



***ΤΕΛΙΚΕΣ ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ ΤΗΣ ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΗΣ ΑΡΧΗΣ
ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΑΝΑΔΙΟΡΓΑΝΩΣΗ ΤΗΣ
ΕΓΧΩΡΙΑΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ***

Αθήνα, Νοέμβριος 2012

**ΤΕΛΙΚΕΣ ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ ΤΗΣ ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΗΣ ΑΡΧΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ
ΑΝΑΔΙΟΡΓΑΝΩΣΗ ΤΗΣ ΕΓΧΩΡΙΑΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ**

26.11.2012

(Το παρόν κείμενο ακολουθεί πλήρως τη δομή και τη διατύπωση του αντίστοιχου κειμένου αρχικών προτάσεων της ΡΑΕ, το οποίο εγκρίθηκε ομόφωνα στην Ολομέλεια της 05.07.2012 και, στη συνέχεια, τέθηκε σε δημόσια διαβούλευση στις 23.07.2012, έως και την 01.10.2012. Στις επόμενες σελίδες, ενσωματώνονται πλέον νέα αναλυτικά κείμενα (μέσα σε πλαίσιο, για να ξεχωρίζουν από τα αρχικά), τα οποία εξειδικεύουν, βελτιώνουν ή/και τροποποιούν, σημείο προς σημείο, τις αρχικές προτάσεις της Ρυθμιστικής Αρχής, λαμβάνοντας υπ' όψη και τα αποτελέσματα της β' φάσης της διαβούλευσης, η οποία επακολούθησε την ημερίδα της ΡΑΕ στις 15.11.2012).

Πλαίσιο

Εν όψει της εφαρμογής των ρυθμίσεων της Τρίτης Ενεργειακής Δέσμης, αλλά και του Ενιαίου Μοντέλου Ευρωπαϊκής Αγοράς (Target Model), κατά τρόπο που να είναι αποτελεσματικός και αποδοτικός για την εγχώρια αγορά, είναι αναγκαίες σημαντικές δομικές αλλαγές στη μέχρι σήμερα οργάνωση και λειτουργία της αγοράς. Λαμβάνοντας υπ' όψη τόσο την εμπειρία που αποκτήθηκε μέχρι σήμερα, όσο και τις πραγματικές μεταβολές που έχουν επέλθει στην εγχώρια και διεθνή ενεργειακή αγορά, η ΡΑΕ καταθέτει σήμερα τις τελικές της προτάσεις για την αναδιοργάνωση της εγχώριας αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Οι προτάσεις αυτές διαμορφώθηκαν μετά και τη δημόσια διαβούλευση που διεξήχθη επί του κειμένου των αρχικών προτάσεων της Ρυθμιστικής Αρχής (23.07 έως 01.10.2012), αλλά και τον εποικοδομητικό διάλογο που ακολούθησε στη σχετική ημερίδα της ΡΑΕ (15.11.2012).

Οικονομικό περιβάλλον μέσα στο οποίο θα γίνουν οι προτεινόμενες δομικές αλλαγές

- α) Δυσμενής οικονομική συγκυρία, και ιδίως αύξηση του επιχειρηματικού και πιστωτικού κινδύνου και σημαντική επιδείνωση των χρηματορροών, λόγω της ταμειακής στενότητας του χρηματοπιστωτικού τομέα, η οποία δεν είναι παροδική. Ο σχεδιασμός της αγοράς θα πρέπει να λαμβάνει υπ' όψη του την ανάγκη διασποράς του πιστωτικού κινδύνου, ελαχιστοποιώντας, κατά το δυνατόν, το συνεπαγόμενο κόστος διαχείρισης του κινδύνου αυτού. Αποτέλεσμα της οικονομικής συγκυρίας είναι και η αύξηση του κόστους δανεισμού, βραχυχρόνιου και μακροχρόνιου, με αρνητικές επιπτώσεις στους παραγωγούς και στα δίκτυα.
- β) Αυξανόμενη, με ταχείς ρυθμούς, διείσδυση της παραγωγής των ΑΠΕ στο ηλεκτρικό σύστημα, η οποία οδηγεί σε μεγάλη αύξηση του Ειδικού Τέλους Μείωσης Εκπομπών

Αέριων Ρύπων (ETMEAP), καθώς και σε μείωση των συντελεστών χρήσης των υποδομών που σχετίζονται με τη θερμική παραγωγή (ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες και υποδομές φυσικού αερίου).

- γ) Συνεχιζόμενη μείωση της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας, λόγω της οικονομικής κρίσης. Η μείωση αυτή έχει επιπτώσεις στο κόστος της προσφερόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς τα σταθερά κόστη των υποδομών επιμερίζονται σε μικρότερα φορτία.
- δ) Δυσμενείς οικονομικές συνθήκες στην ευρύτερη περιοχή των Βαλκανίων και της Νότιας Ευρώπης, οι οποίες, σε συνδυασμό με την ελλιπή εναρμόνιση των κανόνων λειτουργίας της ευρωπαϊκής αγοράς ενέργειας, δεν επιτρέπουν την -έστω και μερική- ανάταξη των εσωτερικών δυσμενών συνθηκών, μέσω της εξωστρέφειας των ελληνικών επιχειρήσεων που δραστηριοποιούνται στον ενεργειακό τομέα.

Στόχοι των προτεινόμενων δομικών αλλαγών

- α) Συμπίεση, κατά το δυνατόν, του κόστους παραγωγής και προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας, έτσι ώστε να συγκρατηθούν, κατά το δυνατόν, οι αναπόφευκτες αυξήσεις τιμών της ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές χαμηλής, μέσης και υψηλής τάσης, και να βελτιωθεί η ανταγωνιστικότητα της ελληνικής οικονομίας.
- β) Δημιουργία κατάλληλου υποβάθρου για να επιτευχθεί η εναρμόνιση της εγχώριας αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας με αυτές των γειτονικών χωρών, στα πλαίσια του Ενιαίου Μοντέλου Ευρωπαϊκής Αγοράς, με σκοπό την αναβάθμιση της εμπορικής δραστηριότητας μεταξύ της Ελλάδας και των χωρών αυτών και τη δημιουργία ευκαιριών για εξαγωγή της πλεονάζουσας δυναμικότητας/παραγωγής.
- γ) Εξασφάλιση πρόσβασης όλων των συμμετεχόντων, με ισοδύναμο τρόπο, στους διαθέσιμους ενεργειακούς πόρους της χώρας, κατά κύριο λόγο τους λιγνίτες και τα νερά, έτσι ώστε να δημιουργηθούν χαρτοφυλάκια αντίστοιχου κόστους ενέργειας.
- δ) Άρση των στρεβλώσεων και σταυροειδών επιδοτήσεων στα τιμολόγια λιανικής, και ιδίως στα τιμολόγια χαμηλής τάσης που παραμένουν ρυθμιζόμενα, με ορθολογική κατανομή του κόστους μεταξύ των διαφόρων κατηγοριών καταναλωτών, έτσι ώστε να διασφαλίζεται η μακροχρόνια ανάπτυξη του ηλεκτρικού τομέα, στη βάση της οικονομικής βιωσιμότητας των σχετικών επενδύσεων και υποδομών, οι οποίες θα πρέπει να αναπτύσσονται και να χρησιμοποιούνται με τον πλέον αποδοτικό τρόπο.
- ε) Ενίσχυση των αλλαγών στην αγορά φυσικού αερίου, με σκοπό την μείωση του κόστους χρήσης των υποδομών και την ενίσχυση του ανταγωνισμού στην προμήθεια φυσικού αερίου. Η διευκόλυνση της ανάπτυξης υποδομών, οι οποίες θα συνδέουν την ελληνική αγορά φυσικού αερίου με νέες πηγές προμήθειας ή νέες αγορές, νέους προμηθευτές και

τις υπόλοιπες χώρες της περιοχής της ΝΑ Ευρώπης, αποτελεί σημαντικό εργαλείο προς την επίτευξη αυτού του στόχου.

Βασικές προτεινόμενες δομικές αλλαγές

A] Χονδρεμπορική Αγορά

1. Υιοθέτηση του μοντέλου της Γαλλικής ενεργειακής αγοράς (NOME), σύμφωνα με τα διαλαμβανόμενα στο Παράρτημα Ι. Πώληση λιγνιτικής και ενδεχομένως υδροηλεκτρικής παραγωγής, αναλόγως του συγκεκριμένου σχήματος διαχείρισης των υδροηλεκτρικών σταθμών που θα επιλεγεί (σημείο 4 παρακάτω), με υποχρέωση αυτών που θα την αγοράζουν να τη διαθέτουν σε πελάτες λιανικής, έτσι ώστε να αυξηθεί ο υγιής ανταγωνισμός στην παραγωγή και την προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας και δυνητικά να μπορεί να μεταφερθεί στους πελάτες αυτούς, υπό τη μορφή χαμηλότερων τιμών και τιμολογίων (σε σχέση με αυτά που θα εφαρμόζονταν σε περίπτωση τιμολόγησης οριακής τιμής), το οικονομικό πλεόνασμα παραγωγού που διαθέτει η λιγνιτική και υδροηλεκτρική παραγωγή. Ο τρόπος δημοπράτησης της παραγωγής αυτής θα γίνεται με προθεσμιακά συμβόλαια (forward contracts). Θα προωθηθούν συμβόλαια που θα αφορούν διαφορετικές ζώνες κατανάλωσης και θα έχουν διαφορετικό χρονικό ορίζοντα ωρίμανσης. Είναι απαραίτητος ο σχεδιασμός κατάλληλων μεταβατικών διατάξεων για τη σταδιακή και ομαλή απόκτηση μεριδίου της αγοράς λιανικής, έτσι ώστε να υπάρχει δικαίωμα χρήσης των προθεσμιακών συμβολαίων. Ο σχεδιασμός αυτός, και ιδίως ο χρονικός ορίζοντας εφαρμογής του, μπορεί να είναι συμβατός με την εξεταζόμενη από την Πολιτεία πώληση παραγωγικών μονάδων της ΔΕΗ (λιγνιτικών ή/και υδροηλεκτρικών). Επισυνάπτεται, ως Παράρτημα Ι στο παρόν κείμενο, η επιτελική σύνοψη της μελέτης για το θέμα αυτό, την οποία εκπόνησε για λογαριασμό της ΡΑΕ επιστημονική ομάδα του Οικονομικού Πανεπιστημίου Αθηνών.

Κεντρικός στόχος της προτεινόμενης από τη ΡΑΕ διαδικασίας δημοπράτησης, για την εξασφάλιση πρόσβασης τρίτων σε λιγνιτικούς και υδατικούς πόρους της χώρας, είναι η **μεταφορά, μέρους τουλάχιστον, του πλεονάσματος παραγωγού της λιγνιτικής και υδροηλεκτρικής παραγωγής στην εγχώρια τελική κατανάλωση.**

Ο βασικός σχεδιασμός που προτείνει η ΡΑΕ εμπεριέχει στοιχεία τόσο της προσέγγισης Virtual Power Plant (VPP), όσο και ισοδύναμων με ρύθμιση τιμής μέτρων (NOME) για βιομηχανική κατανάλωση. Ο σχεδιασμός αυτός επιχειρεί να αντιμετωπίσει **επείγοντα** δομικά και συγκυριακά προβλήματα της εγχώριας αγοράς ηλεκτρισμού, συνδυάζοντας τα στοιχεία εκείνα των ως άνω προσεγγίσεων (VPP και NOME) που ταιριάζουν καλύτερα στις συνθήκες της εγχώριας αγοράς. Τα VPPs έχουν επιτυχία κυρίως σε αγορές που παρουσιάζουν προβλήματα συγκέντρωσης και χαμηλής ρευστότητας (liquidity), αλλά δεν μπορούν να λύσουν κρίσιμες δομικές ασυμμετρίες, όπως είναι η υφιστάμενη στην

ελληνική αγορά δραστική ανισορροπία στα χαρτοφυλάκια ενέργειας των ανταγωνιστών. Κατά συνέπεια, παρόλο που γενικά τα μέτρα τύπου NOME συνιστούν μη δυναμικά ρυθμιστικά μέτρα, που απαιτούν σημαντική ρυθμιστική παρέμβαση, η χρήση τους στο πλαίσιο μιας διαδικασίας δημοπράτησης, μπορεί να έχει ουσιαστική σημασία, ώστε να διασφαλιστεί τόσο η επίτευξη της προσδοκώμενης δομικής ισορροπίας μεταξύ των συμμετεχόντων, όσο και η μη-διακράτηση (ή σπατάλη) του όποιου διαθέσιμου πλεονάσματος παραγωγού της λιγνιτικής και υδροηλεκτρικής παραγωγής από τον πωλητή ή τον αποδέκτη του προϊόντος.

Κρίσιμο στοιχείο στην επίτευξη των ως άνω στόχων αποτελεί ο τύπος και οι λεπτομερείς όροι και προϋποθέσεις της διαδικασίας δημοπράτησης που θα εφαρμοστεί, ώστε να διατηρηθεί το όφελος για τον τελικό καταναλωτή, όπως περιγράφεται και στην ανάλυση του Οικονομικού Πανεπιστημίου (Παράρτημα I), δίνοντας όμως παράλληλα τη δυνατότητα στους συμμετέχοντες στην εν λόγω διαδικασία να δράσουν ανταγωνιστικά για τη διεκδίκηση των διατιθέμενων προϊόντων. Απαιτείται η προσεκτική διατύπωση των όρων και περιορισμών των συγκεκριμένων δημοπρασιών, εν είδει παιγνίου, ώστε η ανάλυση αυτών, στη βάση της σχετικής θεωρίας παιγνίων, να δώσει και την κατάλληλη μορφή του τελικού τύπου δημοπρασίας που θα πρέπει να εφαρμοστεί. Ιδίως, πρέπει να αναλυθεί εάν οι δημοπρασίες μπορεί να καταλήξουν σε ανάλογο αποτέλεσμα με διατιμημένα προϊόντα, καθορίζοντας εκείνους τους όρους και περιορισμούς που οδηγούν τους συμμετέχοντες να συμπεριφερθούν ως «συνετοί παίκτες» (rational players).

Η βασική πρόταση της ΡΑΕ έγκειται στη διάθεση προθεσμιακών προϊόντων (forward contracts) μέσω πλειοδοτικών δημοπρασιών ή/και διαγωνισμών με ρυθμιζόμενο εύρος τιμών, που προέρχονται από ένα «καλάθι» λιγνιτικής και υδροηλεκτρικής παραγωγής. Αναλόγως των δυνατοτήτων που υπάρχουν ως προς ενσωμάτωση των προϊόντων αυτών στο υφιστάμενο λογισμικό της λειτουργίας της αγοράς, τα προϊόντα αυτά θα είναι φυσικής παράδοσης, ή θα λειτουργούν ως προϊόντα εικονικής παράδοσης που θα εκκαθαρίζονται, όμως, μέσω κατάλληλων οικονομικών συμφωνιών, με απευθείας χρηματικές ροές μεταξύ των συμβαλλομένων, μειώνοντας έτσι, σε ένα εύλογο χρονικό ορίζοντα προσαρμογής, τον όγκο χρηματικών ροών από και προς το Λειτουργό και το Διαχειριστή της αγοράς.

Αναλυτικότερα, προτείνεται η σταδιακή (με χρονικό ορίζοντα ολοκλήρωσης τα μέσα περίπου του 2014) δημοπράτηση προθεσμιακών προϊόντων ενέργειας, τα οποία να αντιστοιχούν τελικά σε συνολική ισχύ 1600 MW, να αφορούν ισχύ βάσης ή off peak, και η διάθεσή τους να γίνεται σε συγκεκριμένα μερίδια (lots/strips), από περίπου 10 έως και 50 MW, με ελάχιστο/μέγιστο μέγεθος ανά συμμετέχοντα, καθορίζοντας σε κάθε βήμα δημοπρασίας τα ακόλουθα:

- 1) Μέγεθος του δημοπρατούμενου προϊόντος (π.χ. 10 ή 20 ή 30 ή 40 ή 50 MW).
- 2) Τύπος συμμετέχοντος στον οποίο απευθύνεται η συγκεκριμένη δημοπρασία (προμηθευτές ή μεγάλοι καταναλωτές με σημαντική τιμή ζήτησης του φορτίου τους καθ' όλη τη διάρκεια του 24ώρου).
- 3) Ημερομηνία έναρξης και διάρκεια του δημοπρατούμενου προϊόντος.
- 4) Ζώνη κατανάλωσης που αφορά το προϊόν (baseload ή off peak).
- 5) Τύπος διενεργούμενης δημοπρασίας του συγκεκριμένου προθεσμιακού προϊόντος: α) πλειοδοτικός διαγωνισμός χωρίς ελάχιστη ή/και μέγιστη τιμή, ή β) διαγωνισμός με ρυθμιστικά καθοριζόμενο εύρος τιμών. Σε κάθε περίπτωση, η επαναληπτικότητα της διαδικασίας (σε μερίδια π.χ. των 10-50 MW), ακόμα και με καθορισμένες τιμές, προσομοιάζει επαρκώς συνθήκες αγοράς.
- 6) Ύψος προκαταβολής που θα πρέπει να καταβάλλεται με την απόκτηση του προϊόντος, και όχι με την κατανάλωσή του. Λόγω της δυσχερούς χρηματοοικονομικής κατάστασης της ελληνικής οικονομίας γενικότερα, και του ενεργειακού τομέα ειδικότερα, θα εξεταστούν διάφορα επίπεδα και εναλλακτικοί τρόποι εξασφάλισης της προκαταβολής. Σε κάθε περίπτωση, η προκαταβολή αυτή αποτελεί κρίσιμη παράμετρο, που αποδεικνύει τη μακροχρόνια δέσμευση (long-term commitment), και όχι τη συγκυριακή συμμετοχή στη διαδικασία με περιορισμένες δεσμεύσεις («free ride»). Θα εξεταστεί κατά πόσον τμήμα της προκαταβολής θα ήταν σκόπιμο να επιστρέφεται σε περίπτωση μη κατανάλωσης του προϊόντος, σε συνδυασμό με άλλους μηχανισμούς που θα δρουν αποθαρρυντικά ως προς το ενδεχόμενο αυτό.

Για την επίτευξη του βασικού σκοπού, τίθενται συγκεκριμένοι περιορισμοί για τους συμμετέχοντες στη διαδικασία δημοπράτησης:

- α) Τα λιγνιτικά/υδροηλεκτρικά προθεσμιακά προϊόντα μπορούν να χρησιμοποιηθούν **μόνο** για την προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας σε τελικούς καταναλωτές.
- β) Τα προϊόντα αυτά μπορούν να χρησιμοποιηθούν για μέρος **μόνο** της συνολικής ισχύος/ενέργειας των καταναλωτών που εξυπηρετούνται από αυτά, περίπου για το 65%. Η υπόλοιπη ενέργεια θα πρέπει να προέρχεται από άλλες πηγές, όπως για παράδειγμα από τη spot αγορά, ή από διμερή συμβόλαια με μονάδες ΦΑ. Το ποσοστό αυτό μπορεί να μεταβάλλεται (να αυξάνει) για τα off peak προθεσμιακά προϊόντα, ή για προϊόντα που απευθύνονται σε μεγάλους καταναλωτές, φθάνοντας, στις περιπτώσεις αυτές, μέχρι και το 85-90%.

Κρίσιμοι περιορισμοί ως προς τη χρήση των προϊόντων αυτών, που επηρεάζουν ακόμα και τη διαδικασία διάθεσής τους, θα επιβληθούν με κατάλληλα ρυθμιστικά μέτρα, έτσι ώστε να περιοριστεί δραστικά η δυνατότητα «cherry picking» στη λιανική αγορά, αλλά και να αναπτυχθούν ανταγωνιστικά σχήματα με βιώσιμη προοπτική σε μεσομακροπρόθεσμη βάση. Οι περιορισμοί αυτοί ενδεχομένως να αφορούν τον τρόπο κάλυψης της υπολειπόμενης ενέργειας που απαιτείται για την εξυπηρέτηση των πελατών (π.χ. του 35%), μέρος της οποίας θα πρέπει να διασφαλίζεται μακρόχρονα με αντίστοιχα διμερή συμβόλαια ΦΑ, έτσι ώστε να μην δημιουργούνται ασύμμετρες συνθήκες ως προς το διαμορφούμενο μέσο κόστος του μίγματος της ΔΕΗ.

Ενδεικτικό χρονοδιάγραμμα δημοπρασιών

Τονίζεται ότι τα χρονοδιαγράμματα που ακολουθούν είναι ενδεικτικά. Τα ακριβή χρονοδιαγράμματα θα διαμορφωθούν στη διάρκεια και με το πέρας των προπαρασκευαστικών εργασιών/ενεργειών που θα απαιτηθούν (βλ. παρακάτω).

1^η Δημοπρασία

- Σεπτέμβριος 2013 (θα έχει προηγηθεί, το Μάιο του 2013, η δημόσια διαβούλευση της ΡΑΕ, όσον αφορά το πρότυπο τεύχος δημοπράτησης, το οποίο θα περιγράφει αναλυτικά τους όρους και τις διαδικασίες διενέργειας των δημοπρασιών).
- 800 MW συνολικά, σε διαδοχικές δημοπρασίες μεριδίων από (περίπου) 10-50 MW, με διάρκεια 6, 12, 18 και 30 μηνών, και με εκκίνηση 01.10.2013 και 01.01.2014.

2^η Δημοπρασία

- Ιανουάριος 2014
- 400 MW, σε διαδοχικές δημοπρασίες μεριδίων από (περίπου) 10-50 MW, με διάρκεια 6, 12 και 24 μηνών, και με εκκίνηση 01.02.2014 και 01.05.2014.

3^η Δημοπρασία

- Ιούνιος 2014
- 400 MW (+ τα MW των προϊόντων των δύο προηγούμενων δημοπρασιών που θα έχει λήξει η διάρκειά τους), σε διαδοχικές δημοπρασίες μεριδίων από περίπου 10-50 MW, με διάρκεια 6, 12 και 18 μηνών, και με εκκίνηση 01.07.2014.

Στο πλαίσιο του στόχου συμπίεσης, κατά το δυνατόν, του κόστους παραγωγής και προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά και προκειμένου να προσδιοριστούν οι πλέον κατάλληλοι όροι και περιορισμοί για την επιτυχή διάθεση και χρήση των ως άνω

προθεσμιακών προϊόντων, δρομολογείται ήδη από τη ΡΑΕ η διεκπεραίωση ενός αναλυτικού κοστολογικού ελέγχου ολόκληρης της παραγωγικής αλυσίδας (value chain) του ηλεκτρικού τομέα (παραγωγή-μεταφορά-διανομή-εμπορία), καθώς και η σύγκριση των αποτελεσμάτων του με τα διεθνή δεδομένα και πρακτικές (benchmarking).

Επισυνάπτεται στο παρόν κείμενο, ως Παράρτημα ΙΙ, η περιγραφή αντικειμένου του έργου (μελέτης) με τίτλο «*Κοστολογικός έλεγχος / συγκριτική αξιολόγηση του κόστους της Δημόσιας Επιχείρησης Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ Α.Ε.) και των θυγατρικών της σε Σύστημα και Δίκτυο (ΑΔΜΗΕ Α.Ε. & ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε.). Προτάσεις στρατηγικής και ρυθμιστικών μέτρων για την επίτευξη του υφιστάμενου περιθωρίου βελτίωσης του κόστους αυτού. Συναφής οδικός χάρτης / χρονοδιάγραμμα*» («*Cost benchmarking of the Public Power Corporation (PPC S.A.) and its network subsidiaries (ADMIE S.A. & DEDDIE S.A.). Strategic recommendations on their cost improvement potential and roadmap*»). Η προκήρυξη του έργου αυτού, με ανοικτό διεθνή τακτικό διαγωνισμό, εγκρίθηκε από την Ολομέλεια της ΡΑΕ στις 12/11/2012 (Απόφαση ΡΑΕ 926/2012).

2. Η ως άνω μεταβατική περίοδος θα συμβαδίζει και με την αντίστοιχη περίοδο κατάργησης του μηχανισμού ανάκτησης μεταβλητού κόστους (όπως αυτός ισχύει σήμερα). Ο μηχανισμός ανάκτησης μεταβλητού κόστους θα παραμείνει μόνο για τις περιπτώσεις διαφοροποιήσεων του προγράμματος κατανομής από τον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό. Πρέπει να αρθούν τα κίνητρα εκείνα που ωθούν τους παραγωγούς σε συστηματική χρήση/κατάχρηση του κανόνα που δίνει τη δυνατότητα υποβολής προσφορών κάτω του ελάχιστου μεταβλητού κόστους, για το 30% της ισχύος.

Η ΡΑΕ προτείνει την άμεση μείωση του περιθωρίου του Μηχανισμού Ανάκτησης Μεταβλητού Κόστους, από 10% σε 5% από την 01.01.2013, με προοπτική πλήρους κατάργησης του μηχανισμού αυτού στο α' εξάμηνο του 2014, υπό τη βασική προϋπόθεση της υλοποίησης και αποτελεσματικής εφαρμογής των υπόλοιπων προτεινόμενων μέτρων, και κυρίως των δημοπρασιών προθεσμιακών προϊόντων (με ολοκλήρωση του πλήρους κύκλου δημοπρασιών, συνολικής ισχύος 1600 MW).

Λόγω της συνεχιζόμενης μείωσης της συνολικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας στη χώρα μας, αλλά και της αύξησης της παραγόμενης από ΑΠΕ ενέργειας, εκτιμάται ότι θα παρατηρηθούν φαινόμενα συνωστισμού μονάδων παραγωγής, κυρίως μονάδων Φ.Α., αλλά ενδεχομένως και λιγνιτικών (των παλαιότερων εξ αυτών), ιδίως εάν ληφθεί υπ' όψη η σημαντική επιβάρυνση στο μεταβλητό κόστος τους από την ενσωμάτωση, την 01.01.2013, του πλήρους κόστους δικαιωμάτων εκπομπών CO₂. Επίσης, είναι ορατό και το ενδεχόμενο να εφαρμοστεί και από τους λιγνιτικούς σταθμούς, κατά τη διαμόρφωση των προσφορών τους και χρήσης του κανόνα 30%, μια στρατηγική

ανάλογη με αυτή που εφαρμόζεται από τις μονάδες Φ.Α., ώστε να διασφαλιστεί η ένταξή τους κατά την κατανομή. Οι ως άνω παράγοντες είναι πιθανό να οδηγήσουν συνδυαστικά στη μείωση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Φ.Α. και την υποκατάστασή της από λιγνιτική παραγωγή. Εκτιμάται, συνεπώς, ότι θα υπάρξει συνολικά μείωση (εξοικονόμηση) κόστους για την εθνική οικονομία από τη μειωμένη κατανάλωση Φ.Α. Σε επίπεδο ενεργειακού ισοζυγίου, η υποκατάσταση αυτή εκτιμάται ότι θα είναι της τάξης των 800-1000 GWh ανά έτος, και αναμένεται να λάβει χώρα ανεξαρτήτως των όποιων προτεινόμενων αλλαγών στο μηχανισμό ανάκτησης μεταβλητού κόστους.

Στη βάση των ως άνω εκτιμήσεων, κρίνεται σκόπιμη η άμεση διερεύνηση από τη ΡΑΕ της ενδεχόμενης προσαρμογής (ή/και κατάργησης) του κανόνα 30%, δηλαδή του δικαιώματος των μονάδων να υποβάλλουν προσφορές κάτω του μεταβλητού τους κόστους, εφ' όσον όμως αρχίσουν να εφαρμόζονται στην πράξη τα προθεσμιακά προϊόντα. Κατά τη διερεύνηση αυτή, θα εξεταστούν οι τεχνικές δυνατότητες των μονάδων ως προς τον ανεκτό αριθμό εναύσεων-σβέσεων, καθώς και η υιοθέτηση ειδικών περιορισμών στην επίλυση του αλγορίθμου -αν μπορούν να εφαρμοστούν- για μείωση των κύκλων έναυσης-σβέσης, τουλάχιστον για την οριακή μονάδα. (Έναρξη εξέτασης με ενδεικτικές επιλύσεις, μετά από σχετικές προσαρμογές του λογισμικού: 4/2013, προσαρμογή (ή/και κατάργηση) του κανόνα 30% : 12/2013).

Παράλληλα, θα προχωρήσει η εξέταση των δυνατοτήτων δημιουργίας αποδοτικής αγοράς εφεδρειών, η οποία να αντικατοπτρίζει την πραγματική αξία της υπηρεσίας αυτής, ο επαναπροσδιορισμός ανώτερων τιμών αγοράς ενέργειας και εφεδρειών, η μείωση των περιορισμών, π.χ. τεχνικών ελαχίστων, κατά την επίλυση του αλγορίθμου στον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό, κ.α. (ολοκλήρωση μελέτης: 7/2013).

Στο πλαίσιο αυτό, θα εξεταστεί η δυνατότητα εφαρμογής ενός αποδοτικού ειδικού μηχανισμού διασφάλισης εφεδρείας ισχύος που θα περιλαμβάνει τη διακοπή της καθορισμένης στάθμης ζήτησης φορτίου καταναλωτών (κυρίως, βιομηχανικών καταναλωτών), η οποία θα έχει συμφωνηθεί πάνω σε συγκεκριμένα χαρακτηριστικά (μέγεθος, διάρκεια, πληρωμή, κ.λπ.). Οι καταναλωτές αυτοί δύναται να εξαιρεθούν από την υποχρέωση κατοχής ΑΔΙ για τη συμφωνηθείσα ισχύ.

3. Επανασχεδιασμός του Μηχανισμού Διασφάλισης Ισχύος, ιδίως λαμβάνοντας υπόψη τη σταδιακή μείωση των συντελεστών φόρτισης των θερμικών μονάδων. Ο μηχανισμός αυτός θεωρείται πλέον απολύτως απαραίτητος και πρέπει να λάβει μόνιμο χαρακτήρα και δομή, συνδυασμένη με κανόνες αγοράς, με διάρκεια στο χρόνο, εφ' όσον θα είναι ο μηχανισμός εκείνος που θα στηρίξει μακροχρόνια τη βιώσιμη και αποδοτική συνύπαρξη συμβατικών μονάδων και μονάδων ΑΠΕ.

Είναι απολύτως σαφές ότι εν όψει της λειτουργίας της εσωτερικής αγοράς ενέργειας (Target Model), θα πρέπει το σύνολο των συμπληρωματικών μηχανισμών, όπως π.χ. της διασφάλισης διαθέσιμης ισχύος, να έχουν μεταβατικό χαρακτήρα, ώστε να είναι δυνατή, σε εύλογο χρονικό διάστημα, είτε η ενσωμάτωσή τους στους αντίστοιχους μηχανισμούς που θα αναπτυχθούν σε ευρωπαϊκό επίπεδο, είτε η σταδιακή αντικατάστασή τους με άλλους μηχανισμούς, που σχετίζονται με την ασφάλεια εφοδιασμού σε επίπεδο χώρας ή περιφέρειας, όπως είναι η λειτουργία μιας αποτελεσματικής αγοράς εφεδρειών.

Η υλοποίηση της εσωτερικής αγοράς και η εφαρμογή του ενιαίου μοντέλου (Target Model) στηρίζεται στη διαμόρφωση ενιαίων κανόνων λειτουργίας (από το 2015 και μετά). Η εφαρμογή όμως των κανόνων αυτών προϋποθέτει και παρόμοιο σημείο εκκίνησης για όλα τα Κράτη-Μέλη, όσον αφορά την ωριμότητα της αγοράς, το επίπεδο ανταγωνισμού και την ύπαρξη ή μη δομικών προβλημάτων. Είναι βέβαιο ότι, σε περίπτωση που δεν ληφθούν κατάλληλα μεταβατικά μέτρα, έτσι ώστε να διαμορφωθούν, **ομαλά και σταδιακά**, συνθήκες ανάλογες (έστω και οριακά) των αγορών με τις οποίες θα συζευχθεί η αγορά της χώρας μας, τότε η σύζευξη αυτή θα έχει δυσμενή αποτελέσματα για την εγχώρια παραγωγή, χωρίς όμως και προφανή μακροχρόνια οφέλη για την εγχώρια κατανάλωση.

Στην χώρα μας, και επιπλέον των όποιων εσωτερικών δομικών προβλημάτων στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, δεν υπήρξαν οι τεχνικές εκείνες δυνατότητες που θα οδηγούσαν στη βελτίωση της εγχώριας αγοράς. Τόσο οι σχετικά περιορισμένες δυνατότητες των διεθνών διασυνδέσεων, όσο και η πραγματική κατάσταση στις περισσότερες αγορές των χωρών της περιοχής, ιδίως των βαλκανικών χωρών, δεν επέτρεψαν την ανάπτυξη αμφίδρομων ανταγωνιστικών πιέσεων, που θα ωθούσαν την εσωτερική αγορά της χώρας μας αφ' ενός σε αποτελεσματικότερη λειτουργία, αφ' ετέρου σε μια βιώσιμη εξωστρεφή συμπεριφορά και δραστηριότητα, που θα διεύρυνε σημαντικά το αντικείμενο των συμμετεχόντων.

