

Προς

ΛΑΓΗΕ

Κάστορος 72,

18545 Πειραιάς

Υπόψη: κ. Προέδρου & Διευθύνοντος Συμβούλου, Μ. Φιλίππου

ΑΔΜΗΕ

Δυρραχίου 89 και Κηφισού,

104 43 Αθήνα

Υπόψη: κ. Προέδρου & Διευθύνοντος Συμβούλου, Δρ. Μ. Μανουσάκη

Θέμα: Συμμετοχή στη δημόσια διαβούλευση (ΦΑΣΗ Α΄) των ΛΑΓΗΕ ΚΑΙ ΑΔΜΗΕ αναφορικά με τους Κώδικες Αγορών (προθεσμιακή, επόμενη ημέρας, ενδοημερήσιας και εξισορρόπησης) στο πλαίσιο του Ν. 4425/2016 - Νέες αγορές ηλεκτρισμού.

ΑΡ. ΠΡΩΤ.: 465

Αθήνα, 22.01.2018

Αξιότιμοι Κύριοι,

Η αναδιοργάνωση της ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και η συναφής δημιουργία των νέων αγορών ηλεκτρισμού (προθεσμιακή, επόμενη ημέρας, ενδοημερήσιας και εξισορρόπησης) αποτελεί υποχρέωση της χώρας μας στο πλαίσιο της πολιτικής της Ευρωπαϊκής Ένωσης για την ολοκλήρωση πλήρως λειτουργικής και διασυνδεδεμένης εσωτερικής αγοράς ενέργειας. Ο Ελληνικός Σύνδεσμος Ανεξάρτητων Εταιριών Ηλεκτρικής Ενέργειας, δίνει μεγάλη σημασία στη διαβούλευση των σχεδίων των Κωδίκων, οι οποίοι και θα αποτελέσουν τη βάση για την κατάρτιση των Κανονισμών του Χρηματιστηρίου Ενέργειας και της Αγοράς Εξισορρόπησης.

Η λειτουργία των νέων αγορών αναμένεται να έχει σημαντική επίδραση τόσο στη λειτουργία των επιχειρήσεων -δημόσιων και ιδιωτικών- του ενεργειακού τομέα όσο και γενικότερα στην εθνική οικονομία μέσω της ενίσχυσης της ανταγωνιστικότητας και της διασφάλισης της δυνατότητας όλων των καταναλωτών να προμηθεύονται ενέργεια σε προσιτές τιμές. Παράλληλα, πρέπει να υπάρχει εγγύηση της ασφάλειας του ενεργειακού εφοδιασμού σε ευρωπαϊκό επίπεδο- και ενοποίηση των ευρωπαϊκών αγορών ηλεκτρικής ενέργειας μέσω του target model.

Με δεδομένο ότι οι διαδικασίες για την αποδοτική και αποτελεσματική λειτουργία των νέων αγορών ηλεκτρισμού στη χώρα μας έχουν καθυστερήσει σημαντικά και οι ελληνικές αρχές έχουν συμφωνήσει με τις αντίστοιχες ευρωπαϊκές να λειτουργήσουν πλήρως και επιτυχώς εντός του 2018, ο χρόνος είναι εξαιρετικά πιεστικός και δεν πρέπει να υπάρξει άλλη καθυστέρηση.

Βεβαίως, όσο πιεστικός και να είναι ο χρόνος, θα πρέπει να γίνει αναλυτική διαβούλευση του σχεδιασμού και των Κωδίκων και Κανονισμών των νέων αγορών, ώστε όλοι οι συμμετέχοντες στην αγορά, επιχειρήσεις και καταναλωτές, να είναι επαρκώς πληροφορημένοι και προετοιμασμένοι για την -αδιαμφισβήτητα μεγάλη- αλλαγή που συνεπάγεται η εκ θεμελίων αναδιοργάνωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Η αναλυτική διαβούλευση θα επιτρέψει στους ενδιαφερόμενους φορείς της αγοράς να εκθέσουν τις προτάσεις τους ως προς τις κρίσιμες παραμέτρους του σχεδιασμού των επιμέρους αγορών. **Οι εν λόγω παράμετροι πρέπει να διαμορφωθούν με τέτοιο τρόπο ώστε να εγγυώνται την αποδοτική λειτουργία των νέων αγορών με τη συμμετοχή περισσότερων παικτών, με διαφανείς και αμερόληπτους όρους.** Αναμένουμε, επομένως, ότι η τρέχουσα διαβούλευση αποτελεί την πρώτη φάση και θα ενταχθεί σε ένα ευρύτερο πλαίσιο διαβούλευσης αναφορικά με όλους τους επιμέρους όρους και προϋποθέσεις λειτουργίας των νέων αγορών. Άλλωστε η πρόσφατη ψήφιση από το Ελληνικό Κοινοβούλιο του Νόμου για την ίδρυση του Χρηματιστηρίου Ενέργειας θα επιφέρει την ανάγκη για νέες αλλαγές στα παρόντα σχέδια Κωδίκων, ώστε αυτά να είναι πλήρως ευθυγραμμισμένα με τις προβλέψεις του νέου νομοθετικού πλαισίου.

