσιο απόθεμα της δεξαμενής ($Q_{Rev,i}^{Stock}$).

$$Q_{iReA} \{ \geq, =, \leq \} \Pi, i = 1, \dots, 365$$

$$Q_{Rev,i}^{Stock} \{ \geq, =, \leq \} \Pi, i = 1, \dots, 365$$

Που αφορούν τις ημερήσιες ποσότητες αεριοποίησης με βάση το πρόγραμμα απομείωσης του ΔΕΣΦΑ.

Οι περιορισμοί αυτοί αφορούν στο διαθέσιμο αποθηκευτικό χώρο που διατίθεται στην επιχείρηση ανά ημέρα.

$$Q_i^{GAS,MIN} \leq Q_{iReA} \leq Q_i^{GAS,MAX}, \quad i = 1, \dots, 365$$

Που αφορούν στη μέγιστη και ελάχιστη ημερήσια ποσότητα απόληψης που προκύπτει από τις συμβάσεις προμήθειας.

$$Q_{iRS} \leq Q_R^{DAY,MAX}, \quad i = 1, \dots, 365$$

$$Q_{iTK} \leq Q_T^{DAY,MAX}, \quad i = 1, \dots, 365$$

$$Q_{iTK} \geq 0,5 * Q_{i-1TK}, \quad i = 2, \dots, 365$$

$$Q_{iRS} * (Q_{iRS} - Q_R^{DAY,MIN}) \geq 0, \quad i = 1, \dots, 365$$

$$Q_{iTK} * (Q_{iTK} - Q_T^{DAY,MIN}) \geq 0, \quad i = 1, \dots, 365$$

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

Στον παραπάνω τύπο ο πολλαπλασιασμός μεταβλητών απόφασης πρακτικά αποτυπώνει το συμβατικό περιορισμός ο οποίος υποδεικνύει ότι από τις δύο μακροχρόνιες συμβάσεις αγωγού (ρωσική και τουρκική η εταιρία δύναται είτε να δηλώσει ότι ζητά να παραλάβει μηδενική ποσότητα είτε μία ελάχιστη ημερήσια ποσότητα απόληψης) εισάγει μη γραμμικότητα, η οποία αντιμετωπίζεται με εισαγωγή βοηθητικών μεταβλητών απόφασης και πρόσθετους γραμμικούς περιορισμούς πάνω σε αυτές.

Που αφορούν στο γεγονός ότι οι ποσότητες αναπλήρωσης που παραλαμβάνονται από του μακροχρόνιους προμηθευτές πρέπει να είναι μικρότερες από τις διαθέσιμες ποσότητες αναπλήρωσης.

$$Q_R^{mk, FullyPre, Used} \leq Q_{R, FullyPre}^{mk, Available}$$

$$Q_T^{mk, FullyPre, Used} \leq Q_T^{mk, Available}$$

$$Q_R^{mk, SemiPre, Used} \leq Q_{R, SemiPre}^{mk, Available}$$

$$Q_A^{mk, FullyPre, Used} \leq Q_A^{mk, Available}$$

Που αφορούν στο γεγονός ότι οι ετήσιες ποσότητες αναπλήρωσης που παραλαμβάνονται από τους μακροχρόνιους προμηθευτές πρέπει να είναι μικρότερες από το άθροισμα των ημερήσιων ποσοτήτων προμήθειας για το τελευταίο τρίμηνο από κάθε προμηθευτή.

$$Q_R^{mk, FullyPre, Used} + Q_R^{mk, SemiPre, Used} \leq \sum_{i=274}^{365} Q_{iRS}$$

$$Q_T^{mk, FullyPre, Used} \leq \sum_{i=274}^{365} Q_{iTK}$$

$$Q_A^{mk, FullyPre, Used} \leq \sum_{i=277}^{365} \sum_k \alpha * S_{ik}^A * k$$

Που αφορούν στο γεγονός ότι το άθροισμα των ημερήσιων ποσοτήτων προμήθειας για ολόκληρο το έτος βελτιστοποίησης δε μπορούν να υπερβαίνουν τις μέγιστες συμβολαιοποιημένες ετήσιες ποσότητες.

$$\sum_{i=1}^{365} Q_{iRS} \leq ACQ_R$$

$$\sum_{i=1}^{365} Q_{iTK} \leq ACQ_T$$

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

$$\sum_{i=1}^{365} \sum_k \alpha * S_{ik}^A * k \leq ACQ_A k = 40000m^3, 75000m^3, \dots, 120000m^3, 140000m^3$$

Που αφορούν στο γεγονός ότι πρέπει να έχει καλυφθεί ετησίως το κατώτατο όριο ποσότητας προμήθειας για να χρησιμοποιηθούν ποσότητες αναπλήρωσης.

$$\left(\sum_{i=1}^{365} (Q_{ix,R\Sigma}) - (Q_R^{mk,FullyPre,Used} + Q_R^{mk,SemiPre,Used}) - Q_{R,SemiPre}^{MIN} \right) * (Q_R^{mk,FullyPre,Used} + Q_R^{mk,SemiPre,Used}) \geq 0$$

$$\left(\sum_{i=1}^{365} (Q_{ix,TK}) - Q_T^{mk,FullyPre,Used} - Q_T^{MIN} \right) * Q_T^{mk,Used} \geq 0$$

$$\left\{ \sum_k \left(\left(\sum_{i=1}^{365} S_{i,k}^A * a * k \right) - Q_A^{mk,FullyPre,Used} \right) - Q_A^{MIN} \right\} * Q_A^{mk,FullyPre,Used} \geq 0$$

Ο πολλαπλασιασμός ανάμεσα στις μεταβλητές απόφασης εδώ δημιουργεί εκ νέου μη γραμμικότητα ο τρόπος αντιμετώπισης της οποίας αποτυπώνεται στο Παράρτημα Δ.3.

Που αφορούν στο γεγονός ότι η επιχείρηση ενδέχεται να δεσμεύεται να διαθέτει μέρος της συμβολαιοποιημένης δυναμικότητάς της στα Σημεία Εισόδου Κήποι και Σιδηρόκαστρο με στόχο τη διάθεσή του σε λοιπούς χρήστες του δικτύου (σετ περιορισμών ανά Σημείο Εισόδου):

$$\sum_y Q_{ijy} \leq \Delta M_j - \sum_x \Delta M_x, \quad i = 1, \dots, 365, \quad j = R\Sigma, TK, \quad y = \text{σύμβαση προμήθειας}, \quad x = \text{πελάτης}$$

Τρόπος Υπολογισμού Αποθηκευτικού Χώρου. Για κάθε φορτίο οποιοδήποτε χρήστη που αναμένεται να φτάσει σε συγκεκριμένη ημερομηνία ορίζονται οι παρακάτω παράμετροι, οι οποίες θα δίνονται από το χρήστη:

- Ημερομηνία Αφίξης
- Ποσότητα Φορτίου (MWh)
- Αριθμός Ημερών Απομείωσης Φορτίου
- Χρόνος Έγχυσης (hrs)
- Αριθμός Ημερών Ισχύος ΜΧΠΑ (Μέγιστος Χώρος Προσωρινής Αποθήκευσης)

Για κάθε φορτίο άλλου χρήστη ορίζονται:

$$\Omega\text{TPA}^{71} = \frac{\text{Ποσότητα Φορτίου}}{\text{Αριθμός Ημερών Απομείωσης Φορτίου} * 24}$$

$$\text{ΜΧΠΑ} = \text{Ποσότητα Φορτίου} - (\Omega\text{TPA} * \text{Χρόνος Έγχυσης})$$

Ο χώρος προσωρινής αποθήκευσης (ΜΧΠΑ) είναι διαθέσιμος για τον κάθε χρήστη για όσες είναι οι δηλωμένες ημέρες Ισχύος ΜΧΠΑ. Κατά τη διάρκεια των ημερών ισχύος ΜΧΠΑ το μοντέλο θεωρεί ότι ο χρήστης κρατάει δεσμευμένο όλο τον αποθηκευτικό χώρο που του έχει διαθέσει ο ΔΕΣΦΑ.

Για τις υπόλοιπες μέρες ορίζεται η ΕΔΑ (Ελάχιστη Δυναμικότητα Αεριοποίησης).

$$\text{ΕΔΑ} = \text{Ποσότητα(Όγκος)} * \frac{\text{Μέρες} * 24 - \text{Χρόνος Έγχυσης}}{\text{Μέρες}^2 * 24}$$

Για τις επόμενες ημέρες –μετά το πέρας των ημερών Ισχύος ΜΧΠΑ- ο χρήστης οφείλει να αεριοποιεί τουλάχιστον ΕΔΑ από το φορτίο. Το μοντέλο θεωρεί ότι ο χρήστης αεριοποιεί μόνο την ΕΔΑ για τις υπόλοιπες ημέρες.

Υποθέτοντας ότι ο κάθε χρήστης αεριοποιεί κάθε ημέρα την ΕΔΑ και ότι για τις ημέρες ισχύος ΜΧΠΑ ο χρήστης κρατάει δεσμευμένο όλο τον αποθηκευτικό χώρο που του διαθέτει ο ΔΕΣΦΑ (η περίπτωση αυτή αποτελεί την πλέον περιοριστική) ο υπόλοιπος αποθηκευτικός χώρος δεξαμενής που απομένει διαθέσιμος για χρήση από την επιχείρηση υπολογίζεται με αφαίρεση από το συνολικό αποθηκευτικό χώρο ($Q^{\text{Rev,MAX}}$).

Ως παράμετρος ορίζεται το ποσοστό το οποίο εκτιμάται ότι θα αποδίδεται στην επιχείρηση από τον εναπομείναντα αποθηκευτικό χώρο. Η παράμετρος αυτή θα μπορεί να διαφοροποιείται ανά μήνα.

Τα παραπάνω χρησιμεύουν στην περίπτωση εκτέλεσης μοντέλου με ενσωμάτωση άλλων χρηστών δεξαμενής για τον υπολογισμό της παραμέτρου $Q_i^{\text{Rev,MAX}}$ στον περιορισμό

$$Q_{\text{Rev},i}^{\text{Stock}} \leq Q_i^{\text{Rev,MAX}}, \quad i = 1, \dots, 365.$$

Με τον ίδιο τρόπο θα υπολογίζεται και η $BY_i^{\text{επιχ. STAND}}$ που αφορά στη ΒΥ φορτίων γνωστών για την επιχείρηση.

Δυνατότητα ενσωμάτωσης των φορτίων πλοίων σε MWh στη λειτουργία με απολογιστικά

Το μοντέλο όταν εκτελείται με απολογιστικά θα έχει τη δυνατότητα να επιλέγει ως συντελεστή μετατροπής α όχι τον γενικό συντελεστή του σεναρίου αλλά έναν άλλο που απεικονίζει την πραγματική ποσότητα MWh που εισήχθη στη δεξαμενή και έχει οριστεί από το χρήστη.

Που προκύπτουν από την ημερήσια κάλυψη της ζήτησης.

$$\sum_j Q_{ij} \geq \sum_m Z_{im}, \quad i = 1, \dots, 365$$

⁷¹ Κατά τη διάρκεια της εκφόρτωσης δεν μπορεί να αεριοποιεί λιγότερο από ΩΤΡΑ

Παράρτημα Δ.3: Μοντελοποίηση τεχνικών γραμμικοποίησης

Μεσο-Μακροπρόθεσμο Μοντέλο Αριστοποίησης

- Γραμμικοποίηση των μη γραμμικών κλαδικών τύπων που ορίζουν τις $Q_{iT}^{mk, FullyPre, Created}$, $Q_{iA}^{mk, FullyPre, Created}$, $Q_{iR}^{mk, SemiPre, Created}$ και $Q_{iR}^{mk, FullyPre, Created}$.

Για την τουρκική μακροχρόνια σύμβαση ορίζεται:

$$Q_{iT}^{mk, FullyPre, Created} = \begin{cases} Q_{Ti}^{MIN} - \sum_{x=1}^4 Q_{ix, T}, & Q_{Ti}^{MIN} > \sum_{x=1}^4 Q_{ix, T} \\ 0, & Q_{Ti}^{MIN} \leq \sum_{x=1}^4 Q_{ix, T} \end{cases} \quad i = 1, \dots, 5$$

Εισάγεται η βοηθητική δυαδική μεταβλητή

$$b_{Ti}^{M3} = 1 \text{ όταν } Q_{Ti}^{MIN} - \sum_{x=1}^4 Q_{ix, T} > 0 \text{ και } b_{Ti}^V = 0 \text{ όταν } Q_{Ti}^{MIN} - \sum_{x=1}^4 Q_{ix, T} \leq 0$$

και προστίθεται ο παρακάτω γραμμικός περιορισμός:

$$Q_{Ti}^{ACQ} * (b_{Ti}^{M3} - 1) \leq Q_{Ti}^{MIN} - \sum_{x=1}^4 Q_{ix, T} \leq Q_{Ti}^{MIN} * b_{Ti}^{M3}, \quad i = 1, \dots, 5$$

$$Q_{iT}^{mk, FullyPre, Created} = Q_{Ti}^{MIN} - \sum_{x=1}^4 Q_{ix, T} \quad i = 1, \dots, 5$$

Όταν το $Q_{iT}^{mk, FullyPre, Created} \geq 0$ θα πρέπει να προσαυξάνει αντίστοιχα και τη διαθέσιμη ποσότητα της «δεξαμενής» από την οποία μπορεί να προμηθευτεί η εταιρία προπληρωμένη ποσότητα αναπλήρωσης από παλαιότερο έτος.