Λαμβάνοντας υπ' όψη τις πραγματικές μακροοικονομικές και χρηματοοικονομικές συνθήκες στη χώρα μας, τίθεται σαφώς το ζήτημα της διασφάλισης της βιωσιμότητας των μονάδων παραγωγής, καθώς και των υπόλοιπων στοιχείων της αγοράς, ώστε να μη βρεθεί η χώρα, κατά την εκκίνηση της λειτουργίας της ενιαίας αγοράς το 2015, σε πολύ δυσμενέστερη θέση από αυτήν που ήδη βρίσκεται, λόγω χαμηλής ανταγωνιστικότητας και σοβαρών δομικών προβλημάτων και στρεβλώσεων.

Για τους ως άνω λόγους, προτείνεται η εισαγωγή, στη μεταβατική διετία 2013-2014, συμπληρωματικού Μηχανισμού Διασφάλισης Εφεδρειών (έναρξη εφαρμογής 1/2013), με πρωταρχικό στόχο τη στήριξη της λειτουργίας αξιόπιστων μονάδων, χωρίς ενεργειακούς περιορισμούς, οι οποίες μπορούν να προσφέρουν αυξημένη ευελιξία

ανταπόκρισης (ramp up & down) σε σημαντικές -και διαχρονικά αυξανόμενες- διακυμάνσεις του φορτίου του Συστήματος. Η μεσοπρόθεσμη εξέλιξη του μηχανισμού αυτού θα εξαρτηθεί, όπως προαναφέρθηκε, τόσο από την ανάπτυξη αγοράς εφεδρειών, όσο και από το ενδεχόμενο δημιουργίας ευρωπαϊκού μηχανισμού ισχύος (Επανεξέταση του μηχανισμού αυτού από τη ΡΑΕ: 1/2015).

Στο πλαίσιο του μηχανισμού αυτού, εντάσσεται και η **άμεση** (1/2013) απένταξη μονάδων που είναι ήδη ανενεργές, από τον κατάλογο μονάδων που εισπράττουν ΑΔΙ (ενδεικτικά, αυτό αφορά περίπου 736 MW: Λιπτολ - Αλιβέρι 3 & 4 -Λαύριο 1 & 2 - Αγ. Γεώργιος 9), όπως επίσης και η εκπλήρωση των όρων των αδειών που έχουν χορηγηθεί στις μονάδες Λαύριο 5 και Αλιβέρι 5, για την **άμεση** απόσυρση ισοδύναμης ισχύος (ψυχρή εφεδρεία: Πτολεμαΐδα 2- Αγ. Γεώργιος 8, Λαύριο 3). Αμέσως μετά την «εικονική» απένταξη των μονάδων αυτών, ο ΑΔΜΗΕ θα πρέπει, με τεκμηριωμένη εισήγησή του προς τη ΡΑΕ, να προσδιορίσει ποιες από αυτές τις μονάδες μπορούν να προχωρήσουν και σε φυσική απόσυρση, καθώς και τους συμβατικούς όρους υπό τους οποίους οι υπόλοιπες μονάδες θα παραμείνουν σε ψυχρή εφεδρεία.

Σταδιακά, και με την έναρξη εφαρμογής των διμερών συμβολαίων, όπως τα προθεσμιακά συμβόλαια που προτείνονται ως άνω, ο μηχανισμός ΑΔΙ (Μηχανισμός Διαθεσιμότητας Ισχύος) θα προσαρμόζεται στο πλαίσιο εφαρμογής και στους κανόνες λειτουργίας των συμβολαίων αυτών και, σε βάθος χρόνου, θα παραμείνει μόνο ο νέος Μηχανισμός Διασφάλισης Εφεδρειών (2015, εφαρμογή του Target Model), υπό τους όρους της ενιαίας αγοράς ισχύος, που ενδεχομένως θα λειτουργήσει σε επίπεδο Ευρωπαϊκής Ένωσης.

Ο συμπληρωματικός Μηχανισμός Διασφάλισης Εφεδρειών θα λειτουργήσει, συνοπτικά, ως εξής:

- Η ζήτηση ΑΔΙ από την κατανάλωση θα παραμείνει η ίδια (ενδεικτικά 10.000 MW) και, συνεπώς, το συνολικό κόστος του μηχανισμού θα παραμείνει σταθερό στα 450 Μ€ (45.000 €/MW x 10.000 MW), δηλ. δεν θα υπάρξει πρόσθετη επιβάρυνση στον τελικό καταναλωτή.
- Η προσφορά ΑΔΙ θα διαμορφωθεί ως εξής:
 - α) Θα διατεθούν, ενδεικτικά, 10.000 MW μέσω του Μηχανισμού Διαθεσιμότητας Ισχύος, μετά και από την απόσυρση, ως άνω, των ΑΔΙ των ανενεργών μονάδων.
 - β) Θα διατεθούν νέα Αποδεικτικά Διαθεσιμότητας Εφεδρειών από μονάδες Φ.Α., συνολικής ισχύος περίπου 4000 MW.

Οι καταναλωτές θα εκπληρώνουν την υποχρέωσή τους για κατοχή αποδεικτικών διαθεσιμότητας ισχύος μέσω των αποδεικτικών που θα εκδίδονται και από τους δύο μηχανισμούς. Συνεπώς, η πληρωμή των μονάδων με τον υφιστάμενο Μηχανισμό Διαθεσιμότητας Ισχύος θα μειωθεί από 45.000 €/MW σε ~32.000 €/MW, λόγω της ύπαρξης πλέον και των νέων αποδεικτικών διαθεσιμότητας, που θα εκδίδονται στο πλαίσιο του Μηχανισμού Διαθεσιμότητας Εφεδρειών. Οι μονάδες που συμμετέχουν και στους δύο μηχανισμούς και εκδίδουν δύο αποδεικτικά, θα εισπράττουν συνολικά ~64.000 €/MW.

ΣΗΜΕΙΩΣΗ

Επισημαίνεται με έμφαση ότι το εναπομένον χρονικό διάστημα μέχρι το 2015, δηλ. το σημείο στο οποίο θα πρέπει να αρχίσουν να εφαρμόζονται οι κανόνες της Ενιαίας Αγοράς, και στο οποίο η εγχώρια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας θα πρέπει να έχει προετοιμαστεί κατάλληλα ώστε να μη βρεθεί σε δυσμενή θέση σε σχέση με τις υπόλοιπες αγορές της ευρύτερης περιοχής, με τις οποίες και θα συζητηθεί, **είναι ασφυκτικά μικρό (περίπου μία 2ετία).**

Η πολυπλοκότητα και ο σύνθετος χαρακτήρας των εργασιών που πρέπει να γίνουν κατά τη διάρκεια της διετούς αυτής μεταβατικής περιόδου, καθώς και η ανάγκη αποτελεσματικού συντονισμού και συγχρονισμού των ενεργειών των θεσμικών φορέων που συμμετέχουν στην αγορά, απαιτεί την κατάρτιση ενός συγκεκριμένου προγράμματος δράσης και την άμεση (1/2013) σύσταση των σχετικών ομάδων εργασίας, στις οποίες θα συμμετέχουν εκπρόσωποι των φορέων αυτών.

Οι εν λόγω ομάδες εργασίας θα πρέπει να παραδίδουν, σε συγκεκριμένο κάθε φορά χρονικό διάστημα (1-2 μήνες), ολοκληρωμένες και εξειδικευμένες -για το αντικείμενό τους- προτάσεις, οι οποίες, μεταξύ άλλων, θα προδιαγράφουν και τις συγκεκριμένες εργασίες που θα πρέπει, στη συνέχεια, να φέρει σε πέρας ο κάθε φορέας.

Η συστηματική συνεργασία και συγκερασμός απόψεων μέσα στις ομάδες εργασίας, ενδεχομένως και με τη βοήθεια εξειδικευμένων εξωτερικών συμβούλων, θα επιτρέψει τη διαμόρφωση αναλυτικών και τεκμηριωμένων προτάσεων, που θα τίθενται σε σύντομες δημόσιες διαβουλεύσεις, και θα καταλήγουν σε συγκεκριμένο πρόγραμμα εργασιών και χρονοδιαγράμματος.

Κρίνεται αναγκαία η άμεση (1/2013) συγκρότηση των εξής τριών (3) ομάδων εργασίας:

α) Αλλαγές στο θεσμικό πλαίσιο της χονδρεμπορικής αγοράς (θέματα αγοράς εφεδρειών, μηχανισμών ισχύος, κανόνα 30%).

β) Δημοπρασίες λιγνιτικών και υδροηλεκτρικών προθεσμιακών προϊόντων.

γ) Εναρμόνιση με το Target Model, τροποποιήσεις κανόνων χονδρεμπορικής αγοράς.

4. Κατάρτιση ενός λεπτομερούς Κώδικα Διαχείρισης Υδροηλεκτρικών Σταθμών και Υδάτινων Πόρων, και ιδίως ανάπτυξη συγκεκριμένης μεθοδολογίας για τον υπολογισμό της κατώτερης τιμής προσφοράς ενέργειας που μπορεί να υποβάλει στη χονδρεμπορική αγορά ένας υδροηλεκτρικός σταθμός. Ο υπολογισμός της ελάχιστης αυτής τιμής θα γίνεται με τρόπο ώστε αφ' ενός να ελαχιστοποιείται η δυνατότητα χειραγώγησης και ανορθολογικού επηρεασμού της Οριακής Τιμής από την υδροηλεκτρική παραγωγή, αφ' ετέρου να αποκαλύπτεται και να αντανακλάται στην προσφορά αυτή η πραγματική αξία των υδάτινων πόρων.

Η αναλυτική πρόταση του ΛΑΓΗΕ, η οποία υποβλήθηκε στη ΡΑΕ στις 26.10.2012, παρουσιάζεται στο Παράρτημα ΙΙΙ. Η πρόταση αυτή, η οποία διαμορφώθηκε μετά από μακρά συνεργασία ΡΑΕ-ΔΕΣΜΗΕ (ΛΑΓΗΕ)-ΔΕΗ, τελεί άμεσα υπό την έγκριση της Ρυθμιστικής Αρχής.

Θα πρέπει να σημειωθεί ότι στόχος της πρότασης είναι ο περιορισμός της δυνατότητας χειραγώγησης της Οριακής Τιμής που παρέχουν τα υδροηλεκτρικά, και όχι η αντιμετώπιση του δομικού ζητήματος της αποκλειστικής, μέχρι σήμερα, εκμετάλλευσης από ένα και μόνο συμμετέχοντα του οικονομικού πλεονεκτήματος που οι μονάδες αυτές παρέχουν (το ζήτημα αυτό επιχειρείται να αντιμετωπιστεί μέσω της προτεινόμενης διάθεσης των προθεσμιακών προϊόντων).

5. Δημιουργία Φορέα Κάλυψης και Φορέα Εκκαθάρισης για το σύνολο των οικονομικών συναλλαγών της αγοράς.

Μετά από ενδελεχή διερεύνηση της ΡΑΕ και σχετικές συζητήσεις με τράπεζες και άλλους χρηματοπιστωτικούς φορείς, κρίνεται ότι η δημιουργία του ως άνω Φορέα Κάλυψης και Φορέα Εκκαθάρισης των συναλλαγών, είναι επί του παρόντος ανέφικτη, λόγω της δυσμενούς οικονομικής κατάστασης της χώρας, και ιδιαίτερα του χρηματοπιστωτικού της τομέα. Η σημερινή έλλειψη ενδιαφέροντος από τις τράπεζες και τα πιστωτικά ιδρύματα να συμμετάσχουν ως Φορέας Κάλυψης και Φορέας Εκκαθάρισης στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας οφείλεται κυρίως :

- στη δυσκολία οριοθέτησης του μεγέθους του πιστωτικού κινδύνου που πρέπει να αναλάβουν,

- στην προαπαιτούμενη κάλυψη του υφιστάμενου ελλείμματος του ΛΑΓΗΕ Α.Ε. (εκτίμηση για 400 και πλέον εκατ. Ευρώ), το οποίο είναι αποτρεπτικά υψηλό με τα σημερινά δεδομένα, ακόμη και για την περίπτωση μιας κοινοπραξίας τραπεζών,
- στη δική τους κρίσιμη οικονομική κατάσταση, ιδίως μετά το «κούρεμα» των ομολόγων, και τις αβέβαιες προοπτικές/συνθήκες/αποτελέσματα της επικείμενης ανακεφαλαιοποίησής τους.

Χωρίς αμφιβολία, η βέλτιστη λύση είναι η μετάβαση σε ημερήσια αγορά και η εκκαθάριση εντός 24 ωρών. Η λύση αυτή προσφέρει τα ακόλουθα πλεονεκτήματα:

1. Μειώνει εντυπωσιακά και άμεσα τον πιστωτικό κίνδυνο που παρουσιάζουν οι Συμμετέχοντες.
2. Ως συνέπεια του παραπάνω, καθιστά τη διαχείριση της οικονομικής συμπεριφοράς των Συμμετεχόντων πολύ πιο εύκολη και αποτελεσματική. Έτσι, εάν κάποιος Συμμετέχων παρουσιάσει πρόβλημα, αυτό θα εντοπίζεται και θα διορθώνεται άμεσα.
3. Μειώνει το ποσό των εγγυητικών που απαιτείται να προσκομίσουν οι Συμμετέχοντες.
4. Η ρευστότητα είναι ικανοποιητική και μπορεί να επιλύσει οποιαδήποτε ελλείμματα τυχόν δημιουργηθούν.
5. Ακόμη και σε περίπτωση που κάποιος Συμμετέχων δεν μπορεί να ανταποκριθεί, η αγορά στο σύνολό της είναι σε θέση να απορροφήσει τη συγκεκριμένη αδυναμία.

Η ως άνω λύση έχει ένα χρονικό ορίζοντα υλοποίησης 6-12 μηνών, και σε συνδυασμό με την παράλληλη προώθηση της διαχείρισης διμερών συμβολαίων, όπως είναι οι προθεσμιακές συμβάσεις που θα δημοπρατηθούν μέσω του υβριδικού συστήματος NOME/VPP (σημείο A1), οι οποίες και μειώνουν **άμεσα και αναλογικά** (σε σχέση με το ύψος των δημοπρατούμενων MW και MWh) το διαχειριστικό κίνδυνο του Λειτουργού της Αγοράς, μπορεί να δημιουργήσει ένα σταθερό και επαρκώς ασφαλές πλαίσιο οικονομικών συναλλαγών στην εγχώρια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.

Σε περίπτωση που η ως άνω συνδυαστική λύση δεν αποδώσει τα αναμενόμενα αποτελέσματα μέσα στο 2013, θα εξεταστεί η εφαρμογή, το 2014, μιας πιο προωθημένης λύσης, και συγκεκριμένα αυτή της δημιουργίας ενός εξειδικευμένου φορέα, με το όνομα **Energy House**, ο οποίος θα αναλάβει να προσφέρει τις υπηρεσίες του Φορέα Κάλυψης και του Φορέα Εκκαθάρισης και θα διαχειρίζεται **το σύνολο** των χρηματορροών, με ιδιαίτερη έμφαση στη ρύθμιση των ανείσπρακτων λογαριασμών των πελατών των προμηθευτών. Η συγκεκριμένη λύση μπορεί να τονώσει άμεσα τη ρευστότητα, παρακάμπτοντας τη χρηματοδότηση μέσω δανειοδότησης, που στην

παρούσα οικονομική συγκυρία είναι προβληματική, αφού πρακτικά η ίδια η αγορά θα δημιουργεί την απαιτούμενη ρευστότητα, μέσω της καλύτερης διαχείρισης των οφειλών των πελατών της, αυξάνοντας για τους Συμμετέχοντες το κεφάλαιο κίνησής τους.

Ο ως άνω Φορέας θα αποτελεί πιστωτικό ίδρυμα (ή κοινοπραξία) που θα εισπράττει για λογαριασμό των προμηθευτών τις οφειλές των πελατών τους, και θα τις αποδίδει σε αυτούς σε τακτά χρονικά διαστήματα (π.χ. 30 ημέρες). Οι λοιπές βασικές αρμοδιότητες του Energy House θα είναι αυτές του Φορέα Κάλυψης και του Φορέα Εκκαθάρισης, όπως προβλέπονται στον Κώδικα Συναλλαγών και στον Κώδικα Διαχείρισης. Πιο αναλυτικά :

- Διεκπεραίωση συναλλαγών, όπως αυτές θα εκκαθαρίζονται από τους Διαχειριστές των Συστημάτων και το Λειτουργό της Αγοράς. Οι συναλλαγές θα καλύπτουν τόσο τη χονδρεμπορική αγορά ενέργειας, όσο και τις πιστώσεις/χρεώσεις που αφορούν τις ρυθμιζόμενες χρεώσεις (χρήση Συστήματος και Δικτύου, ΥΚΩ, ΕΤΜΕΑΡ, κ.λπ.).
- Κάλυψη των πιστωτικών κινδύνων των συναλλαγών αυτών, παρακολούθηση της συναλλακτικής συμπεριφοράς των παικτών, καθορισμός πιστωτικών απαιτήσεων (εγγυητικές, κ.λπ.).
- Παροχή ταμειακής ρευστότητας μέσω της ρύθμισης των ανεξόφλητων λογαριασμών και των ληξιπρόθεσμων οφειλών, liquidity pool.
- Παροχή δανείων στους Διαχειριστές ή στο Λειτουργό της αγοράς για κάλυψη ταμειακών αναγκών, σε περίπτωση που προκύπτουν κόστη τα οποία θα ανακτηθούν μέσω τελών, κ.λπ.
- Αναφορές (reporting) χρηματικών ροών.

B] Ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ

Επανεξέταση των οικονομικών κινήτρων και των μηχανισμών στήριξης, καθώς και των διαδικασιών υλοποίησης μονάδων ΑΠΕ, αλλά και των ποσοτικών στόχων σε σχέση με το μίγμα, την τεχνολογική ωριμότητα και τους ρυθμούς διείσδυσης των διαφόρων τεχνολογιών ΑΠΕ, έτσι ώστε επιτευχθούν οι εθνικοί στόχοι για τη συμμετοχή των ΑΠΕ στην ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας, με ταυτόχρονη συγκράτηση της περαιτέρω αύξησης του Ειδικού Τέλους Μείωσης Εκπομπών Αέριων Ρύπων-ΕΤΜΕΑΡ (ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ).

Είναι πλέον αναγκαία η συνολική αναμόρφωση του συστήματος υποστήριξης των ΑΠΕ, έτσι ώστε αφ' ενός να καταστεί συμβατό με τις επερχόμενες δομικές και λειτουργικές

αλλαγές στην εγχώρια αγορά ηλεκτρισμού (πορεία προς το Target Model, 2013-2014), αφ' ετέρου να διασφαλιστεί η μεσο-μακροπρόθεσμη βιωσιμότητά του (από το 2015 και μετά).

Πρέπει να γίνει κατανοητό ότι η (υπό εξέλιξη) μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ στο ηλεκτρικό σύστημα της χώρας δημιουργεί σημαντικά νέα δεδομένα, που αλλάζουν τη δομή και λειτουργία της εγχώριας αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Συγκεκριμένα:

- Περιορίζεται αισθητά το εύρος της αγοράς, εφ' όσον μέρος αυτής εξυπηρετείται υποχρεωτικά από τις ΑΠΕ (προτεραιότητα ένταξης των ΑΠΕ).
- Μειώνονται σημαντικά οι ισοδύναμες ώρες λειτουργίας των συμβατικών σταθμών, χωρίς όμως να μειώνεται αντίστοιχα και η ανάγκη σε εγκατεστημένη ισχύ τους. Συνεπώς, εξ ορισμού, το σύστημα παραγωγής καθίσταται συνολικά ακριβότερο, λόγω μεγαλύτερης εγκατεστημένης ισχύος (συμβατικής και ΑΠΕ), που χρησιμοποιείται με μικρότερο βαθμό φόρτισης, άρα και με μεγαλύτερο κόστος κεφαλαίου.
- Ανατρέπεται η κλασική προσέγγιση που ακολουθείται στην οργάνωση των αγορών, όπου οι ώρες αιχμής «επιδοτούν» τις ώρες χαμηλού φορτίου, αφού, κυρίως λόγω των φωτοβολταϊκών, καθιερώνεται το «ξύρισμα» των αιχμών (peak shaving).
- Διαφοροποιούνται, σε σημαντικό βαθμό, τα χαρακτηριστικά λειτουργίας των συμβατικών μονάδων, ώστε να επιτυγχάνεται η αναγκαία τεχνική συμβατότητα και συνεργασία μεταξύ των τεχνολογιών ΑΠΕ και των συμβατικών σταθμών.
- Δημιουργείται η ανάγκη για σημαντικές νέες υποδομές σε δίκτυα, αλλά κυρίως για την αύξηση των δυνατοτήτων και των εξειδικευμένων εργαλείων του Διαχειριστή του Συστήματος, ώστε να αντιμετωπίζει αποτελεσματικά τη στοχαστικότητα της αυξημένης παραγωγής ΑΠΕ.

Η ΡΑΕ έχει **επανελημμένα** επισημάνει ότι το σημερινό μοντέλο ανάπτυξης των ΑΠΕ (εγγυημένες τιμές, προτεραιότητα), πρέπει να προσαρμοστεί και να ενταχθεί, ομαλά και αποδοτικά, στο νέο σχεδιασμό της αγοράς (Target Model). Ο προφανής, βέβαια, τρόπος θα ήταν η συνέχιση της σημερινής πρακτικής, όπου οι παραγωγοί ΑΠΕ συμβάλλονται διμερώς με το Διαχειριστή, ο οποίος και κατανέμει κατά προτεραιότητα την παραγόμενη ενέργειά τους. Όμως, με δεδομένο ότι στο Target Model δεν θα υπάρχει υποχρεωτική συμμετοχή όλων στην αγορά με τιμή, όπως γίνεται σήμερα (mandatory pool), και δεν θα υπολογίζεται οριακή τιμή, ή και εάν ακόμα υπολογίζεται θα αφορά μόνο αυτούς που δεν θα έχουν συνάψει διμερή συμβόλαια με παραγωγούς, συνάγεται τελικά ότι δεν θα υπάρχει ισοσκελισμός εσόδων-εξόδων ΑΠΕ. Εξ αυτού προκύπτει ότι ο σημερινός μηχανισμός, όπου η πληρωμή των ΑΠΕ (feed-in tariff), προέρχεται εν μέρει από την οριακή τιμή και εν μέρει από τον Ειδικό Λογαριασμό του Τέλους ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ (ΕΤΜΕΑΡ), θα πρέπει να

τροποποιηθεί, με πιο προφανή λύση το **σύνολο** πλέον της πληρωμής των ΑΠΕ να προέρχεται από το Λογαριασμό του Ειδικού Τέλους.

Σε κάθε περίπτωση, το οικονομικό βάρος για τον Ειδικό αυτό Λογαριασμό (ΕΤΜΕΑΡ) θα είναι μεγάλο και διαρκώς αυξανόμενο, γι' αυτό και θα πρέπει εγκαίρως να διερευνηθούν και να αποφασιστούν από την Πολιτεία τα ακόλουθα:

- Η επαναξέταση, μέσω της αναθεώρησης του Εθνικού Ενεργειακού Σχεδιασμού, αλλά και του Εθνικού Σχεδίου Δράσης για τις ΑΠΕ, των νέων δεδομένων που αφορούν: α) τη γενικότερη οικονομική κατάσταση και προοπτικές που διαγράφονται για τη χώρα στο χρονικό ορίζοντα της τρέχουσας δεκαετίας, β) τη μέχρι τώρα πορεία ανάπτυξης των ΑΠΕ και τη θετική ή αρνητική απόκλιση από το στόχο ανά τεχνολογία, γ) την τεχνολογική ωριμότητα και κοστολογική βελτίωση ανά τεχνολογία, και δ) την εξέλιξη της ζήτησης, όπως και την εξέλιξη του υπόλοιπου συμβατικού μίγματος στο ενεργειακό ισοζύγιο της χώρας. Όλα αυτά τα δεδομένα πρέπει να οδηγήσουν στην αναθεώρηση και βελτιστοποίηση του μίγματος, τόσο σε επίπεδο τιμών πληρωμής των ΑΠΕ, όσο και σε επίπεδο σύνθεσης τεχνολογιών, με την κατά προτεραιότητα πλέον προώθηση των πιο ανταγωνιστικών τεχνολογιών ΑΠΕ, που διασφαλίζουν οικονομική αποτελεσματικότητα και προσεγγίζουν ικανοποιητικά το grid parity. Στο πλαίσιο αυτό, μπορεί να εξεταστεί και η εφαρμογή διαγωνιστικών διαδικασιών (μειοδοσίας τιμής) για την υλοποίηση νέων έργων ΑΠΕ μεγάλης κλίμακας.
- Ο τρόπος με τον οποίο η εισφορά υπέρ ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ θα εισπράττεται από τους υπόχρεους. Μπορούν, εναλλακτικά, να υιοθετηθούν οι ακόλουθες προσεγγίσεις:
 - α) απ' ευθείας εισπραξη από τους καταναλωτές, μέσω ενιαίας για όλη την επικράτεια χρέωσης, σε €/kWh, που θα επιβάλλεται, σε διμηνιαία βάση, από το ΛΑΓΗΕ στους προμηθευτές (με μεθοδολογία που θα διαμορφωθεί από τη ΡΑΕ και θα εγκριθεί από το ΥΠΕΚΑ), κατά τρόπο ώστε ο Ειδικός Λογαριασμός να παραμένει πλέον ισοσκελισμένος σε σταθερή βάση (ως εκ τούτου, η χρέωση αυτή θα είναι κυμαινόμενη).
 - β) μέσω της επιβολής υποχρέωσης στους προμηθευτές για συγκεκριμένο ποσοστό του μίγματος ηλεκτρικής ενέργειας που προμηθεύουν στους πελάτες τους, το οποίο να προέρχεται από ΑΠΕ. Η προσέγγιση αυτή προϋποθέτει την ένταξη της παραγωγής των ΑΠΕ στην ημερήσια αγορά, και την αποζημίωση των παραγωγών ΑΠΕ μέσω ενός συνδυασμού εσόδων, που θα προέρχονται τόσο από την ημερήσια αγορά, όσο και από μια δευτερογενή αγορά εγγυήσεων προέλευσης.
 - γ) μέσω αντίστοιχης, ως άνω, υποχρέωσης στους συμβατικούς παραγωγούς.

- Η διεύρυνση των πόρων που συνεισφέρουν στον Ειδικό Λογαριασμό, πέραν των απ' ευθείας εισφορών των καταναλωτών, ιδίως από τους κρίκους εκείνους της ενεργειακής αλυσίδας που καρπούνται μέρος της προστιθέμενης αξίας των ΑΠΕ.

Συμπληρωματικά με τα ανωτέρω, και στη βάση της εκτεταμένης εμπειρίας της ΡΑΕ από την εφαρμογή και διαρκή παρακολούθηση των αδειοδοτικών διαδικασιών έργων ΑΠΕ, συνυπολογίζοντας αφ' ενός την ιδιαίτερα δυσμενή δυνατότητα χρηματοδότησης έργων ΑΠΕ σήμερα, αφ' ετέρου την ανάγκη να επιταχυνθούν και να διευκολυνθούν ώριμα και βιώσιμα επενδυτικά σχέδια, θα πρέπει να εξεταστεί η δυνατότητα **να εκκινεί** η αδειοδοτική διαδικασία με την κατοχύρωση ηλεκτρικού χώρου στο Ελληνικό Σύστημα, το οποίο είναι σήμερα ιδιαίτερα περιορισμένο και χαμηλών δυνατοτήτων για να μπορέσει να ικανοποιήσει το σύνολο των υπό εξέταση επενδυτικών σχεδίων ΑΠΕ. Σε κάθε περίπτωση, η διαδικασία εκκαθάρισης των αδειών ΑΠΕ οι οποίες δεν είναι υλοποιήσιμες, πρέπει να αποτελέσει μία από τις σημαντικότερες προτεραιότητες στην αντιμετώπιση του ζητήματος.

Πρέπει, επίσης, στο σημείο αυτό να υπογραμμιστεί ότι η ανάπτυξη των ΑΠΕ προϋποθέτει **ευέλικτο** ηλεκτρικό σύστημα και υποδομές, που να μπορούν να υποστηρίξουν τη μεγάλη διείσδυση με το χαμηλότερο δυνατό κόστος. Προς την κατεύθυνση αυτή, πρέπει να προωθηθεί η κατά προτεραιότητα αδειοδότηση και υλοποίηση ευέλικτων συμβατικών μονάδων, όπως και μονάδων που στηρίζονται σε τεχνολογίες αποθήκευσης, η ενίσχυση των διασυνδέσεων (ιδιαίτερα αυτών για τα μη διασυνδεδεμένα νησιά) και του εν γένει επενδυτικού προγράμματος του ΑΔΜΗΕ, καθώς και η σχεδίαση μιας ολοκληρωμένης στρατηγικής για την ηλεκτροκίνηση στις οδικές μεταφορές.

Τέλος, σημαντική αρωγή στις σχετικές αποφάσεις της Πολιτείας, θα μπορούσε να συνεισφέρει η θέσπιση ενός μόνιμου οργάνου ελέγχου και εποπτείας του μηχανισμού στήριξης των ΑΠΕ, με τη συμμετοχή όλων των εμπλεκόμενων φορέων της αγοράς, το οποίο θα παρακολουθεί στενά τις τεχνολογικές εξελίξεις, τα μεταβαλλόμενα κόστη και τα οικονομικά δεδομένα στην αγορά ενέργειας, και θα εισηγείται, σε πραγματικό χρόνο και εγκαίρως, τις απαραίτητες διορθωτικές κινήσεις.

Γ] Λιανική Αγορά

1. Άρση των στρεβλώσεων στα ρυθμιζόμενα τιμολόγια προμήθειας, έτσι ώστε να επιτραπεί η ορθολογική και αποτελεσματική τιμολόγηση του συνόλου της λιανικής αγοράς, στη βάση της αρχής ότι κάθε καταναλωτής τιμολογείται ανάλογα με το κόστος που προκαλεί. Ενδεικτικά αναφέρεται η ενσωμάτωση της κλίμακας οικιακής κατανάλωσης 0-800 kWh στις επόμενες κλίμακες, καθώς και η εξομάλυνση του τρόπου κατανομής των ρυθμιζόμενων χρεώσεων (ΕΤΜΕΑΡ, ΥΚΩ, κ.λπ.) στις διάφορες

κατηγορίες καταναλωτών, με σκοπό να καταργηθούν οι στρεβλώσεις και οι σταυροειδείς επιδοτήσεις.

Αναφορικά με τα τιμολόγια προμήθειας, προτείνονται τα εξής:

- Κατά την απελευθέρωσή τους, την 01.07.2013, τα τιμολόγια προμήθειας για τους πελάτες χαμηλής τάσης θα πρέπει να αντανakλούν πλήρως το υποκείμενο μακροχρόνιο κόστος προμήθειας για κάθε κατηγορία καταναλωτών, με ταυτόχρονη άρση όλων των υπολειπόμενων σταυροειδών επιδοτήσεων, έτσι ώστε αφ' ενός να διασφαλιστεί η βιωσιμότητα παροχής της συγκεκριμένης υπηρεσίας, αφ' ετέρου να επιτραπεί πλέον η ανάπτυξη υγιούς ανταγωνισμού στη λιανική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.
- Ειδικότερα για τους οικιακούς πελάτες, θα πρέπει να καταργηθεί η τιμολογιακή διάκριση μεταξύ των κατηγοριών που ορίζονται βάσει τετραμηνιαίας κατανάλωσης. Προτείνεται να διατηρηθούν δύο (2) βασικές κατηγορίες τιμολογίων οικιακών πελατών, μία με ενιαία χρέωση για όλες τις ώρες κατανάλωσης, και μία με ζωνική χρέωση (χρέωση ημέρας και νύχτας).
- Δραστική μείωση του αριθμού κατηγοριών των χρεώσεων Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ), από 13 σε 4 (ενδεικτικά, σε Υ.Τ., Μ.Τ., Χ.Τ.-Οικιακοί και Χ.Τ.-Λοιποί), προς άρση των υφιστάμενων στρεβλώσεων.
- Διεύρυνση των ορίων εφαρμογής των μειωμένων τιμών χρέωσης του Κοινωνικού Οικιακού Τιμολογίου (ΚΟΤ) σε ευρύτερες κατηγορίες καταναλωτών, σε συνδυασμό με την απλούστευση των όρων και διαδικασιών ένταξης των καταναλωτών στο ΚΟΤ. Η ΡΑΕ έχει επεξεργαστεί, ήδη από το Μάρτιο του 2012, αναλυτική πρόταση προς το ΥΠΕΚΑ προς την κατεύθυνση αυτή.

Επισυνάπτεται, ως Παράρτημα IV, το κείμενο της πρόσφατης δημόσιας διαβούλευσης της ΡΑΕ επί της πρότασής της για τροποποίηση της υφιστάμενης μεθοδολογίας επιμερισμού του ΕΤΜΕΑΡ στις διάφορες κατηγορίες καταναλωτών, με βάση το Αυστριακό μοντέλο. Εάν η πρόταση της ΡΑΕ υιοθετηθεί τελικά, θα ακολουθήσει, μέσα στις επόμενες εβδομάδες, ανάλογη πρόταση της Αρχής και για τον επιμερισμό των χρεώσεων ΥΚΩ, πιθανόν δε και για τον ΕΦΚ στην ηλεκτρική ενέργεια (σε συνδυασμό με το σημείο 4 που ακολουθεί).