Η αναδιοργάνωση της ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας προς την επίτευξη του στόχου της δημιουργίας μίας ολοκληρωμένης εσωτερικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας δεν συνεπάγεται αυτομάτως και άνευ ετέρου την αποτελεσματική αντιμετώπιση των δομικών ανισορροπιών της ελληνικής αγοράς ηλεκτρισμού, οι οποίες δεν έχουν επιτρέψει μέχρι σήμερα την αποτελεσματική και ανταγωνιστική λειτουργία της. **Οι εν λόγω δομικές αδυναμίες της ελληνικής αγοράς πρέπει να ληφθούν οπωσδήποτε υπόψη κατά τον σχεδιασμό των νέων αγορών και ιδίως κατά τη θέσπιση των συναφών Κωδίκων και Κανονισμών, όπως άλλωστε επιβάλλει και ο ίδιος ο εξουσιοδοτικός νόμος 4425/2016 (βλ. την αιτιολογική του έκθεση).** Σε διαφορετική περίπτωση, θα οδηγηθούμε στη δημιουργία μίας *de facto* κλειστής και μη ανταγωνιστικής αγοράς ηλεκτρισμού, με ολέθριες επιπτώσεις όχι μόνο για τους παραγωγούς και τους προμηθευτές, αλλά και για τους ίδιους τους τελικούς καταναλωτές που εξ ορισμού θα αποστερούνται των ωφελειών μιας πλήρως ανοικτής και

ανταγωνιστικής αγοράς που οδηγεί στην μείωση των τιμών προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας.

Ο ΕΣΑΗ θέτει επιτακτικά, στο πλαίσιο της παρούσας διαβούλευσης, ορισμένα θεμελιώδη ζητήματα που θα πρέπει να ληφθούν υπόψη από τις αρμόδιες Αρχές κατά τη διαμόρφωση του τελικού κειμένου των Κωδίκων και των Κανονισμών των νέων αγορών. Τα ζητήματα αυτά απορρέουν, σχεδόν στο σύνολο τους, από την υφιστάμενη δομή της ελληνικής αγοράς ηλεκτρισμού όπου μία δεσπόζουσα -και πρώην μονοπωλιακή- επιχείρηση συνεχίζει να κατέχει πολύ υψηλά μερίδια στη λιανική αγορά, υψηλά μερίδια στην παραγωγή και τις εισαγωγές, ενώ εξακολουθεί να είναι η μόνη που έχει πρόσβαση σε διαφοροποιημένο ενεργειακό χαρτοφυλάκιο. Αυτή η δομική ιδιαιτερότητα της ελληνικής αγοράς ηλεκτρισμού πρέπει οπωσδήποτε να ληφθεί υπόψη κατά την θέσπιση των παραμέτρων του σχεδιασμού και της λειτουργίας των νέων ενεργειακών αγορών, τουλάχιστον κατά την αρχική τους φάση και έως ότου μεταβληθεί η παρούσα δομή της αγοράς ηλεκτρισμού, ώστε να διασφαλιστεί η αποδοτική λειτουργία τους στην πράξη.