Έστω η συνεχής μεταβλητή $p_{Ti} \geq 0$, η οποία θα προσαυξάνει τη διαθέσιμη ποσότητα αναπλήρωσης. Για να αποτυπωθεί με γραμμικούς όρους αυτή η απαίτηση προστίθενται οι παρακάτω περιορισμοί:

$$p_{Ti} \geq Q_{Ti}^{MIN} - \sum_{x=1}^4 Q_{ix, T} - (Q_{Ti}^{MIN} + 1) * (1 - b_{Ti}^{M3})$$

$$p_{Ti} \geq (Q_{Ti}^{MIN} - Q_{Ti}^{ACQ} - 1) * b_{Ti}^{M3}$$

$$p_{Ti} \leq Q_{Ti}^{MIN} - \sum_{x=1}^4 Q_{ix, T} - (Q_{Ti}^{MIN} - Q_{Ti}^{ACQ} - 1) * (1 - b_{Ti}^{M3})$$

$$p_{Ti} \leq (Q_{Ti}^{MIN} + 1) * b_{Ti}^{M3}$$

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

και στην αντικειμενική συνάρτηση ελαχιστοποίησης προστίθεται ο παρακάτω γραμμικός όρος:

$$Z_{pen}(p_{Ti}) = p_{Ti} * \frac{\sum_{x=1}^4 T_{xi,T}}{4}, \quad i = 1, \dots, 5$$

Για την αλγερινή σύμβαση η ποσότητα αναπλήρωσης κατ' αντιστοιχία υπολογίζεται ως:

$$Q_{iA}^{mk, FullyPre, Created} = \begin{cases} Q_{Ai}^{MIN} - \sum_{x=1}^4 S_{ix}^A, & Q_{Ai}^{MIN} > \sum_{x=1}^4 S_{ix}^A \\ 0, & Q_{Ai}^{MIN} \leq \sum_{x=1}^4 S_{ix}^A \end{cases}, \quad i = 1, \dots, 5$$

Κατ' αντιστοιχία εισάγεται η βοηθητική δυαδική μεταβλητή

$$b_{Ai}^{M3} = 1 \text{ όταν } Q_{Ai}^{MIN} - \sum_{x=1}^4 S_{ix}^A > 0 \text{ και } b_{Ai}^V = 0 \text{ όταν } Q_{Ai}^{MIN} - \sum_{x=1}^4 S_{ix}^A \leq 0$$

και προστίθεται ο παρακάτω γραμμικός περιορισμός:

$$Q_{Ai}^{ACQ} * (b_{Ai}^{M3} - 1) \leq Q_{Ai}^{MIN} - \sum_{x=1}^4 S_{ix}^A \leq Q_{Ai}^{MIN} * b_{Ai}^{M3}, \quad i = 1, \dots, 5$$

$$Q_{iA}^{mk, FullyPre, Created} = Q_{Ai}^{MIN} - \sum_{x=1}^4 S_{ix}^A, \quad i = 1, \dots, 5$$

Όταν το $Q_{iA}^{mk, Created} \geq 0$ θα πρέπει να προσαυξάνει αντίστοιχα και τη διαθέσιμη ποσότητα της «δεξαμενής» από την οποία μπορεί να προμηθευτεί η εταιρία προπληρωμένη ποσότητα από παλαιότερο έτος.

Έστω η συνεχής μεταβλητή $p_{Ai} \geq 0$, η οποία θα προσαυξάνει τη διαθέσιμη ποσότητα αναπλήρωσης. Ορίζονται για τη μεταβλητή αυτή οι παρακάτω γραμμικοί περιορισμοί:

$$p_{Ai} \geq Q_{Ai}^{MIN} - \sum_{x=1}^4 S_{ix}^A - (Q_{Ai}^{MIN} + 1) * (1 - b_{Ai}^{M3})$$

$$p_{Ai} \geq (Q_{Ai}^{MIN} - Q_{Ai}^{ACQ} - 1) * b_{Ai}^{M3}$$

$$p_{Ai} \leq Q_{Ai}^{MIN} - \sum_{x=1}^4 S_{ix}^A - (Q_{Ai}^{MIN} - Q_{Ai}^{ACQ} - 1) * (1 - b_{Ai}^{M3})$$

$$p_{Ai} \leq (Q_{Ai}^{MIN} + 1) * b_{Ai}^{M3}$$

Στην αντικειμενική συνάρτηση ελαχιστοποίησης κόστους προστίθεται ο γραμμικός όρος:

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

$$Zpen(p_{Ai}) = p_{Ai} * \frac{\sum_{x=1}^4 T_{xi,A}}{4}, \quad i = 1, \dots, 5$$

Η ρωσική σύμβαση περιλαμβάνει έναν συμβατικό όρο σύμφωνα με τον οποίο ένα τμήμα της ποσότητας αναπλήρωσης προπληρώνεται είτε καταναλωθεί είτε όχι ενώ το υπόλοιπο πληρώνεται εφόσον αυτό καταναλωθεί.

$$Q_{iR}^{mk,FullyPre,Created} = \begin{cases} 0, & Q_{R,FullyPre}^{MIN} \leq \sum_{x=1}^4 Q_{ix,R} \leq Q_{R,SemiPre}^{MIN} \\ Q_{R,FullyPre}^{MIN} - \sum_{x=1}^4 Q_{ix,R}, & Q_{R,FullyPre}^{MIN} > \sum_{x=1}^4 Q_{ix,R}, \\ 0, & \sum_{x=1}^4 Q_{ix,R} > Q_{R,SemiPre}^{MIN} \end{cases} \quad i = 1, \dots, 5$$

και

$$Q_{iR}^{mk,SemiPre,Created} = \begin{cases} Q_{R,SemiPre}^{MIN} - \sum_{x=1}^4 Q_{ix,R}, & Q_{R,FullyPre}^{MIN} \leq \sum_{x=1}^4 Q_{ix,R} < Q_{R,SemiPre}^{MIN} \\ Q_{R,SemiPre}^{MIN} - Q_{R,FullyPre}^{MIN}, & Q_{R,FullyPre}^{MIN} \geq \sum_{x=1}^4 Q_{ix,R}, \\ 0, & \sum_{x=1}^4 Q_{ix,R} \geq Q_{R,SemiPre}^{MIN} \end{cases} \quad i = 1, \dots, 5$$

Για την αντιμετώπιση των μη γραμμικοτήτων που προκύπτουν στην περίπτωση αυτή, εισάγονται οι βοηθητικές δυαδικές μεταβλητές

$b_{Rsemi1i}^{M3}$, $b_{Rsemi2i}^{M3}$ για τις οποίες ισχύουν:

$b_{Rsemi1i}^{M3} = 1$ όταν $Q_{R,SemiPre}^{MIN} - \sum_{x=1}^4 Q_{ix,R} \geq 0$ και $b_{Rsemi1i}^{M3} = 0$ σε αντίθετη περίπτωση.

$b_{Rsemi2i}^{M3} = 1$ όταν $Q_{R,FullyPre}^{MIN} - \sum_{x=1}^4 Q_{ix,R} \geq 0$ και $b_{Rsemi2i}^{M3} = 0$ αντιθέτως.

Και προστίθενται οι παρακάτω γραμμικοί περιορισμοί:

$$(b_{Rsemi1i}^{M3} - 1) * Q_{Ri}^{ACQ} \leq Q_{R,SemiPre}^{MIN} - \sum_{x=1}^4 Q_{ix,R} \leq Q_{R,SemiPre}^{MIN} * b_{Rsemi1i}^{M3} \quad , i = 1, \dots, 5$$

$$Q_{iR}^{mk,SemiPre,Created} = Q_{R,SemiPre}^{MIN} - \sum_{x=1}^4 Q_{ix,R}, \quad i = 1, \dots, 5$$

$$b_{Rsemi2i}^{M3} \leq b_{Rsemi1i}^{M3} \quad , i = 1, \dots, 5$$

$$Q_{iR}^{mk,FullyPre,Created} = Q_{R,FullyPre}^{MIN} - \sum_{x=1}^4 Q_{ix,R} \quad , \quad i = 1, \dots, 5$$

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

$$(b_{Rsemi2i}^{M3} - 1) * Q_{Ri}^{ACQ} \leq Q_{R,FullyPrei}^{MIN} - \sum_{x=1}^4 Q_{ix,R} \leq b_{Rsemi2i}^{M3} * Q_{R,FullyPrei}^{MIN} \quad i = 1, \dots, 5$$

Όταν τα $Q_{iR}^{mk,FullyPre,Created}$, $Q_{iR}^{mk,SemiPre,Created} \geq 0$ θα πρέπει να προσαυξάνουν αντίστοιχα και τη διαθέσιμη ποσότητα της «δεξαμενής» από την οποία μπορεί να προμηθευτεί η εταιρία προπληρωμένη ποσότητα από παλαιότερο έτος.

Έστω η συνεχής μεταβλητή $p_{R,Semi,i} \geq 0$, η οποία θα προσαυξάνει τη διαθέσιμη ποσότητα αναπλήρωσης και εισάγοντας τις παρακάτω γραμμικούς περιορισμούς

$$p_{R,Semi,i} \geq Q_{R,SemiPrei}^{MIN} - \sum_{x=1}^4 Q_{ix,R} - (Q_{R,SemiPrei}^{MIN} - Q_{R,FullyPrei}^{MIN} + 1) * (1 - b_{Rsemi1i}^{M3}) - p_{R,Fully,i}$$

$$p_{R,Semi,i} \geq (Q_{R,SemiPrei}^{MIN} - Q_{Ri}^{ACQ} - 1) * b_{Rsemi1i}^{M3}$$

$$p_{R,Semi,i} \leq Q_{R,SemiPrei}^{MIN} - \sum_{x=1}^4 Q_{ix,R} - (Q_{R,SemiPrei}^{MIN} - Q_{Ri}^{ACQ} - 1) * (1 - b_{Rsemi1i}^{M3}) - p_{R,Fully,i}$$

$$p_{R,Semi,i} \leq (Q_{R,SemiPrei}^{MIN} - Q_{R,FullyPrei}^{MIN} + 1) * b_{Rsemi1i}^{M3}$$

και αντίστοιχα,

$$p_{R,Fully,i} \geq Q_{R,FullyPrei}^{MIN} - \sum_{x=1}^4 Q_{ix,R} - (Q_{R,FullyPrei}^{MIN} + 1) * (1 - b_{Rsemi2i}^{M3})$$

$$p_{R,Fully,i} \geq (Q_{R,FullyPrei}^{MIN} - Q_{Ri}^{ACQ} - 1) * b_{Rsemi2i}^{M3}$$

$$p_{R,Fully,i} \leq Q_{R,FullyPrei}^{MIN} - \sum_{x=1}^4 Q_{ix,R} - (Q_{R,FullyPrei}^{MIN} - Q_{Ri}^{ACQ} - 1) * (1 - b_{Rsemi2i}^{M3})$$

$$p_{R,Fully,i} \leq (Q_{R,FullyPrei}^{MIN} + 1) * b_{Rsemi2i}^{M3}$$

Τέλος η αντικειμενική συνάρτηση ελαχιστοποίησης κόστους θα πρέπει να συμπεριλάβει τους παρακάτω γραμμικούς όρους:

$$Zpen(p_{R,Fully,i}, p_{R,Semi,i}) = (0.65 * p_{R,Semi,i} + p_{R,Fully,i}) * \frac{\sum_{x=1}^4 T_{ix,R}}{4}, \quad i = 1, \dots, 5$$

- *Penalty σε περίπτωση μη κάλυψης κατώτατης συμβολαιοποιημένης θερινής ποσότητας όταν ταυτόχρονα δεν υφίσταται penalty για το συνολικό έτος.* Ο περιορισμός αυτός αρχικά αποτυπώνεται ως εξής:

FOREACH $i = 1, \dots, 5$

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

$$\text{IF} \left(\left(\sum_{x=1}^4 Q_{ix,TK} - Q_{Ti}^{\text{MIN}} \right) > 0 \text{ AND } \left(\sum_{x=2}^3 Q_{ix,TK} - Q_{Ti,Summer}^{\text{MIN}} \right) < 0 \right)$$

$$Zpen_i^{\text{Summer}} = \left(Q_{Ti,Summer}^{\text{MIN}} - \sum_{x=2}^3 Q_{ix,TK} \right) * 0,02 * \frac{T_{i2,T} + T_{i3,T}}{2}$$

$$Zpen+ = \sum_{i=1}^5 Zpen_i^{\text{Summer}}$$

Η μη γραμμικότητα που εισάγεται αντιμετωπίζεται με τη βοήθεια της παρακάτω μοντελοποίησης. Προστίθενται δύο βοηθητικές δυαδικές μεταβλητές

$$b_{T1i}^{M1}, \quad b_{T2i}^{M1}$$

και τις συνεχής

$$p_i^{\text{T,Summer}} \geq 0$$

για κάθε έτος i με την εξής χρήση:

$$b_{T1i}^{M1} = 1 \text{ όταν } \left(\sum_{x=1}^4 Q_{ix,TK} - Q_{Ti}^{\text{MIN}} \right) > 0 \text{ και } b_{T1i}^{M1} = 0 \text{ σε αντίθετη περίπτωση.}$$

$$b_{T2i}^{M1} = 1 \text{ όταν } \left(\sum_{x=2}^3 Q_{ix,TK} - Q_{Ti,Summer}^{\text{MIN}} \right) < 0 \text{ και } b_{T2i}^{M1} = 0 \text{ σε αντίθετη περίπτωση.}$$

$$b_{T3i}^{M1} = 1 \text{ όταν } b_{T1i}^{M1} = b_{T2i}^{M1} = 1$$

y_i

Ταυτόχρονα προστίθενται οι γραμμικοί περιορισμοί:

$$\left(b_{T1i}^{M1} - 1 \right) * ACQ_{Ti} < \sum_{x=1}^4 Q_{ix,TK} - Q_{Ti}^{\text{MIN}} + \left(1 - b_{T1i}^{M1} \right) * 0,00001 < b_{T1i}^{M1} * ACQ_{Ti},$$

$$-b_{T2i}^{M1} * ACQ_{Ti} < \sum_{x=2}^3 Q_{ix,TK} - Q_{Ti,Summer}^{\text{MIN}} + b_{T2i}^{M1} * 0,00001 < \left(1 - b_{T2i}^{M1} \right) * ACQ_{Ti},$$

$$y_i \leq b_{T3i}^{M1} \leq \frac{b_{T1i}^{M1} + b_{T2i}^{M1}}{2}$$

$$b_{T2i}^{M1} + b_{T1i}^{M1} \leq 0,9 * y_i + 1,1 * p_i^{\text{T,Summer}}$$

$$0,9 * y_i + 1,1 * p_i^{\text{T,Summer}} \geq$$

$$p_i^{\text{T,Summer}} \geq \left(Q_{Ti,Summer}^{\text{MIN}} - \sum_{x=2}^3 Q_{ix,TK} \right) * 0,02 * \frac{T_{i2,T} + T_{i3,T}}{2} - \left(Q_{Ti,Summer}^{\text{MIN}} * 0,02 * \frac{T_{i2,T} + T_{i3,T}}{2} + 1 \right) * \left(1 - b_{T3i}^{M1} \right)$$

$$p_i^{\text{T,Summer}} \geq \left(Q_{Ti,Summer}^{\text{MIN}} - Q_{\text{DAYMAX}i}^{\text{T}} * \text{DAYS}_{2,3} \right) * 0,02 * \frac{T_{i2,T} + T_{i3,T}}{2} - 1 * b_{T3i}^{M1}$$