2. Θέσπιση μηχανισμού αναπροσαρμογής, ανά εξάμηνο, του ανταγωνιστικού σκέλους των ρυθμιζόμενων τιμολογίων της ΔΕΗ στο κόστος της χονδρεμπορικής αγοράς, σύμφωνα

με την πρόταση που είχε υποβάλει στην Πολιτεία η ΡΑΕ το Δεκέμβριο του 2011, στο πλαίσιο της γνωμοδότησής της για το μέσο επιτρεπόμενο έσοδο των ανταγωνιστικών δραστηριοτήτων της ΔΕΗ Α.Ε. (Γνωμοδότηση ΡΑΕ 36/08.12.2011). Με τον τρόπο αυτό, αφ' ενός διασφαλίζεται η επικαιροποίηση, έγκαιρα, των τιμολογίων σύμφωνα με τις τρέχουσες τιμές των καυσίμων, έτσι ώστε να μη δημιουργούνται ελλείμματα στις ταμειακές ροές, αφ' ετέρου διαμορφώνεται ένα προβλέψιμο περιβάλλον στη λιανική αγορά προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας μέσα στο οποίο οι προμηθευτές θα μπορούν να δραστηριοποιούνται με διαχειρίσιμο επιχειρηματικό κίνδυνο.

Η θέσπιση του συγκεκριμένου ως άνω μηχανισμού αναπροσαρμογής του ανταγωνιστικού σκέλους των ρυθμιζόμενων τιμολογίων της ΔΕΗ, τον οποίο η ΡΑΕ είχε προτείνει στην Πολιτεία πριν από ένα (1) έτος, κρίνεται πλέον ανεπίκαιρη, αφού το σύνολο των ρυθμιζόμενων τιμολογίων (ΧΤ) προβλέπεται να απελευθερωθεί πλήρως σε ένα περίπου εξάμηνο (συγκεκριμένα, μέχρι την 01.07.2013).

Συνεπώς, τα απελευθερωμένα πλέον τιμολόγια της ΔΕΗ Α.Ε. προς όλες τις κατηγορίες πελατών (ΥΤ, ΜΤ, ΧΤ), θα μπορούν να ελέγχονται από τη ΡΑΕ μόνο απολογιστικά, ή κατόπιν σχετικής καταγγελίας, κυρίως ως προς τυχόν κατάχρηση δεσπόζουσας θέσης, υπερβολικό περιθώριο κέρδους, σταυροειδείς επιδοτήσεις, μη ισότιμη μεταχείριση στη βάση του υποκείμενου κόστους, κ.α. Βασικό εργαλείο ελέγχου της Ρυθμιστικής Αρχής επί των ως άνω τιμολογίων, πέραν βεβαίως των σχετικών διατάξεων της πρωτογενούς και δευτερογενούς ελληνικής και κοινοτικής νομοθεσίας, θα αποτελέσουν και οι Αποφάσεις ΡΑΕ υπ. αριθ. 692/2011, 798/2011, 346/2012, 702/2012, 822/2012 και 895/2012, οι οποίες προδιαγράφουν με σαφήνεια ένα σύνολο βασικών αρχών και κανόνων τιμολόγησης της ηλεκτρικής ενέργειας στις διάφορες κατηγορίες καταναλωτών. Η ΡΑΕ προτίθεται να εφαρμόσει, με αυστηρότητα, διαφάνεια και απόλυτη συνέπεια, **το σύνολο** του ως άνω νομοθετικού, κανονιστικού και ρυθμιστικού πλαισίου, με κύριο γνώμονα την προστασία και το όφελος **πρωτίστως** του τελικού καταναλωτή και, ευρύτερα, της εθνικής οικονομίας.

Ειδικότερα, ενδεικτικά και μόνο, ορισμένες κατευθύνσεις τιμολόγησης που μπορούν να εφαρμοστούν στα (απελευθερωμένα) τιμολόγια χαμηλής τάσης, αναφέρθηκαν ήδη στην προηγούμενη παράγραφο Γ1.

3. Υιοθέτηση, μέσα στο 2013, ρυθμιστικού μοντέλου κινήτρων για τον υπολογισμό των ρυθμιζόμενων χρεώσεων (χρεώσεις δικτύου, συστήματος), σύγκρισή τους με τις υφιστάμενες χρεώσεις σε άλλες χώρες της Ευρώπης (benchmarking) και σταδιακή αποκλιμάκωση των τιμολογίων των ρυθμιζόμενων χρεώσεων. Επισυνάπτεται στο παρόν κείμενο, ως Παράρτημα V, η περιγραφή αντικείμενου του έργου (μελέτης) με τίτλο «*Τεχνική υποστήριξη της ΡΑΕ σε θέματα κοστολόγησης, τιμολόγησης και πρόσβασης*»

χρηστών στα δίκτυα μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας (Αξιολόγηση επιτρεπόμενου εσόδου για τις ρυθμιζόμενες δραστηριότητες της μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας - Χρεώσεις χρήσης δικτύων (μεταφορά και διανομή) - Χρεώσεις σύνδεσης παραγωγών στο Σύστημα Μεταφοράς ή το Δίκτυο Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας - Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας : μακροπρόθεσμη πρόσβαση και διαχείριση συμφόρησης)». Το έργο αυτό προκηρύχθηκε ήδη από τη ΡΑΕ, με ανοικτό διεθνή τακτικό διαγωνισμό (Απόφαση ΡΑΕ 877/25.10.2012).

4. Πλήρης απεμπλοκή των δραστηριοτήτων προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας από την είσπραξη τελών υπέρ τρίτων (δημοτικός φόρος, δημοτικά τέλη, ΕΕΤΗΔΕ, τέλος ΕΡΤ, ΔΕΤΕ, κ.α.). Η μη καταβολή των σχετικών πληρωμών υπέρ τρίτων από τους πελάτες δεν πρέπει να συνδέεται με απειλή διακοπής ηλεκτροδότησης, εφ' όσον ο πελάτης είναι συνεπής με τις συμβατικές του υποχρεώσεις προς τον προμηθευτή της επιλογής του και δεν υφίστανται ληξιπρόθεσμες οφειλές σχετικά με το λογαριασμό κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς τα ως άνω τέλη δεν συνδέονται με την παροχή της υπηρεσίας αυτής (δηλ. της προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας).
5. Παράλληλα, πρέπει να μειωθεί η εξαντλητική φορολόγηση που εφαρμόζεται σήμερα στην ηλεκτρική ενέργεια (ΕΦΚ στο φυσικό αέριο ως πρώτη ύλη σε σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής, ΕΦΚ στο πετρέλαιο που χρησιμοποιείται στους σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής της ΔΕΗ στα νησιά, ΕΦΚ στο ηλεκτρικό ρεύμα). Η εξαντλητική αυτή φορολόγηση του κοινωνικού αγαθού της ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς και η ενσωμάτωση στους λογαριασμούς του ηλεκτρικού ρεύματος, για καθαρά εισπρακτικούς λόγους, χρεώσεων που είναι τελειώς άσχετες με την ηλεκτρική ενέργεια (βλ. παραπάνω), έχει ιδιαίτερα δυσμενείς επιπτώσεις στους Έλληνες καταναλωτές. Πέραν των προφανών επιπτώσεων στο εισόδημά τους, η επιβολή όλων αυτών των φόρων και τελών υπέρ τρίτων έχει δημιουργήσει πολλαπλά εμπόδια στον εξορθολογισμό των χρεώσεων για την ηλεκτρική ενέργεια, καθώς και στην ανάπτυξη υγιούς ανταγωνισμού στην ενεργειακή αγορά.

Η ΡΑΕ εμμένει **σταθερά** στις πάγιες ως άνω θέσεις της (σημεία 4 & 5), μετά μάλιστα και τις δραματικές επιπτώσεις που προκαλούν στην ενεργειακή αγορά, ιδιαίτερα από το Σεπτέμβριο του 2011 μέχρι σήμερα, τόσο η διατήρηση ή/και εντατικοποίηση της υπερφορολόγησης της ενέργειας, όσο και η συνεχιζόμενη (κατά)χρηση των λογαριασμών των προμηθευτών ηλεκτρικής ενέργειας ως του -σχεδόν αποκλειστικού- μηχανισμού είσπραξης χρεώσεων και τελών υπέρ τρίτων, παντελώς άσχετων με την ηλεκτρική ενέργεια. Οι επιπτώσεις αυτές περιλαμβάνουν, μεταξύ άλλων, την εκτίναξη των ληξιπρόθεσμων οφειλών των πελατών της ΔΕΗ, την ασφυξία ρευστότητας στην ενεργειακή αγορά, τις μεγάλες καθυστερήσεις στην αποπληρωμή ηλεκτροπαραγωγών και προμηθευτών αερίου, κ.α.

Επιπτώσεις στην αγορά

Η οικονομική κρίση, με συνεπακόλουθα την αύξηση του κόστους δανεισμού, την αύξηση των ληξιπρόθεσμων οφειλών, τη μείωση της κατανάλωσης και την αύξηση του κόστους των ΥΚΩ (λόγω αύξησης των φόρων στα πετρελαϊκά καύσιμα των νησιών, διεύρυνσης του ΚΟΤ, κ.α.), σε συνδυασμό με τη συνεχή ανοδική πορεία του Ειδικού Τέλους ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ, δημιουργούν σημαντικές ανοδικές πιέσεις στο συνολικό κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας, με αποτέλεσμα την επιβάρυνση των νοικοκυριών και την απώλεια ανταγωνιστικότητας της ελληνικής οικονομίας. Η προσπάθεια για συγκράτηση των πιέσεων αυτών πρέπει να εστιαστεί στην αύξηση του ανταγωνισμού (πρόταση Α1), στον έλεγχο του κόστους (προτάσεις Α2, Α3, Α4 και Β), και στην άρση των τιμολογιακών στρεβλώσεων (πρόταση Γ).

Σταδιακά, θα προωθηθεί η ορθολογική τιμολόγηση κάθε κατηγορίας καταναλωτών, στη βάση της αποτελεσματικότερης, μακροχρόνια, κατανομής του σχετικού κόστους ανά κατηγορία καταναλωτών. Η άρση των ασυμμετριών, ιδίως ως προς το μίγμα καυσίμου στο οποίο έχει πρόσβαση κάθε συμμετέχων, θα ελαχιστοποιήσει τη δυνατότητα ευκαιριακών κερδών («free ride») από εναλλακτικούς προμηθευτές. Η δυνατότητα αυτή υφίσταται σήμερα λόγω των στρεβλώσεων που συνεχίζουν να υφίστανται στα τιμολόγια λιανικής της ΔΕΗ.

Για την αντιστάθμιση των παραμέτρων αυτών, θα πρέπει: α) να σχεδιαστούν και να εφαρμοστούν κατάλληλα μέτρα, ώστε να αυξηθεί ο μέσος βαθμός απόδοσης των μονάδων, δηλ. οι μονάδες να λειτουργούν όσο το δυνατόν πιο αποδοτικά, όταν καλούνται να ενταχθούν και να συνεισφέρουν στο σύστημα, β) να βελτιωθεί ο ανταγωνισμός στην αγορά φυσικού αερίου, ώστε οι όποιες βελτιωμένες επιδόσεις/αποδόσεις της αγοράς αυτής να περάσουν και στην αγορά ηλεκτρισμού, και γ) να αυξηθεί, παράλληλα, η απόδοση στη χρήση των υποδομών δικτύων, ώστε να επιτευχθεί σχετική μείωση του κόστους χρήσης του συστήματος μεταφοράς και του δικτύου διανομής, μειώνοντας αντίστοιχα το λογαριασμό ηλεκτρικής ενέργειας στον τελικό καταναλωτή.

Διαχείριση της τρέχουσας οικονομικής συγκυρίας για τη χώρα και τους καταναλωτές

1. Θα πρέπει να ληφθούν μέτρα για τη μεγαλύτερη διασφάλιση των συναλλαγών και την αποδοτικότερη διαχείριση του πιστωτικού κινδύνου, όπως είναι η καθιέρωση ημερήσιας εκκαθάρισης των εισαγωγών/εξαγωγών και η εβδομαδιαία εκκαθάριση των συναλλαγών των προμηθευτών. Επιπλέον, θα πρέπει να προωθηθεί η διαχείριση διμερών συμβολαίων, όπως οι προθεσμιακές συμβάσεις που θα δημοπρατηθούν, ώστε να μειωθεί ο διαχειριστικός κίνδυνος του Λειτουργού της Αγοράς. Οι εγγυητικές επιστολές θα αφορούν, κατά κύριο λόγο, τις οφειλές προς τους διαχειριστές των δικτύων.

2. Ιδιαίτερης σημασίας είναι η διαχείριση του θέματος των ληξιπρόθεσμων οφειλών των καταναλωτών. Στην Ελλάδα των πλέον του 1,3 εκατομμυρίων ανέργων, η όποια κοινωνική πολιτική ασκηθεί στον τομέα της παροχής του ζωτικού αγαθού της ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί κρίσιμη απόφαση της Πολιτείας. Η πολιτική αυτή θα πρέπει να στηρίζεται σε ανάλυση κόστους/οφέλους, τόσο σε οικονομικά όσο και σε κοινωνικά αποτελέσματα, η δε κατανομή του προκύπτοντος κόστους να γίνεται με τρόπο διαφανή, συντεταγμένο και όχι αποσπασματικό, και να εντάσσεται είτε στο πλαίσιο του μηχανισμού των ΥΚΩ -για το τμήμα εκείνο που αφορά αμιγώς ενεργειακά κόστη-, είτε σε άλλους μηχανισμούς στήριξης ευαίσθητων κοινωνικών ομάδων. Η μεταφορά στους καταναλωτές, μέσω των χρεώσεων ΥΚΩ, κόστους που δεν συνδέεται αμιγώς με την αγορά ενέργειας, αλλά αποσκοπεί στην, έστω και μερική, χρηματοδότηση κοινωνικών σκοπών, αυξάνει την ελαστικότητα της κατανάλωσης και επιδεινώνει την ανταγωνιστικότητα της ελληνικής οικονομίας. Στο πλαίσιο αυτό, προτείνεται η επανεξέταση τόσο του περιεχομένου, όσο και του τρόπου κατανομής του κόστους των ΥΚΩ, με στόχο την ορθολογικότερη, δικαιότερη και οικονομικά πιο αποτελεσματική χρέωσή του στις διάφορες κατηγορίες καταναλωτών.

Προτείνεται ο σχεδιασμός και άμεση υλοποίηση, με τη συνεργασία ΥΠΕΚΑ, ΡΑΕ και ΔΕΗ, μεγάλης κλίμακας ενημερωτικής εκστρατείας προς τους καταναλωτές ηλεκτρικής ενέργειας, ώστε να πληροφορηθεί το ευρύ κοινό, με απλό και κατανοητό τρόπο, βασικά στοιχεία σχετικά με το κόστος παροχής της ηλεκτρικής ενέργειας, τις επί μέρους υπηρεσίες που παρέχονται, το διαχωρισμό του κόστους για την ηλεκτρική ενέργεια από τους φόρους και τα λοιπά τέλη (άρα, και για το ποια ακριβώς είναι η συμμετοχή του κόστους του ηλεκτρικού ρεύματος στο συνολικό λογαριασμό), την ύπαρξη -μη συμβατών με την ελληνική και κοινοτική νομοθεσία- σταυροειδών επιδοτήσεων και την ανάγκη άρσης αυτών, καθώς και για τις ιδιαίτερα δυσμενείς επιπτώσεις που έχει, πρώτον στους υπόλοιπους καταναλωτές, και στη συνέχεια στην εθνική οικονομία, η μη έγκαιρη εξόφληση των λογαριασμών. Ταυτόχρονα, θα υπάρχει στοχευμένη ενημέρωση για το Κοινωνικό Οικιακό Τιμολόγιο (ΚΟΤ) προς τις ευάλωτες ομάδες καταναλωτών, καθώς και για τυχόν διευκολύνσεις εξόφλησης των λογαριασμών που παρέχει η ΔΕΗ ή/και οι λοιποί προμηθευτές (διακανονισμός οφειλών, εκπτώσεις για συνεπείς πελάτες, κ.λπ.).

Δ] ΜΑΚΡΟΧΡΟΝΙΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΣ ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΣ

Η ανάγκη Μακροχρόνιου Ενεργειακού Σχεδιασμού είναι πλέον επιτακτική για τη χώρα. Δυστυχώς, παρά τα αντιθέτως οριζόμενα τόσο στον αρχικό νόμο απελευθέρωσης της αγοράς ενέργειας (2773/1999, για να αναφερθούμε μόνο στο πρόσφατο παρελθόν), όσο και στον ισχύοντα ενεργειακό νόμο (4001/2011), η ύπαρξη του Μακροχρόνιου αυτού

Ενεργειακού Σχεδιασμού αποτελεί, για πολλά χρόνια τώρα, το μεγαλύτερο ζητούμενο του ενεργειακού τομέα της Ελλάδας.

Όπως φαίνεται από τα μέχρι σήμερα αποτελέσματα, χωρίς την ύπαρξη ενός συνεχώς ενημέρου ενεργειακού σχεδιασμού, οποιαδήποτε ενεργειακή πολιτική θα εφαρμόζεται αποσπασματικά, κατά τρόπο μη αποτελεσματικό, όπως συμβαίνει για πολλά χρόνια τώρα, και θα υπόκειται σε δίκαιη ή άδικη κριτική από όλους τους συμμετέχοντες στην αγορά ενέργειας. Η Πολιτεία δεν θα αποκτήσει ποτέ το σωστό τεκμηριωμένο «εγχειρίδιο πολιτικής» για την άσκηση της ενεργειακής πολιτικής της χώρας, οι επενδυτές θα βρίσκονται διαρκώς αντιμέτωποι με αβεβαιότητες, οι οποίες θα είναι εκτός οποιασδήποτε επιχειρηματικής λογικής, οι δε καταναλωτές θα καλούνται είτε να υφίστανται το κόστος μιας μη αποτελεσματικής ενεργειακής αγοράς, είτε να αντιμετωπίζουν τον κίνδυνο ανεπαρκούς ενεργειακής τους τροφοδοσίας.

Είναι, πλέον, καιρός να θεσπιστεί ένας μόνιμος μηχανισμός διαμόρφωσης του Μακροχρόνιου Ενεργειακού Σχεδιασμού της χώρας, σε διαρκή και κυλιόμενη βάση, ο οποίος θα αποκτήσει, σταδιακά αλλά σταθερά, την εμπιστοσύνη των συμμετεχόντων στην ενεργειακή αγορά. Ο φορέας υλοποίησης ενός τέτοιου στόχου, θα έπρεπε να έχει τα ακόλουθα χαρακτηριστικά:

- Ανεξαρτησία από οποιοδήποτε επιχειρηματικό συμφέρον, περιλαμβανομένων των εταιρειών παραγωγής και προμήθειας ενέργειας, τον άμεσο ή έμμεσο έλεγχο των οποίων έχει το κράτος, ιδιαίτερα εν όψει των διαδικασιών ιδιωτικοποίησής τους.
- Επιστημονική επάρκεια, σφαιρική και συνεχή γνώση των εξελίξεων στην αγορά ενέργειας και δυνατότητα διατήρησης των χαρακτηριστικών αυτών.
- Ισχυρό ρόλο στην προστασία του δημοσίου συμφέροντος, και ιδιαίτερα των καταναλωτών ενέργειας.
- Επαρκείς πόρους και οργανωτική δομή για την πραγματοποίηση του συγκεκριμένου έργου.
- Συνέχεια.

Η διαμόρφωση Μακροχρόνιου Ενεργειακού Σχεδιασμού (ΜΕΣ) από κάθε είδους «επιτροπές» δεν είναι καθόλου καλή ιδέα, τόσο γιατί δεν ικανοποιούνται τα κριτήρια που αναφέρονται παραπάνω, όσο και γιατί δεν μπορεί να διασφαλιστεί η απαραίτητη συνέχεια στην εκπόνηση του ΜΕΣ, η οποία θα συμβάλλει στη διαμόρφωση της εμπιστοσύνης της αγοράς στο τελικό αποτέλεσμα.

Καθώς, όπως γίνεται αντιληπτό, αφ' ενός υπάρχει ανάγκη **άμεσης** και συγκροτημένης δράσης σχετικά με το θέμα του ΜΕΣ, αφ' ετέρου δεν είναι εφικτό να συσταθεί -σε εύλογο

χρονικό διάστημα- ειδικός φορέας για κάτι τέτοιο, το βάρος της υλοποίησης θα πρέπει αναγκαστικά να το επωμιστούν, επί του παρόντος, το ΥΠΕΚΑ και η ΡΑΕ. Εξ άλλου, κάτι τέτοιο προβλέπεται και από την ισχύουσα νομοθεσία (ν.4001/2011). Για να υπάρξει, όμως, ικανοποιητικό αποτέλεσμα στο συντομότερο δυνατό διάστημα, το προσωρινό σχήμα που θα μπορούσε να λειτουργήσει άμεσα είναι το ακόλουθο:

- Σύσταση Steering Committee επιτελικού χαρακτήρα (πιθανώς, μέσω συγκρότησης ολιγομελούς ομάδας έργου από το ΥΠΕΚΑ), στην οποία θα συμμετέχουν το ΥΠΕΚΑ, η ΡΑΕ, ο ΑΔΜΗΕ, ο ΔΕΣΦΑ, κ.α.
- Διαμόρφωση από τη Steering Committee των βασικών σεναρίων για την ανάλυση του ΜΕΣ.
- Δημόσια διαβούλευση μικρής διάρκειας, μόνο για το σχολιασμό και τον εμπλουτισμό των ως άνω σεναρίων, με επιλεγμένους φορείς τόσο της ενεργειακής αγοράς, όσο και φορείς που εμπλέκονται στο μακροοικονομικό σχεδιασμό της χώρας (Υπουργεία Οικονομικών και Ανάπτυξης, Τράπεζα της Ελλάδος, ΚΕΠΕ, κ.α.).
- Εκπόνηση του ενεργειακού ισοζυγίου και των αποτελεσμάτων των σεναρίων αυτών.
- Διαμόρφωση συμπερασμάτων και της αντίστοιχης Έκθεσης από τη Steering Committee, πιθανώς με τη βοήθεια εξειδικευμένου εξωτερικού συμβούλου.
- Δημόσια διαβούλευση του σχεδίου συμπερασμάτων και της Έκθεσης.
- Διατύπωση της κατά νόμο (4001/11) γνώμης της ΡΑΕ προς τον Υπουργό ΠΕΚΑ.
- Απόφαση του ΥΠΕΚΑ, η οποία θα κοινοποιηθεί στην αρμόδια Διαρκή Επιτροπή της Βουλής.

Στο ενδιάμεσο διάστημα των εργασιών της ως άνω Steering Committee, το ΥΠΕΚΑ μπορεί να επεξεργαστεί και να προχωρήσει στη δημιουργία του μόνιμου σχήματος/φορέα που θα κληθεί να αναλάβει, σε μόνιμη βάση, την εκπόνηση και παρακολούθηση του κυλιόμενου Μακροχρόνιου Ενεργειακού Σχεδιασμού της χώρας.

Ε] Η ΣΤΑΔΙΑΚΗ ΜΕΤΑΒΑΣΗ ΑΠΟ ΤΟ MANDATORY POOL ΣΤΟ TARGET MODEL

Η ΡΑΕ, ήδη από το Δεκέμβριο του 2011, έχει υποβάλει στην Πολιτεία μία ολοκληρωμένη πρόταση Στρατηγικού Σχεδίου Δράσης και Οδικού Χάρτη για τη σταδιακή, σε ορίζοντα τριετίας, μετάβαση της εγχώριας ενεργειακής αγοράς προς το Ενιαίο Μοντέλο Ευρωπαϊκής Αγοράς (Target Model, 2014). Το στρατηγικό αυτό κείμενο/πρόταση της ΡΑΕ μπορεί να συμβάλλει ουσιαστικά στην προσπάθεια της Πολιτείας για βελτίωση της αποδοτικότητας και της ανταγωνιστικότητας του ενεργειακού τομέα της χώρας μας, και ιδιαίτερα για την

ομαλή μετάβαση και την αποδοτική για την εθνική μας οικονομία ένταξη της εγχώριας ενεργειακής αγοράς στην ενιαία ευρωπαϊκή αγορά ενέργειας.

Στη συνέχεια, η ΡΑΕ, προκειμένου να εξετάσει τις εναλλακτικές δυνατότητες και σενάρια αναδιάρθρωσης της εγχώριας χονδρεμπορικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, εν όψει των υποχρεώσεων συμμετοχής της χώρας μας στην ενιαία ευρωπαϊκή ενεργειακή αγορά, προχώρησε, σε στενή συνεργασία και συγχρηματοδότηση με τον ΑΔΜΗΕ Α.Ε., στην ανάθεση της εκπόνησης σχετικής μελέτης στην εταιρεία Poyry Management (UK) Limited. Η μελέτη αυτή τέθηκε σε δημόσια διαβούλευση από τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας στις 08.11.2012.

Επισυνάπτονται στο παρόν κείμενο, ως Παράρτηματα VI & VII : α) η επιτελική σύνοψη του Σχεδίου Δράσης & Οδικού Χάρτη της ΡΑΕ για το Target Model (Παράρτημα VI), και β) η επιτελική σύνοψη της μελέτης για την αναδιάρθρωση της εγχώριας χονδρεμπορικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, στο πλαίσιο ολοκλήρωσης της ενιαίας ευρωπαϊκής ενεργειακής αγοράς (EU Target Model, Παράρτημα VII).

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Ι

ΜΕΛΕΤΗ ΤΟΥ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΟΥ ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟΥ ΑΘΗΝΩΝ ΓΙΑ ΤΗ ΡΥΘΜΙΣΗ ΤΗΣ ΠΡΟΣΒΑΣΗΣ ΣΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΜΟΝΑΔΩΝ ΧΑΜΗΛΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΤΗΣ ΔΕΗ

Επιτελική Σύνοψη

A] Εισαγωγή - Κατάσταση Αγοράς - Ρύθμιση NOME

Στην παρούσα κατάσταση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, η ΔΕΗ συνεχίζει να κυριαρχεί τόσο στην παραγωγή όσο και στην προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας (π.χ. τα μερίδιά της ήταν 78% και 97%, αντίστοιχα, το 2010). Επίσης, η ΔΕΗ συνεχίζει να διαθέτει ισχυρό ανταγωνιστικό πλεονέκτημα, λόγω των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής χαμηλού κόστους, δηλαδή των λιγνιτικών και των υδροηλεκτρικών (κατά τα έτη υψηλής υδραυλικότητας) μονάδων, που δεν διαθέτουν οι ανταγωνιστές της. Με τον υφιστάμενο τρόπο λειτουργίας της χονδρεμπορικής αγοράς (δηλ. το mandatory pool), υφίσταται μεγάλη διαφορά μεταξύ της μέσης Οριακής Τιμής Συστήματος (ΟΤΣ) και του μέσου κόστους παραγωγής της ΔΕΗ, λόγω ακριβώς των μονάδων παραγωγής χαμηλού κόστους. Αυτό το υψηλό «κέρδος σπανιότητας» (scarcity rent) τελικά μετακυλύετε υπέρ των Ελλήνων καταναλωτών, λόγω της ρύθμισης των λιανικών τιμολογίων της ΔΕΗ, τα οποία συνεχίζουν να είναι κοστοστρεφή.

Είναι σαφές, από τα παραπάνω στοιχεία, ότι η ΔΕΗ γενικά αντιμετωπίζει χαμηλό ανταγωνισμό, τόσο στην παραγωγή, με τους ανταγωνιστές της να έχουν σχετικά χαμηλό συνολικό δυναμικό και παραγωγή μέσω μονάδων υψηλότερου κόστους, όσο και, ιδιαίτερα, στην προμήθεια, λόγω των «εξασφαλισμένων» κερδών των εναλλακτικών παραγωγών στη χονδρική, αλλά και των χαμηλών λιανικών τιμολογίων της ΔΕΗ. Για παράδειγμα, στη χαμηλή τάση (τιμή για το 2012, 78,6 €/MWh), οι άλλοι προμηθευτές δεν μπορούν να ανταγωνιστούν τη ΔΕΗ λόγω του υψηλού τους κόστους (93,4 €/ MWh, με μέση ΟΤΣ του 1^{ου}/2012, χωρίς να λαμβάνεται υπ' όψιν το κόστος και το εύλογο κέρδος εμπορικής δραστηριότητας). Στο μέλλον, σύμφωνα με το Νόμο 4001/2011, αναμένεται η πλήρης απορύθμιση των λιανικών τιμολογίων της ΔΕΗ, και συγκεκριμένα από τον Ιούλιο του 2013, αν και δεν είναι βέβαιο τι ακριβώς τιμολόγια θα προκύψουν στη συνέχεια, δεδομένου και του ρόλου του Ελληνικού Δημοσίου ως βασικού μετόχου της ΔΕΗ. Πάντως, στο μέλλον αναμένεται να αυξηθεί η τιμή χονδρικής (ΟΤΣ), λόγω της ενσωμάτωσης του πλήρους κόστους των δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ από λιγνιτικές μονάδες και της ενδεχόμενης αύξησης των τιμών φυσικού αερίου. Αυτό θα έχει ως συνέπεια, αν οι τιμές λιανικής της ΔΕΗ παύσουν να είναι κοστοστρεφείς, την αύξηση των τιμών λιανικής, λόγω της

ευθυγράμμισής τους, τουλάχιστον, με τις τιμές χονδρικής. Συνεπώς, αναμένεται μεταφορά του «κέρδους σπανιότητας», από τους καταναλωτές προς τη ΔΕΗ.

Στα πλαίσια αυτά, εξετάζεται ως ρυθμιστικό μέτρο ενίσχυσης του ανταγωνισμού και συγκράτησης των τιμών λιανικής, η παροχή σε τρίτους του δικαιώματος πρόσβασης στη λιγνιτική ηλεκτροπαραγωγή της ΔΕΗ, σε σχετικά χαμηλή (κοστοστρεφή) τιμή. Το μέτρο αυτό είναι παρόμοιο με τη ρύθμιση NOME που εφαρμόστηκε στη Γαλλία, η οποία υποχρέωσε την EDF να παραχωρήσει σε τρίτους πρόσβαση στην πυρηνική της παραγωγή, σε τιμή βασισμένη στο κόστος (cost-oriented). Σημειωτέον ότι ο κυρίαρχος πάροχος της Γαλλίας (EDF) έχει σχεδόν μονοπώλιο στη -χαμηλού κόστους- πυρηνική παραγωγή, και ότι παράγει ενέργεια σχεδόν αποκλειστικά με μονάδες χαμηλού κόστους, σε αντίθεση με τη ΔΕΗ η οποία παράγει με ένα μίγμα μονάδων χαμηλού, μεσαίου και υψηλού κόστους.

Η ρύθμιση NOME έχει αποτελέσει αντικείμενο έντονων συζητήσεων και κριτικής στη Γαλλία. Τα βασικά ερωτήματα που έχουν τεθεί στα πλαίσια αυτά για το νόμο NOME, αφορούν κατά πόσον θα επιτευχθούν οι κύριοι στόχοι του, δηλαδή: α) να ενισχυθεί ο ανταγωνισμός, β) να προστατεύονται οι καταναλωτές ηλεκτρικής ενέργειας από σημαντικές αυξήσεις στις τιμές, και γ) να ενισχυθούν τα κίνητρα για επενδύσεις σε νέες μονάδες παραγωγής και για την ανάπτυξη καινοτομιών προμήθειας. Σύμφωνα με ορισμένους τουλάχιστον σχολιαστές-ειδικούς, ο NOME αποτελεί ιδιαίτερα παρεμβατικό μέτρο, γιατί οι μονάδες παραγωγής χαμηλού κόστους που ελέγχει ο κυρίαρχος παραγωγός δεν μπορούν να θεωρηθούν ως «απαραίτητες υποδομές» (essential facilities) και, άρα, δεν δικαιολογείται η υποχρεωτική πρόσβαση τρίτων. Επίσης, έχει υψηλό κόστος υλοποίησης, γιατί απαιτεί τη συγκέντρωση πολλών δεδομένων για το κόστος παραγωγής, τα μερίδια αγοράς, τη ζήτηση, κ.λπ., και μάλιστα με υψηλή ακρίβεια, ενώ είναι απαραίτητη η διαρκής προσαρμογή σημαντικών παραμέτρων (τιμή πρόσβασης, ποσότητα πρόσβασης ανά εναλλακτικό παραγωγό) στις νέες τιμές των δεδομένων, καθώς και η συμφωνία μεταξύ των εμπλεκόμενων για τον αντικειμενικό τρόπο υπολογισμού της τιμής πρόσβασης.