Στο παραπάνω πλαίσιο, προτείνουμε ειδικότερα τα εξής:

1. Θα πρέπει να θεσπιστεί άνω (μέγιστο) όριο στις ποσότητες των προθεσμιακών και διμερών συμβολαίων που θα μπορεί να συνάπτει η δεσπόζουσα επιχείρηση –ως ποσοστό του συνολικού φορτίου των πελατών της- ώστε αφενός να διατηρήσει η Προμηρήσια αγορά μια ικανή ρευστότητα προκειμένου οι τιμές της να αντανακλούν πράγματι το βραχυχρόνιο κόστος παραγωγής ηλεκτρισμού στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα και αφετέρου να μην δημιουργηθούν καταστάσεις όπου συγκεκριμένες μονάδες αν και ενδεχομένως ακριβότερες θα λειτουργούν κατά προτεραιότητα μέσω της εκ των προτέρων κατανομής τους από τη δεσπόζουσα επιχείρηση για την εξυπηρέτηση προθεσμιακών και διμερών συμβολαίων. Με βάση τα δεδομένα της ελληνικής αγοράς, όπου υπάρχει διαπιστωμένο πρόβλημα ανταγωνισμού λόγω της δύναμης αγοράς του δεσπίζοντος παίκτη, οποιοδήποτε μέτρο - όπως η παράκαμψη της προμηρήσιας αγοράς που θα ενδυνάμωνε αυτή τη θέση - καθίσταται προβληματικό. Συνεπώς, στην αρχική φάση λειτουργίας των νέων αγορών προτείνεται η θέσπιση μηδενικού ορίου συμμετοχής στην προθεσμιακή αγορά και τα διμερή συμβόλαια για τον δεσπίζοντα παίκτη και σταδιακή αύξηση του ποσοστού με βάση τη μείωση του μεριδίου αγοράς στη λιανική καθώς και την αλλαγή της δομής της αγοράς. Σε κάθε περίπτωση, εάν στην παρούσα φάση αποφασισθεί η δυνατότητα

συμμετοχής του δεσπόζοντος παίκτη στην προθεσμιακή αγορά και με τα διμερή συμβόλαια, το ποσοστό θα πρέπει να μην υπερβεί το 5%-10%, ώστε οι επιπτώσεις να είναι ελεγχόμενες και να αποφευχθούν μη αναστρέψιμες βλάβες στον ανταγωνισμό μέχρι να αξιολογηθούν επαρκώς οι συνέπειες αυτής της ρύθμισης κατά τη διάρκεια της πρώτης φάσης λειτουργίας των αγορών.

2. Καθίσταται σαφές ότι η συμμετοχή των Παραγωγών στην Προημερήσια, την Ενδοημερήσια αλλά και την Αγορά Εξισορρόπησης θα πρέπει να γίνεται σε επίπεδο μονάδων και όχι σε επίπεδο ενεργειακού χαρτοφυλακίου. Αυτό επιβάλλεται από το μέγεθος και τη δομή της ελληνικής αγοράς ηλεκτρισμού, όπου αφενός το πλήθος των συμμετεχόντων που κατέχουν μονάδες παραγωγής είναι μικρό και αφετέρου μόνο η ΔΕΗ διαθέτει σημαντικό και διαφοροποιημένο χαρτοφυλάκιο μονάδων. Συνεπώς, στην περίπτωση που η συμμετοχή των μονάδων παραγωγής σε αυτές τις αγορές γινόταν σε επίπεδο ενεργειακού χαρτοφυλακίου, η ΔΕΗ θα είχε μη αποδεκτό πλεονέκτημα έναντι των υπόλοιπων συμμετεχόντων. **Είναι βέβαια προφανές ότι η συμμετοχή στην Προθεσμιακή αγορά θα μπορεί να γίνεται σε επίπεδο χαρτοφυλακίου κι όχι σε επίπεδο μονάδων.** Η ρύθμιση για τη συμμετοχή των Παραγωγών σε επίπεδο μονάδων σχετίζεται άμεσα με την επιλογή του κεντρικού προγραμματισμού και της κεντρικής κατανομής.
3. Είναι εξαιρετικά σημαντική η διατήρηση του κεντρικού προγραμματισμού και της κεντρικής κατανομής των μονάδων παραγωγής στην Αγορά Εξισορρόπησης. Ειδικά στην περίπτωση της χώρας μας, αυτό δεν επιβάλλεται μόνο από την ίδια τη δομή της αγοράς αλλά και προς τον σκοπό της εγγύησης της διαφάνειας κατά τη λειτουργία των αγορών ηλεκτρισμού και της ασφάλειας του Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας.
4. Όσον αφορά στον τρόπο και τα είδη των προσφορών που θα μπορούν να υποβάλλουν οι συμμετέχοντες στις νέες αγορές, είναι σαφές ότι η πρόβλεψη για την απαγόρευση υποβολής προσφορών κάτω του ελάχιστου μεταβλητού κόστους στην Προημερήσια και Ενδοημερήσια Αγορά θα πρέπει να συνεχισθεί όσο η ΔΕΗ κατέχει υπερδεσπόζουσα θέση στην αγορά. Η εναλλακτική επιλογή για τον συστηματικό έλεγχο της πιθανής εξάσκησης της δύναμης αγοράς που κατέχει η ΔΕΗ θα ήταν η ανάπτυξη και λειτουργία μιας πολυδύναμης και πολύπλοκης δομής από τη ΡΑΕ και