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

$$p_i^{T,Summer} \leq \left(Q_{Ti,Summer}^{MIN} - \sum_{x=2}^3 Q_{ix,TK} \right) * 0,02 * \frac{T_{i2,T} + T_{i3,T}}{2} - [(Q_{Ti,Summer}^{MIN} - Q_{DAYMAXi}^T * DAYS_{2,3}) * 0,02 * \frac{T_{i2,T} + T_{i3,T}}{2} - 1] * (1 - b_{T3i}^{M1})$$

$$p_i^{T,Summer} \leq (Q_{Ti,Summer}^{MIN} * 0,02 * \frac{T_{i2,T} + T_{i3,T}}{2} + 1) * b_{T3i}^{M1}$$

Τέλος η συνάρτηση Zpen διαμορφώνεται με την προσθήκη της βοηθητικής μεταβλητής.

$$Zpen += p_i^{T,Summer}$$

- Απαίτηση για κάλυψη κατώτατου ορίου ποσότητας προμήθειας ανά σύμβαση για να χρησιμοποιηθούν ποσότητες αναπλήρωσης σε ετήσια βάση.

Ο περιορισμός αυτός αποτυπώνεται ως εξής:

$$\left(\sum_{x=1}^4 (Q_{ix,R\Sigma}) - Q_{R,SemiPrei}^{MIN} \right) * (Q_{iR}^{mk,FullyPre,Used} + Q_{iR}^{mk,SemiPre,Used}) \geq 0, \quad i = 1, \dots, 5,$$

$$\left(\sum_{x=1}^4 (Q_{ix,TK}) - Q_{Ti}^{MIN} \right) * Q_{iT}^{mk,FullyPre,Used} \geq 0, \quad i = 1, \dots, 5,$$

$$\left\{ \left(\sum_{x=1}^4 S_{ix}^A \right) - Q_{iA}^{mk,FullyPre,Used} - Q_{Ai}^{MIN} \right\} * Q_{iA}^{mk,FullyPre,Used} \geq 0, \quad i = 1, \dots, 5,$$

Με τη βοήθεια της παρακάτω μοντελοποίησης αντιμετωπίζεται η μη γραμμικότητα που προκύπτει λόγω του πολλαπλασιασμού:

Για κάθε έτος και για κάθε μακροχρόνιο προμηθευτή εισάγεται μία βοηθητική μεταβλητή ως εξής:

$$b_{Ri}^{M2} = 1 \text{ όταν } Q_{iR}^{mk,FullyPre,Used} + Q_{iR}^{mk,SemiPre,Used} = 0 \text{ και } \sum_{x=1}^4 Q_{ix,R\Sigma} \leq Q_{R,SemiPrei}^{MIN} \text{ και } b_{Ri}^{M2} = 0 \text{ όταν } Q_{iR}^{mk,FullyPre,Used} + Q_{iR}^{mk,SemiPre,Used} \leq ACQ_{Ri} \text{ και } \sum_{x=1}^4 Q_{ix,R\Sigma} \geq Q_{R,SemiPrei}^{MIN}$$

$$b_{Ti}^{M2} = 1 \text{ όταν } Q_{iT}^{mk,FullyPre,Used} = 0 \text{ και } \sum_{x=1}^4 Q_{ix,TK} \leq Q_{Ti}^{MIN} \text{ και } b_{Ti}^{M2} = 0 \text{ όταν } Q_{iT}^{mk,FullyPre,Used} \leq ACQ_{Ti} \text{ και } \sum_{x=1}^4 Q_{ix,TK} \geq Q_{Ti}^{MIN}$$

$$b_{Ai}^{M2} = 1 \text{ όταν } Q_{iA}^{mk,FullyPre,Used} = 0 \text{ και } \sum_{x=1}^4 S_{ix}^A \leq Q_{Ai}^{MIN} \text{ και } b_{Ai}^{M2} = 0 \text{ όταν } Q_{iA}^{mk,FullyPre,Used} \leq ACQ_{Ai}$$

Εισάγονται για να αποτυπώσουν την παραπάνω συμπεριφορά τα εξής set γραμμικών περιορισμών:

$$\sum_{x=1}^4 Q_{ix,R\Sigma} - Q_{R,SemiPrei}^{MIN} + b_{Ri}^{M2} * Q_{R,SemiPrei}^{MIN} \geq 0, \quad i = 1, \dots, 5$$

$$\sum_{x=1}^4 Q_{ix,R\Sigma} - b_{Ri}^{M2} * Q_{R,SemiPrei}^{MIN} - (1 - b_{Ri}^{M2}) * ACQ_{Ri} \leq 0, \quad i = 1, \dots, 5$$

$$0 \leq Q_{iR}^{mk,FullyPre,Used} + Q_{iR}^{mk,SemiPre,Used} \leq (1 - b_{Ri}^{M2}) * ACQ_{Ri}, \quad i = 1, \dots, 5$$

$$\sum_{x=1}^4 Q_{ix,TK} - Q_{Ti}^{MIN} + b_{Ti}^{M2} * Q_{Ti}^{MIN} \geq 0, \quad i = 1, \dots, 5$$

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

$$\sum_{x=1}^4 Q_{ix,TK} - b_{Ti}^{M2} * Q_{Ti}^{MIN} - (1 - b_{Ti}^{M2}) * ACQ_{Ti} \leq 0, \quad i = 1, \dots, 5$$

$$0 \leq Q_{iT}^{mk,FullyPre,Used} \leq (1 - b_{Ti}^{M2}) * ACQ_{Ti}, \quad i = 1, \dots, 5$$

$$\sum_{x=1}^4 S_{ix}^A - Q_{iA}^{mk,FullyPre,Used} - Q_{Ai}^{MIN} + b_{Ai}^{M2} * Q_{Ai}^{MIN} \geq 0, \quad i = 1, \dots, 5$$

$$\sum_{x=1}^4 S_{ix}^A - Q_{iA}^{mk,FullyPre,Used} - b_{Ai}^{M2} * Q_{Ai}^{MIN} - (1 - b_{Ai}^{M2}) * ACQ_{Ai} \leq 0, \quad i = 1, \dots, 5$$

$$0 \leq Q_{iA}^{mk,FullyPre,Used} \leq (1 - b_{Ai}^{M2}) * ACQ_{Ai}, \quad i = 1, \dots, 5$$

Βραχυπρόθεσμο Μοντέλο Αριστοποίησης

- Γραμμικοποίηση των μη γραμμικών κλαδικών τύπων που ορίζουν τις $Q_T^{mk,FullyPre,Created}$, $Q_A^{mk,FullyPre,Created}$, $Q_R^{mk,SemiPre,Created}$ και $Q_R^{mk,FullyPre,Created}$.

Για την περίπτωση της τουρκικής μακροχρόνιας σύμβασης η ποσότητα αναπλήρωσης υπολογίζεται όπως παρακάτω:

$$Q_T^{mk,FullyPre,Created} = \begin{cases} Q_T^{MIN} - \sum_{i=1}^{365} Q_{i,TK}, & Q_T^{MIN} > \sum_{i=1}^{365} Q_{i,TK} \\ 0, & Q_T^{MIN} \leq \sum_{i=1}^{365} Q_{i,TK} \end{cases}$$

Για την αντιμετώπιση της μη γραμμικότητας η οποία προκύπτει από τον δίκλαδο υπολογισμό εισάγεται η βοηθητική δυαδική μεταβλητή απόφασης b_T^{V3} με την παρακάτω συμπεριφορά:

$$b_T^{V3} = 1 \text{ όταν } Q_T^{MIN} - \sum_{i=1}^{365} Q_{iTK} > 0 \text{ και } b_T^{V3} = 0 \text{ όταν } Q_T^{MIN} - \sum_{i=1}^{365} Q_{iTK} \leq 0$$

Για την αποτύπωση της παραπάνω συμπεριφοράς με γραμμικούς περιορισμούς προστίθενται οι παρακάτω γραμμικοί περιορισμοί.

$$Q_T^{ACQ} * (b_T^{V3} - 1) \leq Q_T^{MIN} - \sum_{i=1}^{365} Q_{iTK} \leq Q_T^{MIN} * b_T^{V3}$$

$$Q_T^{mk,FullyPre,Created} = Q_T^{MIN} - \sum_{i=1}^{365} Q_{iTK}$$

Όταν το $Q_T^{mk,FullyPre,Created} \geq 0$ θα πρέπει να προσαυξάνει αντίστοιχα και τη διαθέσιμη ποσότητα της δεξαμενής από την οποία μπορεί να προμηθευτεί η εταιρία προπληρωμένη ποσότητα από παλαιότερο έτος.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

Εισάγεται η συνεχής μεταβλητή $p_T \geq 0$, η οποία θα προσαυξάνει την διαθέσιμη ποσότητα αναπλήρωσης και για τη μεταβλητή αυτή εισάγονται οι παρακάτω περιορισμοί.

$$p_T \geq Q_T^{MIN} - \sum_{i=1}^{365} Q_{iT_K} - (Q_T^{MIN} + 1) * (1 - b_T^{V3})$$

$$p_T \geq (Q_T^{MIN} - Q_T^{ACQ} - 1) * b_T^{V3}$$

$$p_T \leq Q_{Ti}^{MIN} - \sum_{i=1}^{365} Q_{iT_K} - (Q_T^{MIN} - Q_T^{ACQ} - 1) * (1 - b_T^{V3})$$

$$p_T \leq (Q_T^{MIN} + 1) * b_T^{V3}$$

Τέλος η αντικειμενική συνάρτηση Z_{pen} προσαυξάνεται κατά τον αντίστοιχο όρο.

$$Z_{pen}(p_T) = p_T * \frac{\sum_{x=1}^4 T_{x,T}}{4}$$

Κατ' αντιστοιχία, για την αλγερινή μακροπρόθεσμη σύμβαση προμήθειας έχουμε

$$Q_A^{mk, FullyPre, Created} = \begin{cases} Q_A^{MIN} - \sum_{i=1}^{365} \sum_k S_{i,k}^A * a * k, & Q_A^{MIN} > \sum_{i=1}^{365} \sum_k S_{i,k}^A * a * k \\ 0, & Q_A^{MIN} \leq \sum_{i=1}^{365} \sum_k S_{i,k}^A * a * k \end{cases}$$

Εισάγεται η βοηθητική δυαδική μεταβλητή b_A^{V3} με την παρακάτω συμπεριφορά.

$$b_A^{V3} = 1 \text{ όταν } Q_A^{MIN} - \sum_{i=1}^{365} \sum_k S_{i,k}^A * a * k > 0 \text{ και } b_A^{V3} = 0 \text{ όταν } Q_A^{MIN} - \sum_{i=1}^{365} \sum_k S_{i,k}^A * a * k \leq 0$$

και προστίθεται ο παρακάτω γραμμικός περιορισμός:

$$Q_A^{ACQ} * (b_A^{V3} - 1) \leq Q_A^{MIN} - \sum_{i=1}^{365} \sum_k S_{i,k}^A * a * k \leq Q_A^{MIN} * b_A^{V3}$$

$$Q_A^{mk, FullyPre, Created} = Q_A^{MIN} - \sum_{i=1}^{365} \sum_k S_{i,k}^A * a * k$$

Όταν το $Q_A^{mk, FullyPre, Created} \geq 0$ θα πρέπει να προσαυξάνει αντίστοιχα και τη διαθέσιμη ποσότητα της δεξαμενής από την οποία μπορεί να προμηθευτεί η εταιρία προπληρωμένη ποσότητα από παλαιότερο έτος.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

Θεωρείται η συνεχής μεταβλητή $p_A \geq 0$, η οποία θα προσαυξάνει τη διαθέσιμη ποσότητα αναπλήρωσης. Για να επιτευχθεί η συμπεριφορά αυτή εισάγονται οι παρακάτω γραμμικοί περιορισμοί:

$$p_A \geq Q_A^{\text{MIN}} - \sum_{i=1}^{365} \sum_k S_{i,k}^A * a * k - (Q_A^{\text{MIN}} + 1) * (1 - b_A^{V3})$$

$$p_A \geq (Q_A^{\text{MIN}} - Q_A^{\text{ACQ}} - 1) * b_A^{V3}$$

$$p_A \leq Q_{Ai}^{\text{MIN}} - \sum_{i=1}^{365} \sum_k S_{i,k}^A * a * k - (Q_A^{\text{MIN}} - Q_A^{\text{ACQ}} - 1) * (1 - b_A^{V3})$$

$$p_A \leq (Q_A^{\text{MIN}} + 1) * b_A^{V3}$$

και τέλος προστίθεται στη συνάρτηση ελαχιστοποίησης κόστους ο παρακάτω όρος:

$$Z_{\text{pen}}(p_A) = p_A * \frac{\sum_k \sum_{x=1}^4 T_{x,Ak}}{4 * (k_{\#})}$$

Για τη ρωσική σύμβαση για την οποία ένα μέρος της ποσότητας αναπλήρωσης πληρώνεται όταν δημιουργείται και το υπόλοιπο όταν (και αν) τελικά καταναλώνεται έχουμε:

$$Q_R^{\text{mk,SemiPre,Created}} = \begin{cases} Q_{R,\text{SemiPre}}^{\text{MIN}} - \sum_{i=1}^{365} Q_{iR\Sigma}, & Q_{R,\text{FullyPre}}^{\text{MIN}} \leq \sum_{i=1}^{365} Q_{iR\Sigma} < Q_{R,\text{SemiPre}}^{\text{MIN}} \\ 0, & \sum_{i=1}^{365} Q_{iR\Sigma} \geq Q_{R,\text{SemiPre}}^{\text{MIN}} \end{cases}$$

και

$$Q_R^{\text{mk,FullyPre,Created}} = \begin{cases} 0, & Q_{R,\text{FullyPre}}^{\text{MIN}} \leq \sum_{i=1}^{365} Q_{iR\Sigma} \leq Q_{R,\text{SemiPre}}^{\text{MIN}} \\ Q_{R,\text{FullyPre}}^{\text{MIN}} - \sum_{i=1}^{365} Q_{iR\Sigma}, & Q_{R,\text{FullyPre}}^{\text{MIN}} > \sum_{i=1}^{365} Q_{iR\Sigma} \\ 0, & \sum_{i=1}^{365} Q_{iR\Sigma} > Q_{R,\text{SemiPre}}^{\text{MIN}} \end{cases}$$

Για την αντιμετώπιση της παραπάνω μοντελοποίησης εισάγονται οι παρακάτω βοηθητικές δυαδικές μεταβλητές

$b_{R\text{semi}1}^{V3}, b_{R\text{semi}2}^{V3}$ για τις οποίες ισχύουν:

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

$b_{Rsemi1}^{V3} = 1$ όταν $Q_{R,SemiPre}^{MIN} - \sum_{i=1}^{365} Q_{iR\Sigma} \geq 0$ και $b_{Rsemi1}^{V3} = 0$ σε αντίθετη περίπτωση.