Έχει εκφραστεί η άποψη ότι οι προοπτικές επιτυχίας του NOME στη Γαλλία δεν είναι ευοίωνες. Αυτό βασίζεται στο γεγονός ότι ο αποτελεσματικός ανταγωνισμός ενισχύεται όταν οι ανταγωνιστές είναι κάθετα ολοκληρωμένοι, με δραστηριότητα στην προμήθεια και, κυρίως, την παραγωγή (στη Γαλλία, η EDF παράγει το 95% της ηλεκτρικής ενέργειας), ενώ ο NOME δεν δημιουργεί από μόνος του, απαραίτητα, τα κίνητρα για νέες επενδύσεις στην παραγωγή, για καινοτομίες στην προμήθεια, και γενικά για ανταγωνιστική συμπεριφορά των εμπλεκόμενων. Από την άλλη πλευρά, στην Ελλάδα, η απελευθέρωση της αγοράς ενέργειας και η λειτουργία του mandatory pool έχει τα τελευταία χρόνια οδηγήσει σε αρκετά σημαντικές επενδύσεις στο στάδιο της παραγωγής από τρίτους, οι οποίοι όμως δεν έχουν κίνητρο να δραστηριοποιηθούν στην προμήθεια. Συνεπώς, ιδιαίτερα για την περίπτωση της Ελλάδας, μια τέτοια ρύθμιση αποτελεί πρωτίστως ένα ενδιάμεσο βήμα που,

σε συνδυασμό με άλλα μέτρα, όπως θα προκύψει στη συνέχεια, μπορεί να έχει τα εξής σημαντικά αποτελέσματα:

- Να δώσει τη δυνατότητα σε τρίτους να αυξήσουν σημαντικά το μερίδιό τους στην προμήθεια, όσο, για τον ένα ή τον άλλο λόγο, οι τιμές λιανικής της ΔΕΗ συνεχίζουν να είναι κοστοστρεφείς.
- Να συμβάλλει στον περιορισμό της αύξησης τιμών στη λιανική αγορά, αν/όταν οι τιμές λιανικής της ΔΕΗ σταματήσουν να είναι κοστοστρεφείς.
- Να οδηγήσει μακροχρόνια σε μεγαλύτερο ανταγωνισμό σε όλα τα στάδια της ενεργειακής παραγωγικής αλυσίδας.

B1 Μεθοδολογία ανάλυσης

Στην παρούσα μελέτη, η οποία εκπονήθηκε για λογαριασμό της ΡΑΕ από επιστημονική ομάδα του Οικονομικού Πανεπιστημίου Αθηνών (Γ. Κατσουλάκος - Κ. Κουρκουμπέτης - Γ. Σταμούλης), αναπτύσσεται ένα υπόδειγμα για την ανάλυση των συνεπειών της συγκεκριμένης ρύθμισης ΝΟΜΕ στην Ελληνική αγορά. Το υπόδειγμα αυτό περιλαμβάνει όλα τα βασικά χαρακτηριστικά και παραμέτρους της αγοράς, τόσο της υφιστάμενης, όσο και αυτής που θα προκύψει μετά τη ρύθμιση βάσει των συνεπειών αυτής, για την οποία μελετώνται τα εξής βασικά σενάρια:

- Περίπτωση Α: Η ρύθμιση εφαρμόζεται με έγχυση στο mandatory pool της αποκτώμενης -χαμηλού κόστους- ισχύος από τους τρίτους.
- Περίπτωση Β1: Η ρύθμιση εφαρμόζεται με υποχρέωση των τρίτων να προμηθεύουν μέσω **διμερών συμβάσεων** (OTC - Over The Counter) τη λιγνιτική παραγωγή στην οποία αποκτούν πρόσβαση.
- Περίπτωση Β2 (κεντρική περίπτωση): Όπως η Β1, με επιπλέον υποχρέωση από τρίτους να προμηθεύουν μέσω OTC **και το μέρος της δικής τους παραγωγής** που είναι αναγκασμένοι να προμηθεύσουν για να έχουν πρόσβαση στη λιγνιτική παραγωγή.

Όμως, προκειμένου η πολυπλοκότητα της ανάλυσης να διατηρηθεί σε εύλογα και πρακτικά χρήσιμα επίπεδα, υιοθετούνται οι εξής απλουστευτικές υποθέσεις:

- Για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιούνται τριών (3) τύπων μονάδες / τεχνολογίες: λιγνιτικές μονάδες, σύγχρονες μονάδες φυσικού αερίου (ΦΑ) και «άλλες» μονάδες με υψηλότερο κόστος παραγωγής από τις μονάδες ΦΑ -αυτές μπορεί να είναι μονάδες ΦΑ παλαιάς τεχνολογίας, μονάδες πετρελαίου ή/και υδροηλεκτρικές μονάδες. Η ΔΕΗ χρησιμοποιεί ένα μίγμα μονάδων όλων αυτών των τεχνολογιών, ενώ οι ανταγωνιστές της παραγωγοί χρησιμοποιούν μόνο μονάδες ΦΑ.

- Η ζήτηση θεωρείται τελείως ανελαστική και διαφοροποιείται, ανάλογα με την ώρα, σε χαμηλή, μεσαία και υψηλή. Τα όποια συμβόλαια (π.χ. ετήσια) λαμβάνουν υπ' όψιν τους αυτή τη διαφοροποίηση της ζήτησης ανά χρονικές ζώνες.
- Οι περίοδοι υψηλής υδραυλικότητας επιδρούν στη χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας με ακριβώς ισοδύναμο τρόπο με μία μείωση της ζήτησης -μετακίνηση της ζήτησης προς τα αριστερά- με δεδομένη την υποχρεωτική έγχυση υψηλότερης ποσότητας υδροηλεκτρικής ενέργειας τις περιόδους αυτές.
- Κατά την ανάλυση λειτουργίας του ροοί της χονδρεμπορικής αγοράς δεν λαμβάνονται υπ' όψιν οι τεχνικοί περιορισμοί των μονάδων παραγωγής, ιδίως ως προς το τεχνικό τους ελάχιστο. Επίσης, δεν λαμβάνονται υπ' όψιν οι κανόνες υποβολής Προσφορών Έγχυσης, ο Μεταβατικός Μηχανισμός Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος (ΜΜΔΕΙ) και ο Μηχανισμός Κάλυψης Μεταβλητού Κόστους (ΜΚΜΚ) - η κατάργηση του οποίου άλλωστε θα μπορούσε να γίνει μαζί με τη θεσμοθέτηση της πρόσβασης τρίτων στη λιγνιτική παραγωγή της ΔΕΗ.
- Αν και το δικαίωμα πρόσβασης στη λιγνιτική παραγωγή της ΔΕΗ σε χαμηλή τιμή μπορεί να δίνεται σε τρίτους παραγωγούς, σε εναλλακτικούς προμηθευτές και σε μεγάλους πελάτες, η ανάλυση επικεντρώνεται, χωρίς ποιοτική επίδραση στα αποτελέσματα, στην περίπτωση που δικαίωμα πρόσβασης έχουν μόνο τρίτοι παραγωγοί. Εξετάζεται, όμως, και η επίδραση στη λιανική τιμή για τους «άλλους καταναλωτές», αν δοθεί πρόσβαση στη λιγνιτική παραγωγή και στους πελάτες υψηλής τάσης.
- Δεν λαμβάνεται υπ' όψιν η παραγωγή των ΑΠΕ, η οποία απλά θεωρείται ότι μειώνει αντίστοιχα τη ζήτηση.

Οι βασικές παράμετροι της ρύθμισης, τις οποίες περιλαμβάνει το υπόδειγμα της μελέτης, είναι: η τιμή πρόσβασης (p^a), το μέγιστο ποσοστό λιγνιτικής παραγωγής της ΔΕΗ στο οποίο μπορεί να έχουν πρόσβαση τρίτοι (a), και το ποσοστό λιγνιτικής ενέργειας ανά μονάδα ενέργειας που προμηθεύουν τρίτοι (φ). Η παράμετρος φ είναι καθοριστική στην Περίπτωση Β2. Συγκεκριμένα, η ανάλυση της παρούσας μελέτης και τα συμπεράσματά της βασίζονται σε υπόδειγμα, στο οποίο θεωρείται ότι:

1. Η Ρυθμιστική Αρχή αποφασίζει αρχικά τα επίπεδα των «παραμέτρων ρύθμισης» (τιμή πρόσβασης, a και φ). Επίσης, στις περιπτώσεις Β1 και Β2 αποφασίζει ότι υποχρεώνει συναλλαγές ΟΤC για τους τρίτους. Οι αποφάσεις αυτές για τις τιμές των «παραμέτρων ρύθμισης» λαμβάνονται βάσει και των συνθηκών στην αγορά (δυναμικό ΔΕΗ και τρίτων, κ.λπ.) και της επίδρασης της ρύθμισης στην τιμή λιανικής, που θεωρείται αρχικά ότι ισούται με το μεσοσταθμικό κόστος της ΔΕΗ. Επίσης, ο προσδιορισμός της τιμής πρόσβασης p^a γίνεται βάσει στοιχείων του μακροχρόνιου επαυξητικού κόστους του λιγνίτη, και λαμβάνεται (στο βασικό σενάριο ανάλυσης) ίση με 45 €/MWh.

2. Στη συνέχεια, με δεδομένες τις παραμέτρους ρύθμισης, οι τρίτοι επιλέγουν το ποσοστό της λιγνιτικής παραγωγής που θα αγοράσουν (δ) για να μεγιστοποιήσουν το κέρδος τους, το οποίο πρέπει να είναι τουλάχιστον όσο και το κέρδος τους πριν τη ρύθμιση (περιορισμός συμβατότητας κινήτρων - Incentive Compatibility Constraint).

Στο υπόδειγμα της μελέτης ποσοτικοποιείται η επίδραση της ρύθμισης στο μεσοσταθμικό κόστος της ΔΕΗ (και, συνεπώς, στην τιμή λιανικής μετά τη ρύθμιση), στο μεσοσταθμικό κόστος των τρίτων, στο κέρδος των τρίτων και στα μερίδια της ΔΕΗ και των τρίτων στη λιανική αγορά. Αυτή η ανάλυση γίνεται κατά τρόπο πλήρως παραμετροποιημένο και βασικό μέρος αυτής αποτελεί η διαγραμματική ανάλυση της χονδρεμπορικής αγοράς πριν και μετά τη ρύθμιση. Στη συνέχεια της μελέτης, παρουσιάζεται γενική ανάλυση των συνεπειών της ρύθμισης στη λιανική αγορά, όπως και ένα πλήρες αριθμητικό παράδειγμα, που αφορά περιόδους υψηλής ζήτησης, καθώς και ορισμένες παραλλαγές αυτού. Το παράδειγμα υποθέτει κοστοστρεφή λιανικά τιμολόγια της ΔΕΗ. Στην τελευταία ενότητα της μελέτης αναλύεται και η περίπτωση με απελευθερωμένα τιμολόγια.

Γ] Σύνοψη συμπερασμάτων

1. Η εφαρμογή μιας ρύθμισης τύπου-NOME στην Ελλάδα δεν θα επηρεάσει τις τιμές χονδρικής. Επίσης, μπορεί να οδηγήσει σε σημαντικές αυξήσεις των (κοστοστρεφών) τιμών λιανικής (στην Περίπτωση Α, όπου συνεχίζεται η λειτουργία του mandatory pool), σε σύγκριση με την περίπτωση της Γαλλίας (όπου οι αυξήσεις ως αποτέλεσμα του NOME δεν είναι τόσο μεγάλες). Η διαφορά με τη Γαλλία οφείλεται στο γεγονός ότι το μέσο κόστος παραγωγής της ΔΕΗ θα αυξηθεί, καθώς μεγαλύτερο μερίδιο της παραγωγής της που διατίθεται από την ίδια στη λιανική αγορά θα γίνεται πλέον από μονάδες μεσαίου και υψηλού κόστους.
2. **Οι σημαντικές αυξήσεις στις κοστοστρεφείς τιμές λιανικής μπορούν να αποφευχθούν, αν η ρύθμιση συνδυαστεί με υποχρεωτική χρήση διμερών συμβάσεων από τρίτους.** Στην περίπτωση αυτή, οι τιμές λιανικής μπορεί και να αυξηθούν μόνο ελάχιστα (π.χ. λιγότερο από 2%) εάν, εκτός της αποκτούμενης λιγνιτικής ενέργειας, **και** μέρος της παραγωγής τρίτων από μονάδες ΦΑ διοχετεύεται στη λιανική αγορά υποχρεωτικά μέσω διμερών συμβάσεων. Η αύξηση των τιμολογίων λιανικής για πελάτες χαμηλής τάσης (ΧΤ) και μέσης τάσης (ΜΤ) θα είναι ελάχιστα μεγαλύτερη αν, επιπλέον, δοθεί πρόσβαση στη λιγνιτική παραγωγή της ΔΕΗ **και** στους πελάτες υψηλής τάσης (ΥΤ), στη χαμηλή τιμή πρόσβασης p^a : αν για παράδειγμα 12% της λιγνιτικής παραγωγής δεσμεύεται για πελάτες ΥΤ¹, η αύξηση των τιμών των πελατών ΧΤ και ΜΤ θα είναι μεγαλύτερη κατά λιγότερο από 1% (από 1,95% σε περίπου 2,75%)².

¹ Αυτό περίπου είναι το ποσοστό των μεγάλων βιομηχανικών πελατών στη συνολική κατανάλωση.

² Με την κατάλληλη προσαρμογή (μικρή μείωση) του φ από τη ρυθμιστική αρχή.

3. Στην τελευταία περίπτωση, η Ρυθμιστική Αρχή μπορεί να «οδηγήσει», με την κατάλληλη επιλογή των εργαλείων πολιτικής, δηλ. των παραμέτρων a και φ , το τελικό αποτέλεσμα σε μια πολύ πιο συμμετρική αγορά, με τους τρίτους να μοιράζονται περίπου την λιανική αγορά με τη ΔΕΗ, να έχουν σημαντική αύξηση κερδών, κάτι που θα αυξήσει τη δυνατότητά τους να επιβιώσουν, ιδιαίτερα στην τρέχουσα περίοδο χαμηλής ζήτησης, και να έχουν ένα μέσο κόστος ανά MWh ενέργειας που προμηθεύουν πολύ κοντά σε (ή και χαμηλότερο από) αυτό της ΔΕΗ. Τα παραπάνω επίπεδα τιμών λιανικής, με την περίπου συμμετρική δομή της αγοράς, όσον αφορά τα μερίδια και το μέσο κόστος της ΔΕΗ και των τρίτων, δεν θα ήταν εφικτά σε (υποθετικές) συνθήκες όπου οι συναλλαγές γίνονταν σήμερα με διμερείς συμβάσεις. Ο λόγος είναι βέβαια ότι ενώ η ΔΕΗ θα μπορούσε σήμερα, για παράδειγμα, να πωλεί την παραγωγή των μονάδων της με μέσο κόστος 58 €/MWh, οι τρίτοι, με μέσο κόστος ίσο περίπου με 80 €/MWh, δεν θα μπορούσαν να δραστηριοποιηθούν στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας – που είναι βέβαια και ο αρχικός λόγος ύπαρξης του mandatory pool.
4. **Από τη στιγμή που η ΔΕΗ σταματήσει να έχει κοστοστρεφείς τιμές λιανικής, οι τιμές θα αυξηθούν στο επίπεδο που αντιστοιχεί στη χονδρική τιμή.** Αυτή βέβαια θα ήταν η έκβαση **και χωρίς** την εφαρμογή της ρύθμισης, μετά την πλήρη απελευθέρωση των τιμών λιανικής.
5. Αν δοθεί η δυνατότητα και στη ΔΕΗ να πωλεί ακόμη και όλη την παραγωγή της μέσω διμερών συμβάσεων, τότε οι τιμές λιανικής αναμένεται γενικά να αυξηθούν και πάνω από τη «χονδρική» τιμή, τουλάχιστον όσο η ζήτηση είναι αρκετά υψηλή ώστε να καλύπτει το συνολικό δυναμικό των παραγωγών.
6. Αναλύοντας, όμως, την **περίπτωση στην οποία η ζήτηση στην αγορά είναι μικρότερη από το συνολικό δυναμικό όλων των παραγωγών**, προκύπτει ότι η εφαρμογή μιας ρύθμισης τύπου-NOME μπορεί τότε να έχει θετικές επιδράσεις στο επίπεδο των τιμών λιανικής, μετά την πλήρη απελευθέρωσή τους. Συγκεκριμένα, ο ανταγωνισμός που θα προκύψει μεταξύ της ΔΕΗ και των τρίτων στην αγορά προμήθειας, λόγω της ρύθμισης, δημιουργεί κίνητρο μείωσης της τιμής, όσο η τιμή παραμένει μεγαλύτερη από το μέσο κόστος της ΔΕΗ, οπότε αναμένεται ότι στην ισορροπία η τιμή θα πέσει στο μέσο αυτό κόστος.
7. Βεβαίως, ακόμα και χωρίς τη ρύθμιση, όταν η ζήτηση είναι μικρότερη από το συνολικό δυναμικό, ο ανταγωνισμός στις τιμές που μόλις περιγράφηκε, θα μπορούσε επίσης να οδηγήσει σε μειώσεις τιμών λιανικής. Όμως, αυτό μπορεί να μην προκύψει, και ακόμη και αν προκύψει, η μείωση στις τιμές θα είναι μικρότερη από αυτήν που θα υπάρξει με τη ρύθμιση. Οι κύριοι λόγοι γι' αυτό είναι ότι:
- (α) Χωρίς τη ρύθμιση τύπου-NOME, οι τρίτοι θα προτιμούν να πωλούν την παραγωγή τους μόνο στο pool και να μην δραστηριοποιηθούν στην προμήθεια (λιανική

αγορά). Σε αυτή τη περίπτωση, μετά την πλήρη απελευθέρωση των τιμών, οι τιμές λιανικής θα εναρμονιστούν με τις τιμές χονδρικής, παραμένοντας έτσι σε υψηλότερα επίπεδα.

- (β) Ακόμη και αν οι τρίτοι δραστηριοποιηθούν στη λιανική, χωρίς τη ρύθμιση τύπου-NOME, ο ανταγωνισμός σε τιμές σε περιόδους χαμηλότερης ζήτησης θα οδηγήσει τις τιμές στο μέσο κόστος των τρίτων, το οποίο χωρίς τη ρύθμιση είναι σημαντικά μεγαλύτερο από αυτό της ΔΕΗ.

Συνεπώς, μια ρύθμιση τύπου NOME μπορεί να έχει θετικές επιδράσεις και μετά την απελευθέρωση των τιμών λιανικής.

8. Τέλος, σχετικά με την επίδραση της ρύθμισης σε επενδύσεις και καινοτομίες αναφέρονται τα εξής: στην παρούσα συγκυρία, στην οποία η οικονομική κρίση έχει μειώσει τη ζήτηση σε επίπεδα χαμηλότερα του δυναμικού, αν και η αύξηση των κερδών των τρίτων παραγωγών λόγω της ρύθμισης θα επηρεάσει θετικά τα κίνητρά τους να παραμείνουν και να αναπτυχθούν στην αγορά, η επενδυτική δραστηριότητα αναμένεται να είναι ούτως ή άλλως περιορισμένη, τουλάχιστον μεσοπρόθεσμα. Από την άλλη πλευρά, η αύξηση του ανταγωνισμού στη λιανική αγορά αναμένεται να έχει θετική επίδραση στην προσφορά καινοτομικών υπηρεσιών προς τους καταναλωτές, καθώς οι καινοτομίες αυτές αποτελούν σημαντικές, και περισσότερο ελκυστικές, εναλλακτικές μεθόδους προσέλκυσης καταναλωτών και αύξησης μεριδίου στην αγορά, από ότι ο ανταγωνισμός στις τιμές.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙ

Αντικείμενο του έργου (μελέτη), του οποίου η προκήρυξη, με ανοικτό διεθνή τακτικό διαγωνισμό, εγκρίθηκε από την Ολομέλεια της ΡΑΕ στις 12/11/20012 (Απόφαση ΡΑΕ 926/2012), με τίτλο:

«Κοστολογικός έλεγχος / συγκριτική αξιολόγηση του κόστους της Δημόσιας Επιχείρησης Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ Α.Ε.) και των θυγατρικών της σε Σύστημα και Δίκτυο (ΑΔΜΗΕ Α.Ε. & ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε.). Προτάσεις στρατηγικής και ρυθμιστικών μέτρων για την επίτευξη του υφιστάμενου περιθωρίου βελτίωσης του κόστους αυτού. Συναφής οδικός χάρτης / χρονοδιάγραμμα»

(«Cost benchmarking of the Public Power Corporation (PPC S.A.) and its network subsidiaries (ADMIE S.A. & DEDDIE S.A.). Strategic recommendations on their cost improvement potential and roadmap»)

* * * * *

1. Introduction

The Regulatory Authority for Energy ("RAE") invites applications for the provision of consultancy services in relation to :

- a) Conducting a baseline study of the cost structure of the Public Power Corporation ("PPC") and its network subsidiaries (ADMIE S.A. & DEDDIE S.A.), including mining, generation, transmission, distribution and supply .
- b) Benchmarking of the above cost structure and performance against international power utilities.
- c) Identifying and recommending forward looking strategic measures on how to improve the cost base of PPC, ultimately with a positive impact on the end-customers, and providing a high level roadmap for the application of the recommended measures.
- d) Providing to RAE the framework developed for the cost baseline analysis and benchmarking, so that RAE could use it to monitor the cost structure development of PPC and other major players, and to assess their performance going forward.

All a), b), c) and d) above are hereinafter referred to as the "Project".

1.1. Background

RAE is an independent administrative authority that monitors compliance between Greek and EU energy regulation and acts as an advisor to the Ministry of Environment, Energy and Climate Change in areas related to energy policy. RAE is also responsible for supervising the proper functioning of the energy market and ensuring fair competition, as well as monitoring the security of energy supply.

In the context of the ongoing market liberalization and its market supervising responsibilities, RAE is seeking to use the support of an international management consulting firm, in order to analyse the cost structure of PPC and its network subsidiaries, benchmark it against international power utilities and identify areas of strategic improvements going forward.

PPC is the leading power utility in the Greek market and holds significant market shares across the value chain:

- In generation, PPC had a 75% market share in 2011. Generation is currently the most liberalised part of the domestic electricity market. Independent Power Producers (IPPs) have developed thermal (mostly CCGT) capacity of c. 2.7GW and RES capacity of c. 2GW.
- In supply, PPC has currently almost 99% of the market. The market share of PPC had dropped close to 90% in 2011, but its two main competitors filed for bankruptcy in 2012, bringing the market share of PPC back to 99%.
- In transmission and distribution, PPC holds a dominant position under the close supervision of the relevant regulatory bodies.

Given PPC's importance to the Greek power system, the Project shall be a key element to enhance efficient monitoring of the Greek power market. In particular, it is expected that the Project will support RAE in:

- Mapping the existing PPC cost structure in key parts of the value chain.
- Benchmarking this cost structure and performance against international competition.
- Estimating the gap to second and first quartile of cost performance across the value chain, based on the above international benchmarking analysis.
- Identifying key levers of improvement that could lead to higher efficiency of a) PPC and b) the power market overall.
- Increasing the efficiency of the Greek power market towards the level of the most efficient European markets.
- Recommending and agreeing on cost improvement initiatives with PPC and monitoring the relevant progress.
- Monitoring the development of competition based on the real cost structure of the Greek market, so as neither to allow windfall profits for market participants, nor to threaten their long term viability.
- Ensuring the optimal exploitation of the lignite and hydro reserves of the country.
- Setting up the grounds for conducting regular cost benchmarking studies of major participants in the power market, in line with international practices. Indicatively, OFGEM in the United Kingdom conducts and publishes an annual cost benchmarking study, covering the major market participants. Other EU regulators have already taken a similar approach to better supervise and monitor the power market.
- Ensuring that the electricity prices paid by the consumers reflect the cost structure of an efficient power market.
- Transforming the power sector into a catalyst for the improvement of the competitiveness of the whole Greek economy.

2. Project objectives and scope

The Project will have three major objectives/deliverables:

a) Analysis of the cost baseline of PPC and its work subsidiaries

The selected Applicant must perform an analysis of the cost baseline of PPC across the value chain. The analysis shall result into accurate estimates of the cost baseline of each part of the value chain, which will be used to benchmark PPC's performance against international competition. The analysis shall also identify the key value levers and set the basis for specific improvement initiatives/measures.

Indicatively the analysis is expected to include:

Mining Costs

- Operating and maintenance (taking into account geological characteristics of each mine)
- Transport
- Storage/ inventory management
- Outsourced services
- Support functions dedicated to mining segment
- Investment costs - efficiency of capital deployment (time, costs) via examples

Generation costs:

- Operating and maintenance by type of generation asset (e.g. lignite, hydro, etc.)
- Procurement (parts, services)
- Scheduled and unscheduled outage
- Outsourced services
- Inventory management
- Support functions dedicated to generation segment
- Investment costs

Transmission costs:

- Operating and maintenance
- Procurement of parts and services
- Outsourced services
- CAPEX spend for maintenance and to secure system sustainability and low failure rates
- Support functions dedicated to transmission

Distribution costs:

- Operating and maintenance
- Procurement of parts and services
- Outsourced services
- CAPEX spend for maintenance and to secure system sustainability and low failure rates
- Support functions dedicated to distribution
- Meter data management

Supply costs:

- Post sales & operation services
 - Billing
 - Payments (receivables management, collections, judicial dunning)
 - Customer contact management (face-to-face, mail, phone, online)

RAE will ensure reasonable access of the successful Applicant to the company (PPC S.A. & subsidiaries) and data, necessary for pursuing, in an efficient and effective manner, the objectives of the Project, in accordance with RAE's own jurisdictions and powers, as stipulated by Law 4001/2011. The said access

will, of course, be subject to the confidentiality agreement, to be signed between the successful Applicant and RAE.

b) Benchmarking against internal best practices and competitors

Based on the above analysis of the cost baseline of PPC, the selected Applicant shall perform a high-level benchmarking across the value chain, against internal best practices and international peers. The internal benchmarking shall be performed against the best performing areas within PPC and the external one against a selected group of peers for each part of the value chain. The analysis shall focus on a selected and narrow set of specific key performance metrics and shall form the basis for informed strategic recommendations.

Indicatively, the analysis is expected to include:

Mining

- Internal benchmarking of performance of the mining fields of PPC, to identify performance differences among the fields. The analysis shall take into account the geological characteristics of each field.
- Benchmarking against international players with comparable mining activity

Indicatively, performance metrics could include extraction cost/tn of lignite, FTEs/tn of lignite extracted for each field, scheduled and forced unavailability for each field

Generation:

- Internal benchmarking of performance among similar generating assets of PPC, to identify differences in performance across the company's generation portfolio
- Benchmarking against international players with a comparable asset portfolio to PPC

Indicatively, performance metrics could include total production cost/MWh, FTEs/operating hour per unit, FTEs/MWhs per unit, asset utilization (generated volumes/value of fixed assets), OPEX/generated volume, OPEX/installed capacity, power plant scheduled and forced un-availability

Transmission:

- Benchmarking of performance with selected European TSOs

Indicatively, performance metrics could include average total cost per network length (€/km), average total cost per consumption (€/GWh), average total cost per peak load (€/MW), average network loss cost per network length (€/km), average depreciation per network length (€/KM)

Distribution:

- Benchmarking of performance with selected European DSOs

Indicatively, performance metrics could include average total cost per network length (€/km), average network loss cost per network length (€/km), average depreciation per network length (€/km)

Supply:

- Benchmarking of performance with selected European electricity suppliers

Indicatively, performance metrics could include total cost to serve per

customer, billing cost per customer, payment collection cost per customer, overhead & other costs per customer. Benchmarking shall also include some key practices, e.g. payment methods (e.g. direct debit)

c) Recommendations on the way forward

The selected Applicant shall provide strategic recommendations on the way forward, based on the cost baseline and the benchmarking analysis.

Leveraging on his experience in strategy consulting and power utility projects, the selected Applicant will:

- Identify the key areas of improvement for PPC and propose specific improvement initiatives/measures for the company. The successful Applicant shall leverage on his international and local experience, to propose initiatives derived from international best practices and adjusted to the Greek context
- Quantify the expected economic impact of each initiative
- Provide a strategic roadmap for the implementation of the improvement initiatives. The strategic roadmap shall constitute a basis for a potential transformation program of PPC. It will indicatively include:
 - Prioritisation of initiatives based on economic impact, required investments and qualitative parameters
 - High level action plan for the implementation of each initiative
 - High level assignment of responsibilities to the involved stakeholders
 - Well defined timeframe
- Identify the key areas of regulatory intervention that could support the process of efficiency improvement of both PPC and the rest of the Greek power market participants
- Provide a high level view of the economic impact of the proposed regulatory interventions

d) Framework to assess future performance

The successful Applicant will need to share with RAE the framework developed to conduct the cost baseline study and the benchmarking, which RAE will use going forward to:

- Monitor the cost structure development of PPC and other players
- Assess the overall performance of PPC and other players
- Assess the effectiveness of the measures taken to improve efficiency

RAE firmly believes that the results of the Project, as described above, will lead to a more accurate and updated, quantitative determination of the cost improvement potential of PPC's entire productive chain, as well as to its optimal realisation path, and, in doing so, it will ensure that the final consumer pays only the absolutely necessary (minimum) electricity costs, and will also improve the viability and competitiveness of the country's energy sector, and its national economy in general.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙΙ

**Μεθοδολογία υπολογισμού
Μεταβλητού Κόστους των Υδροηλεκτρικών Μονάδων,
κατά τις διατάξεις του Άρθρου 44, παρ. 5, του ΚΣΗΕ.**

1. Εισαγωγή

Σε αντίθεση με τους Θερμοηλεκτρικούς Σταθμούς των οποίων το κόστος παραγωγής εξαρτάται άμεσα από το κόστος καυσίμου, οι Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί έχουν φαινομενικά μηδενικό κόστος, δεδομένης της φυσικής εισροής του νερού στους ταμιευτήρες και του ελάχιστου κόστους λειτουργίας τους.

Ωστόσο, υπάρχει το έμμεσο κόστος της χρήσης του νερού, που σχετίζεται με την εξοικονόμηση που προκύπτει λόγω της μη λειτουργίας των Θερμοηλεκτρικών Σταθμών που υποκαθίστανται από τους Υδροηλεκτρικούς. Το έμμεσο αυτό κόστος, το οποίο προσδιορίζει την αξία του νερού ως υποκατάστατο καυσίμων θερμικών σταθμών και εκφράζει την πλασματική⁽³⁾ τιμή του νερού σε €/m³⁽⁴⁾, προκύπτει από την επίλυση προβλημάτων βελτιστοποίησης (προβλήματα υδρο-θερμικής συνεργασίας) και ταυτίζεται με τους σχετικούς πολλαπλασιαστές Lagrange των προβλημάτων βελτιστοποίησης.

Ο Λειτουργός της Αγοράς υπολογίζει καθημερινά, δυνάμει του Άρθρου 44, παρ. 5 του ΚΣΗΕ, το Μεταβλητό Κόστος των Υδροηλεκτρικών Μονάδων σε Ευρώ ανά MWh, το οποίο αποτελεί το κάτω όριο της τιμής των Προσφορών Έγχυσης τους. Η προτεινόμενη μεθοδολογία δεν συνιστά υποκατάσταση της επίλυσης των προβλημάτων υδρο-θερμικής συνεργασίας, ούτε σκοπεύει στον προσδιορισμό της βέλτιστης χρησιμοποίησης των υδάτινων πόρων. Η σχετική αρμοδιότητα είναι των ιδιοκτητών των Υδροηλεκτρικών Μονάδων. Η μεθοδολογία αποσκοπεί στην εύρυθμη λειτουργία της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, με την εισαγωγή κανόνων που επιτρέπουν την ανάπτυξη συνθηκών υγιούς ανταγωνισμού και την αποτροπή φαινομένων κατάχρησης ηγετικής θέσης στην Αγορά, ενώ παράλληλα δεν εισάγουν εμπόδια στη βέλτιστη χρήση των υδάτινων αποθεμάτων.

Βάσει της παραπάνω στόχευσης, η μεθοδολογία αναπτύχθηκε έχοντας υπόψη τους ακόλουθους άξονες:

A. Διαφάνεια

Τα δεδομένα των υπολογισμών της μεθοδολογίας πρέπει να είναι διαθέσιμα στους Συμμετέχοντες της Αγοράς.

B. Αντικειμενικότητα

³ Στη σχετική βιβλιογραφία αναφέρεται συχνά ως σκιώδης τιμή (shadow value).

⁴ Ή, με τις κατάλληλες μετατροπές, σε €/MWh.

Η μεθοδολογία πρέπει να βασίζεται κατά το δυνατό σε μη αμφισβητήσιμα δεδομένα και να περιορίζεται στο ελάχιστο η επίδραση προβλέψεων, παραδοχών και υποκειμενικών θεωρήσεων.

Γ. Σαφήνεια

Η μεθοδολογία πρέπει να είναι σαφώς ορισμένη και να μη δημιουργεί απορίες στους Συμμετέχοντες όσον αφορά την εφαρμογή της.

Δ. Απλότητα

Η μεθοδολογία πρέπει να είναι κατά το δυνατό απλή ώστε να μπορεί να αναπαραχθεί από τους Συμμετέχοντες χωρίς τη χρήση ειδικού λογισμικού.