$B_{Rsemi2}^{V3} = 1$ όταν $Q_{R,FullyPre}^{MIN} - \sum_{i=1}^{365} Q_{iR\Sigma} \geq 0$ και $b_{Rsemi2}^{V3} = 0$ αντιθέτως.

Και προστίθενται οι περιορισμοί:

$$\begin{aligned} (b_{Rsemi1}^{V3} - 1) * Q_R^{ACQ} &\leq Q_{R,SemiPre}^{MIN} - \sum_{i=1}^{365} Q_{iR\Sigma} \leq Q_{R,SemiPre}^{MIN} * b_{Rsemi1}^{V3} \\ Q_R^{mk,SemiPre,Created} &= Q_{R,SemiPre}^{MIN} - \sum_{i=1}^{365} Q_{iR\Sigma} \\ b_{Rsemi2}^{V3} &\leq b_{Rsemi1}^{V3} \\ Q_R^{mk,FullyPre,Created} &= Q_{R,FullyPre}^{MIN} - \sum_{i=1}^{365} Q_{iR\Sigma} \\ (b_{Rsemi2}^{V3} - 1) * Q_R^{ACQ} &\leq Q_{R,FullyPre}^{MIN} - \sum_{i=1}^{365} Q_{iR\Sigma} \leq b_{Rsemi2}^{V3} * Q_{R,FullyPre}^{MIN} \end{aligned}$$

Όταν τα $Q_R^{mk,FullyPre,Created}$, $Q_R^{mk,SemiPre,Created} \geq 0$ θα πρέπει να προσαυξάνουν αντίστοιχα τη διαθέσιμη ποσότητα από κάθε δεξαμενή (δεξαμενή πλήρως προπληρωμένης, δεξαμενή ημί-προπληρωμένης) από την οποία μπορεί να προμηθευτεί η εταιρία προπληρωμένη ποσότητα από παλαιότερο έτος.

Εισάγεται η συνεχής μεταβλητή $p_{R,Semi} \geq 0$, η οποία θα προσαυξάνει τη διαθέσιμη ημί-προπληρωμένη ποσότητα αναπλήρωσης, για την οποία τίθενται οι περιορισμοί:

$$\begin{aligned} p_{R,Semi} &\geq Q_{R,SemiPre}^{MIN} - \sum_{i=1}^{365} Q_{iR\Sigma} - (Q_{R,SemiPre}^{MIN} - Q_{R,FullyPre}^{MIN} + 1) * (1 - b_{Rsemi1}^{V3}) - p_{R,Fully} \\ p_{R,Semi} &\geq (Q_{R,SemiPre}^{MIN} - Q_R^{ACQ} - 1) * b_{Rsemi1}^{V3} \\ p_{R,Semi} &\leq Q_{R,SemiPre}^{MIN} - \sum_{i=1}^{365} Q_{iR\Sigma} - (Q_{R,SemiPre}^{MIN} - Q_R^{ACQ} - 1) * (1 - b_{Rsemi1}^{V3}) - p_{R,Fully} \\ p_{R,Semi} &\leq (Q_{R,SemiPre}^{MIN} - Q_{R,FullyPre}^{MIN} + 1) * b_{Rsemi1}^{V3} \end{aligned}$$

Και αντίστοιχα εισάγεται η συνεχής μεταβλητή $p_{R,Fully} \geq 0$ η οποία θα προσαυξάνει τη διαθέσιμη πλήρως προπληρωμένη ποσότητα αναπλήρωσης, για την οποία τίθενται οι παρακάτω περιορισμοί:

$$p_{R,Fully} \geq Q_{R,FullyPre}^{MIN} - \sum_{i=1}^{365} Q_{iR\Sigma} - (Q_{R,FullyPre}^{MIN} + 1) * (1 - b_{Rsemi2}^{V3})$$

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

$$p_{R,Fully} \geq (Q_{R,FullyPre}^{MIN} - Q_R^{ACQ} - 1) * b_{Rsemi2}^{V3}$$

$$p_{R,Fully} \leq Q_{R,FullyPre}^{MIN} - \sum_{i=1}^{365} Q_{iRS} - (Q_{R,FullyPre}^{MIN} - Q_R^{ACQ} - 1) * (1 - b_{Rsemi2}^{V3})$$

$$p_{R,Fully} \leq (Q_{R,FullyPre}^{MIN} + 1) * b_{Rsemi2}^{V3}$$

Τέλος προστίθεται στην αντικειμενική

$$Z_{pen}(p_{R,Fully}, p_{R,Semi}) = (0.65 * p_{R,Semi} + p_{R,Fully}) * \frac{\sum_{x=1}^4 T_{x,R}}{4}$$

- Ενσωμάτωση στη συνάρτηση κόστους μεταφοράς του κόστους ημερήσιων βραχυχρονίων, στην περίπτωση εκτέλεσης με απολογιστικά.

$$Z_{short}(trans) = \sum_{i=1}^{365} \left((Q_{iRS} - \Delta M_{RS}) * (T_{\Sigma\Delta M,RS} + T_{\Sigma\Delta M,RS}^{BA}) * \frac{1}{365} * 1,75 + (Q_{iTK} - \Delta M_{TK}) * (T_{\Sigma\Delta M,TK+} + T_{\Sigma\Delta M,TK}^A) * \frac{1}{365} \right. \\ \left. * 1,75 + (Q_{iReA} - \Delta M_{ReA}) * (T_{\Sigma\Delta M,ReA} + T_{\Sigma\Delta M,ReA}^N) * \frac{1}{365} * 1,75 + (Q_{iReA} - \Delta Y_{ReA}) * \frac{1}{365} * T_{\Sigma\Delta Y} * 1,75 \right)$$

Για κάθε ημέρα του έτους ελέγχεται το άθροισμα των ποσοτήτων που μπαίνουν σε κάθε σημείο και αν αυτό είναι μεγαλύτερο από τη δεσμευμένη δυναμικότητα (ΔM) του σημείου η διαφορά θα προστίθεται στο κόστος με το συντελεστή ημερήσιας βραχυχρόνιας σύμβασης μεταφοράς, ο οποίος θα δίνεται ως παράμετρος:

Foreach inputPoint IP

Foreach day i

if $\sum_j (Q_{ijIP} - \Delta M_{IP}) > 0$

$$Z_{short}(trans) += \left(\sum_j Q_{ijIP} - \Delta M_{IP} \right) * (T_{\Sigma\Delta M,IP} + T_{\Sigma\Delta M,IP}^Z) * \frac{1}{365} * 1,75$$

Όπου: το j υποδεικνύει τον αριθμό των συμβάσεων που «δένονται» στο ίδιο σημείο εισόδου. Η μη γραμμικότητα που προκύπτει από την παραπάνω έκφραση μπορεί να επιλυθεί ως εξής εισάγοντας τη συνεχή μεταβλητή απόφασης $z_{iP,i}^{Short}$ η οποία θα παίρνει την τιμή της διαφοράς αν η διαφορά είναι θετική και την τιμή 0 αν η διαφορά είναι αρνητική ή 0. Είναι: $z_{iP,i}^{Short} \geq 0$.

Επίσης εισάγεται η δυαδική μεταβλητή $b_{iP,i}^{Short}$ για την οποία ισχύει $b_{iP,i}^{Short} = 1$ όταν $\sum_j Q_{ijIP} - \Delta M_{IP} > 0$ και $b_{iP,i}^{Short} = 0$ όταν $\sum_j (Q_{ijIP} - \Delta M_{IP}) \leq 0$.

Για να αποτυπωθούν οι παραπάνω περιγραφόμενες συμπεριφορές με όρους γραμμικού προγραμματισμού εισάγεται ο παρακάτω περιορισμός.

$$MAX_{IP} * (b_{iP,i}^{Short} - 1) \leq \sum_j Q_{ijIP} - \Delta M_{IP} \leq MAX_{IP} * b_{iP,i}^{Short}$$

Καθώς και οι:

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

$$z_{IP,i}^{Short} \geq \left(\sum_j Q_{ijIP} - \Delta M_{IP} \right) * T_{\Sigma\Delta M,IP}^Z * \frac{1}{365} * 1,75 - \sum_j (MAX_{IP} - \Delta M_{IP} + 1) * T_{\Sigma\Delta M,IP}^Z * \frac{1}{365} * 1,75 * (1 - b_{IP,i}^{Short})$$

$$z_{IP,i}^{Short} \geq \sum_j (-1 - \Delta M_{IP}) * T_{\Sigma\Delta M,IP}^Z * \frac{1}{365} * 1,75 * b_{IP,i}^{Short}$$

$$z_{IP,i}^{Short} \leq \left(\sum_j Q_{ijIP} - \Delta M_{IP} \right) * T_{\Sigma\Delta M,IP}^Z * \frac{1}{365} * 1,75 - \sum_j (-1 - \Delta M_{IP}) * T_{\Sigma\Delta M,IP}^Z * \frac{1}{365} * 1,75 * (1 - b_{IP,i}^{Short})$$

$$z_{IP,i}^{Short} \leq \sum_j (MAX_{IP} - \Delta M_{IP} + 1) * T_{\Sigma\Delta M,IP}^Z * \frac{1}{365} * 1,75 * b_{IP,i}^{Short}$$

- *Penalty σε περίπτωση μη κάλυψης κατώτατης συμβολαιοποιημένης θερινής ποσότητας όταν ταυτόχρονα δεν υφίσταται penalty για το συνολικό έτος.* Ο περιορισμός αυτός αποτυπώνεται ως εξής:

$$IF \left(\left(\sum_{i=1}^{365} Q_{iTK} - Q_T^{MIN} \right) > 0 \text{ AND } \left(\sum_{i=91}^{273} Q_{iTK} - Q_{T,Summer}^{MIN} \right) < 0 \right)$$

$$Zpen^{Summer} = \left(Q_{T,Summer}^{MIN} - \sum_{i=91}^{273} Q_{iTK} \right) * 0,02 * \frac{T_{2,T} + T_{3,T}}{2}$$

$$Zpen += Zpen^{Summer}$$

Ως τρόπος αντιμετώπισης για κάτι τέτοιο προτείνονται τα παρακάτω:

Προσθήκη δύο βοηθητικών δυαδικών μεταβλητών b_{T1}^{V4} , b_{T2}^{V4} και της συνεχούς $p^{T,Summer} \geq 0$ με την εξής χρήση:

$$b_{T1}^{V4} = 1 \text{ όταν } \left(\sum_{i=1}^{365} Q_{iTK} - Q_T^{mk,Used} - Q_T^{MIN} \right) > 0 \text{ και } b_{T1}^{V4} = 0 \text{ σε αντίθετη περίπτωση.}$$

$$b_{T2}^{V4} = 1 \text{ όταν } \left(\sum_{i=91}^{273} Q_{iTK} - Q_{T,Summer}^{MIN} \right) < 0 \text{ και } b_{T2}^{V4} = 0 \text{ σε αντίθετη περίπτωση.}$$

$$b_{T3}^{V4} = 1 \text{ όταν } b_{T2}^{V4} = 1 \text{ και } b_{T1}^{V4} = 1$$

y

και ταυτόχρονη προσθήκη των περιορισμών:

$$\left(b_{T1}^{V4} - 1 \right) * ACQ_T < \sum_{i=1}^{365} Q_{i,TK} - Q_T^{mk,Used} - Q_T^{MIN} + \left(1 - b_{T1}^{V4} \right) * 0,00001 < b_{T1}^{V4} * ACQ_T$$

$$-b_{T2}^{V4} * ACQ_T < \sum_{i=91}^{273} Q_{i,TK} - Q_{T,Summer}^{MIN} + b_{T2}^{V4} * 0,00001 < \left(1 - b_{T2}^{V4} \right) * ACQ_T$$

$$y \leq b_{T3}^{V4} \leq \left(\frac{b_{T2}^{V4} + b_{T1}^{V4}}{2} \right)$$

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

$$b_{T2}^{V4} + b_{T1}^{V4} \leq 0,9 * y + 1,1p^{T,Summer}$$

$$\geq (Q_{T,Sumer}^{MIN} - \sum_{i=91}^{273} Q_{i,TK}) * 0,02 * \frac{T_{2,T} + T_{3,T}}{2} - (Q_{T,Sumer}^{MIN} * 0,02 * \frac{T_{2,T} + T_{3,T}}{2} + 1) * (1 - b_{T3}^{V4})$$

$$p^{T,Summer} \geq [(Q_{T,Sumer}^{MIN} - Q_{DAY,MAX}^T * \#DAYS_{2,3}) * 0,02 * \frac{T_{2,T} + T_{3,T}}{2} - 1] * b_{T3}^{V4}$$

$$p^{T,Summer} \leq (Q_{T,Sumer}^{MIN} - \sum_{i=91}^{273} Q_{i,TK}) * 0,02 * \frac{T_{2,T} + T_{3,T}}{2} - [(Q_{T,Sumer}^{MIN} - Q_{DAY,MAX}^T * \#DAYS_{2,3}) * 0,02 * \frac{T_{2,T} + T_{3,T}}{2} - 1] * (1 - b_{T3}^{V4})$$

$$p^{T,Summer} \leq (Q_{T,Sumer}^{MIN} * 0,02 * \frac{T_{2,T} + T_{3,T}}{2} + 1) * b_{T3}^{V4}$$

Εν συνεχεία η συνάρτηση Zpen διαμορφώνεται ως εξής:

$$Zpen += p^{T,Summer}$$

- Που αφορούν στο γεγονός ότι η κατώτατη ποσότητα που εισέρχεται στα σημεία εισόδου Κήποι και Σιδηρόκαστρο θα είναι ή μηδέν ή κάποια ελάχιστη ποσότητα:

$$(Q_{iRS1} + Q_{iRS2}) * (Q_{iRS1} + Q_{iRS2} - Q_R^{DAY,MIN}) \geq 0, \quad i = 1, \dots, 365$$

$$(Q_{iTK1} + Q_{iTK2}) * (Q_{iTK1} + Q_{iTK2} - Q_T^{DAY,MIN}) \geq 0, \quad i = 1, \dots, 365$$

Με τον παρακάτω τρόπο αντιμετώπισης απαλείφεται η μη γραμμικότητα που προκύπτει από πολλαπλασιασμό των μεταβλητών απόφασης. Εισάγονται οι βοηθητικές μεταβλητές:

$$b_{Ri}^{V2} = 1 \text{ όταν } Q_{iRS1} + Q_{iRS2} \geq Q_R^{DAY,MIN} \text{ και } b_{Ri}^{V2} = 0 \text{ όταν } Q_{iRS1} + Q_{iRS2} = 0$$

$$b_{Ti}^{V2} = 1 \text{ όταν } Q_{iTK1} + Q_{iTK2} \geq Q_T^{DAY,MIN} \text{ και } b_{Ti}^{V2} = 0 \text{ όταν } Q_{iTK1} + Q_{iTK2} = 0$$

Και προστίθενται τα εξής set περιορισμών:

$$b_{Ri}^{V2} * Q_R^{DAY,MIN} \leq Q_{iRS1} + Q_{iRS2} \leq b_{Ri}^{V2} * Q_R^{DAY,MAX}$$

$$b_{Ti}^{V2} * Q_T^{DAY,MIN} \leq Q_{iTK1} + Q_{iTK2} \leq b_{Ti}^{V2} * Q_T^{DAY,MAX}$$

- Θα πρέπει να έχει καλυφθεί ετησίως το κατώτατο όριο ποσότητας προμήθειας για να χρησιμοποιηθούν ποσότητες αναπλήρωσης.

$$\left(\sum_{i=1}^{365} (Q_{i,RS}) - (Q_R^{mk,FullyPre,Used} + Q_R^{mk,SemiPre,Used}) - Q_{R,SemiPre}^{MIN} \right) * (Q_R^{mk,FullyPre,Used} + Q_R^{mk,SemiPre,Used}) \geq 0$$

$$\left(\sum_{i=1}^{365} (Q_{i,TK}) - Q_T^{mk,FullyPre,Used} - Q_T^{MIN} \right) * Q_T^{mk,FullyPre,Used} \geq 0$$

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

$$\left\{ \sum_k \left(\sum_{i=1}^{365} S_{i,k}^A * a * k \right) - Q^{\text{mk,FullyPre,Used,A}} - Q_A^{\text{MIN}} \right\} * Q^{\text{mk,FullyPre,Used,A}} \geq 0$$

Παρακάτω αποτυπώνεται ο προτεινόμενος τρόπος για την απαλοιφή της μη γραμμικότητας.

Για καθεμία μακροχρόνια σύμβασης προμήθειας εισάγεται μία βοηθητική μεταβλητή ως εξής:

$$b_R^{V1} = 1 \quad \text{όταν} \quad Q_R^{\text{mk,Used}} + Q_R^{\text{mk,SemiPre,Used}} = 0 \quad \text{και} \quad \sum_{i=1}^{365} Q_{i,R\Sigma} \leq Q_{R,\text{SemiPre}}^{\text{MIN}} \quad \text{και} \quad b_R^{V1} = 0 \quad \text{όταν} \quad Q_R^{\text{mk,Used}} + Q_R^{\text{mk,SemiPre,Used}} \leq ACQ_R \quad \text{και} \quad \sum_{i=1}^{365} Q_{i,R\Sigma} - (Q_R^{\text{mk,Used}} + Q_R^{\text{mk,SemiPre,Used}}) \geq Q_{R,\text{SemiPre}}^{\text{MIN}}$$

$$b_T^{V1} = 1 \quad \text{όταν} \quad Q_T^{\text{mk,Used}} = 0 \quad \text{και} \quad \sum_{i=1}^{365} Q_{i,TK} \leq Q_T^{\text{MIN}} \quad \text{και} \quad b_T^{V1} = 0 \quad \text{όταν} \quad Q_T^{\text{mk,Used}} \leq ACQ_T \quad \text{και} \quad \sum_{i=1}^{365} Q_{i,TK} - Q_T^{\text{mk,Used}} \geq Q_T^{\text{MIN}}$$

$$b_A^{V1} = 1 \quad \text{όταν} \quad Q_k^{\text{mk,Used,A}} = 0, \quad \sum_k \left(\sum_{i=1}^{365} S_{i,k}^A * a * k \right) \leq Q_A^{\text{MIN}} \quad \text{και} \quad b_A^{V1} = 0 \quad \text{όταν} \quad Q_k^{\text{mk,Used,A}} \leq ACQ_A$$

Καθώς και οι παρακάτω γραμμικοί περιορισμοί:

$$\sum_{i=1}^{365} Q_{i,R\Sigma} - (Q_R^{\text{mk,Used}} + Q_R^{\text{mk,SemiPre,Used}}) - Q_{R,\text{SemiPre}}^{\text{MIN}} + b_R^{V1} * Q_{R,\text{SemiPre}}^{\text{MIN}} \geq 0$$

$$\sum_{i=1}^{365} Q_{i,R\Sigma} - (Q_R^{\text{mk,Used}} + Q_R^{\text{mk,SemiPre,Used}}) - b_R^{V1} * Q_{R,\text{SemiPre}}^{\text{MIN}} - (1 - b_R^{V1}) * ACQ_R \leq 0$$

$$0 \leq Q_R^{\text{mk,Used}} + Q_R^{\text{mk,SemiPre,Used}} \leq (1 - b_R^{V1}) * ACQ_R$$

$$\sum_{i=1}^{365} Q_{i,TK} - Q_T^{\text{mk,Used}} - Q_T^{\text{MIN}} + b_T^{V1} * Q_T^{\text{MIN}} \geq 0$$

$$\sum_{i=1}^{365} Q_{i,TK} - Q_T^{\text{mk,Used}} - b_T^{V1} * Q_T^{\text{MIN}} - (1 - b_T^{V1}) * ACQ_T \leq 0$$

$$0 \leq Q_T^{\text{mk,Used}} \leq (1 - b_T^{V1}) * ACQ_T$$

$$\sum_k \sum_{i=1}^{365} S_{i,k}^A * a * k - Q^{\text{mk,FullyPre,Used,A}} - Q_A^{\text{MIN}} + b_A^{V1} * Q_A^{\text{MIN}} \geq 0$$

$$\sum_k \sum_{i=1}^{365} S_{i,k}^A * a * k - Q^{\text{mk,FullyPre,Used,A}} - b_A^{V1} * Q_A^{\text{MIN}} - (1 - b_A^{V1}) * ACQ_A \leq 0$$

$$0 \leq Q^{\text{mk,FullyPre,Used,A}} \leq (1 - b_A^{V1}) * ACQ_A$$

Παράρτημα Ε: Γλωσσάρι Τεχνικών Όρων

Απελευθέρωση της αγοράς αερίου	Gas Market liberalization/deregulation
Ευρωπαϊκό δίκτυο διαχειριστών συστημάτων μεταφοράς αερίου	European network of transmission system operators of gas (ENTSOG)
Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ)	National regulatory authority of energy
Εθνικό σύστημα μεταφοράς φυσικού αερίου (ΕΣΜΦΑ)	National natural gas transmission system (NNGTS)
Διαχειριστής συστήματος μεταφοράς αερίου / Εταιρία διαχείρισης συστήματος μεταφοράς (ΕΔΣΜ)	Transmission System Operator (TSO)
Διαχειριστής δικτύου μεταφοράς αερίου / Εταιρία διανομής (ΕΔ)	Distribution System Operator (DSO) / Distribution Company
Εταιρία εμπορίας αερίου (ΕΕΑ)	Gas market company
Εταιρία ενεργειακών υπηρεσιών (ΕΕΥ)	Energy services company
Εταιρία παραγωγής φυσικού αερίου (ΕΠ)	Gas production company
Μαθηματικός προγραμματισμός (ΜΠ)	Mathematical programming
Γραμμικός προγραμματισμός (ΓΠ)	Linear programming
Επιχειρησιακή έρευνα	Operational research
Πολυκριτήρια ανάλυση	Multicriteria analysis
Μικτός ακέραιος γραμμικός προγραμματισμός (ΜΑΓΠ)	Mixed integer linear programming (MILP)
Ακέραιος γραμμικός προγραμματισμός (ΑΓΠ)	Integer linear programming (ILP)
Μη γραμμικός προγραμματισμός (ΜΓΠ)	Non linear programming (NLP)
Μικτός ακέραιος μη γραμμικός / Μικτός ακέραιος τετραγωνικός προγραμματισμός (ΜΑΜΓΠ/ΜΑΤΠ)	Mixed integer non linear / Mixed integer quadratic programming (MINLP/MIQP)
Γραμμικός προγραμματισμός πολλαπλών αντικειμενικών (ΓΠΠΑ)	Multi-objective linear programming (MOLP)
Υγροποιημένο φυσικό αέριο	Liquefied Natural Gas (LNG)

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

Υπεράκτιος αγωγός	Onshore pipeline
Παράκτιος αγωγός	Offshore pipeline
Δείκτης αποθεμάτων προς παραγωγή	Reserves-to-Production Index (R/P)
Εκατομμύριο Βρετανικές Θερμικές Μονάδες	Million British thermal units (mmbtu)
Προσθετικό μοντέλο αξίας	Additive value model
Προσθετική συνάρτηση αξίας	Additive value function
Συνάρτηση οριακής τιμής	Marginal value function
Ανάλυση κατάταξης ακραίων θέσεων	Extreme ranking analysis
Δείκτης μέσης σταθερότητας	Average Stability Index (ASI)
Πλέον αντιπροσωπευτικό διάνυσμα βαρών	Most representative weighting vector
Ελάχιστη δυναμικότητα αεριοποίησης (ΕΔΑ)	Minimum gasification capacity
Βασική υπηρεσία ΥΦΑ	LNG basic service
Μέγιστος χρόνος προσωρινής αποθήκευσης (ΜΧΠΑ)	Maximum time of temporary storage
Ποσότητα υποχρεωτικής παραλαβής	Take-or-Pay (ToP)
Ποσότητα αναπλήρωσης	Make Up Gas
Ετήσια συμβολαιοποιημένη ποσότητα	Annual Contracted Quantity (ACQ)

Παράρτημα ΣΤ: Δημοσιεύσεις σε επιστημονικά περιοδικά και συνέδρια

Επιστημονικά Περιοδικά

- Androulaki, S., Psarras, J., 2016. “Multicriteria decision support to evaluate potential long-term natural gas supply alternatives: The case of Greece”, *European Journal of Operational Research*, 253(3): 791-810.
- Androulaki, S., Doukas, H., Marinakis, V., Madrazo, L., Legaki, N-Z., 2016., “Enabling local authorities to produce short-term energy plans: A multidisciplinary decision support approach”. *Management of Environmental Quality: An International Journal*: 27 (2): 146-166.
- Marinakis, V., Karakosta, C., Doukas, H., Androulaki, S., Psarras, J., 2013. “A Building Automation and Control Tool for Remote and Real Time Monitoring of Energy”, *Sustainable Cities and Society*, Volume 6: 11-13. .
- Papadelis, S., Flamos, A., Androulaki, S., 2012. “Setting the framework for a Business Strategy Assessment Model”, *International Journal of Energy Sector Management*, 6(4): 488-517
- Ferroukhi, R., Ghazal-Aswad, N., Androulaki, S., Hawila, D., Mezher T., 2013. «Renewable energy in the GCC: Status and Challenges», *International Journal of Energy Sector Management*, EU_GCC Special Issue, 7(1): 84-112.
- Ferroukhi, R., Doukas, H., Androulaki, S., Menichetti, E., Masini, A., Khalid, A., 2013. “EU-GCC Renewable Energy Policy Cooperation: Exploring Opportunities”, *GRC Gulf Papers*.