Ε. Αποτροπή φαινομένων κατάχρησης

Η μεθοδολογία πρέπει να λαμβάνει υπόψη τις παραμέτρους της Αγοράς και τη στάθμη των υδάτινων αποθεμάτων και να προσδιορίζει ένα κάτω όριο τιμών Προσφορών Έγχυσης που δε θα επιτρέπει την εξάσκηση δεσπίζουσας θέσης στην Αγορά και τη χειραγώγησή της.

ΣΤ. Διευκόλυνση βέλτιστης χρήσης υδάτινων αποθεμάτων

Η μεθοδολογία πρέπει να διευκολύνει τη βέλτιστη χρήση των υδάτινων αποθεμάτων χωρίς να επιβάλλει περιττά εμπόδια στην αξιοποίησή τους, ούτε να υποκαθιστά τους ιδιοκτήτες των Μονάδων στις αρμοδιότητές τους σχετικά με τη Διαχείριση των υδάτινων πόρων. Στα πλαίσια αυτά, πρέπει να είναι προβλέψιμη και να έχει μικρές μεταβολές στην τελική τιμή όταν οι στάθμες των υδάτινων αποθεμάτων είναι σε φυσιολογικά επίπεδα, ενώ πρέπει να προσαρμόζεται γρήγορα όταν οι στάθμες των αποθεμάτων βρεθούν σε ακραία επίπεδα.

Βάσει των παραπάνω, μια μεθοδολογία βασισμένη στην επίλυση προβλημάτων υδρο-θερμικής συνεργασίας, παρότι βέλτιστη μαθηματικά, δεν είναι επιθυμητή καθώς:

- Απαιτεί τεράστιο όγκο δεδομένων και παραδοχών
- Απαιτεί ιδιαίτερα εξειδικευμένες γνώσεις και λογισμικό για την κατανόηση και την εφαρμογή της από τους Συμμετέχοντες
- Είναι ιδιαίτερα ευαίσθητη στις παραδοχές της
- Τείνει να αναλάβει την αρμοδιότητα Διαχείρισης των υδάτινων αποθεμάτων

2. Παρουσίαση της Μεθοδολογίας

Το Μεταβλητό Κόστος των Υδροηλεκτρικών Μονάδων το οποίο αποτελεί το κάτω όριο της τιμής των Προσφορών Έγχυσής τους, προκύπτει από (α) τη συνιστώσα αξίας χρήσης του νερού η οποία αντιστοιχεί στην εξοικονόμηση καυσίμων των Θερμικών Μονάδων παραγωγής και (β) τη συνιστώσα κόστους που εξαρτάται από το επίπεδο στάθμης υδάτων (αποθέματος) του ταμιευτήρα κάθε μονάδας.

Έστω $VC_{i,m,d}$ το κάτω όριο της τιμής των Προσφορών Έγχυσης της Υδροηλεκτρικής Μονάδας i για τον ημερολογιακό μήνα m και την Ημέρα Κατανομής d . Τότε:

$$VC_{i,m,d} = C_{1,m,d} + C_{2,i,m,d} \quad (1)$$

όπου:

$C_{1,m,d}$ η συνιστώσα αντικατάστασης καυσίμου θερμικής παραγωγής

$C_{2,i,m,d}$ η συνιστώσα αποθέματος ταμιευτήρα της Υδροηλεκτρικής Μονάδας i

Η εξοικονόμηση πόρων από την αντικατάσταση της θερμικής παραγωγής υπολογίζεται θεωρώντας ότι το κόστος αντικατάστασης καυσίμου που προέρχεται από τη λειτουργία της Υδροηλεκτρικής Μονάδας i , είναι ανάλογο με την ΟΤΣ⁵. Λαμβάνοντας ιστορικά στοιχεία των τριών (3) τελευταίων ετών, υπολογίζεται μια μέση τιμή αναφοράς ανά μήνα για τη συνιστώσα αντικατάστασης καυσίμου θερμικής παραγωγής. Η τιμή αυτή αναπροσαρμόζεται ημερήσια, μέσω συντελεστή ο οποίος λαμβάνει υπόψη τις μεταβολές στο κόστος καυσίμου.

Η συνιστώσα αποθέματος ταμιευτήρα προκύπτει βάσει ιστορικών στοιχείων των δέκα (10) τελευταίων ετών από τα οποία προκύπτουν τα ελάχιστα και μέγιστα αποθέματα ταμιευτήρα. Εν συνεχεία, εισάγονται στη σχετική συνάρτηση τα αποθέματα των ταμιευτήρων της προηγούμενης ημέρας.

3. Ορισμοί

Ορίζονται τα ακόλουθα μεγέθη:

i	Δείκτης Υδροηλεκτρικής Μονάδας ή πρώτου ανάντι ταμιευτήρα του ποτάμιου συστήματος που εντάσσεται η Υδροηλεκτρική Μονάδα
d	Δείκτης Ημέρας Κατανομής
m	Δείκτης ημερολογιακού μήνα
y	Δείκτης ημερολογιακού έτους
$C_{1,m,d}$	Συνιστώσα αντικατάστασης καυσίμου θερμικής παραγωγής
$C_{2,i,m,d}$	Συνιστώσα αποθέματος ταμιευτήρα
$C_{TH,m}$	Τιμή Αναφοράς συνιστώσας αντικατάστασης θερμικής παραγωγής, το μήνα m
$SMP_{m,h}$	Οριακή Τιμή Συστήματος ώρας h , του μήνα m
$\sigma_{m,d}$	Συντελεστής προσαρμογής μεταβολών κόστους καυσίμου
$E_{m,h}^H$	Υδροηλεκτρική Παραγωγή ώρας h , του μήνα m
$fuel$	Δείκτης καυσίμου ($fuel=lig, NG, oil$)
lig	Δείκτης καυσίμου για λιγνίτη
NG	Δείκτης καυσίμου για φυσικό αέριο
oil	Δείκτης καυσίμου για πετρέλαιο
$E_{fuel,m}$	Θερμική παραγωγή ανά τεχνολογία καυσίμου το μήνα m
$E_{TH,m}$	Συνολική θερμική παραγωγή το μήνα m
$\Delta T_{fuel,m,d-1}$	Ποσοστιαία μεταβολή του κόστους καυσίμου

⁵ Η ΟΤΣ θεωρήθηκε ως καλή μετρική βάσης για τον υπολογισμό της συνιστώσας αντικατάστασης καυσίμου καθώς προκύπτει από τεχνο-οικονομικό μοντέλο συν-βελτιστοποίησης και ενσωματώνει τις επιδράσεις πλειάδας παραμέτρων (μίγμα καυσίμου Μονάδων Παραγωγής, διαθεσιμότητα, απαιτήσεις εφεδρειών, περιορισμούς παραγωγής, επίδραση διασυνδέσεων κτλ) ενώ δεν απαιτεί καμία παραδοχή μελέτης και είναι ευρέως διαθέσιμη. Περαιτέρω, δεδομένων των περιορισμών στις τιμές προσφορών έγχυσης των Θερμικών Μονάδων Παραγωγής και των ρυθμιστικών χαρακτηριστικών της Ελληνικής Αγοράς, αποτελεί μια ρεαλιστική απεικόνιση του μεταβλητού κόστους των Οριακών μονάδων Παραγωγής.

$T_{fuel,d-1}$	Τιμή καυσίμου
$a_{fuel,m}$	Συντελεστής συμμετοχής ανά τεχνολογία στο σύνολο της θερμικής παραγωγής
VC_{max}	Μέγιστο κατώφλι Προσφορών Έγχυσης Υδροηλεκτρικών Μονάδων
$R_{max,i}$	Ετήσια καμπύλη μέγιστου αποθέματος ταμιευτήρα i
$R_{min,i}$	Ετήσια καμπύλη ελάχιστου αποθέματος ταμιευτήρα i
$R_{ref,i}$	Ετήσια καμπύλη αναφοράς αποθέματος ταμιευτήρα i
$TOL_{up,i}$	Ανοχή άνω περιθωρίου ετήσιας καμπύλης αναφοράς
$TOL_{dn,i}$	Ανοχή κάτω περιθωρίου ετήσιας καμπύλης αναφοράς
$R_{ref,up,i}$	Άνω περιθώριο ετήσιας καμπύλης αναφοράς αποθέματος ταμιευτήρα i
$R_{ref,dn,i}$	Κάτω περιθώριο ετήσιας καμπύλης αναφοράς αποθέματος ταμιευτήρα i
$r_{i,d-2}$	Απόθεμα του ταμιευτήρα i
$R_{sec,i}$	Απόθεμα ασφαλείας ταμιευτήρα i

4. Συνιστώσα αντικατάστασης καυσίμου θερμικής παραγωγής C_1

Ορίζεται μηνιαία τιμή αναφοράς για τη συνιστώσα αντικατάστασης καυσίμου θερμικής παραγωγής $C_{TH,m}$.

Η τιμή αναφοράς $C_{TH,m}$ προκύπτει ως ο αριθμητικός μέσος των τριών (3) τελευταίων ετών, της μέσης τιμής της ΟΤΣ του μήνα m, σταθμισμένης ως προς την αντίστοιχη υδροηλεκτρική παραγωγή E^H που εντάχθηκε στον ΗΕΠ, συμπεριλαμβανομένων και των υποχρεωτικών εγχύσεων των Υδροηλεκτρικών Μονάδων.

$$C_{TH,m} = \frac{1}{3} \sum_{y=3}^{y-1} \left\{ \frac{\sum_h (SMP_{m(y),h} * E_{m(y),h}^H)}{\sum_h E_{m(y),h}^H} \right\} \quad (2)$$

Ορίζεται συντελεστής προσαρμογής $\sigma_{m,d}$, μέσω του οποίου λαμβάνονται υπόψη οι μεταβολές στο κόστος καυσίμου. Ο συντελεστής $\sigma_{m,d}$ υπολογίζεται σε ημερήσια βάση και είναι το άθροισμα των γινομένων των επιμέρους ποσοστιαίων μεταβολών ανά είδος καυσίμου ΔT_{fuel} , επί τους αντίστοιχους συντελεστές βαρύτητας ανά τεχνολογία θερμικής παραγωγής a_{fuel} :

$$\sigma_{m,d} = \sum_{fuel} (a_{fuel,m} \Delta T_{fuel,m,d-1}) \quad (3)$$

Η μεταβολή ανά είδος καυσίμου, προκύπτει από τη διαφορά μεταξύ της τιμής του καυσίμου την προηγούμενη ημέρα της Ημέρας Κατανομής (ημέρα υπολογισμών, d-1) και της μέσης τιμής του καυσίμου του μήνα m των τελευταίων τριών (3) ετών. Οι τιμές καυσίμων λαμβάνονται από τις Δηλώσεις Τεχνοοικονομικών Στοιχείων των μονάδων που έχουν υποβληθεί στον ΗΕΠ.

$$\Delta T_{fuel,m,d-1} = \frac{T_{fuel,d-1}}{\frac{1}{3} \sum_{y=3}^{y-1} T_{fuel,m(y)}} - 1 \quad (4)$$

Οι συντελεστές βαρύτητας ανά τεχνολογία θερμικής παραγωγής είναι ο μέσος όρος της συμμετοχής κάθε τεχνολογίας στη συνολική θερμική παραγωγή E_{TH} , όπως αυτή εντάχθηκε στον ΗΕΠ το μήνα m , για τα τρία (3) τελευταία έτη:

$$a_{fuel,m} = \frac{1}{3} \sum_{y=3}^{y-1} \frac{E_{fuel,m}(y)}{E_{TH,m}(y)} \quad (5)$$

Τελικά, η συνιστώσα αντικατάστασης καυσίμου θερμικής παραγωγής υπολογίζεται σε ημερήσια βάση, από τις σχέσεις (2) έως και (5), ως εξής:

$$C_{1,m,d} = (1 + \sigma_{m,d}) C_{TH,m} \quad (6)$$

5. Συνιστώσα αποθέματος ταμιευτήρα $C_{2,i}$

Το Ελληνικό Σύστημα έχει δεκατρείς Υδροηλεκτρικούς Σταθμούς εγκατεστημένους σε έξι ποτάμια συστήματα. Στην παρούσα μεθοδολογία, οι υδραυλικά συζευγμένοι σταθμοί αντιμετωπίζονται ενιαία, η τιμή που προκύπτει είναι ίδια για όλους τους σταθμούς που ανήκουν στο ίδιο σύστημα, ενώ βασίζεται στα αποθέματα του πρώτου ανάντι ταμιευτήρα.

ΥΗΣ-Ταμιευτήρας	Ποταμός	Συνολική Ισχύς (MW)
Κρεμαστά	Αχελώος	437
Καστράκι		320
Στράτος I		150
Πολύφυτο	Αλιάκμονας	375
Σφηκιά		315
Ασώματα		108
Πηγές Αώου	Άραχθος	210
Πουρνάρι I		300
Πουρνάρι II		34
Θησαυρός	Νέστος	384
Πλατανόβρυση		116
Λάδωνας	Λάδωνας	70
Πλαστήρας	Ταυρωπός	130

Η παραγωγή των Υδροηλεκτρικών Μονάδων εξαρτάται από το νερό που εκρέει από τον ταμιευτήρα και η διαχείριση των υδάτων πρέπει να γίνεται με τέτοιο τρόπο ώστε η στάθμη των ταμιευτήρων να παραμένει εντός των επιθυμητών επιπέδων. Αν κάποιος ταμιευτήρας έχει αυξημένα αποθέματα νερού, τότε η αντίστοιχη Μονάδα θα πρέπει να λειτουργήσει ώστε να αποφευχθεί τυχόν σπατάλη ενέργειας από πιθανές υπερχειλίσεις, ενώ αντίθετα η λειτουργία του πρέπει να περιορίζεται όσο τα αποθέματα νερού μειώνονται.

Διακρίνονται κατά συνέπεια οι ακόλουθες καταστάσεις:

- Όταν τα αποθέματα νερού φτάσουν στην τιμή $R_{\max,i,m}$ το κάτω όριο της τιμής των Προσφορών Έγχυσης της Υδροηλεκτρικής Μονάδας i τίθεται ίσο με το μηδέν:

$$VC_{i,m,d} = C_{1,m,d} + C_{2,i,m,d} = 0 \Leftrightarrow C_{2,i,m,d} = -C_{1,m,d}$$

- Όταν τα αποθέματα νερού φτάσουν στην τιμή $R_{\min,i,m}$, το κάτω όριο της τιμής των Προσφορών Έγχυσης της Υδροηλεκτρικής Μονάδας i αποκτά τη μέγιστη τιμή του, VC_{\max} :

$$VC_{i,m,d} = C_{1,m,d} + C_{2,i,m,d} = VC_{\max} \Leftrightarrow C_{2,i,m,d} = VC_{\max} - C_{1,m,d}$$

Με βάση τα παραπάνω δημιουργείται η συνάρτηση $C_{2,i,m,d}$ για κάθε ταμιευτήρα i ως εξής:

- Λαμβάνονται οι ετήσιες καμπύλες αποθέματος ταμιευτήρα i των τελευταίων δέκα (10) ετών.
- Ορίζονται $R_{\max,i}$ και $R_{\min,i}$ οι ετήσιες καμπύλες μέγιστου και ελάχιστου αποθέματος ταμιευτήρα i αντίστοιχα, οι οποίες προκύπτουν λαμβάνοντας τις μέγιστες και ελάχιστες μηνιαίες τιμές των ετήσιων καμπυλών. Τα σχετικά γραφήματα παρουσιάζονται στο Παράρτημα Α.
- Ορίζεται ως καμπύλη αναφοράς $R_{ref,i}$, η καμπύλη που προκύπτει από τον αριθμητικό μέσο των μηνιαίων τιμών των καμπυλών των τελευταίων δέκα (10) ετών κάθε ταμιευτήρα i .
- Υπολογίζονται τα άνω και κάτω περιθώρια της τιμής αναφοράς, $R_{ref,up,i}$ και $R_{ref,dn,i}$ εντός του εύρους των οποίων η συνιστώσα αποθέματος ταμιευτήρα λαμβάνεται σταθερή και ίση με το μηδέν ($C_{2,i,m,d} = 0$), από τις ακόλουθες σχέσεις:

$$R_{ref,up,i,m} = (1 + TOL_{up,i})R_{ref,i,m} \quad (7) \quad R_{ref,dn,i,m} = (1 - TOL_{dn,i})R_{ref,i,m} \quad (8)$$

Κατά συνέπεια, η ημερήσια τιμή $C_{2,i,m,d}$ προκύπτει συναρτήσει του αποθέματος $r_{i,d-2}$ του ταμιευτήρα που σχετίζεται με την Υδροηλεκτρική Μονάδα i . Η γραφική της παράσταση αποτελείται από 5 διακριτά τμήματα:

- Τμήμα 1. Όταν το απόθεμα του ταμιευτήρα $r_{i,d-2}$ είναι μικρότερο ή ίσο της τιμής $R_{\min,i,m}$ της ετήσιας καμπύλης ελάχιστου αποθέματος ταμιευτήρα i , η τιμή $C_{2,i,m,d}$ ισούται με $VC_{\max} - C_{1,m,d}$.
- Τμήμα 2. Όταν το απόθεμα του ταμιευτήρα $r_{i,d-2}$ κινείται μεταξύ της τιμής $R_{\min,i,m}$ και της τιμής $R_{ref,dn,i}$ του κάτω περιθωρίου της τιμής αναφοράς, η τιμή $C_{2,i,m,d}$ μειώνεται σταδιακά, αλλά παραμένει θετική. Η μείωση αυτή μπορεί να επιτευχθεί με πλειάδα συναρτήσεων όπως αναλύεται στη συνέχεια.
- Τμήμα 3. Όταν το απόθεμα του ταμιευτήρα $r_{i,d-2}$ κινείται μεταξύ της τιμής $R_{ref,dn,i}$ και της τιμής $R_{ref,up,i}$ του άνω περιθωρίου της τιμής αναφοράς, η τιμή $C_{2,i,m,d}$ παραμένει σταθερή και ίση με το μηδέν.
- Τμήμα 4. Όταν το απόθεμα του ταμιευτήρα $r_{i,d-2}$ κινείται μεταξύ της τιμής $R_{ref,up,i}$ και της τιμής $R_{\max,i,m}$ της ετήσιας καμπύλης μέγιστου αποθέματος ταμιευτήρα i , η τιμή $C_{2,i,m,d}$ είναι αρνητική και μειώνεται σταδιακά. Η μείωση αυτή μπορεί να επιτευχθεί με πλειάδα συναρτήσεων όπως αναλύεται στη συνέχεια.
- Τμήμα 5. Όταν το απόθεμα του ταμιευτήρα $r_{i,d-2}$ είναι μεγαλύτερο ή ίσο της τιμής $R_{\max,i,m}$ της ετήσιας καμπύλης μέγιστου αποθέματος ταμιευτήρα i , η τιμή $C_{2,i,m,d}$ ισούται με $-C_{1,m,d}$.

Οι μεταβολές της τιμής $C_{2,i,m,d}$ στα Τμήματα 2 και 4, μπορούν να γίνουν με πλειάδα τρόπων.

Ενδεικτικά αναφέρονται:

- Με γραμμική συνάρτηση μεταξύ των δύο σχετικών σημείων
- Με πολυωνυμική συνάρτηση 2^{ου} βαθμού
- Σε βήματα, βάσει βηματικών συναρτήσεων
- Βάσει εκθετικών συναρτήσεων
- Βάσει σιγμοειδών (λογιστικών) συναρτήσεων

Η επιλογή της κατάλληλης συνάρτησης σχετίζεται με τα χαρακτηριστικά των ταμιευτήρων και των εισροών και πρέπει να αποτελέσει αντικείμενο διαβούλευσης μεταξύ των εμπλεκόμενων φορέων καθώς κάθε επιλογή παρουσιάζει ορισμένα πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα. Παρά τη σχετική επιφύλαξη του Λειτουργού ως προς τη βέλτιστη επιλογή, για την πληρότητα της παρουσίασης της μεθοδολογίας, θεωρείται ότι επιλέγεται η εκθετική συνάρτηση. Βάσει αυτής προκύπτει η γραφική παράσταση που παρουσιάζεται στο Παράρτημα Γ.

Κατά συνέπεια, η ημερήσια τιμή $C_{2,i,m,d}$, προκύπτει συναρτήσει του αποθέματος $r_{i,d-2}$ του ταμιευτήρα που σχετίζεται με την Υδροηλεκτρική Μονάδα i , ως εξής:

$$C_{2,i,m,d}(r_{i,d-2}) = \left\{ \begin{array}{ll} VC_{\max} - C_{1,m,d}, & r_{i,d-2} \leq R_{\min,i,m} \\ (VC_{\max} - C_{1,m,d}) \exp\left(-k_{1,i} \frac{r_{i,d-2} - R_{\min,i,m}}{R_{ref,dn,i,m} - R_{\min,i,m}}\right) & R_{\min,i,m} < r_{i,d-2} < R_{ref,dn,i,m} \\ 0, & r_{i,d-2} \in [R_{ref,dn,i,m}, R_{ref,up,i,m}] \\ -C_{1,m,d} \exp\left(-k_{2,i} \frac{R_{\max,i,m} - r_{i,d-2}}{R_{\max,i,m} - R_{ref,up,i,m}}\right) & R_{ref,up,i,m} < r_{i,d-2} < R_{\max,i,m} \\ -C_{1,m,d} & r_{i,d-2} \geq R_{\max,i,m} \end{array} \right\} \quad (9)$$

Πρόβλεψη ασφάλειας

Σε περίπτωση που το απόθεμα $r_{i,d-2}$ του ταμιευτήρα που σχετίζεται με την Υδροηλεκτρική Μονάδα i , υπερβαίνει το αντίστοιχο απόθεμα ασφαλείας $R_{sec,i}$ ο Ιδιοκτήτης της Υδροηλεκτρικής Μονάδας i , δύναται να υποβάλλει Μη Τιμολογούμενες Προσφορές Έγχυσης για το σύνολο της διαθέσιμης ισχύος της, ανεξάρτητα από την τιμή που προκύπτει από τη σχέση (1).

6. Ρυθμιστικές Παράμετροι

Όλοι οι υπολογισμοί βασίζονται σε απολογιστικά δεδομένα και ρυθμιστικές παραμέτρους, χωρίς προβλέψεις ή υποκειμενικές εκτιμήσεις εκ μέρους του Λειτουργού της Αγοράς.

Οι ρυθμιστικές παράμετροι που πρέπει να προσδιοριστούν κατόπιν διαβούλευσης με όλους τους εμπλεκόμενους φορείς είναι οι ακόλουθοι:

- $TOL_{up,i}/TOL_{dn,i}$

Πρόκειται για τα ποσοστά μέσω των οποίων προσδιορίζονται τα άνω και κάτω περιθώρια ετήσιας καμπύλης αναφοράς αποθέματος ταμειυτήρα i , εντός του εύρους των οποίων η συνιστώσα αποθέματος ταμειυτήρα λαμβάνεται ίση με το μηδέν. Δύναται να ισχύει $TOL_{up,i}=TOL_{dn,i}$

- VC_{max}

Αναπαριστά το μέγιστο κατώφλι Προσφορών Έγχυσης Υδροηλεκτρικών Σταθμών και θα είναι μικρότερο ή ίσο της Διοικητικά Οριζόμενης Μέγιστης Τιμής Προσφορών Έγχυσης (150€/MWh).

- $k_{1,i}/k_{2,i}$

Οι παράμετροι αυτοί προσδιορίζουν το ρυθμό μεταβολής του κάτω ορίου της τιμής των Προσφορών Έγχυσης για κάθε Υδροηλεκτρική Μονάδα i , όταν τα σχετικά υδάτινα αποθέματα βρίσκονται στα τμήματα 2 ή 4 της γραφικής παράστασης της $C_{2,i,m,d}$.

Οι τιμές αυτές μπορούν να προσδιοριστούν με πλειάδα τρόπων. Μια εξ' αυτών είναι η επιλογή ενός επιθυμητού σημείου της καμπύλης $VC_{i,m,d}$ για κάθε παράμετρο, ως εξής:

Έστω ότι επιθυμούμε η ποσοστιαία μείωση του κάτω ορίου της τιμής Προσφορών Έγχυσης σε σχέση με την συνιστώσα αντικατάστασης καυσίμου $C_{1,m,d}$ να είναι PR_RED όταν τα υδάτινα αποθέματα αυξηθούν τόσο ώστε να καλύψουν ποσοστό RES_INC του εύρους μεταξύ $R_{ref,up,i}$ και $R_{max,i}$. Στην περίπτωση αυτή η παράμετρος $k_{2,i}$ ισούται με

$$k_{2,i} = -\frac{\ln(PR_RED)}{1 - RES_INC}$$

Ως παραδείγματα:

α) αν επιθυμούμε να επιτυγχάνεται μείωση της τιμής $VC_{i,m,d}$ στο 50% της τιμής $C_{1,m,d}$ για κάλυψη ποσοστού 80% του εύρους μεταξύ $R_{ref,up,i}$ και $R_{max,i}$ το $k_{2,i}$ προκύπτει ίσο με

$$k_{2,i} = -\frac{\ln 0.5}{0.2} = 3.466.$$

β) αν επιθυμούμε να επιτυγχάνεται μείωση της τιμής $VC_{i,m,d}$ στο 40% της τιμής $C_{1,m,d}$ για κάλυψη ποσοστού 70% του εύρους μεταξύ $R_{ref,up,i}$ και $R_{max,i}$ το $k_{2,i}$ προκύπτει ίσο με

$$k_{2,i} = -\frac{\ln 0.4}{0.3} = 3.054.$$

- R_{sec}

Το απόθεμα ασφαλείας είναι το μέγιστο απόθεμα ανά ταμειυτήρα i , σταθερό για όλη τη διάρκεια του έτους, πέραν του οποίου, ανεξαρτήτως της τιμής που προκύπτει από τη σχέση (1), ο Ιδιοκτήτης των Υδροηλεκτρικών Μονάδων που συνδέονται με τον ταμειυτήρα i , δύναται να υποβάλλει Μη Τιμολογούμενες Προσφορές Έγχυσης για το σύνολο της διαθέσιμης ισχύος των ως άνω Μονάδων.

7. Δεδομένα και Διαδικασία Υπολογισμών

Τα δεδομένα που απαιτούνται για την εφαρμογή της μεθοδολογίας είναι τα ακόλουθα:

1. Οριακή Τιμή του Συστήματος των τριών τελευταίων ετών.
2. Παραγωγή ανά τεχνολογία ανά μήνα m των τελευταίων τριών (3) ετών, όπως αυτή εντάχθηκε στον ΗΕΠ.
3. Τιμές καυσίμων των τριών τελευταίων ετών, όπως προκύπτουν από τις υποβληθείσες στον ΗΕΠ Δηλώσεις Τεχνοοικονομικών Στοιχείων κάθε μονάδας.
4. Ετήσιες καμπύλες αποθεμάτων ταμιευτήρων τελευταίων δέκα (10) ετών.
5. Αποθέματα ταμιευτήρων την προηγούμενη της ημέρας υπολογισμών ($d-2$) .

Τα δεδομένα των σημείων 1 έως 3 λαμβάνονται από τη βάση δεδομένων του Συστήματος Πληροφοριών Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, ενώ τα δεδομένα των σημείων 4 και 5 λαμβάνονται από τον Ιδιοκτήτη των Υδροηλεκτρικών Μονάδων, μέσω του Διαχειριστή του Συστήματος.

Σύμφωνα με το Άρθρο 44 του ΚΣΗΕ, ο υπολογισμός του Ελάχιστου Μεταβλητού Κόστους για κάθε Υδροηλεκτρική Μονάδα γίνεται καθημερινά για την επόμενη ημέρα και δημοσιεύεται μισή ώρα πριν την λήξη της προθεσμίας υποβολής προσφορών για τη δέσμευση ημερήσιων διασυνδεδεικμένων δικαιωμάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Η διαδικασία που ακολουθείται για τον υπολογισμό του Ελάχιστου Μεταβλητού Κόστους το οποίο αποτελεί το κάτω όριο της τιμής των Προσφορών Έγχυσης κάθε Υδροηλεκτρικής Μονάδας με βάση την προτεινόμενη μεθοδολογία είναι η εξής:

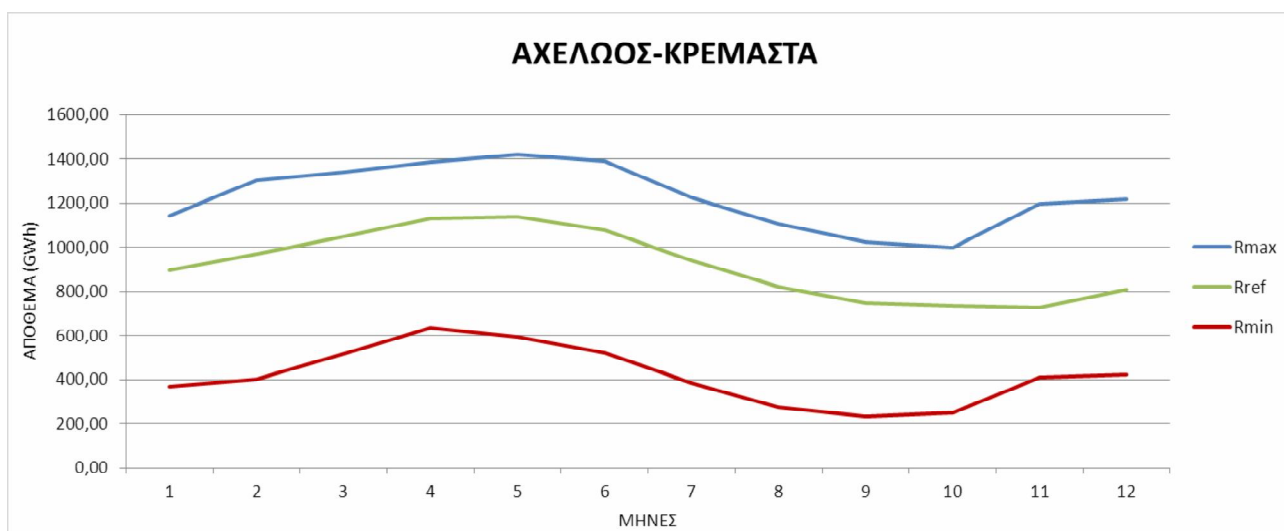
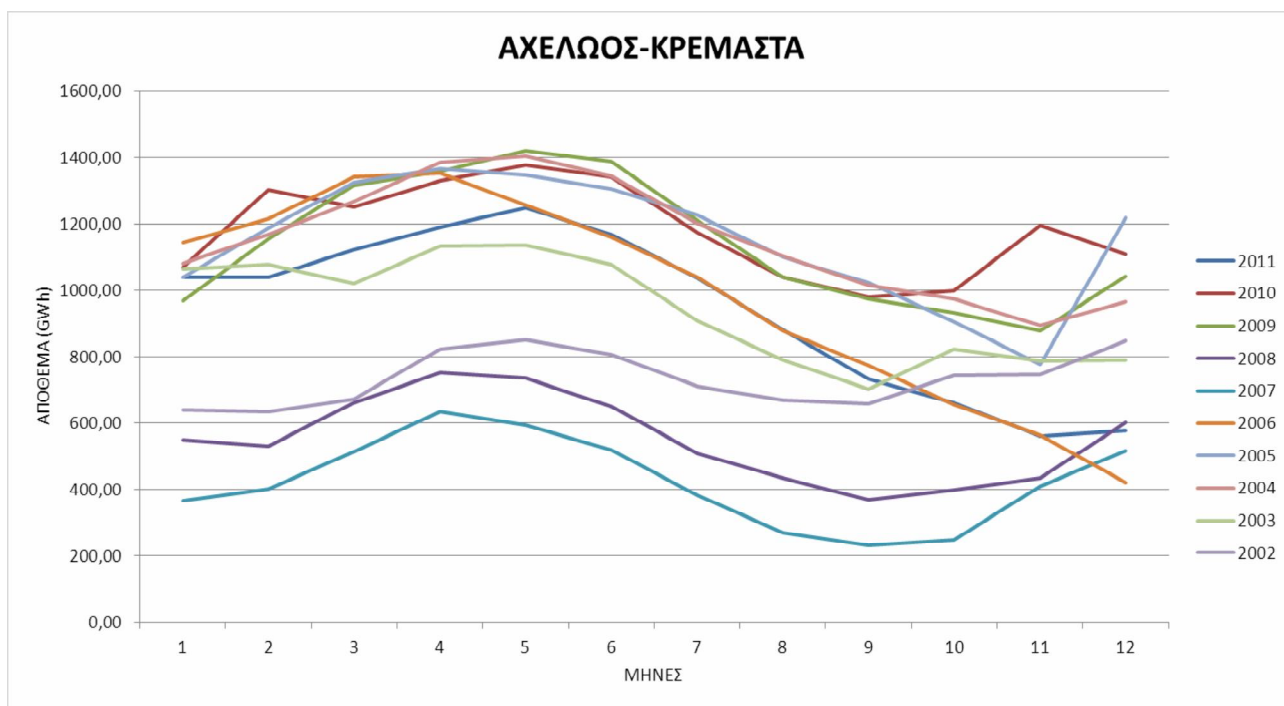
Ο Διαχειριστής του Συστήματος υποβάλλει στο Λειτουργό της Αγοράς καθημερινά, σαρανταπέντε λεπτά πριν την λήξη της προθεσμίας υποβολής προσφορών για τη δέσμευση ημερήσιων διασυνδεδεικμένων δικαιωμάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, τα αποθέματα των ταμιευτήρων της τελευταίας ώρας της προηγούμενης ημέρας.