Συνέδρια

- Androulaki, S., Psarras, J., Angelopoulos, D., 2013. “Evaluating Long Term potential Natural Gas Corridors: The case of Greece”, 77th Meeting of the European working group on Multicriteria Decision Aiding, 11th-13th April 2013, Rouen, France
- Androulaki, S., Spiliotis, E., Doukas, H., Papastamatiou, I., Psarras, J., 2014. “Proposing a Smart City Energy Assessment Framework. Linking local vision with data sets”, IISA 2014: The 5th International Conference on Information, Intelligence, Systems and Applications, 7-9 July 2014, Chania. DOI: 10.1109/IISA.2014.6878742, Electronic ISBN: 978-1-4799-6171-9, Added to IEEE Xplore: 18 August 2014.
- Mavroeidis N., Androulaki S., Assimakopoulos V., Psarras J., 2012. “Natural Gas Demand Forecasting: Analysis and Modeling”, *The Operational Research Society Conference 2012 – OR54*, September 4-6 2012, Edinburgh, UK
- Androulaki, S., Psarras, J., Angelopoulos, D., 2013. “Evaluating Long Term potential Natural Gas Supply Alternatives for Greece with Multicriteria Decision Analysis”, 2nd International Symposium & 24th National Conference on Operational Research, 26-27th September 2013, Athens

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

- Chatzithanasis, E., Androulaki, S., Psarras, J., 2013. “Optimization of medium-term natural and liquefied natural gas supply for a Distribution Company”, 2nd International Symposium & 24th National Conference on Operational Research, 26-27th September 2013, Athens
- Legaki, N.Z., Androulaki, S., Ntaveles, V., Mavroeidis, V., Assimakopoulos, V., 2013. “General Methodology of Forecasting Natural Gas Demand in Greece”, 26-27th September 2013, Athens
- Androulaki, S., 2011. “Mathematical Programming Linearization Techniques for Decision Support in the Natural Gas Market”, 23rd National Conference of the Hellenic Operational Research Society: “Energy Resources and Systems Management”, 12th September 2012, NTUA, Athens
- Androulaki, S., 2011. “Demand Side Management Programs with emphasis on Natural Gas”, Capital & Vision, 25th September 2011, Athens.

Παράρτημα Ζ: Αναφορές

Βιβλιογραφικές αναφορές

- [“The World’s LNG Liquefaction Plants and Regasification Terminals”, 2013. available at: www.globalnginfo.com](#)
- Afgan, N.H., Carvalho, M.G., Pilavachi, P.A., Martins, N., 2008. “Evaluation of natural gas supply options for south east and central Europe. Part 2: Multicriteria assessment”, *Energy Conversion and Management*, 49: 2345-2353.
- Afgan, N.H., Carvalho, M.G., Pilavachi, P.A., Martins, N., 2007. “Evaluation of natural gas supply options for south east and central Europe. Part 1: Indicators definitions and single indicator analysis”, *Energy Conversion and Management*, 48: 2517-2524.
- Afgan, N.H., Pilavachi, P.A., Carvalho, M.G., 2007. “Multi-criteria evaluation of natural gas resources”, *Energy Policy*, 35(1): 704-713.
- Agency for the Cooperation of Energy Regulators, 2012. “European Gas Target Model: Review and Update”, 2015.
- Agency for the Cooperation of Energy Regulators, 2012. “Annex 6: Tools for Gas Market Integration and Connection”, 2015.
- [Allevi, E., Bertocchi, M.I., Innorta, M., Vespucci, M.T., 2008. “A stochastic Optimization model for a gas sale company”, *IMA Journal of Management Mathematics*, 19: 403-416.](#)
- [Allevi, E., Bertocchi, M.I., Vespucci, M.T., Innorta, M., 2007. “A mixed integer nonlinear optimization model for gas sale company”, *Optimization Letters* DOI 10.1007/s11590-006-0012-7, Springer.](#)
- [Amfori, 2018. “Country Risk Classification” Report.](#)
- [Anthony, R.N., 1965. “Planning and Control: a Framework for Analysis”. Cambridge MA: Harvard University Press.](#)
- Aouam, T., Rardin, R., Abrache, J., 2010. “Robust strategies for natural gas procurement”, *European Journal of Operational Research*, 205(1): 151-158.
- [Asif, U., 2009. “The Application of Conditional-Value-at-Risk to Optimize Natural Gas Supply and Electricity Production Portfolio for a Generation Company”, FYP Technical Paper 08/08-05/09.](#)
- [Asif,U., Jirutitijaroen, P., 2009. “An Optimization Model for Risk Management in Natural Gas Supply and Energy Portfolio of a Generation Company”, TENCON 2009 - 2009 IEEE Region 10 Conference, ISBN: 978-1-4244-4546-2: 1-6.](#)
- [Avery, W., Brown, J.A., Rosenkranz, R.K., Wood, G.G., 1992. “Optimization of Purchase, Storage and Transmission Contracts for Natural Gas Utilities”, *Operations Research*, 40\(3\): 446-462.](#)
- [Beinat, E., 1997. “Value Functions for Environmental Management”, Kluwer Academic Publisher, The Netherlands.](#)

- Bilgin, M., 2009. "Geopolitics of European natural gas demand: Supplies from Russia, Caspian and the Middle East", *Energy Policy*, 37: 4482-4492.
- Bjørnmoose, J., Roca, F., Turgot, T., Smederup, H.D., 2009. "An Assessment of the Gas and Oil Pipelines in Europe", Directorate General for Internal Policies, Policy Department A: Economic and Scientific Policies.
- [Bohanec, M., 2003 "What is Decision Support?" in D. Miladenic et. al. \(eds.\) Data Mining and Decision Support, Springer Science and Business Media, New York.](#)
- [Boots, M.G, Rijkers, F.A.M., Hobbs, B.F., 2003. "Gastale: An oligopolistic model of production and trade in the European gas market", ECN-R-03-001.](#)
- [Bopp, A. E , Kannan, V. R., Palocsay, S. W., Stevens, S. P., 1996. "An Optimization Model for Planning Natural Gas Purchases, Transportation, Storage and Deliverability", Omega, International Journal of Management Science, 24\(5\): 511-522.](#)
- [BP, Statistical Review of World Energy, June 2012.](#)
- [Bradbury, J., Obeiter, M., Draucker, L., Wang, W., Stevens., A., 2013. "Clearing the Air: Reducing Upstream Greenhouse Gas Emissions from U.S. Natural Gas Systems" Working Paper. Washington, DC: World Resources Institute. available at: <http://www.wri.org/publication/clearing-the-air>](#)
- Brito, A.J., Almeida, A.T., Mota, C.M.M., 2010. "A multicriteria model for risk sorting of natural gas pipelines based on ELECTRE -TRI integrating Utility Theory". *European Journal of Operational Research*. 200(3): 812–821.
- [Brooks, R.E., 1995. "Optimizing Complex Natural Gas Models", Presentation at the INFORMS Annual Meeting, Institute for Operation Research and Management Science.](#)
- [Brooks, R.E., Neill, C.P., 2003. "GRIDNET: Natural Gas Operations Optimizing System"](#)
- [Butler, J.C., Dyer, J.S., 1999. "Optimizing Natural Gas Flows with Linear Programming and Scenarios". *Decision Sciences*, 30\(2\): 563-579.](#)
- [Chen, H., Baldick, R., 2007. "Optimizing Short-Term Natural Gas Supply Portfolio for Electric Utility Companies". *IEEE Transactions on Power Systems*, 22\(1\): 232-239.](#)
- [Chin, L., Vollmann, T.E., 1992. "Decision Support Models for Natural Gas dispatch". *Transportation Journal*.](#)
- [Committee On Foreign Relations United States Senate, 2012. Energy and Security from the Caspian to Europe.](#)
- [Contesse, L., Ferrer, J.C., Maturana, S., 2005. "A mixed-integer Programming Model for Gas Purchase and Transportation", *Analns of Operational Research*, 139\(1\): 39-63.](#)
- [Corrente, S., Greco, S., Kadzinski, M., Słowiński, R., 2014 "Robust ordinal regression in preference learning and ranking", *Machine Learning*, doi: 10.1007/s10994-013-5365-4.](#)
- [De Wolf, D., Smeers, Y., 2000. "The gas transmission problem solved by an extension of the Simplex method" *Management Sciences*, 46\(11\): 1454-1465.](#)
- [Donnelly, K., 2018. "The role of LNG in global security of supply", available at: <https://naturgy.ie/role-lng-global-security-supply/>](#)

Doukas, H., Flamos, A., Karakosta, C., Flouri, M., Psarras, J., 2010. "Web tool for the quantification of oil and gas corridors' socio-economic risks. The case of Greece", *International Journal of Energy Sector Management*, 4(2): 213-235.

Doukas, H., Karakosta, C., Flamos, A., Flouri, M., Psarras, J., 2011. "Graph theory-based approach for energy corridors network to Greece", *International Journal of Energy Sector Management*, 5 (1):60-80.

Durr, C., Coyle, D., Hill, D., Smith, S., 2007. "LNG Technology for the Commercially Minded", Gastech, Bilbao, Spain.

[Emami Meybodi, A., Seyed Shaber, A., 2010. "Oil and Natural Gas Pipelines to Europe", International Conference on Applied Economics \(ICOAE 2010\), 26-28/08/2010.](#)

Energy Charter Secretariat, 2012. "Bringing Gas to the Market: Gas Transit and Transmission Tariffs in Energy Charter Treaty Countries - Regulatory Aspects and Tariff Methodologies".

Energy Information Administration, 2009. "Performance Profiles of Major Energy Producers".

Energy Information Administration, 2012a. "Natural Gas Exports from Iran".

Energy Information Administration, 2012b. "How much does it cost to produce Crude Oil and Natural Gas", available at: [http://www.eia.gov/tools/faqs/faq.cfm?id=367&t=5.](http://www.eia.gov/tools/faqs/faq.cfm?id=367&t=5)

Energy Information Administration, 2013a. Country Analysis for Turkey, available at: <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=TU>

Energy Information Administration, 2013b. Country Analysis for Libya, available at: <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=LIY>

Energy Information Administration, 2017. "International Energy Outlook", available at: <https://www.eia.gov/outlooks/archive/ieo17/>

Energy Information Administration, 2018. "How much natural gas does the United States have, and how long will it last?" <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=58&t=8>

Engblom, K., 2017. "Cost of natural gas & LNG logistics", available at: <https://www.linkedin.com/pulse/cost-natural-gas-lng-logistics-kenneth-engblom/>

Environmental Protection Agency U.S., 1986. "List of evaporative Air Pollutants".

EPU-NTUA, 2011. "Economic and Socio Political Risk Assessment for ITGI and TAP Natural Gas Pipeline Projects", On behalf of DEPA S.A.

[Ernst & Young, 2012. "Natural gas in Africa, the frontiers of the Golden Age".](#)

[Eurogas, 2010. "Long-Term Outlook for Gas Demand and Supply", 2007-2030, available at: https://eurogas.org/website/wp-content/uploads/2018/03/Statistics_Eurogas_LT_Outlook_2007-2030_Final_251110.pdf](#)

[Eurostat, 2018. "2.3 From where do we import energy and how dependent are we?", available at: http://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy/bloc-2c.html](#)

[Feldman, M.B., 1988. "Optimization of Gas transmission systems using linear programming". PSIG annual meeting, Ontario, Toronto, Canada.](#)

Fertel, C., Waaub, J-P., 2011. "Modeling Energy Security: Critical approach and application to energy corridors in TIMES-Canada", IEA-ETSAP Presentation.

[Florence School of Regulation, 2017-2018. "Introduction to the Regulation of Gas Markets, November 2017-March 2018", Lesson 8.](#)

Flouri, M., Kladouxou, C., Karakosta, C., Doukas, H., 2012. "Study of Reliability of European gas supply systems with the Monte Carlo method", Proceedings of the 23rd National Conference of the Greek Operational Research Society, 12-14 September 2012, NTUA, Athens, Greece.

Franza, L., 2014. "Long-Term Gas Import Contracts in Europe: The evolution in Pricing Mechanism", Clingendael International Energy Programme.

Ghorban, N., 2010. "Potential Gas Exports from Iran In View of Domestic and World Gas Developments", 4th South East Europe Energy Dialogue, 3-4 June, Thessaloniki, available at: <http://www.iene.gr/5thseed/articlefiles/sessionVI/ghorban.pdf>

Gilbert, F., Anjos, M.F., Marcotte, P., Savard, G., 2015. "Optimal design of bilateral contracts for energy procurement", European Journal of Operational Research, 246(2): 641-650.

Glachant, J.M., 2012. "A Target Model for the Internal Gas Market", AEEG, Roma 2 February 2012, available at: https://www.slideshare.net/jm_glachant/gas-target-model-in-en

Gomes, L.F.A.M., Rangel, L.A.D., Maranhão, F.J.C., 2009. "Multicriteria analysis of natural gas destination in Brazil: An application of the TODIM method". Mathematical and Computer Modelling, 50: 92-100.