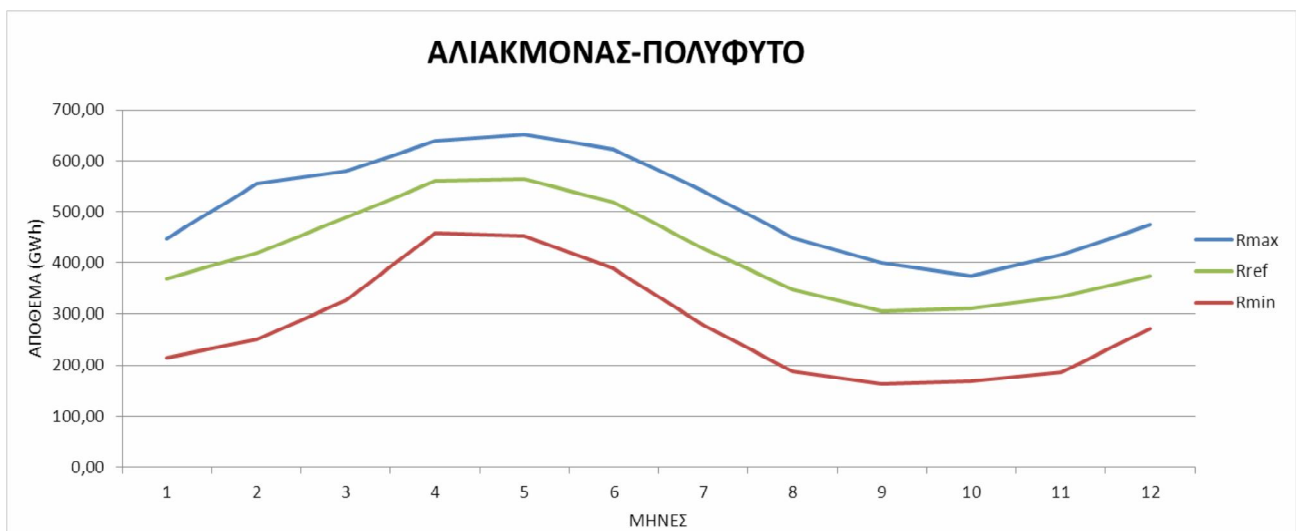
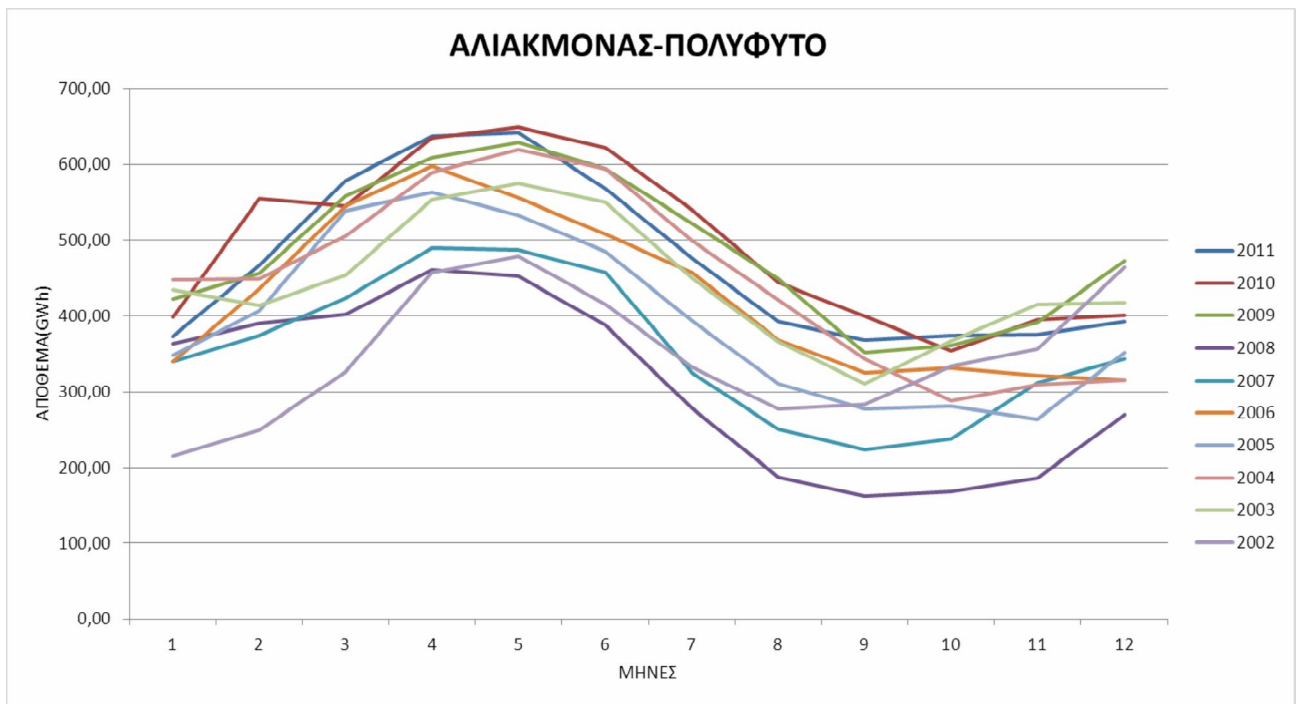
Ο Λειτουργός της Αγοράς, υπολογίζει και δημοσιεύει:

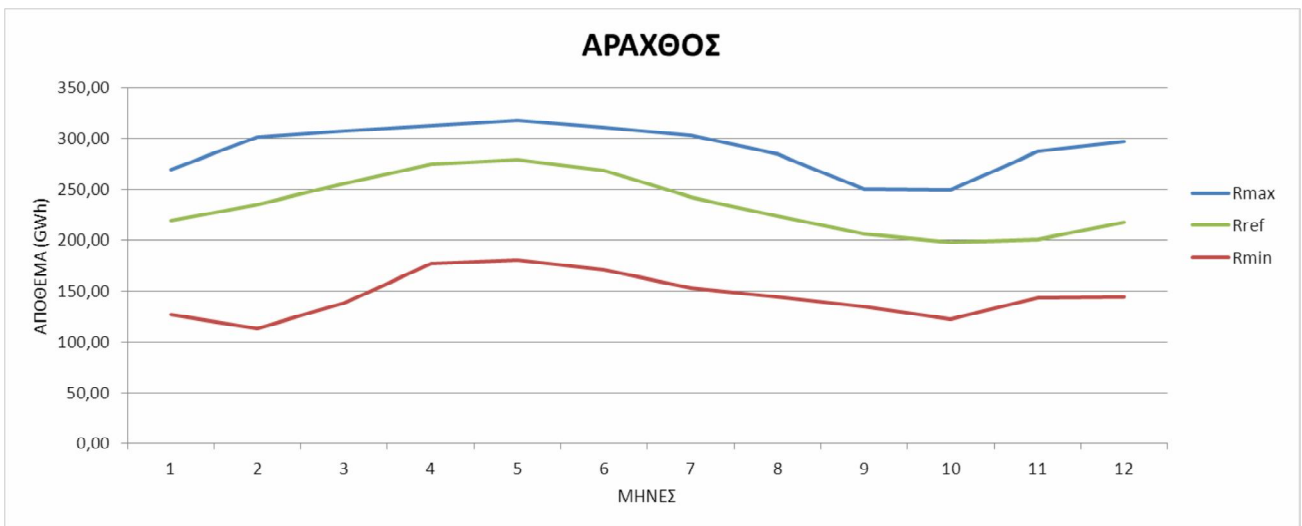
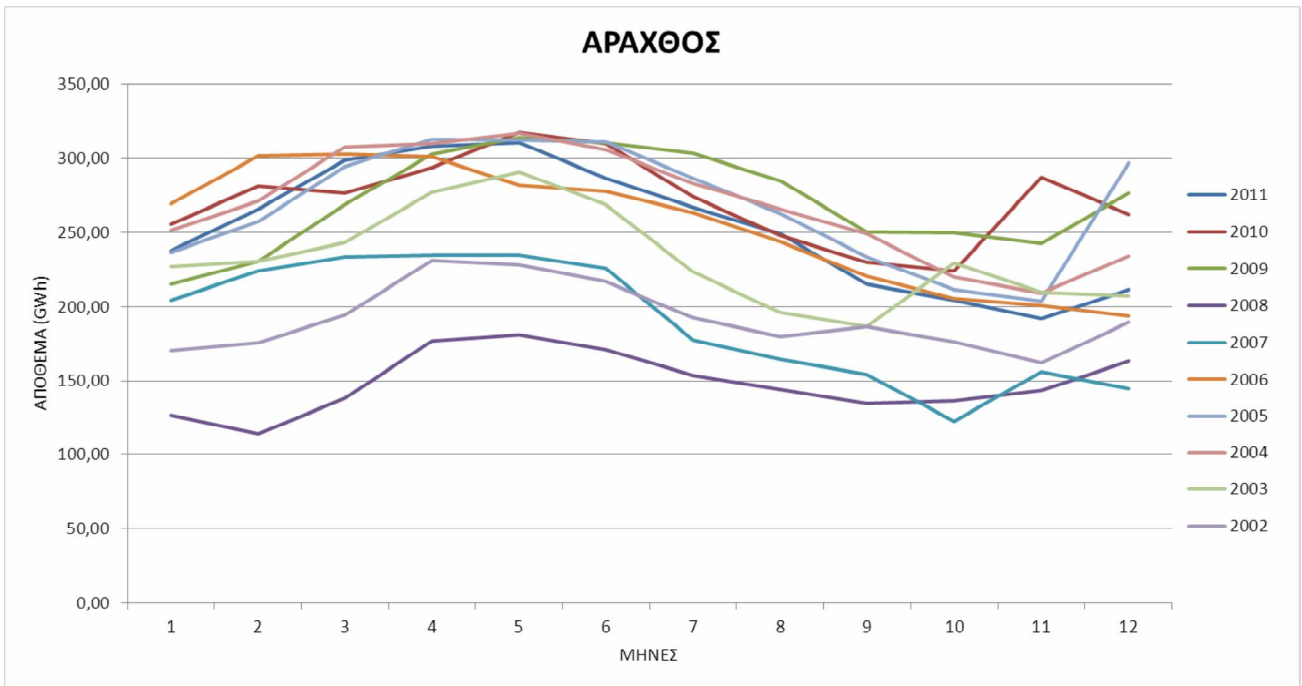
- i. Σε εξαμηνιαία βάση, έως την 30^η Μαρτίου, τις καμπύλες αποθεμάτων ταμιευτήρων $R_{\max,i}$, $R_{\min,i}$ και $R_{\text{ref},i}$ και τις τιμές $C_{TH,m}$ και $a_{\text{fuel},m}$ για το 2^ο εξάμηνο του τρέχοντος έτους και έως την 30^η Σεπτεμβρίου τα αντίστοιχα στοιχεία για το 1^ο εξάμηνο του επόμενου έτους.
- ii. Καθημερινά για την επόμενη ημέρα (Ημέρα Κατανομής), τις ποσοστιαίες μεταβολές των τιμών καυσίμου, $\Delta T_{\text{fuel},m,d-1}$, το συντελεστή προσαρμογής, $\sigma_{m,d}$, τη συνιστώσα αντικατάστασης καυσίμου θερμικής παραγωγής, $C_{1,m,d}$, τη συνιστώσα αποθέματος ταμιευτήρα της Υδροηλεκτρικής Μονάδας i $C_{2,i,m,d}$ και, τελικά, το κάτω όριο της τιμής των Προσφορών Έγχυσης για κάθε Υδροηλεκτρική Μονάδα i , $VC_{i,m,d}$.

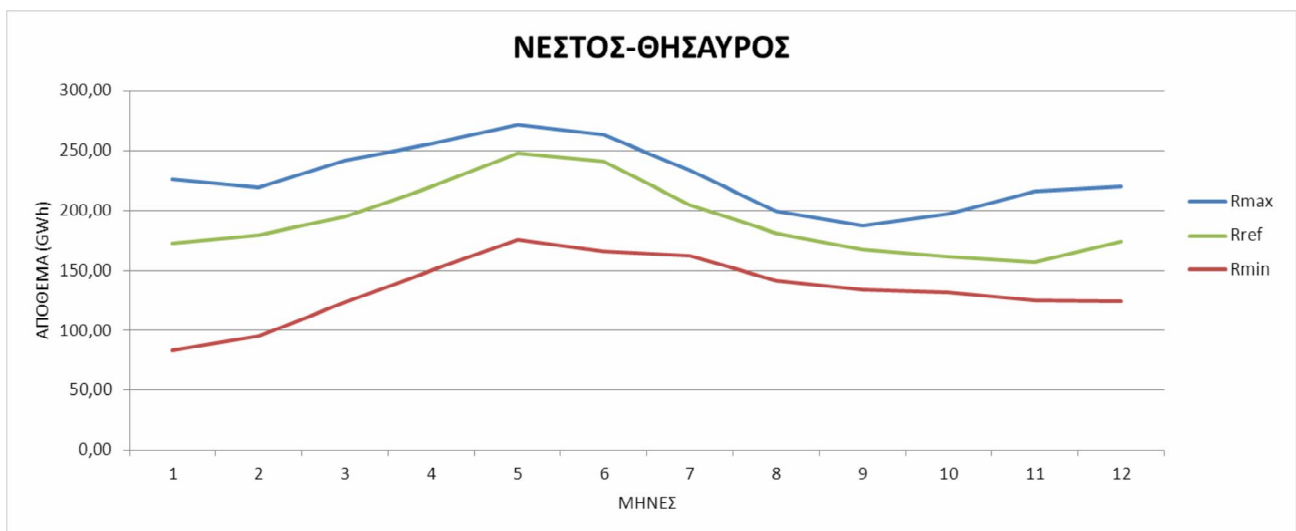
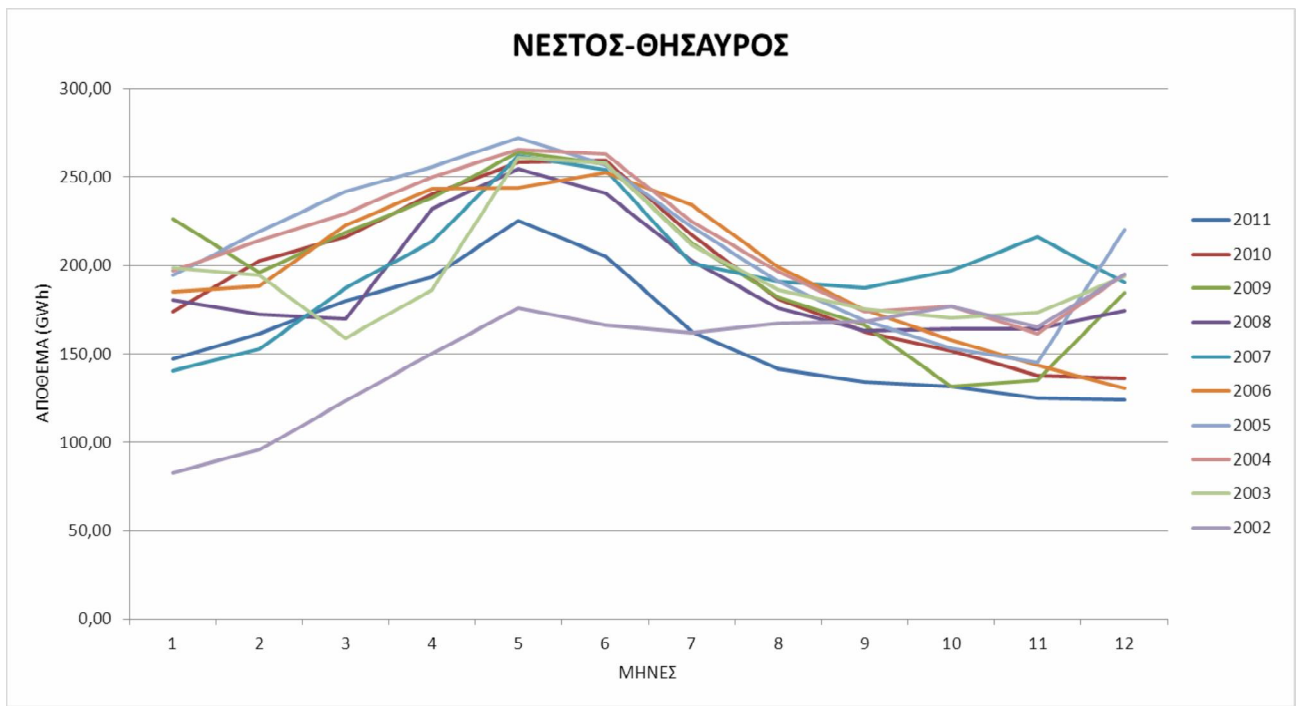
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α

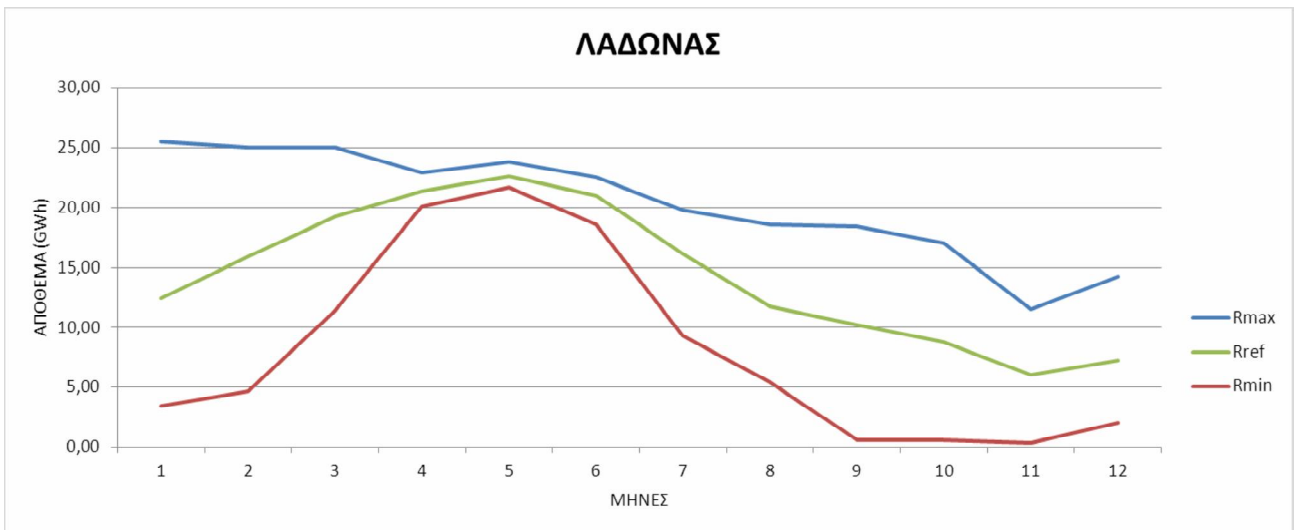
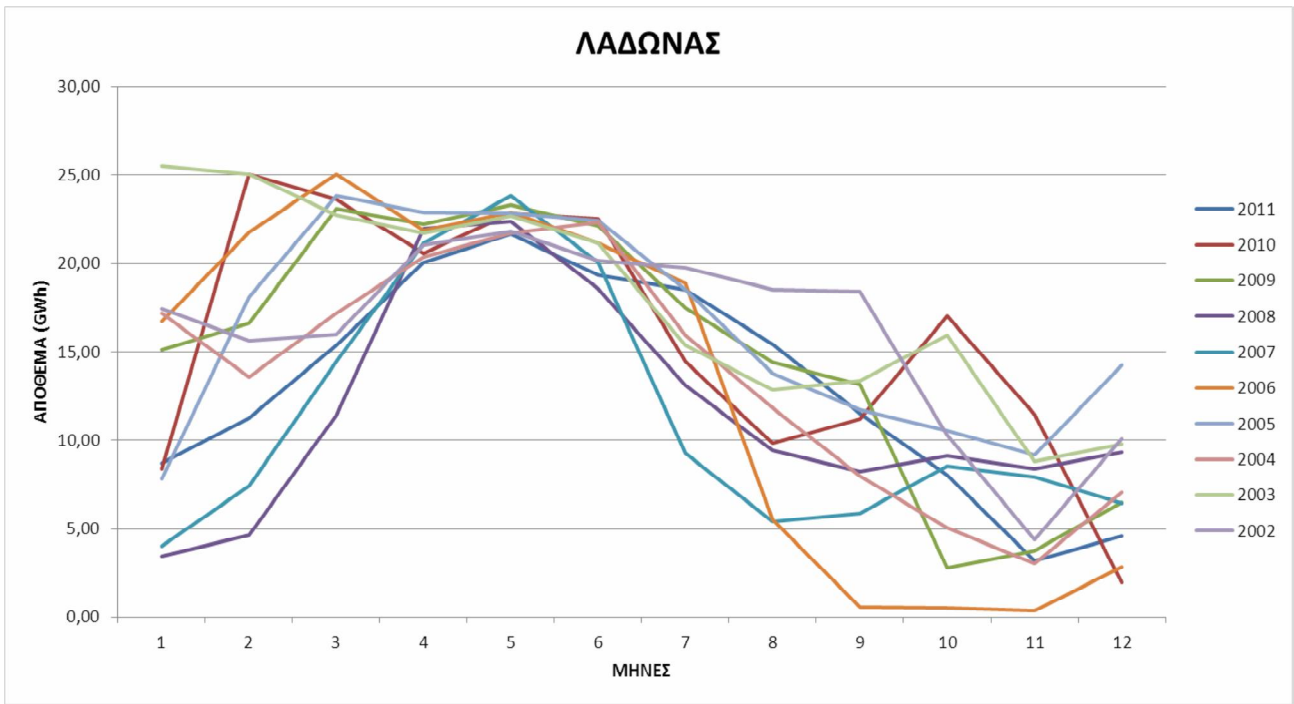
ΕΤΗΣΙΕΣ ΚΑΜΠΥΛΕΣ ΑΝΑ ΠΟΤΑΜΙΟ ΣΥΣΤΗΜΑ

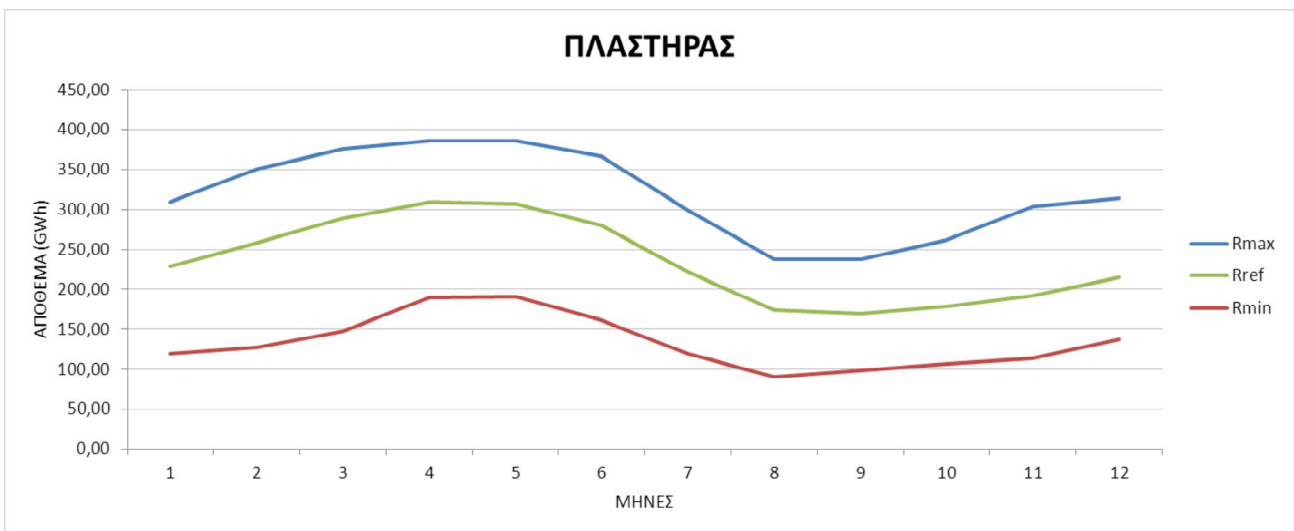
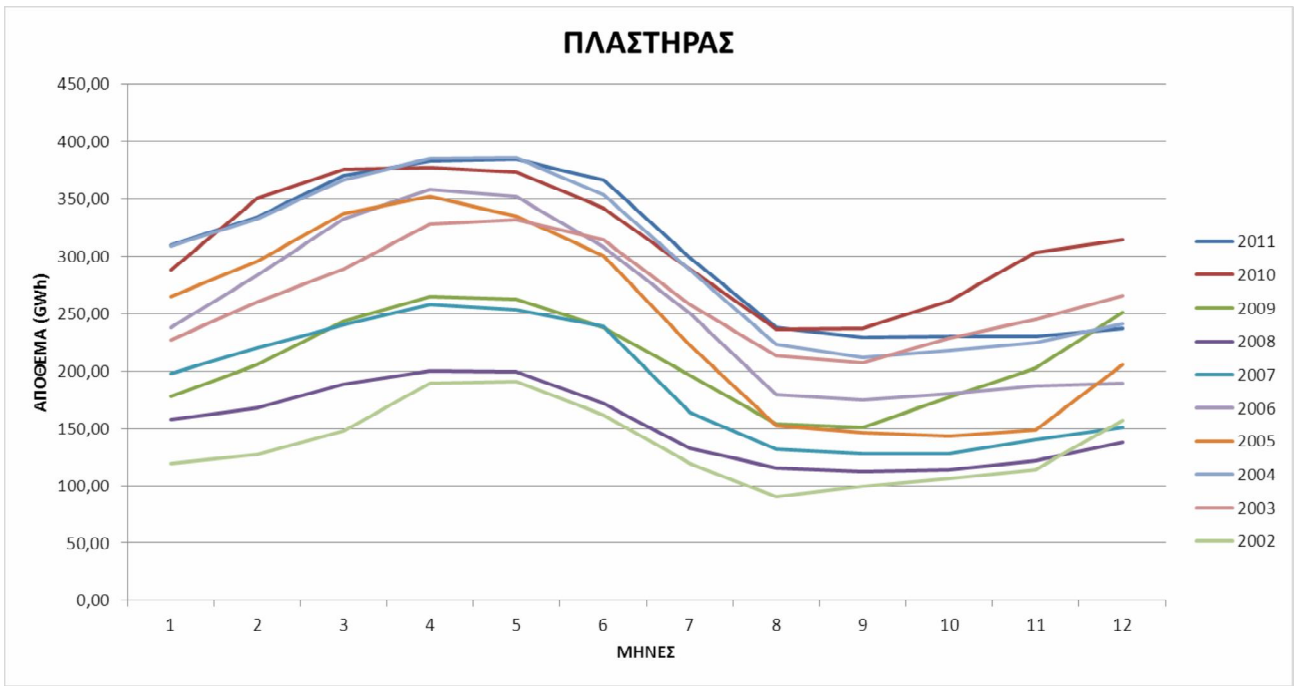












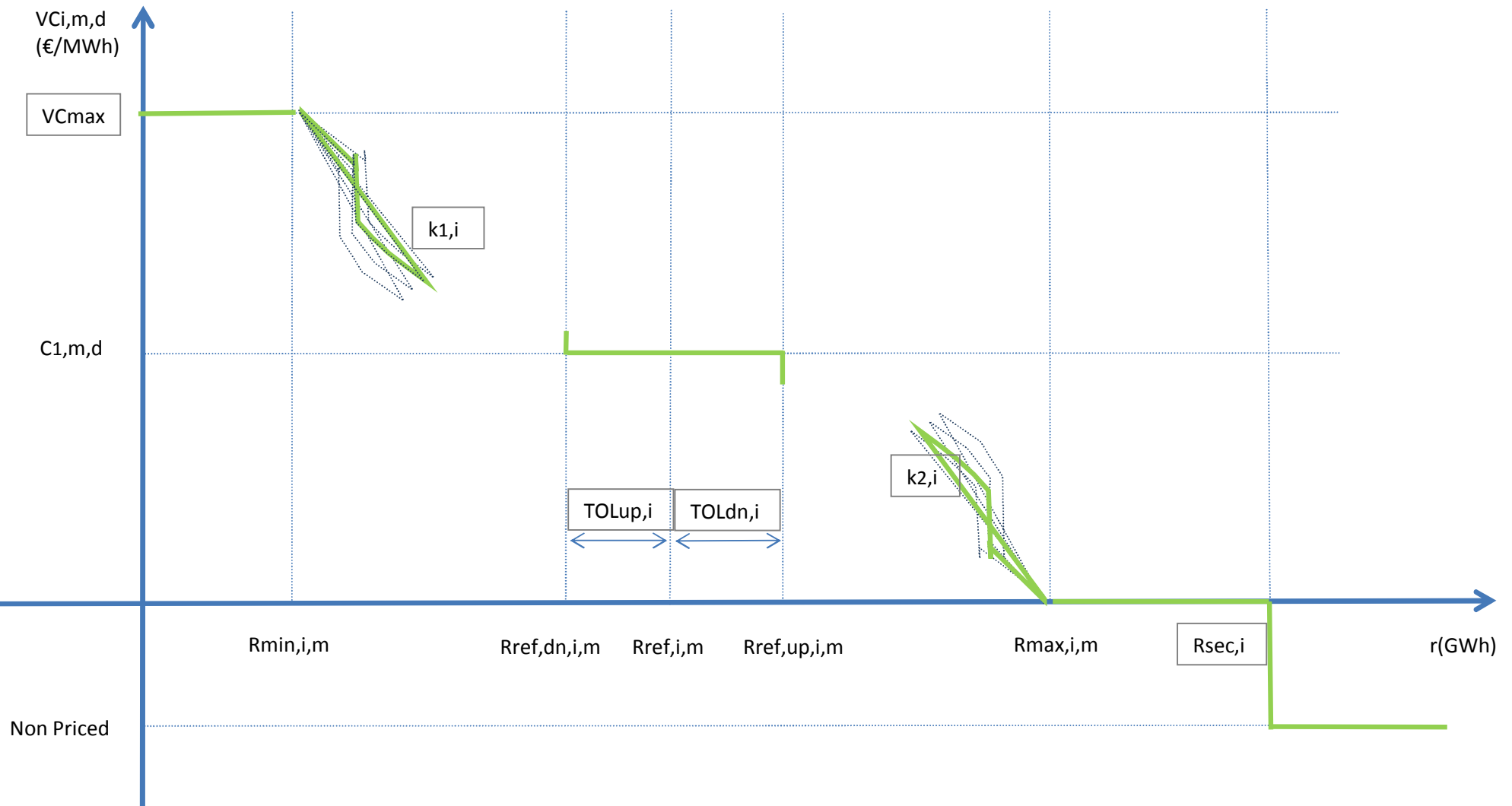
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β

ΣΥΝΙΣΤΩΣΕΣ ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ ΚΑΥΣΙΜΟΥ ΘΕΡΜΙΚΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

ΜΗΝΑΣ (m)	AVG SMP	$C_{TH,m}$	$a_{fuel,m}$			$\Delta T_{fuel,m,d-1}$			$\sigma_{m,d}$	$C_{1,m,d}$
			ΛΙΓΝ.	Φ.Α.	ΠΕΤΡ.	ΛΙΓΝ.	Φ.Α.	ΠΕΤΡ.		
ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	51,65167	57,51699	0,78063	0,18401	0,03537	0,13730	0,57225	0,82852	0,24178	71,42348
ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	51,04766	57,80460	0,78450	0,18234	0,03316	0,13730	0,42307	0,85956	0,21336	70,13754
ΜΑΡΤΙΟΣ	47,11044	52,23538	0,78480	0,18568	0,02952	0,13730	0,24394	0,74607	0,17507	61,38018
ΑΠΡΙΛΙΟΣ	47,50755	55,57745	0,76318	0,22924	0,00758	0,13730	0,51768	0,71072	0,22884	68,29602
ΜΑΙΟΣ	45,97940	54,12720	0,75035	0,24218	0,00747	0,13730	0,60367	0,68876	0,25436	67,89517
ΙΟΥΝΙΟΣ	46,47855	56,49309	0,74855	0,24995	0,00149	0,13730	0,60626	0,62664	0,25525	70,91292
ΙΟΥΛΙΟΣ	48,99844	54,35136	0,73736	0,26219	0,00045	0,13730	0,60769	0,41205	0,26075	68,52374
ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	48,40676	55,09550	0,74369	0,25612	0,00018	0,06156	0,54165	0,44315	0,18460	65,26590
ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	49,36449	59,77959	0,74862	0,25123	0,00014	0,00895	0,47401	0,53816	0,12586	67,30364
ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	52,26713	63,70969	0,71212	0,28744	0,00044	0,00895	0,40911	0,61370	0,12424	71,62487
ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	52,26057	63,28894	0,74214	0,25767	0,00019					
ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	52,48837	63,06539	0,75185	0,24799	0,00016					

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ

ΓΡΑΦΙΚΗ ΠΑΡΑΣΤΑΣΗ ΚΑΤΩ ΟΡΙΟΥ ΤΙΜΗΣ ΠΡΟΣΦΟΡΩΝ ΕΓΧΥΣΗΣ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ



ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙV



Πειραιώς 132,
118 54 Αθήνα
Τηλ.: 210-3727400
Fax: 210-3255460
E-mail: info@rae.gr
Web: www.rae.gr

ΠΡΟΤΑΣΗ ΤΗΣ ΡΑΕ

**Αναφορικά με την τροποποίηση της υφιστάμενης
«Μεθοδολογίας επιμερισμού του Ειδικού Τέλους του άρθρου
143 παρ. 2 περ. γ' του ν. 4001/2011»,
σύμφωνα με την παρ. 3, του άρθρου 39 του ν.4062/2012**

Δημόσια Διαβούλευση

31 ΟΚΤΩΒΡΙΟΥ 2012

Σύμφωνα με την παρ. 3, του άρθρου 39 του ν.4062/2012, «το Ειδικό Τέλος για τη Μείωση Εκπομπών Αερίων Ρύπων (ΕΤΜΕΑΡ), που επιμερίζεται ομοιόμορφα για όλη την ελληνική επικράτεια σε κάθε Πελάτη, περιλαμβανομένων και των αυτοπαραγωγών, σύμφωνα με μεθοδολογία η οποία καθορίζεται με απόφαση του Υπουργού Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής, που εκδίδεται μετά από γνώμη της ΡΑΕ και η οποία λαμβάνει υπ' όψη την ηλεκτρική ενέργεια που καταναλώνει ο κάθε Πελάτης και συντελεστές που διαφοροποιούν τον επιμερισμό κατά κατηγορία Πελατών, έτσι ώστε να προκύπτει χρέωση που εξισορροπεί τις οικονομικές συνέπειες μεταξύ των κατηγοριών Πελατών».