Greco, S., Mousseau, V., Słowiński, R., 2009. "The Possible and the Necessary for Multiple Criteria Group Decision", in: F. Rossi and A. Tsoukis (eds.): [Algorithmic Decision Theory: Lecture Notes in Decision Science, 5783: 203–214.](#)

[Greco, S., Mousseau, V., Słowiński, R., 2008. "Ordinal regression revisited: Multiple criteria ranking using a set of additive value functions" European Journal of Operational Research, 191 \(2\): 416-436.](#)

[Greco, S., Słowiński, R., Figueira, J., Mousseau, V. \(2010\). "Robust ordinal regression", in: M. Ehrgott, S. Greco, and J. Figueira \(eds.\), Trends in multiple criteria decision analysis, Springer, Berlin.](#)

[Grigoroudis, E., Siskos, Y., 2002. "Preference disaggregation for measuring and analysing customer satisfaction: The MUSA method", European Journal of Operational Research, 143\(1\):148–170.](#)

[Guldman, J.M., 1983. "Supply, Storage and Service Reliability Decisions by Natural Gas Distribution Utilities: A chance-constrained approach". Management Science, 29\(8\): 884-906.](#)

[Guldman, J.M., 1986. "A marginal -cost pricing model for natural gas distribution utilities" Operations Research, 34\(6\): 851-863.](#)

[Guldman, J.M., Wang, F., 1999. "Optimizing the natural gas supply mix of local distribution utilities". European Journal of Operational Research, 112: 598-612.](#)

[Hafner, M., Karbuz, S., Esnault, B., Andaloussi, H.E., 2007. "Long-Term Natural Gas Supply to Europe: Import Potential, Infrastructure Needs, and Investment Promotion", Observatoire Mé diterranéen de \[l'Energie\]\(#\), 20th World Energy Congress, November 2007.](#)

- Halvorsen-Weare, E.E., Fagerholt, K. "Routing and scheduling in a liquefied natural gas shipping problem with inventory and berth constraints", *Annals of Operations Research*, 203 (1):167–186.
- [Hamed, M., Farahani, R.Z., Husseini, M.M., Esmailian, G.R., 2009. "A distribution planning model for natural gas supply chain: A case study", *Energy Policy*, 37: 799-812.](#)
- [Holz, F., von Hirschhausen, C., Kemfert., K. A, 2006. "A strategic model for European Gas Supply", *Discussion Paper 551, German Institute of Economic Research.*](#)
- [Hübner, C., 2014. "European Energy Supply Security in Light of the Ukraine Crisis", *Facts & Findings*, 151, July 2014. Konrad-Adenauer-Stiftung. available at: \[http://www.kas.de/wf/doc/kas_38486-1522-2-30.pdf?140804132828\]\(http://www.kas.de/wf/doc/kas_38486-1522-2-30.pdf?140804132828\)](#)
- Hurson, Ch., Siskos, I., 2014. "A synergy of multicriteria techniques to assess additive value models", *European Journal of Operational Research*, 238(2): 540-551.
- Interconnection Agreement Template, 2015: INT0647 available at: https://www.entsog.eu/public/uploads/files/publications/INT%20Network%20Code/2015/INT0647_150313%20Interconnection%20Agreement%20template.DRAFT.pdf
- [International Energy Agency, 2007. "Energy balances of OECD countries 1960-2005", Paris, France.](#)
- [International Energy Agency, 2007b. "World Energy Outlook 2007", Organization for Economic Cooperation and Development, Paris.](#)
- [International Energy Agency, 2010. "World Energy Outlook 2010", Organization for Economic Cooperation and Development, Paris.](#)
- [International Gas Union, 2012 "Natural Gas Conversion Pocketbook". 2012.](#)
- International Gas Union, World LNG Report, 2017.
- [Jacquet-Lagrèze, E., Siskos, J., 1982. "Assessing a set of additive utility functions for multicriteria decision making", *European Journal of Operational Research*, 10 \(2\): 151-164.](#)
- [Jacquet-Lagrèze, E., Siskos, J., 2001. "Preference disaggregation: 20 years of MCDA experience" *European Journal of Operational Research*, 130: 233-245.](#)
- [Jaramillo, P., Griffin, W.M., Matthews, H.S., 2007. "Comparative Life-Cycle Air Emissions of Coal, Domestic Natural Gas, LNG, and SNG for Electricity Generation", *Environmental Science & Technology*, 41\(17\): 6290-6296.](#)
- [Kabirian, A., Hemmati, M.R., 2007. "A strategic planning model for natural gas transmission networks", *Energy Policy* 35: 5656-5670.](#)
- Kadzinski, M., Greco, S., Slowinski, R., 2012. "Extreme ranking analysis in robust ordinal regression", *Omega*, 40: 488-501.
- [Kadzinski, M., Greco, S., Slowiński, R., 2013. "RUTA: A framework for assessing and selecting additive value functions on the basis of rank related requirements", *Omega*, 41\(3\): 735-751.](#)
- [Keeney, R.L., 1992. *Value-focused thinking: A path to creative decision making*, Harvard U.P., London.](#)
- [Keeney, R.L., Raiffa, H., 1976. "Decisions with multiple objectives: Preferences and value trade-offs", John Wiley and Sons, New York.](#)

- [Khajavi, A., 2010. "Iraq's alternative routes for reaching the European gas market". EKEM European Energy Policy Observatory.](#)
- [Kingma, D., Lijesen, M., Mulder, M., 2002. "Gas-to-gas competition versus oil price linkage", 25th Annual International Conference of the IAEE, Aberdeen, Scotland, UK, 26-29 June, 2002.](#)
- [Knowles, W.T., Wirick, J.P., 1998. "The peoples Gas light and Coke Company, 1998. Interfaces, 28\(5\): 1-12.](#)
- [Knowles, W.T., 1994. "A stochastic Programming Model for Gas Supply Planning", Proceedings of the National Decision Sciences Institute Conference, 1254–1256.](#)
- Koranyi, D., Brzezinski, I., Bryza, M., 2013. "After Nabucco – Croatia to the Rescue of Central Europe's Energy Security?", Energy Post.
- Le Coq, C., Paltseva, E., 2011. "Assessing gas transit risks: Russia vs. the EU". Proceedings of SITE's 4th Energy Day, December 2011.
- Levary, R., Dean, B.V., 1980. "A natural gas flow model under uncertainty in Demand", Operations Research, 28(6): 1360-1374.
- [Lise, W., Hobbs, B.F., 2008. "Future evolution of the liberalized European gas market: simulation results with a dynamic model", Energy, 33: 989–1004.](#)
- Lyness, F.K., 1978. "OR and UK natural gas depletion strategy" European Journal of Operational Research 2: 160-167.
- [Maggioni, F., Bertocchi, M.I., Giacometti, R., Vespucci, M.T., Innorta, M., Allevi, E., 2010. "A stochastic optimization model for gas retail with temperature scenarios and oil price parameters", Journal of Management Mathematics, 21: 149-163.](#)
- [Maggioni, F., Vespucci, M.T., Allevi, E., Bertocchi, M.I., Innorta, M., 2008. "A two stage stochastic optimization model for a gas sale retailer", Kybernetika, 44\(2\): 277-296.](#)
- [Maggioni, F., Vespucci, M.T., Allevi, E., Bertocchi, M.I., Innorta, M., 2007. "Gas Retail Stochastic optimization problem by mean reverting temperature scenarios", Communications to SIMAI Congress, ISSN 1827-9015, 2.](#)
- [Maggioni, F., Vespucci, M.T., Gambarini, S., Allevi, E., Bertocchi, M.I., Giacometti, R., Innorta, M., 2007. "A stochastic framework for gas retailer based on temperature and oil prices evolution", Dipartimento di Matematica, Statistica, Informatica e Applicazioni "Lorenzo Mascheroni" Raporto no. 8, Universita degli Studi di Bergamo.](#)
- Marion, G., 2008. "An Introduction to Mathematical Modelling", Bioinformatics and Statistics Scotland, available at: https://people.maths.bris.ac.uk/~madjl/course_text.pdf
- Margulies, T.S, 1982. "Risk Analysis of Liquified Natural Gas Transport", Johns Hopkins APL Technical Digest, 3(4).
- Mavrakis, D., Thomaidis, F., Nrougkas, I. , 2006. "An assessment of the natural gas supply potential of the south energy corridor from the Caspian Region to the EU", Energy Policy, 34(13): 1671–1680.
- [Mennenga, M., Thiede, S., Beier, J., Dettmer, T., Kara, S., Herrmann, C., 2012. "A Forecasting Model for the Evaluation of Future Resource Availability", Leveraging Technology for a Sustainable World, Springer: 449–454.](#)

- [Monforti, F., Szikszai, A., 2010. "A MonteCarlo approach for assessing the adequacy of the European gas transmission system under supply crisis conditions", Energy Policy, 38\(5\): 2486–2498.](#)
- [MacDonald, M., 2010. "Supplying the EU Natural Gas Market", Final Report.](#)
- [Mutlu, F., Msaknia, M.K., Yildizb, H., Sönmezc, E., Pokharela, S. 2016. "A comprehensive annual delivery program for upstream liquefied natural gas supply chain", European Journal of Operational Research, 250\(1\): 120-130.](#)
- Neumann, A., 2007. "How to measure security of supply", Mimeo, Dresden University of Technology
- Nies, S., 2011. "Oil & Gas Delivery to Europe; an Overview of Existing and Planned Infrastructures", [Gouvernance Europeenne Et Geopolitique De L'energie.](#)
- Odumugbo, C.A., 2010. "Natural gas utilisation in Nigeria: Challenges and opportunities", Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2: 310-316.
- [Padberg, U., Haubrich, H.J., 2008. "Stochastic Optimization of Natural Gas Portfolios", EEM. 5th International Conference on European Electricity Market, ISBN: 978-1-4244-1743-8: 1–6.](#)
- [Patlitzianas, D.,K., Doukas, H., Papadopoulou G.A, Psarras, J., 2015. "Decision Support Model for energy companies' operational environment in the EU new & candidate member states". available at: \[https://www.researchgate.net/publication/267793693_DECISION_SUPPORT_MODEL_FOR_ENERGY_COMPANIES'_OPERATIONAL_ENVIRONMENT_IN_THE_EU_NEW_CANDIDATE_MEMBER_STATES\]\(https://www.researchgate.net/publication/267793693_DECISION_SUPPORT_MODEL_FOR_ENERGY_COMPANIES'_OPERATIONAL_ENVIRONMENT_IN_THE_EU_NEW_CANDIDATE_MEMBER_STATES\)](#)
- [Perusset, A., 2012. "Can Gazprom Be a Reliable Central Asian Gas Supplier to Europe?" E-International Relations, July 2012.](#)
- [Pirani, S., Stern, J., Yafimava, K., 2009. "The Russo-Ukrainian gas dispute of January 2009: a comprehensive assessment", The Oxford Institute of Energy Studies.](#)
- [Ratner, M., 2016. "Natural Gas Discoveries in the Eastern Mediterranean", Congressional Research Service, Report for Congress.](#)
- Ratner, M., Belkin, P., Nichol, J., Woehrel, S., 2013. "Europe's Energy Security: Options and Challenges to Natural Gas Supply Diversification", Report for Congress.
- REACCESS FP7 Project Report. "Quantification of Socioeconomic Risk & Proposal for an Index of Security of Energy Supply. Factor analysis methodology applied to the measurement of potential energy driven Risks vector".
- Recknagel, C., 2013. "Nabucco Pipeline Suffers Setback As Rival Expected To Get Azeri Gas", Radio Free Europe-Radio Liberty, available at: <http://www.rferl.org/content/nabucco-gas-pipeline-rivals-future-in-doubt/25030223.html>
- Ritter, A., 2011. "The EU's Gas Security of Supply: Risk Analysis and Management", EU Diplomacy Paper. Department of EU International Relations and Diplomacy Studies.
- Rüster, S., Neumann, A., 2006. "Economics of the LNG Value Chain and Corporate Strategies: Economics of the LNG Value Chain and Corporate Strategies", 26th USAEE International Conference, Ann Arbor, Michigan, U.S., 24-27 September 2006.

- Sahu, S., Parekh, K., 2012. "Determinants of economies of scale and their influence on the Oil and Gas Services: a discussion", *A Review of Integrative Business and Economics Research*, 1(1):246-259.
- Sakmar, L.S., 2013. "Energy for The 21st Century; Opportunities and Challenges for Liquefied Natural Gas (LNG)". Edward Elgar Publishing Limited.
- [Scotti, M., Vedres, B., 2012. "Supply security in the European natural gas pipeline network", *Networks in Social Policy Problems*, Cambridge University Press.](#)
- Shakhsi-Niaei, M., Iranmanesh, S.H., Torabi, S.A., 2013. "A Review of Mathematical Optimization Applications in Oil-and-Gas Upstream & Midstream Management", *International Journal of Energy and Statistics*, 1(2): 143-154.
- [Siskos, E., 2014. "Multicriteria decision support for global e-government evaluation", *Omega*, 46: 51-63.](#)
- [Siskos, E., Tsotsolas, N., 2015. "Elicitation of criteria importance weights through the Simos method: A robustness concern", *European Journal of Operational Research*, 246\(2\): 543–553.](#)
- Siskos, Y., Yanacopoulos, D., 1985. "UTASTAR: An ordinal regression method for building additive value functions", *Investigacao Operational* (5): 39-53.
- [Skone, J.T., Marriott, J., Littlefield, J., Hamilton, B.A., 2012. "Life Cycle Assessment of Natural Gas Extraction, Delivery and Electricity Production", U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory, Office of Fossil Energy.](#)
- [Skone, T.J., Littlefield, J., Marriott, J., Cooney, J., Jamieson, M., Hakian, J., Schivley, G., Hamilton, B.A., 2014. "Life Cycle Analysis of Natural Gas Extraction and Power Generation", U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory, Office of Fossil Energy](#)
- [Stegen, K.S., Palovic, A., 2014. "Decision-making for supplying energy projects: A fourdimensional model", *Energy Conversion and Management*, 86: 644-652.](#)
- Socor, V., 2012. "Nabucco-West in Synergy with Trans-Anatolia Project", *Eurasia Daily Monitor* 9 (90).
- Stern, J., 2002. "Security of European Natural Gas Supplies; The impact of import dependence and liberalization", The Royal Institute of International Affairs.
- Stournaras, Y., Danchev, S., Paratsiokas, N., 2011. "Greece as Europe's energy highway: natural gas pipeline projects going through Greece", Foundation For Economic & Industrial Research.
- [Strantzali, E., Aravossis, K., Livanos, G.A., Chrysanthopoulos, N., 2018. "A Novel Multicriteria Evaluation of Small-Scale LNG Supply Alternatives: The Case of Greece", *Energies*, 11 \(903\).](#)
- [Sun, C.L., Uraikul, V., Chan, C.W., Tontiwachwuthikul, P., 1999. "An Integrated Expert System: Operations Research Approach for Natural Gas Pipeline Operations Optimization", *Proceedings of the 1999 IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*.](#)
- [The Nord Stream Pipeline Project, 2005-2012, *Secure Energy for Europe*.](#)
- [Tomasgard, A., Rømo, F., Fodstad, M., Midthun, K., 2007. "Optimization Models for the Natural Gas Value Chain", *Transportation*, 521-558.](#)

[Vaitheerwaran, N., Balasubramanian, R., 2010. "Stochastic Model for Natural Gas Portfolio Optimization of a Power Producer", Power Electronics, Drives and Energy Systems \(PEDES\) & 2010 Power India, 2010 Joint International Conference, ISBN: 978-1-4244-7782-1: 1-5.](#)

[Van de Graaf, T., Sovacool, B.K., 2014. "Thinking big: Politics, progress, and security in the management of Asian and European energy megaprojects", Energy Policy, 74: 16-27.](#)

[von Winterfeldt, D., Edwards, W. , 1986. "Decision analysis and behavioral research", New York: Cambridge University Press.](#)

[Weizsacker, C.C., Perner, J., 2001. "An Integrated simulation model for European electricity and natural gas supply", Electrical Engineering, 83: 265-270.](#)

Westphal, K., 2009. "Russisches Erdgas, ukrainische Röhren, europäische Versorgungssicherheit", SWP-Studie. Berlin, Stiftung Wissenschaft und Politik. Deutsches Institut für Internationale Politik und Sicherheit.