Το παρόν δημόσιο έγγραφο περιλαμβάνει την πρόταση της ΡΑΕ όσον αφορά την τροποποίηση της υφιστάμενης μεθοδολογίας επιμερισμού του Ειδικού Τέλους του άρθρου 143, παρ. 2 περ. γ' του ν. 4001/2011. Στόχος της διαβούλευσης είναι η καταγραφή των απόψεων όλων των ενδιαφερομένων μερών σε σχέση με τη συγκεκριμένη πρόταση της Αρχής.

Η ΡΑΕ προσκαλεί όλους τους ενδιαφερόμενους να υποβάλλουν τα σχόλια και τις παρατηρήσεις τους επί του κειμένου της παρούσας δημόσιας διαβούλευσης, έως και την Τρίτη 20 Νοεμβρίου 2012, στην ηλεκτρονική διεύθυνση PCETMEAP@rae.gr.

Επισημαίνεται ότι, μετά τη λήξη της Δημόσιας Διαβούλευσης, η ΡΑΕ θα δημοσιοποιήσει κατάλογο των συμμετεχόντων, καθώς και το περιεχόμενο των επιστολών τους, με εξαίρεση την περίπτωση κατά την οποία ο αποστολέας αιτείται τη μη δημοσιοποίηση των στοιχείων του και/ή των απόψεών του.

Σχετικά Έγγραφα:

Υπ' αριθμ. Ν.4062/2012 «Αξιοποίηση του πρώην Αεροδρομίου Ελληνικού – Πρόγραμμα ΗΛΙΟΣ – Προώθηση της χρήσης ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές (Ενσωμάτωση Οδηγίας 2009/28/ΕΚ) – Κριτήρια Αειφορίας Βιοκαυσίμων και Βιορευστών (Ενσωμάτωση Οδηγίας 2009/30/ΕΚ)»,

http://www.et.gr/idocs-nph/search/pdfViewerForm.html?args=5C7QrtC22wEbA_BZxkczbHdtvSoClrL8_NSNY_UWRI5HtII9LGdkF53UIxsx942CdyqxSQYNUqAGCF0IfB9HI6qSYtMQEkEHLwnFqmgJSA5WlsluV-nRwO1oKqSe4BIOTSpEWYhszF8P8UqWb_zFijO3N0E4dIN3nXeGSMEnmMJt-DsslFAvw-6Otr1iECr0r

1. Υπ' αριθμ. Ν.4001/2011 «Για τη λειτουργία Ενεργειακών Αγορών ηλεκτρισμού και Φυσικού Αερίου, για Έρευνα, Παραγωγή και δίκτυα μεταφοράς Υδρογονανθράκων και άλλες ρυθμίσεις»,

<http://www.ypeka.gr/LinkClick.aspx?fileticket=9rVklH6aN2E%3D&tabid=506&language=el-GR>

2. Κώδικας Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας,

http://www.rae.gr/old/SUB2/2_3.htm#YA_8311/05

3. Υπ' αριθμ. Δ5-ΗΛ/Β/Φ.1.17/10745/οικ.28556/31.12.2010 Απόφαση της Υπουργού Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής, «Μεθοδολογία Επιμερισμού του Ειδικού Τέλους του άρθρου 40 παρ. 3 περ. γ' του ν.2773/1999»,

<http://www.ypeka.gr/LinkClick.aspx?fileticket=ZGxqfZLhI4Y%3d&tabid=508&language=el-GR>

4. COMMISSION DECISION of 8 March 2011 on State aid measure No C 24/2009 (ex N 446/2008), «*State aid for energy-intensive businesses under the Green Electricity Act in Austria*»,

http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/232434/232434_1202618_94_3.pdf

5. EUROPEAN COMMISSION - PRESS RELEASE «*State aid: Commission approves Austrian support scheme for renewable energies 2012 Green Electricity Act*»,

http://europa.eu/rapid/press-release_IP-12-111_en.htm?locale=fr

6. COMMISSION DECISION of 8 February 2012 on State aid SA.33384 (2011/N) – «*Austria Ökostromgesetz 2012 (Green Electricity Act 2012)*»,

http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/241457/241457_1348374_122_2.pdf

Περιεχόμενα

1	Εισαγωγή.....	59
2	Σύντομη περιγραφή της συναφούς μεθοδολογίας της Αυστρίας για την προώθηση των πολιτικών επίτευξης των περιβαλλοντικών στόχων.....	60
3	Πρόταση της ΡΑΕ όσον αφορά τη μεθοδολογία επιμερισμού του Ειδικού Τέλους του άρθρου 143, παρ. 2 περ. γ' του ν. 4001/2011.....	62
4	Ερωτήσεις προς Δημόσια Διαβούλευση	22

1 Εισαγωγή

Σύμφωνα με το άρθρο 143 του ν.4001/2011, η ΛΑΓΗΕ ΑΕ και η ΔΕΔΔΗΕ ΑΕ ανακτούν πλήρως τα ποσά που καταβάλλουν στους αντισυμβαλλόμενους κατά τις διατάξεις της περίπτωσης θ` της παραγράφου 2 του άρθρου 118 και της περίπτωσης η` της παραγράφου 2 του άρθρου 129, αντίστοιχα, μέσω του ειδικού διαχειριστικού Λογαριασμού, όπως αυτός δημιουργήθηκε κατά τις διατάξεις του άρθρου 40 του ν. 2773/1999, τον οποίο διαχειρίζεται η ΛΑΓΗΕ ΑΕ.

Τα έσοδα του ως άνω ειδικού διαχειριστικού λογαριασμού προέρχονται από:

- 1) Τα ποσά που καταβάλλουν οι παραγωγοί και οι προμηθευτές στο πλαίσιο του ημερήσιου ενεργειακού προγραμματισμού του άρθρου 120 και της Εκκαθάρισης των Αποκλίσεων παραγωγής - ζήτησης κατά το άρθρο 105, τα οποία αναλογούν στην ισχύ που εντάσσεται κατά προτεραιότητα στο σύστημα μεταφοράς και στο δίκτυο διανομής της ηπειρωτικής χώρας και των συνδεδεμένων με αυτά νησιών κατά τα οριζόμενα στον ν. 3851/2010.
- 2) Τα ποσά που καταβάλλουν οι Προμηθευτές στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, για την ηλεκτρική ενέργεια που απορροφάται στα συστήματα των νησιών αυτών, που παράγεται από τις μονάδες που αναφέρονται στην παράγραφο 2 του άρθρου 129. Για τον υπολογισμό των ποσών αυτών ως τιμή kWh λαμβάνεται υπ' όψη το μέσο μεταβλητό κόστος της παραγωγής των εγκατεστημένων μονάδων παραγωγής, με εξαίρεση τις μονάδες ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά για κάθε μήνα, το οποίο τελεί υπό την έγκριση της ΡΑΕ.
- 3) Τα έσοδα που προκύπτουν από τις δημοπρατήσεις των αδιάθετων δικαιωμάτων εκπομπών αερίων θερμοκηπίου κατά τα οριζόμενα στο άρθρο 25 του ν.3468/2006, όπως τροποποιείται με τον ν.4001/2011.
- 4) Τα έσοδα που προέρχονται από την επιβολή ειδικού τέλους λιγνιτικής ηλεκτροπαραγωγής, κατά το άρθρο 52 του ν.4042/2012.
- 5) Ποσά που προβλέπονται από την κείμενη νομοθεσία.
- 6) Τα έσοδα που προκύπτουν από την επιβολή Ειδικού Τέλους για τη Μείωση των Εκπομπών Αερίων Ρύπων (ΕΤΜΕΑΡ), λαμβάνοντας υπ' όψη την εξέλιξη των ανωτέρω παραμέτρων.

Το μοναδιαίο ύψος του Ειδικού Τέλους (€/MWh) ήταν, έως τα τέλη του 2010, ενιαίο για όλη την ελληνική επικράτεια και προσδιορίζονταν κάθε έτος με απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης, μετά από πρόταση της ΡΑΕ. Ακολούθως, βάσει του ν. 3175/2003 που προέβλεπε τη δυνατότητα διαφοροποίησης του Ειδικού Τέλους ανά κατηγορία καταναλωτών, με τρόπο ο οποίος να επιφέρει ισοδύναμη οικονομική επιβάρυνση σε κάθε κατηγορία, εκδόθηκε σχετική μεθοδολογία επιμερισμού του Ειδικού Τέλους του άρθρου 40, παρ. 3 περ. γ' του ν. 2773/1999 ανά κατηγορία

καταναλωτών (ΦΕΚ Β 1911/8.12.2010). Η μεθοδολογία αυτή, η οποία, σύμφωνα με το άρθρο 39 του ν.4062/2012, επιμερίζει ομοιόμορφα το Ειδικό Τέλος για όλη την ελληνική επικράτεια σε κάθε πελάτη της ίδιας κατηγορίας, περιλαμβανομένων και των αυτοπαραγωγών, καθορίζεται με απόφαση του Υπουργού Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής, που εκδίδεται μετά από γνώμη της ΡΑΕ.

Μία ορθολογική μεθοδολογία επιμερισμού του Ειδικού Τέλους θα πρέπει να λαμβάνει υπ' όψη της τους εξής παράγοντες:

- 1) *Το μέσο έσοδο ανά κατηγορία Πελατών, έτσι ώστε να αποφεύγεται η υπέρμετρη επιβάρυνση των τελικών τιμολογίων ηλεκτρικής ενέργειας της συγκεκριμένης κατηγορίας από την επιβολή της χρέωσης του Ειδικού Τέλους.*
- 2) *Την επίπτωση που έχει η χρέωση του Ειδικού Τέλους στο συνολικό κόστος προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας του κάθε Πελάτη και, κατά συνέπεια, στο συνολικό μεταβλητό κόστος των δραστηριοτήτων του.*
- 3) *Το γεγονός ότι μέσω του ισχύοντος θεσμικού πλαισίου επιδιώκεται η ανάπτυξη δραστηριοτήτων, όπως η αυτοπαραγωγή μέσω συμπαραγωγής ή μέσω ΑΠΕ, και, συνεπώς, πρέπει να αποφεύγεται η υπέρμετρη επιβάρυνση των δραστηριοτήτων αυτών από την επιβολή της χρέωσης του Ειδικού Τέλους ΑΠΕ.*
- 4) *Τη δυνατότητα άμεσης εφαρμογής της μεθοδολογίας επιμερισμού, χωρίς την απαίτηση πρόσθετων μετρητικών διατάξεων, καθώς και του ελέγχου της ορθότητας εφαρμογής της.*

Στο πλαίσιο αυτό, η ΡΑΕ παραθέτει την πρότασή της για την τροποποίηση της υφιστάμενης μεθοδολογία επιμερισμού του Ειδικού Τέλους σύμφωνα με το άρθρο 39 του ν.4062/2012, λαμβάνοντας υπ' όψη:

- 1) *Τις αποδεκτές από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή μεθοδολογίες όσον αφορά το συγκεκριμένο ζήτημα, ιδίως δε εκείνη της Αυστρίας,*
- 2) *Τις απόψεις που έχουν υποβληθεί κατά καιρούς από βιομηχανικούς καταναλωτές, ως προς την υπέρμετρη επιβάρυνση των τελικών τιμολογίων τους της ηλεκτρικής ενέργειας και, κατά συνέπεια, την ιδιαίτερα αυξημένη επιβάρυνση του μεταβλητού τους κόστους.*

2 Σύντομη περιγραφή της συναφούς μεθοδολογίας της Αυστρίας για την προώθηση των εθνικών πολιτικών επίτευξης των περιβαλλοντικών στόχων

Η Αυστρία, το 2009, στο πλαίσιο προώθησης των εθνικών πολιτικών στήριξης χαμηλών εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα, εισήγαγε στο εθνικό δίκαιο σχετικό νόμο (Green Electricity Act-2009), στον οποίο, μεταξύ άλλων, καθόρισε τη μεθοδολογία υπολογισμού του απαιτούμενου εσόδου που επιβαρύνει τους καταναλωτές, για την κάλυψη των

πληρωμών σε παραγωγούς ΑΠΕ. Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή διενέργησε έρευνα για τη συμβατότητα της μεθοδολογίας αυτής ως προς το κοινοτικό δίκαιο, μετά από σχετική καταγγελία. Η καταγγελία αφορούσε, συγκεκριμένα, το μηχανισμό εξαίρεσης επιβολής του ειδικού αυτού τέλους στις ενεργοβόρες βιομηχανίες.

Μετά από κατάλληλες τροποποιήσεις, μεταξύ των οποίων ήταν και η κατάργηση της εν λόγω εξαίρεσης, το Φεβρουάριο του 2012 η μεθοδολογία της Αυστρίας έγινε αποδεκτή από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή, καθώς δεν αντιβαίνει το κοινοτικό δίκαιο, όσον αφορά τις βασικές κατευθύνσεις των πολιτικών στήριξης των εθνικών περιβαλλοντικών στόχων, συμβάλλει δε στην επίτευξη των πολιτικών αυτών, χωρίς να επιβάλλει οποιαδήποτε διακριτική μεταχείριση μεταξύ των τελικών καταναλωτών.

Ειδικότερα, σύμφωνα με την εγκεκριμένη μεθοδολογία της Αυστρίας, οι δαπάνες για την πληρωμή των παραγωγών ΑΠΕ ανακτώνται μέσω δύο (2) τύπων χρεώσεων που διαφοροποιούνται ανά κατηγορία καταναλωτών: α) μιας σταθερής/πάγιας χρέωσης, και β) μιας ενεργειακής χρέωσης. Οι χρεώσεις αυτές εισπράττονται από τις εταιρείες εκμετάλλευσης και διαχείρισης των δικτύων και μεταφέρονται σε ειδικό λογαριασμό, τον οποίο διαχειρίζεται αρμόδιος φορέας που δημιουργήθηκε για το σκοπό αυτό από το Υπουργείο Οικονομικών. Η εποπτεία του σχετικού φορέα διαχείρισης του ειδικού λογαριασμού για τις πληρωμές των παραγωγών ΑΠΕ πραγματοποιείται από το Υπουργείο Οικονομικών, τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας και το Ελεγκτικό Συνέδριο.

Το Υπουργείο Οικονομικών, σε συνεργασία με την Αυστριακή Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, είναι υπεύθυνο για τον καθορισμό του ύψους, τόσο της πάγιας χρέωσης, όσο και της ενεργειακής χρέωσης. Η πάγια χρέωση καθορίζεται ως ένα εφάπαξ ποσό ανά σημείο μέτρησης, το οποίο πρέπει να καταβάλλουν οι καταναλωτές ηλεκτρικής ενέργειας που είναι συνδεδεμένοι σε αυτό. Η ενεργειακή χρέωση είναι συνάρτηση του αναγκαίου ύψους χρηματοδότησης των πληρωμών των παραγωγών ΑΠΕ, λαμβάνοντας υπόψη τα έσοδα από την πάγια χρέωση, επιβάλλεται δε σε όλους τους καταναλωτές, είναι ανάλογη των τελών χρήσης του δικτύου και έχει την ίδια τιμή για όλους τους τελικούς καταναλωτές που συνδέονται στο ίδιο επίπεδο τάσης.⁶

Αναλυτικότερα, τα βασικά βήματα της μεθοδολογίας υπολογισμού του Ειδικού Τέλους που εφαρμόζει η Αυστρία για την πληρωμή των παραγωγών ΑΠΕ είναι τα εξής:

1. Αρχικά, υπολογίζεται ετησίως το απαιτούμενο έσοδο του Ειδικού Λογαριασμού για την κάλυψη των ποσών που θα καταβληθούν στο έτος $t+1$ στους αντισυμβαλλόμενους παραγωγούς ΑΠΕ, σύμφωνα με τη σχετική νομοθεσία, λαμβάνοντας υπ' όψη τα έσοδα που θα συγκεντρωθούν από την εφαρμογή των πάγιων χρεώσεων.
2. Στη συνέχεια, υπολογίζεται το άθροισμα του ετήσιου κόστους του Συστήματος και του Δικτύου κατά το έτος $t+1$, σύμφωνα με τη σχετική νομοθεσία.

⁶ Τα επίπεδα δικτύου διακρίνονται σύμφωνα με καθορισμένες τεχνικές και φυσικές παραμέτρους, βάσει της ισχύος σύνδεσης. Στην Αυστρία έχουν καθοριστεί επτά (7) επίπεδα δικτύου. Βάσει της ισχύος σύνδεσης, τα επίπεδα αυτά έχουν αντιστοιχηθεί στους εξής καταναλωτές: επίπεδο δικτύου 1-3 → βιομηχανία, επίπεδο δικτύου 4 → βιομηχανία, επίπεδο δικτύου 5 → μεγάλες επιχειρήσεις, επίπεδο δικτύου 6 → επιχειρήσεις, βιομηχανία, επίπεδο δικτύου 7 → νοικοκυριά, επιχειρήσεις, γεωργία, βιομηχανία.

3. Τέλος, εφαρμόζεται η αναλογία μεταξύ του ετήσιου απαιτούμενου εσόδου του Ειδικού Λογαριασμού κατά έτος t+1 και του αθροίσματος του ετήσιου κόστους του Συστήματος και του Δικτύου κατά το έτος t+1, ως προσαύξηση στα υφιστάμενα τιμολόγια χρήσης Συστήματος και Δικτύου, ανά κατηγορία καταναλωτών, υπέρ του Ειδικού Λογαριασμού που αποσκοπεί στην προώθηση των εθνικών περιβαλλοντικών στόχων.

3 Πρόταση της ΡΑΕ όσον αφορά τη μεθοδολογία επιμερισμού του Ειδικού Τέλους του άρθρου 143, παρ. 2 περ. γ' του ν. 4001/2011

Η ΡΑΕ, έχοντας ως βάση αναφοράς τη σχετική μεθοδολογία της Αυστρίας, η οποία έχει γίνει αποδεκτή από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή, προτείνει την ακόλουθη **τροποποίηση** της υφιστάμενης μεθοδολογίας επιμερισμού του Ειδικού Τέλους (ΦΕΚ Β 1911/8.12.2010):

«1. Το ύψος του Ειδικού Τέλους σε Ευρώ/MWh ορίζεται ανά Κατηγορία Πελατών, περιλαμβανομένων των αυτοπαραγωγών, όπως αυτές καθορίζονται κάθε φορά στη σχετική απόφαση (παραγρ. 3, άρθρο 143, ν.4001/2011) της ΡΑΕ, αναφορικά με τις αριθμητικές τιμές των συντελεστών επιμερισμού.

2. Υπολογίζονται οι συντελεστές επιμερισμού σ_i για κάθε τάση i ή $\sigma_{i,j}$ για κάθε Κατηγορία Πελάτη j στην τάση i , σύμφωνα με τον τύπο:

$$\sigma_{i,j} = Q_{\text{ισοδ},i,j} / \sum Q_{\text{ισοδ},i,j}$$

Όπου:

$Q_{\text{ισοδ},i,j}$: Οι ισοδύναμες πωλήσεις της κατηγορίας j στην τάση i που υπολογίζονται ως

$$Q_{\text{ισοδ},i,j} = Q_{i,j} * AVR_{i,j} / AVR_1$$

Όπου:

$Q_{i,j}$: Οι πραγματικές πωλήσεις της Κατηγορίας j στην τάση i

AVR_1 : Το μέσο έσοδο της ΥΤ

$AVR_{i,j}$: Το μέσο έσοδο της Κατηγορίας j στην τάση i

Για τους παραπάνω υπολογισμούς χρησιμοποιούνται τα πιο πρόσφατα διαθέσιμα απολογιστικά στοιχεία. Το μέσο έσοδο της κάθε κατηγορίας ορίζεται ως το έσοδο από τις χρεώσεις για τη χρήση του Συστήματος Μεταφοράς και του Δικτύου Διανομής. Εφόσον, για μια κατηγορία καταναλωτών δεν υπάρχουν έσοδα από τις ανωτέρω χρεώσεις, ως μέσο έσοδο της συγκεκριμένης κατηγορίας λαμβάνεται υπόψη το μέσο έσοδο της κατηγορίας Λοιπών Πελατών, όπως αυτή καθορίζεται κάθε φορά στη σχετική απόφαση.

3. Δεδομένου ότι δεν υπάρχει μέσο έσοδο για τους αυτοπαραγωγούς, οι ισοδύναμες πωλήσεις για τους αυτοπαραγωγούς ισούνται με την καταναλισκόμενη ενέργεια.

4. Υπολογίζεται ετησίως ο αρχικός επιμερισμός του $E\epsilon\sigma E\tau_{t+1}$ (δηλ. του απαιτούμενου εσόδου του Ειδικού Λογαριασμού του Άρθρου 143 για να καλυφθούν τα ποσά που θα καταβληθούν στο έτος $t+1$ στους αντισυμβαλλόμενους, σύμφωνα κατά τις διατάξεις της περίπτωσης θ' της παραγράφου 2 του άρθρου 118 και της περίπτωσης η' της παραγράφου 2 του άρθρου 129 αντίστοιχα του ν.4001/2011) ανά Κατηγορία Πελατών ($E\epsilon\sigma E\tau_{i,j}$), ως το γινόμενο του $E\epsilon\sigma E\tau_{t+1}$ με το σχετικό συντελεστή επιμερισμού.

5. Υπολογίζεται ετησίως η μοναδιαία χρέωση του Ειδικού Τέλους ΜΕΑΡ για κάθε Κατηγορία Πελατών j στο επίπεδο τάσης I , ως το πηλίκο του ετήσιου εσόδου $E\epsilon\sigma E\tau_{i,j}$ που έχει επιμεριστεί στην Κατηγορία αυτή προς την εκτιμώμενη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας της Κατηγορίας σε όλη την επικράτεια κατά το έτος $t+1$.

6. Η ΡΑΕ προτείνει, έως την 30^η Νοεμβρίου κάθε έτους t και για το έτος $t+1$, είτε όποτε αυτό απαιτείται κατά τη διάρκεια του έτους $t+1$, σχετικά με την εφαρμογή της μεθοδολογίας επιμερισμού του Ετήσιου Εσόδου:

- τις Κατηγορίες Πελατών,
- τις αριθμητικές τιμές των συντελεστών επιμερισμού του $E\epsilon\sigma E\tau_{i,j}$ για κάθε Κατηγορία Πελατών,
- τις τελικές τιμές του επιμερισμένου ετησίου εσόδου για κάθε Κατηγορία Πελατών ($E\epsilon\sigma E\tau_{i,j}^*$) μετά από τις απαραίτητες προσαρμογές, και
- τις χρεώσεις για το Ειδικό Τέλος ΜΕΑΡ που θα ισχύουν για κάθε Κατηγορία Πελατών.

7. Οι Προμηθευτές, Αυτοπαραγωγοί και οι Διαχειριστές του Συστήματος και του Δικτύου παρέχουν για το σκοπό αυτό στη ΡΑΕ τα απαραίτητα στοιχεία έως την 15η Νοεμβρίου κάθε έτους. Τα στοιχεία αυτά αφορούν τις πωλήσεις και τα μέσα έσοδα απολογιστικά, καθώς και τις πωλήσεις για το έτος $t+1$ (προϋπολογιστικά) ανά Κατηγορία Πελατών. Για τους Αυτοπαραγωγούς, τα στοιχεία αφορούν την καταναλισκόμενη ενέργεια (απολογιστικά και προϋπολογιστικά).....».

Συνοπτική παρουσίαση των προτεινόμενων από τη ΡΑΕ τροποποιήσεων της υφιστάμενης μεθοδολογίας επιμερισμού

α) Για τον υπολογισμό του μέσου εσόδου ανά κατηγορία καταναλωτών λαμβάνονται υπ' όψη οι χρεώσεις χρήσης Συστήματος και Δικτύου, καθώς και οι καταναλώσεις κάθε κατηγορίας.

β) Καταργείται το πλαφόν ετήσιας επιβάρυνσης ανά θέση κατανάλωσης.

γ) Για τις κατηγορίες, όπου δεν υπάρχουν χρεώσεις χρήσης Συστήματος και Δικτύου, ως μέσο έσοδο λαμβάνεται υπ' όψη το έσοδο της κατηγορίας των Λοιπών Πελατών, όπως αυτή καθορίζεται κάθε φορά στη σχετική Απόφαση ΡΑΕ.

4 Ερωτήσεις προς Δημόσια Διαβούλευση

Ερώτηση 1

Λαμβάνοντας υπ' όψη την υφιστάμενη μεθοδολογία επιμερισμού του Ειδικού Τέλους ανά κατηγορία καταναλωτών, θεωρείτε ότι η ΡΑΕ είναι προτιμότερο να προβεί σε τροποποίησή της, έχοντας ως βάση την Αυστριακή μεθοδολογία, ή να προχωρήσει σε πλήρη αντικατάστασή της, εφαρμόζοντας επακριβώς τη μεθοδολογία της Αυστρίας; Σε περίπτωση που δεν συμφωνείτε με καμία από τις δύο ως άνω προτάσεις, παρακαλούμε για την υποβολή εναλλακτικών προτάσεων.

Ερώτηση 2

Σε περίπτωση που συμφωνείτε με την πρόταση της ΡΑΕ, θεωρείτε σκόπιμο να συμπεριληφθεί, εκτός από χρέωση ενέργειας όσον αφορά το Ειδικό Τέλος, και μια πάγια χρέωση;

Ερώτηση 3

Συμφωνείτε ότι το απαιτούμενο έσοδο για την κάλυψη των πληρωμών των παραγωγών ΑΠΕ θα πρέπει να επιμερίζεται και στους πελάτες εκείνους που απαλλάσσονται από τις χρεώσεις χρήσης Συστήματος και Δικτύου;

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ V

Αντικείμενο του έργου (μελέτη), το οποίο προκηρύχθηκε από τη ΡΑΕ με ανοικτό διεθνή τακτικό διαγωνισμό, στις 25/10/20012 (Απόφαση ΡΑΕ 877/2012), με τίτλο:

«Τεχνική υποστήριξη της ΡΑΕ σε θέματα κοστολόγησης, τιμολόγησης και πρόσβασης χρηστών στα δίκτυα μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας (Αξιολόγηση επιτρεπόμενου εσόδου για τις ρυθμιζόμενες δραστηριότητες της μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας - Χρεώσεις χρήσης δικτύων (μεταφορά και διανομή) - Χρεώσεις σύνδεσης παραγωγών στο Σύστημα Μεταφοράς ή το Δίκτυο Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας - Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας : μακροπρόθεσμη πρόσβαση και διαχείριση συμφόρησης)»

(«Technical support to RAE on costing, pricing and access issues for transmission and distribution networks in Greece»)

* * * * *

Scope and Time Schedule

Evaluation of allowed revenue for the regulated transmission and distribution activities

For both transmission and distribution activities, the consultant must provide the following:

i. Review of international practice and experience

With reference to 10 country cases, out of which at least 8 in Europe (*), the Consultant should deliver the following:

- Methodologies in use for setting the allowed revenue for regulated network activities and key parameters for setting the revenue (e.g. rate of return vs incentive based), and review of their pros and cons, with reference to at least the following:
 - Regulatory Asset Base (RAB), including methodologies for setting the value of and re-evaluating the RAB
 - OpEx
 - CapEx
 - rate of return and efficiency improvement factors (X)
 - technical parameters such as Depreciation method, assets lives, etc.
- Values of key parameters used (e.g. allowable/reasonable rate of return, value of efficiency improvement factor) for at least 3 regulatory periods, where available.

- Incentives for performance improvement and improvement of quality of service, and historical record for at least 3 regulatory periods, where available.
- Regulatory practice and procedures used to evaluate company submissions regarding requested Opex, Capex and assets depreciation within a regulatory period.
- Standardized templates where available.

() The country cases must be named explicitly in the proposal. RAE reserves the right to replace up to 3 cases, in agreement with the Consultant, before signing the Contract.*

Schedule: Within 2 months after signing the Contract.

ii. Identification of best practices

Based on the analysis of methodologies available and used in other countries, recommendation of best practices, evaluating the efficiency of the aforementioned practices and methodologies.

Schedule: Within 2 months after signing the Contract.

iii. Recommendation on the methodology to be applied in Greece

Based on the findings presented in sections i and ii, and the current status of the Greek electricity market with regards to network regulation, the consultant must provide the following:

- Detailed methodology for setting the allowed revenue of the regulated network companies, including the following:
 - Regulatory Asset Base (RAB), including recommended methodology for setting and re-evaluating the value of RAB
 - OpEx for each regulatory period
 - CapEx for each regulatory period
 - efficiency improvement factors (X)
 - depreciation method, asset evaluation method, asset lives
- Guidelines, specifications and procedures concerning gathering of the required data to be provided by the Transmission System Operator or Distribution System Operator and links to company accounts.
- Recommendation on control and review mechanisms over data submitted by the Transmission System Operator or Distribution System Operator (PPC SA).
- Recommendation on standardization and transparency of the process.
- Recommendation on a transition plan to the new methodology (if required).

Schedule: Within 4 months after signing the Contract.

Use of Network Charges (T&D networks)

Comparative analysis of the international practice and the Greek current practice with respect to the following:

- The methodologies (tariff structures in use, allocation of costs to the different user categories, i.e. G/L components, allocation by voltage level, capacity vs commodity, basis of unit charges, etc.)
- The levels of charges.
- Recommendation on possible improvements of current practices.

Schedule: Within 4 months after signing the Contract.

Transmission / Distribution System Charges for connection of producers

The Consultant must provide the following input:

- For each country case presented in paragraph 2.1 above:
 - the regime concerning connection charges of electricity producers to the Transmission and Distribution System
 - the methodology used for the calculation of the connection charges of a producer to both the Transmission and Distribution System of this country,
 - an analysis of the actual connection charges in effect in these countries, with distinct reference to equipment and services provided by the TSO / DSO, where applicable.
- Recommendation on control and review mechanisms over connection cost data provided to RAE by the Transmission System Operator and Distribution System Operator.

Schedule: Within 5 months after signing the Contract.

Transmission system: long term access and congestion management

1. Description, critical review and analysis of practices within the EU concerning electricity transmission planning, long term access and congestion issues, which are related to connection and operation of new capacity (renewables and conventional thermal capacity).
2. Critical review of current situation in Greece concerning long term access to the transmission system and congestion issues, as related to the connection of new capacity (renewables and conventional thermal capacity); applicability of EU experience in the Greek context.
3. Issues presented and analyzed should include (but are not limited to):
 - a. Bottom-up and top-down approaches for transmission planning.
 - b. Priority schemes for reservation of transmission capacity and connection to the grid.
 - c. Open Season procedures for planning and allocation of transmission capacity; pricing & cost allocation issues.
 - d. Deep connection involving a group of producers (e.g. commitment of candidate users, financing mechanisms, cost sharing, etc.)
 - e. Firmness of transmission capacity offered to producers (RES, thermal).

- f. Short-term management of congestion in the transmission grid, methodologies and practices of TSOs, curtailments in case of congestion and remuneration of producers.
- g. Techniques used by TSOs to increase short term transmission capacity and RES penetration (eg. dynamic transmission line rating, regional control centers for wind parks, etc.)
- h. Methodologies and mechanisms for the involvement of non-TSO entities in funding, development and operation of new transmission investments.