[World Energy Council, 2007. "Survey of Energy Resources", London.](#)

[Yenikeyeff, S.M., 2008. "Kazakhstan's Gas: Export Markets and Export Routes", Oxford Institute for Energy Studies.](#)

[Zajdler, R., 2012. "The future of gas pricing in long-term contracts in Central Eastern Europe. Global market trends versus regional particularities", available at: \[http://www.zajdler.eu/raporty/show_pdf.php\]\(http://www.zajdler.eu/raporty/show_pdf.php\)](#)

[Zhuang, D.X., Jiang J.N., Gan, D, 2011. "Optimal Short-Term Natural Gas Nomination Decision in Generation Portfolio Management", European Transactions on Electrical Power. 21: 1-10.](#)

[Zwart, G., Mulder, M., 2006. "NATGAS, A model for the European Natural Gas Market", CPB Momerandum, CPB Netherland Bureau for Economic Policy Analysis, A welfare-economic analysis of the Dutch gas depletion policy, Regulation and Competition.](#)

[Άππιος Π., 2013. «Economies of scale and optimal size ship in LNG carriers», Πτυχιακή εργασία, διαθέσιμη στο: <https://ktisis.cut.ac.cy/handle/10488/3581>](#)

[Επιτροπή των Ευρωπαϊκών Κοινοτήτων, 1995. «Για μία Ενεργειακή Πολιτική της Ευρωπαϊκής Ένωσης», KOM 94, 659, Βρυξέλλες 11/01/1995](#)

[Ευρωπαϊκή Επιτροπή, 2018. Δελτίο Τύπου: «Κοινή δήλωση ΕΕ-ΗΠΑ της 25ης Ιουλίου: Οι ενωσιακές εισαγωγές αμερικανικού υγροποιημένου φυσικού αερίου παρουσιάζουν αύξηση», 09.08.2018.](#)

[Θωμαΐδης, Φ., 2009. «Μέθοδος Επιλογής Οδεύσεων Διηπειρωτικών Αγωγών Φυσικού Αερίου», Διδακτορική Διατριβή, Εθνικό και Καποδιστριακό Πανεπιστήμιο Αθηνών, Τμήμα Πληροφορικής και Τηλεπικοινωνιών.](#)

Κανονισμός 703/2015 της Ευρωπαϊκής Επιτροπής της 30ης Απριλίου 2015 για τη θέσπιση κώδικα δικτύου όσον αφορά τους κανόνες για τη διαλειτουργικότητα και την ανταλλαγή δεδομένων.

Κώδικας Διαχείρισης Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου, 4^η Αναθεώρηση. ΦΕΚ 788/07.03.2018.

Μαθιουλάκης, Μ., 2019. «Έχει στρατηγική αξία το κοίτασμα Γλαύκος της Κύπρου;», Liberal Ελεύθερη Ενημέρωση, διαθέσιμο: <https://www.liberal.gr/diplomacy/echei-stratigiki-axia-to-koitasma-glaukos-tis-kyprou/242913>

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

Νόμος 2773/1999, ΦΕΚ 276, «Απελευθέρωση της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας – Ρύθμιση θεμάτων ενεργειακής πολιτικής και λοιπές διατάξεις».

Νόμος 4001/2011, ΦΕΚ 179, «Για τη λειτουργία Ενεργειακών Αγορών Ηλεκτρισμού και Φυσικού Αερίου, για Έρευνα, Παραγωγή και δίκτυα μεταφοράς Υδρογονανθράκων και άλλες ρυθμίσεις»

Νόμος 4336/2015, ΦΕΚ 94, Κεφάλαιο Β, Υποπαράγραφος Β.1, «Τροποποίηση και Συμπλήρωση των διατάξεων του Νόμου 4001/2011»

Οδηγία 2003/55/ΕΚ του ευρωπαϊκού κοινοβουλίου και του συμβουλίου της 26ης Ιουνίου 2003 σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά φυσικού αερίου και την κατάργηση της οδηγίας 98/30/ΕΚ.

Οδηγία 2009/73/ΕΚ του ευρωπαϊκού κοινοβουλίου και του συμβουλίου της 13ης Ιουλίου 2009 σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά φυσικού αερίου και την κατάργηση της οδηγίας 2003/55/ΕΚ

Οδηγία 98/30/ΕΚ του ευρωπαϊκού κοινοβουλίου και του συμβουλίου της 22ας Ιουνίου 1998 σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά φυσικού αερίου.

Σαραντόπουλος, Δ., 2019. «Απελευθερωμένη Αγορά Φυσικού Αερίου. Προκλήσεις και Ευκαιρίες στο νέο ανταγωνιστικό περιβάλλον», Power & Gas Supply Forum, Αθήνα, 28 Μαρτίου 2019.

Σχέδιο Προγράμματος Ανάπτυξης ΕΣΜΦΑ, 2020-2029. διαθέσιμο: <http://www.desfa.gr/userfiles/consultations/%CE%A0%CF%81%CF%8C%CE%B3%CF%81%CE%B1%CE%BC%CE%BC%CE%B1%20%CE%91%CE%BD%CE%AC%CF%80%CF%84%CF%85%CE%BE%CE%B7%CF%82%202020-2029.pdf#page=12&zoom=100,0,665>

Τσακίρης, Θ., 2018. «Η Ελληνική Ενεργειακή Γεωπολιτική από τη Βαλκανική έως τη Νοτιοανατολική Μεσόγειο», Κείμενο Εργασίας Νο 98/2018, Ελληνικό Ίδρυμα Ευρωπαϊκής Και Εξωτερικής Πολιτικής (ΕΛΙΑΜΕΠ).

Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής, 2010. «Μετατροπή του Υπό Εξάντληση Κοιτάσματος Νότιος Καβάλα (South Kavala) σε Αποθηκευτικό Χώρο Φυσικού Αερίου»

ΦΕΚ Β'3720/20.10.2017, «Έγκριση της 2^{ης} Αναθεώρησης Κανονισμού Τιμολόγησης Βασικών Δραστηριοτήτων του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου σύμφωνα με τις διατάξεις της παραγράφου 1 του άρθρου 88 του ν. 4001/2011 και του ν. 4409/2016»

ΦΕΚ 4737/29.12.2017, «Αναπροσαρμογή Τιμολογίου Χρήσης του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου σύμφωνα με τις διατάξεις της 2^{ης} Αναθεώρησης του Κανονισμού Τιμολόγησης Βασικών Δραστηριοτήτων ΕΣΜΦΑ»

ΦΕΚ 2724/02.07.2019, «Έγκριση του Τιμολογίου Χρήσης του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου σε εφαρμογή των διατάξεων της παραγράφου 5 του άρθρου 88 του ν. 4001/2011, όπως ισχύει»

ΦΕΚ 2436/20.06.2019, «Έγκριση του απαιτούμενου Εσόδου Μεταφοράς και εγκατάστασης ΥΦΑ και Τακτική Αναθεώρηση του Τιμολογίου Χρήσης του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου σε εφαρμογή των διατάξεων της παρ. 5 του άρθρου 88 του ν. 4001/2011, όπως ισχύει»

ΦΕΚ Β'2501/25.06.2019, «Έγκριση επικαιροποιημένου Σχεδίου Έκτακτης Ανάγκης σύμφωνα με τα άρθρα 8 και 10 του κανονισμού (ΕΕ) 2017/1938 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 25ης Οκτωβρίου 2017

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

www.depa.gr

<http://www.iene.eu/iene-releases-analysis-on-iranian-gas-export-potential-to-europe-p1018.html>

<https://www.naturalgasworld.com/eni-makes-gas-discovery-off-libya-shell-confirms-commitment-egypts-shale-23889>

www.eegas.com

www.ports.com

https://www.lngworldshipping.com/news/view,eastern-mediterranean-gas-discoveries-redefine-lng-playing-field_51240.htm

<https://www.offshore-technology.com/projects/aphrodite-gas-field/>

www.rae.gr

<http://www.payvand.com/>

<https://studygrowknowblog.com/2017/04/10/qatar-turkey-pipedreams-need-ouster-of-syrias-assad/>

<http://www.ite-pipeline.com>

<http://graphics.wsj.com/oil-barrel-breakdown/>

<https://energypress.gr/news/synantiseis-elladas-kyproy-italias-kai-israil-se-tehniko-epipedo-gia-tin-proothisi-tis>

<https://www.balkaneu.com/some-truths-about-the-east-med-natural-gas-pipeline/>

<http://www.euractiv.gr/tag/ellinikos-agogos/>

<http://rt.com/business/230487-turkish-stream-new-route/>

<http://www.euractiv.com/sections/energy/turkey-and-azerbaijan-begin-construction-tanap-pipeline-312964>

<http://www.gazpromexport.ru/en/projects/6/>

<http://rt.com/business/248629-greece-russia-memorandum-pipeline/>

<http://www.naturalgaseurope.com/eni-makes-gas-discovery-off-libya-shell-confirms-commitment-egypts-shale-23889>

<http://maritime-executive.com/>

<https://energypress.gr/news/stis-18-noemvrioy-i-etisia-dimoprasia-fysikoy-aerioy-tis-depa>

<https://energypress.gr/news/diadikastika-themata-menoyn-gia-tin-oristiki-metavivasi-toy-desfa-stoys-ependytes-ikanopoiisi>

<https://www.neweurope.eu/article/turkish-stream-completes-first-line/>

<https://www.b2green.gr/el/post/52310/kampanaki-apo-komision-kai-rae-gia-energeiaki-krisi-to-cheimona-kathisychazei-i-dei>

www.globallnginfo.com

<http://www.kathimerini.gr/953033/article/oikonomia/die8nhs-oikonomia/stis-arxes-toy-2019-anamenetai-to-prasino-fws-gia-ton-east-med>

<http://www.in.gr/2018/05/09/politics/kyvernisi/east-med-o-agogos-pou-mporei-na-anatrepei-energeiako-kai-geopolitiko-paixnidi-sti-mesogeio/>

<http://www.oecd.org/tad/xcred/crc.htm>

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

<https://www.ypodomes.com/index.php/energeia/fusiko-aerio/item/38939-revythoysa-oloklironetai-to-2017-kai-i-3i-deksameni-apothikefsis-lng>

<http://www.kavala-portal.gr/news/anaptiksi/item/5471-kinitikotita-gia-tin-ypogeia-apothiki-fysikoy-aeriou>

<https://www.cnn.gr/news/ellada/story/129062/megalo-koitasma-fysikoy-aerioy-notia-tis-kritis>

<http://www.greeknewsonline.com/1-5-trillion-cubic-metres-of-natural-gas-south-of-crete/>

<https://energypress.gr/news/epesan-oi-ypografes-gia-ton-prototermatiko-stathmo-lng-stin-kypro>

<http://energyreporter.com.cy/gas/article/76536/i-anakalypsi-neoy-zor->

<http://www.gastrade.gr/en>

<https://energypress.eu/tag/alexandroupoli-fsru/>

www.desfa.gr

<https://www.middleeastobserver.org/2016/10/26/is-the-qatar-gas-behind-the-continuous-war-in-libya-and-syria/>

<http://www.desfa.gr/regulated-services/lng/users-information-lng/cargoes-unloading-program>

<https://www.gurobi.com/>

<http://www.lngplants.com/conversiontables.html>

<https://www.unitjuggler.com/convert-energy-from-MWh-to-MtLNG.html>

<https://acer.europa.eu/sv/Gas/Gas-Target-Model/Sidor/Background.aspx>

<https://www.kathimerini.gr/866244/article/oikonomia/epixeirhseis/prwth-e3agwgh-fysikoy-aerioy-sth-voylgaria-apo-mytilhnaio---motor-oil>

<http://www.skai.gr/news/finance/article/400744/i-depa-spaei-to-monopolio-gazprom-me-sumvasi-exagogis-stin-voulgaria/>

<http://worldenergynews.gr/index.php?id=32151>

<https://energyin.gr/2019/08/09/%CE%B7-mytilineos-%CE%BE%CE%B5%CF%80%CE%B5%CF%81%CE%BD%CE%AC-%CF%84%CE%B7%CE%BD-%CE%B4%CE%B5%CF%80%CE%B1-%CF%89%CF%82-%CE%B1%CE%B3%CE%BF%CF%81%CE%B1%CF%83%CF%84%CE%AE%CF%82-lng/>

http://www.rae.gr/site/categories_new/regirsty/gas.csp

<https://www.kathimerini.gr/1025309/article/oikonomia/ellhnikh-oikonomia/strofh-180-moirwn-apo-tsipra-gia-ton-agwgo-fysikoy-aerioy-igb>

<https://www.kathimerini.gr/866244/article/oikonomia/epixeirhseis/prwth-e3agwgh-fysikoy-aerioy-sth-voylgaria-apo-mytilhnaio---motor-oil>