Note: short term congestion management on international interconnections is not within scope of the project

Schedule: Within 6 months after signing the Contract.

Deliverables, time schedules, and other terms

Deliverables and the associated time schedule are featured below:

- D1: Inception Report
Schedule: 3 weeks after signing the Agreement
- D2: Allowed revenue for the regulated transmission and distribution activities: Review of international experience and best practices.
Schedule: 2nd month after signing the Agreement
- D3: Recommendation on the methodology to be applied in Greece for the allowed revenue - Use of Network Charges analysis and recommendation
Schedule: 4th month after signing the Agreement
- D4: Recommendation on Connection charges of producers to transmission or distribution System
Schedule: 5th month after signing the Agreement
- D5: Long term access to the Transmission System and congestion management
Schedule: 6th month after signing the Agreement

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI



ΑΡΧΕΣ ΑΝΑΔΙΑΡΘΡΩΣΗΣ ΤΗΣ ΕΓΧΩΡΙΑΣ ΧΟΝΔΡΕΜΠΟΡΙΚΗΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

*Οδικός Χάρτης και Σχέδιο Δράσης της ΡΑΕ
στο πλαίσιο ολοκλήρωσης της ενοποιημένης ευρωπαϊκής αγοράς
ηλεκτρικής ενέργειας*

Αθήνα, Δεκέμβριος 2011

ΕΠΙΤΕΛΙΚΗ ΣΥΝΟΨΗ

Στο πλαίσιο της ένταξης, μέχρι το τέλος του 2014, της ελληνικής αγοράς ηλεκτρισμού στη σχεδιαζόμενη ενιαία ευρωπαϊκή αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς και της ανάγκης για περαιτέρω ανάπτυξη και ισχυροποίηση του ανταγωνισμού στην εγχώρια αγορά, η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) σκοπεύει να επανεξετάσει συνολικά το σχεδιασμό της ελληνικής χονδρεμπορικής αγοράς ηλεκτρισμού. Το έργο αυτό είναι ιδιαίτερα σύνθετο, λαμβανόμενης υπόψη της έλλειψης ρευστότητας και βάθους της ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, κυρίως λόγω των δομικών προβλημάτων του τομέα ηλεκτρισμού στη χώρα μας.

Ως πρώτο βήμα, η ΡΑΕ θα εντοπίσει τα στοιχεία του ισχύοντος πλαισίου λειτουργίας της εγχώριας αγοράς, τα οποία είτε κρίνονται ασύμβατα με το προτεινόμενο ευρωπαϊκό μοντέλο, είτε είναι μεν συμβατά, αλλά δεν έχουν αποδειχθεί στην πράξη αποτελεσματικά, προκαλώντας στρεβλώσεις στον ανταγωνισμό. Στη συνέχεια, η ΡΑΕ θα προχωρήσει στην αναθεώρηση των στοιχείων αυτών, μέσω διαδικασίας λεπτομερούς ανάλυσης της αγοράς και δημόσιας συζήτησης επί των προτεινόμενων από την Αρχή λύσεων.

Οι αρχές του σχεδιαζόμενου ευρωπαϊκού μοντέλου αγοράς περιγράφονται στις κατευθυντήριες γραμμές του Ευρωπαϊκού Οργανισμού Συνεργασίας των Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας (ACER), αναφορικά: (α) με τον καταμερισμό της δυναμικότητας και τη διαχείριση της συμφόρησης των διασυνδέσεων (Capacity Allocation & Congestion Management Framework Guidelines, CACM FG) και, (β) με την εξισορρόπηση ηλεκτρικής ενέργειας (Electricity Balancing Framework Guidelines, EB FG), θα εξειδικευθούν δε περαιτέρω στους σχετικούς Κώδικες Δικτύων που θα συνταχθούν από τον ENTSO-E. Στόχος των Κωδίκων αυτών είναι η εφαρμογή συγκεκριμένου μοντέλου αγοράς, συχνά αναφερόμενου και ως **Target Model**, με το οποίο θα επιτυγχάνεται:

- 1. Η βελτιστοποίηση της χρήσης της δυναμικότητας του Συστήματος Μεταφοράς, μέσα από συντονισμένες πρακτικές των Διαχειριστών των Συστημάτων*
- 2. Η επίτευξη αξιόπιστων τιμών και ρευστότητας στον καταμερισμό της δυναμικότητας των διασυνδέσεων για την αγορά της επόμενης ημέρας*
- 3. Η αποτελεσματική λειτουργία των προθεσμιακών αγορών*
- 4. Ο σχεδιασμός αποτελεσματικών ενδο-ημερήσιων αγορών για τον καταμερισμό της δυναμικότητας των διασυνδέσεων*

Ενόψει του φιλόδοξου στόχου της πλήρους διασύνδεσης των αγορών σε όλη την Ευρωπαϊκή Ένωση έως το 2014, τα ευρωπαϊκά κράτη έχουν αναλάβει σειρά πρωτοβουλιών, τόσο σε περιφερειακό επίπεδο, με στόχο τη σύζευξη γειτονικών εθνικών

αγορών, όσο και σε εθνικό επίπεδο, με στόχο την προετοιμασία των εθνικών αγορών για τη μετάβαση από το υφιστάμενο μοντέλο αγοράς σε ένα μοντέλο συμβατό με αυτό που περιγράφεται από την CACM FG. Κατ' αρχήν, προωθείται η σύζευξη των υφιστάμενων εθνικών ή περιφερειακών ευρωπαϊκών αγορών ηλεκτρικής ενέργειας, σχέδιο που είναι γνωστό ως Ευρωπαϊκή Σύζευξη Τιμών (EPC, European Price Coupling).

Κυριότερες πρωτοβουλίες, οι οποίες μάλιστα αναμένεται να επηρεάσουν καθοριστικά και τις λεπτομέρειες του Target Model, είναι αυτές του Price Coupling of Regions (PCR) project και του North West Europe (NWE) project, οι οποίες επικεντρώνονται στις αγορές τις Βορειοδυτικής Ευρώπης και έχουν ως στόχο τη σύζευξη των αγορών της επόμενης ημέρας, της συγκεκριμένης γεωγραφικής περιοχής, έως το 2012.

Όσον αφορά την ελληνική αγορά, ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζουν οι εξελίξεις τόσο στην Περιφερειακή Αγορά της Κεντρικής-Νότιας Ευρώπης (Central South Electricity Region-CSE), όπου συμμετέχει και η Ελλάδα, όσο και στην Περιφερειακή Αγορά της Νοτιοανατολικής Ευρώπης, που περιλαμβάνει κατά κύριο λόγο τις χώρες των Δυτικών Βαλκανίων που βρίσκονται εκτός Ευρωπαϊκής Ένωσης. Από τις εθνικές αγορές, ιδιαίτερο ενδιαφέρον για την Ελλάδα παρουσιάζουν οι σχεδιαζόμενες αλλαγές στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας α) της Ιρλανδίας και β) της Ιταλίας. Στην πρώτη περίπτωση, λόγω του παραπλήσιου μοντέλου αγοράς της Ιρλανδίας με την Ελλάδα και στη δεύτερη λόγω της υφιστάμενης διασύνδεσης των ηλεκτρικών συστημάτων Ελλάδας και Ιταλίας.

Ασυμβατότητες της Ελληνικής Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας με το Target Model

Εξετάζοντας τον υφιστάμενο σχεδιασμό της ελληνικής αγοράς στα πλαίσια του Target Model, διαπιστώνονται (μεγαλύτερες ή μικρότερες) ασυμβατότητες ως προς τα ακόλουθα χαρακτηριστικά:

- *Έμμεση Δημοπράτηση Βραχυχρόνιων Δικαιωμάτων Διασυνδέσεων*
- *Έλλειψη Ενδο-ημερήσιας Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας*
- *Χρονοδιαγράμματα Λειτουργίας της Αγοράς*
- *Συν-βελτιστοποίηση Ενέργειας και Επικουρικών Υπηρεσιών*
- *Τεχνικός Αλγόριθμος Επίλυσης της Αγοράς*
- *Θέματα Εκκαθάρισης της Αγοράς*
- *Διοικητικά Οριζόμενη Μέγιστη / Ελάχιστη Τιμή Προσφοράς*
- *Μηχανισμός Κάλυψης Μεταβλητού Κόστους*

Παράλληλα, διαπιστώνονται δυσλειτουργίες στο σημερινό μοντέλο λειτουργίας της εγχώριας αγοράς, με αποτέλεσμα να μην έχει αναπτυχθεί, στον επιθυμητό βαθμό, ο ανταγωνισμός μεταξύ των συμμετεχόντων.

Αναδιάρθρωση της Εγχώριας Αγοράς

Για την αντιμετώπιση των ανωτέρω προβλημάτων και ασυμβατοτήτων κρίνεται σκόπιμη η αναδιάρθρωση της ελληνικής αγοράς ηλεκτρισμού, βάσει των ακόλουθων αρχών:

- *Δημιουργία σταθερού και προβλέψιμου μοντέλου αγοράς, το οποίο θα ενσωματώνει επαρκή κίνητρα για την είσοδο (και την παραμονή) νέων συμμετεχόντων στην αγορά, καθώς και για την προσέλκυση επενδύσεων*
- *Ανάπτυξη συνθηκών υγιούς ανταγωνισμού μεταξύ των συμμετεχόντων, με απώτερο στόχο το όφελος του τελικού καταναλωτή*
- *Διατήρηση της επάρκειας και της αξιοπιστίας του Συστήματος, ιδίως ενόψει της αναμενόμενης μεγάλης διείσδυσης των ΑΠΕ*
- *Μοντέλο αγοράς συμβατό με το EPC (European Price Coupling), αλλά πρωτίστως με το μοντέλο της Περιφερειακής Αγοράς της Κεντρικής-Νότιας Ευρώπης (CSE)*
- *Ελαχιστοποίηση του κόστους και του χρόνου προσαρμογής της εγχώριας αγοράς στο Target Model*

Οι εξεταζόμενες από τη ΡΑΕ τροποποιήσεις στη διάρθρωση της ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας μπορούν να χωριστούν σε τρεις (3) κατηγορίες¹:

1. Στοιχεία σχεδιασμού της υφιστάμενης αγοράς που πρέπει υποχρεωτικά να αναδιαρθρωθούν :
 - α. Τροποποίηση Αλγορίθμου Επίλυσης Αγοράς / Μορφής Προσφορών*
 - β. Διαχωρισμός Αγοράς Ενέργειας και Αγοράς Επικουρικών Υπηρεσιών*
 - γ. Μετατροπή των Δημοπρασιών Βραχυχρόνιων Δικαιωμάτων Διασυνδέσεων σε Έμμεσες*
 - δ. Δημιουργία Ενδο-ημερήσιας Αγοράς*
 - ε. Αντικατάσταση ή Κατάργηση του Μηχανισμού Κάλυψης Μεταβλητού Κόστους*

¹ Πολλές εξ' αυτών αναφέρονται και στην κομβικής σημασίας Απόφαση ΡΑΕ 1250/29.07.2010 με τίτλο «Τελικές προτάσεις της ΡΑΕ αναφορικά με την επανεξέταση των βασικών ρυθμιστικών μέτρων και κανόνων που διέπουν τη λειτουργία της χονδρεμπορικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας».

στ. Προσαρμογή των Χρονοδιαγραμμάτων της Αγοράς σε αυτά του European Price Coupling (EPC)

ζ. Ανάθεση Φορέα Κάλυψης και Φορέα Εκκαθάρισης

η. Τροποποίηση Διοικητικά Οριζόμενης Μέγιστης / Ελάχιστης Τιμής Προσφοράς

2. Στοιχεία της υφιστάμενης διάρθρωσης της αγοράς που κρίνεται σκόπιμο να επανεξεταστούν :

α. Συμμετοχή στην Αγορά / Διμερή Συμβόλαια Φυσικής Παράδοσης

β. Εκκαθάριση Εξισορροπούμενης Ενέργειας

γ. Μηχανισμός Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος

3. Δομικές αλλαγές της αγοράς, μέσω ρυθμιστικών μέτρων που θα στοχεύουν στη βελτίωση των συνθηκών ανταγωνισμού και τη διασφάλιση της επάρκειας και αξιοπιστίας του Συστήματος:

α. Πρόσβαση τρίτων σε ενεργειακούς πόρους που σήμερα διαχειρίζεται αποκλειστικά η ΔΕΗ

β. Απόσυρση παλαιών, μη αποδοτικών, μονάδων της ΔΕΗ

γ. Σύναψη Συμβάσεων Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΣΔΙ) μεταξύ ΔΕΗ και λοιπών συμμετεχόντων, ή θέσπιση μηχανισμών ανταλλαγής ή δημοπράτησης ενεργειακών προθεσμιακών προϊόντων

δ. Εξέταση του τρόπου συμμετοχής των ΑΠΕ στην αγορά ηλεκτρισμού

Επόμενα Βήματα

Προκειμένου η ΡΑΕ να προχωρήσει στην τελική της απόφαση, και λαμβάνοντας υπόψη τις σημαντικές επιπτώσεις της απόφασης αυτής στην εγχώρια αγορά ηλεκτρισμού, οι ως άνω τροποποιήσεις στο σχεδιασμό της αγοράς θα εξεταστούν και θα δρομολογηθούν σε δύο Φάσεις:

Α' Φάση. Βελτίωση του υφιστάμενου ρυθμιστικού πλαισίου, και

Β' Φάση. Επανασχεδιασμός της Χονδρεμπορικής Αγοράς βάσει των Αρχών Αναδιάρθρωσης της Αγοράς που παρουσιάστηκαν στην προηγούμενη ενότητα.

Η Αναδιάρθρωση της Αγοράς θα γίνει σύμφωνα με τα ακόλουθα βήματα:

1. Χρονοδιάγραμμα Ενεργειών της ΡΑΕ για την Αναδιάρθρωση της Αγοράς έως και το 2014 (*Δεκέμβριος 2011*).
2. Συγκρότηση «Ομάδας Εργασίας Αναδιάρθρωσης της Χονδρεμπορικής Αγοράς», με αντικείμενο την εισήγηση προς τη ΡΑΕ αναλυτικής και τεκμηριωμένης πρότασης αναδιάρθρωσης της αγοράς (*Δεκέμβριος 2011*).
3. Πρόσληψη Συμβούλου για την υποστήριξη της ως άνω Ομάδας Εργασίας (*1^ο Τρίμηνο 2012*).
4. Α' Φάση Αναδιάρθρωσης της Αγοράς (*1^ο Τρίμηνο 2012*):
 - α. Ανάλυση του υφιστάμενου ρυθμιστικού πλαισίου και προτάσεις για την κατάλληλη τροποποίησή του.
 - β. Μελέτη επιπτώσεων των προτεινόμενων ρυθμιστικών παρεμβάσεων.
 - γ. Δημόσια διαβούλευση επί των παραδοτέων της Ομάδας Εργασίας.
 - δ. Απόφαση ΡΑΕ επί της τελικής πρότασης της Ομάδας Εργασίας.
5. Β' Φάση Αναδιάρθρωσης της Αγοράς (*2^ο Τρίμηνο 2012*):
 - α. Αναλυτική καταγραφή των επιλογών αναδιάρθρωσης της Αγοράς βάσει των Αρχών Αναδιάρθρωσης.
 - β. Μελέτη επιπτώσεων των προτεινόμενων ρυθμιστικών παρεμβάσεων.
 - γ. Δημόσια διαβούλευση επί των παραδοτέων της Ομάδας Εργασίας.
 - δ. Απόφαση ΡΑΕ επί της τελικής πρότασης της Ομάδας Εργασίας.
6. Υλοποίηση των ως άνω Αποφάσεων της ΡΑΕ από ΛΑΓΗΕ / ΑΔΜΗΕ εντός των προβλεπόμενων Χρονοδιαγραμμάτων (*2^ο Τρίμηνο 2012 – 1^ο Τρίμηνο 2014*).

Συνδυάζοντας τα ανωτέρω με τα σχετικά χρονοδιαγράμματα ενεργειών σε ευρωπαϊκό επίπεδο και την προωθούμενη ενσωμάτωση της ελληνικής αγοράς στην Περιφερειακή Πρωτοβουλία CSE στις αρχές του 2014, διαπιστώνεται ότι τα χρονικά περιθώρια για την επιτυχή και έγκαιρη ένταξη της ελληνικής αγοράς στο σύστημα του EPC είναι ιδιαίτερα πιεστικά. Για το λόγο αυτό, απαιτείται στενή και αποδοτική συνεργασία μεταξύ της ΡΑΕ και των ΑΔΜΗΕ και ΛΑΓΗΕ, οι οποίοι άλλωστε συμμετέχουν ενεργά στις προσπάθειες ενοποίησης των ευρωπαϊκών αγορών ενέργειας, μέσω της συμμετοχής τους στους αντίστοιχους ευρωπαϊκούς φορείς των Διαχειριστών των Συστημάτων και των

Χρηματιστηρίων Ενέργειας. Παράλληλα, απαιτείται η ανάληψη των απαραίτητων δεσμεύσεων εκ μέρους των τριών ως άνω φορέων (ΡΑΕ, ΑΔΜΗΕ, ΛΑΓΗΕ), ως προς την έγκαιρη υλοποίηση του χρονοδιαγράμματος ενεργειών αναδιάρθρωσης της αγοράς.

Για το λόγο αυτό, επιβάλλεται η έγκαιρη δημιουργία και δραστηριοποίηση των ΑΔΜΗΕ και ΛΑΓΗΕ, αλλά και η διασφάλιση για τους φορείς αυτούς επαρκών μέσων και πόρων, ιδίως σε ανθρώπινο δυναμικό υψηλού επιπέδου, που θα τους επιτρέψει την αποτελεσματική άσκηση των αρμοδιοτήτων τους και την ανεμπόδιστη εκτέλεση των καθηκόντων τους, όπως φυσικά κάτι τέτοιο είναι αυτονόητο και για τη ΡΑΕ.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VII



Πειραιώς 132,
118 54 Αθήνα
Τηλ.: 210-3727400
Fax: 210-3255460
E-mail: info@rae.gr
Web: www.rae.gr

ΜΕΛΕΤΗ ΓΙΑ ΤΗΝ ΑΝΑΔΙΑΡΘΡΩΣΗ ΤΗΣ ΕΓΧΩΡΙΑΣ ΧΟΝΔΡΕΜΠΟΡΙΚΗΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ, ΣΤΟ ΠΛΑΙΣΙΟ ΟΛΟΚΛΗΡΩΣΗΣ ΤΗΣ ΕΝΙΑΙΑΣ ΕΥΡΩΠΑΪΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΑΓΟΡΑΣ (EU TARGET MODEL)

Επιτελική Σύνοψη

Προκειμένου να εξετάσει τις εναλλακτικές δυνατότητες και σενάρια αναδιάρθρωσης της εγχώριας χονδρεμπορικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, εν όψει των υποχρεώσεων συμμετοχής της χώρας μας στην ενιαία ευρωπαϊκή ενεργειακή αγορά, η ΡΑΕ προχώρησε στην ανάθεση της εκπόνησης σχετικής μελέτης στην εταιρεία Poyry Management (UK) Limited. Μεταξύ άλλων, η μελέτη παρουσιάζει και αξιολογεί τρεις (3) εναλλακτικές προτάσεις για την αναδιάρθρωση της ελληνικής αγοράς ηλεκτρισμού, με στόχο τη συμμόρφωση προς τις απαιτήσεις του Target Model (TM), όπως αυτές διαφαίνονται προς το παρόν και πριν από την ολοκλήρωση του ευρωπαϊκού πλαισίου λειτουργίας του :

1. Σενάριο προσαρμογής του σημερινού μοντέλου αγοράς (“Adaptation Option”)

Στο σενάριο αυτό προτείνεται η προσαρμογή του σημερινού μοντέλου της Ελληνικής χονδρεμπορικής αγοράς, με τις ελάχιστες αναγκαίες αλλαγές ώστε αυτό να είναι συμβατό με το Target Model.

- **Θετικά σημεία:** Μικρότερο κόστος και χρόνος προσαρμογής, σταθερότητα για τους συμμετέχοντες, διατήρηση μηχανισμού πρόσβασης στην αγορά για την παραγωγή έως ότου επιλυθούν, με ικανοποιητικό τρόπο, τα δομικά προβλήματα της εγχώριας αγοράς.
- **Αρνητικά σημεία:** Ενδεχομένως, το αποτέλεσμα να μην είναι συμβατό με το TM και να απαιτούνται περαιτέρω αλλαγές, καθώς θα οριστικοποιείται, μέσα στα επόμενα 1-2 χρόνια, το πλαίσιο λειτουργίας του TM. Διατήρηση διαφορετικών παράλληλων συστημάτων, σε συνδυασμό με τα απαιτούμενα συστήματα για το TM. «Ρηχή» συμμετοχή στη σύζευξη

αγορών, αφού ο μεγαλύτερος όγκος συναλλαγών θα καθορίζεται στο Forward Market (mandatory pool - ΗΕΠ). Δυσκολία στη σύζευξη των Forward Market, Day Ahead Market (DAM), RTD, Intraday market (ID), Centralised Balancing.

2. Σενάριο υιοθέτησης του μοντέλου της ΒορειοΔυτικής Ευρώπης (“NWE Option”)

Πλήρης αλλαγή του σημερινού μοντέλου της Ελληνικής χονδρεμπορικής αγοράς, με κατάργηση της ημερήσιας αγοράς (ΗΕΠ), συμπεριλαμβανομένου του Μηχανισμού Κάλυψης Μεταβλητού Κόστους και των ΑΔΙ, και διεξαγωγή των συναλλαγών αποκλειστικά μέσω διμερών συμβάσεων και λειτουργίας μηχανισμού εξισορρόπησης.

- Θετικά σημεία: Πλήρης εναρμόνιση με το πνεύμα του Target Model, ενδεχομένως αποδοτικότερη λειτουργία του Συστήματος και των διασυνδέσεων, με μεγαλύτερη συμμετοχή από φορείς της αγοράς άλλων Κρατών-Μελών και, επομένως, αύξηση του ανταγωνισμού στην εγχώρια αγορά.
- Αρνητικά σημεία: Μεγάλη αλλαγή για τους Διαχειριστές και τους συμμετέχοντες, με συνεπακόλουθα σημαντικά κόστη και μακρό χρονοδιάγραμμα προσαρμογής, ανάγκη εγκατάστασης νέων συστημάτων για τη λειτουργία μέσα στο καινούριο περιβάλλον, ενώ δυνητικά θα χρειαστούν και συμπληρωματικά μέτρα για την επίλυση των δομικών προβλημάτων της αγοράς. Ενδεχόμενες (μελλοντικές) τροποποιήσεις στο μοντέλο NWE θα πρέπει να εξεταστούν με προσοχή, ώστε να μην υιοθετηθούν βιαστικά παράμετροι του μοντέλου που πρόκειται να αλλάξουν, και τελικά να αποδειχθεί ότι δεν ήταν αναγκαία η υιοθέτησή τους (π.χ. τυχόν κατάργηση του μηχανισμού διασφάλισης επαρκούς ισχύος).

Προϋπόθεση: Λόγω της απαραίτητης δομικής αλλαγής, για να είναι δυνατή η εφαρμογή του μοντέλου αυτού, ενδέχεται να υπάρξει αδυναμία τήρησης των χρονοδιαγραμμάτων υλοποίησης του TM, συνεπώς και ανάγκη για λήψη παράτασης του χρόνου υλοποίησης, πιθανόν με έγκριση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής. Απαραίτητη, επίσης, προϋπόθεση για την αποδοτική υλοποίηση του συγκεκριμένου μοντέλου είναι η διαθεσιμότητα σημαντικών πόρων (ανθρώπινων και οικονομικών).

3. Σενάριο υβριδικού μοντέλου (“Hybrid Option”)

Υιοθέτηση υβριδικού μοντέλου, π.χ. τύπου Ισπανίας, όπου διατηρείται μη-υποχρεωτική οργανωμένη ημερήσια αγορά, ως συμπληρωματικός μηχανισμός πρόσβασης στην αγορά για τις μονάδες εκείνες που δεν έχουν συνάψει διμερείς συμβάσεις.

- Θετικά σημεία: Διατήρηση της δυνατότητας πρόσβασης στην αγορά σε περίπτωση που δεν επιτευχθούν διμερείς συμφωνίες, ως μέτρο ελέγχου και περιορισμού της δεσπόζουσας θέσης της ΔΕΗ, συμβατότητα με άλλες αγορές και με τον αλγόριθμο PCR (Price Coupling of Regions) για τη σύζευξη των αγορών.
- Αρνητικά σημεία: Σημαντική αλλαγή για τους συμμετέχοντες, με συνεπακόλουθα κόστη προσαρμογής, ανάγκη εγκατάστασης νέων συστημάτων για τη λειτουργία μέσα στο καινούριο περιβάλλον.

Σύνοψη προτάσεων

1. Απαραίτητες ενέργειες και αλλαγές που πρέπει να εφαρμοστούν κατ' ελάχιστον, **και στα τρία (3) προτεινόμενα σενάρια**, έτσι ώστε η εγχώρια χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας να είναι συμβατή με το Target Model (ορισμένες ενέργειες έχουν δρομολογηθεί ήδη, ή απαιτούν μικρές προσαρμογές) :
 - Θεσμοθέτηση διαδικασίας ορισμού γεωγραφικών ζωνών για τις τιμές της αγοράς.
 - Καθορισμός δυναμικότητας διασυνδέσεων: Διατήρηση της μεθοδολογίας καθαρής διαθέσιμης δυναμικότητας διαμετακόμισης (Net Transfer Capacity, NTC) που εφαρμόζεται σήμερα και διερεύνηση της δυνατότητας εφαρμογής της εναλλακτικής μεθοδολογίας βάσει ροών φορτίου (Flow-Based).
 - Θεσμοθέτηση διαδικασίας έγκρισης από τη ΡΑΕ του καταμερισμού δυναμικότητας διασυνδέσεων σε διαφορετικά χρονικά πλαίσια (μακροχρόνια και βραχυχρόνια διάθεση διασυνδεδετικών δικαιωμάτων στους συμμετέχοντες).
 - Συμμετοχή σε κοινή ευρωπαϊκή πλατφόρμα για την εμπορία μακροχρόνιων διασυνδεδετικών δικαιωμάτων, στο πλαίσιο της Δευτερεύουσας Αγοράς Δικαιωμάτων.
 - Κατάργηση διακριτών/άμεσων δημοπρασιών βραχυχρόνιων διασυνδεδετικών δικαιωμάτων (explicit auctions) - Μετατροπή των δημοπρασιών σε έμμεσες (implicit auctions) μέσω της σύζευξης αγορών (price coupling).
 - Εισαγωγή ημερήσιας αγοράς (Day Ahead Market, DAM) για τη σύζευξη των αγορών, συμβατή με τα χρονοδιαγράμματα και τις διαδικασίες του TM.
 - Δημιουργία ενδο-ημερήσιας αγοράς με πλατφόρμα (κατ' ελάχιστον) συνεχούς διαπραγμάτευσης, συμβατή με τα χρονοδιαγράμματα και τις διαδικασίες του TM.

- Εναρμόνιση διαδικασιών (και ενδεχομένως και προϊόντων) με γειτονικές χώρες, για την αγορά/ συμβολαιοποίηση και ενεργοποίηση εφεδρειών για εξισορρόπηση φορτίου.
- Τιμολόγηση με Οριακή Τιμή για την αγορά εξισορρόπησης ενέργειας με μείωση παραγωγής.
- Κοστοστρεφή τιμολόγηση για θετικές αποκλίσεις από τις εντολές του Διαχειριστή (αύξηση παραγωγής).
- Αλλαγή περιόδου εκκαθάρισης αποκλίσεων, από 1 ώρα σε 30'.

2. Πρόσθετες ενέργειες Σεναρίου 1 (Adaptation Option)

- Ο ΗΕΠ επιλύεται ενωρίτερα κατά τη D-1, έτσι ώστε να αποτελέσει τη Forward Market που προβλέπεται από το Target Model για την εμπορία ενέργειας πριν την ημέρα κατανομής.
- Η ενέργεια εξισορρόπησης πρέπει να τιμολογείται στην ex post οριακή τιμή, τόσο για εντολές αύξησης, όσο και για εντολές μείωσης ενέργειας.
- Επαναπροσδιορισμός της εκκαθάρισης αποκλίσεων, ώστε να ληφθούν υπόψη τα αποτελέσματα της σύζευξης των αγορών.

Η κατάργηση των Μηχανισμών Κάλυψης Μεταβλητού Κόστους (ΜΚΜΚ) και Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος (ΜΔΕΙ), καθώς και η κατάργηση της συν-βελτιστοποίησης ενέργειας και επικουρικών υπηρεσιών δεν φαίνεται, προς το παρόν, να απαιτείται στο Σενάριο 1. Ενδεχομένως, θα πρέπει να επανεξεταστεί η διαπίστωση αυτή, καθώς θα οριστικοποιείται το τελικό πλαίσιο λειτουργίας του ΤΜ.

3. Πρόσθετες ενέργειες Σεναρίου 2 (NWE Option)

- Εισαγωγή διμερών συμβάσεων, είτε με φυσική παράδοση, είτε με οικονομικό περιεχόμενο.
- Εισαγωγή διακριτής αγοράς/ συμβολαιοποίησης εφεδρειών.
- Εισαγωγή αγοράς/ μηχανισμού εξισορρόπησης.
- Εισαγωγή συστημάτων για τον υπολογισμό του κόστους εξισορρόπησης.
- Κατάργηση του Μηχανισμού Κάλυψης Μεταβλητού Κόστους (ΜΚΜΚ).

- Παρακολούθηση των εξελίξεων στις αγορές NWE, σχετικά με την εισαγωγή πληρωμών διαθεσιμότητας ισχύος, έτσι ώστε να αποφασιστεί η αναγκαιότητα ή μη της κατάργησης του ΜΔΕΙ.

4. Πρόσθετες ενέργειες Σεναρίου 3 (Hybrid Option)

- Εισαγωγή διμερών συμβάσεων, είτε με φυσική παράδοση, είτε με οικονομικό περιεχόμενο.
- Προσαρμογή προσφορών μονάδων, έτσι ώστε να εναρμονιστούν με τις απαιτήσεις της πλατφόρμας σύζευξης αγορών και να αποτελέσει το Day Ahead Market (DAM).
- Κατάργηση του Μηχανισμού Κάλυψης Μεταβλητού Κόστους (ΜΚΜΚ).
- Εισαγωγή διακριτής αγοράς/ συμβολαιοποίησης εφεδρειών.
- Εισαγωγή αγοράς/ μηχανισμού εξισορρόπησης.
- Εισαγωγή συστημάτων για τον υπολογισμό του κόστους εξισορρόπησης.

Επόμενα βήματα

Δεδομένου ότι ο σχεδιασμός της ενιαίας ευρωπαϊκής αγοράς δεν έχει ακόμα ολοκληρωθεί και βασικά κείμενα κωδίκων που θα επηρεάσουν τις τελικές υποχρεώσεις των επιμέρους αγορών βρίσκονται ακόμα υπό διαμόρφωση, ενώ και οι αγορές που θεωρούνται πιο εξελιγμένες, και στα πρότυπα του TM, αναθεωρούν ήδη βασικά στοιχεία του μοντέλου αγοράς (π.χ. τις πληρωμές των παραγωγών για τη διαθεσιμότητα ισχύος - Capacity Payments), κρίνεται σκόπιμο να συνεχιστεί η ενδελεχής παρακολούθηση, εκ μέρους της ΡΑΕ, των εξελίξεων, τόσο σχετικά με τις άλλες αγορές των Κρατών-Μελών, όσο και με την οριστικοποίηση των Κωδίκων Εφαρμογής του TM, ώστε να αποφασιστούν έγκαιρα περαιτέρω αναγκαίες αλλαγές, ή εξειδίκευση εφαρμογής των ήδη προτεινόμενων αλλαγών.

Οι τελικές επιλογές θα εξαρτηθούν και από την αποτελεσματική ή μη επίλυση δομικών προβλημάτων της ελληνικής αγοράς ηλεκτρισμού (κυρίαρχη θέση της ΔΕΗ στη λιανική αγορά, αποκλειστική πρόσβασή της σε παραγωγή από λιγνίτες και υδροηλεκτρικά). Συνεπώς, οι όποιες αποφάσεις θα πρέπει να συνεκτιμήσουν τις σχετικές εξελίξεις **και να εφαρμοστούν συνδυαστικά** (π.χ. με υιοθέτηση της πρότασης της ΡΑΕ για το Nome).

Δυνητικά, θα μπορούσε να επιλεγεί σειρά ενεργειών, πέραν των ελάχιστων απαιτήσεων του ΤΜ, χωρίς να συνδέεται απαραίτητα με ένα από τα προτεινόμενα μοντέλα, αλλά ως μεταβατικό βήμα προς τη συνολική αναδιοργάνωση της αγοράς.



ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΗ ΑΡΧΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
REGULATORY AUTHORITY FOR ENERGY

Πειραιώς 132
118 54 Αθήνα
Τηλ.: 210-3727400
Fax: 210-3255460
E-mail: info@rae.gr
Web: www.rae.gr