το Χρηματιστήριο Ενέργειας για την καθημερινή παρακολούθηση και τον έλεγχο της αγοράς. Είναι σαφές ότι η πρώτη λύση είναι απλούστερη, λιγότερο δαπανηρή και αποδεδειγμένα πιο αποδοτική.

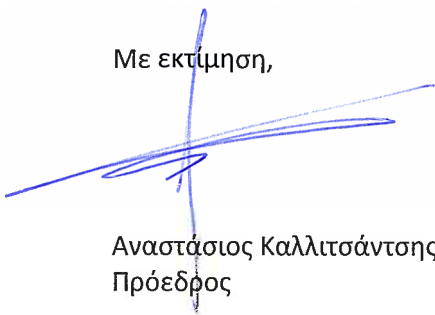
5. Το κείμενο σχεδιασμού της Αγοράς Εξισορρόπησης περιλαμβάνει μια σημαντική αλλαγή, σε σχέση με την παρούσα κατάσταση, αναφορικά με το κόστος σβέσης των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής. Συγκεκριμένα, σύμφωνα με τις υπό διαβούλευση ρυθμίσεις, **το κόστος αυτό αφενός δεν θα λαμβάνεται υπόψη κατά τη Διαδικασία Ενοποιημένου Προγραμματισμού και αφετέρου δεν θα αποζημιώνονται οι παραγωγοί σε περίπτωση σβέσης μιας μονάδας μετά από εντολή κατανομής του ΑΔΜΗΕ.** Αν και τέτοιου είδους ρυθμίσεις είναι κατανοητές σε αγορές με αποκεντρωμένο προγραμματισμό και κατανομή (π.χ. Γερμανία), στην ελληνική αγορά αναμένεται να δημιουργήσει σημαντικότερα προβλήματα, ειδικά στις μονάδες που επιλέγουν έναν ευέλικτο τρόπο λειτουργίας και δεν παραμένουν συνεχώς συγχρονισμένες στο Σύστημα ανεξάρτητα της ζήτησης που υπάρχει. Επιπλέον, το μη ανακτήσιμο κόστος σβέσης θα επιτείνει το ήδη οξύ πρόβλημα ανάκτησης του πλήρους κόστους των ευέλικτων μονάδων φυσικού αερίου (missing money problem).
6. Όσον αφορά στην αγορά επικουρικών υπηρεσιών, ο προτεινόμενος σχεδιασμός θα πρέπει να λάβει υπόψη του τις πραγματικές ανάγκες του Διασυνδεδεμένου Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας στη χώρα μας και να συμπεριλάβει τις ανάλογες επικουρικές υπηρεσίες με τις κατάλληλες βέβαια παραμέτρους. Συγκεκριμένα, ενώ στο κείμενο σχεδιασμού της αγοράς που είχαν δημοσιεύσει οι ελληνικές Αρχές τον Οκτώβριο 2014 προβλεπόταν η δημιουργία επικουρικής υπηρεσίας για βραχυπρόθεσμη διαθεσιμότητα ευελιξίας (flexible ramping capacity), αντίστοιχη πρόβλεψη περιέργως δεν περιλαμβάνεται στα υπό διαβούλευση κείμενα δημιουργώντας εύλογα ερωτήματα. Πιστεύουμε ότι η αναμενόμενη πολύ μεγάλη διεύρυνση των ανανεώσιμων πηγών στο ενεργειακό μείγμα της χώρας επιβάλλει τη δημιουργία της νέας αυτής επικουρικής υπηρεσίας και ένταξή της στη λειτουργία των εν λόγω αγορών. Άλλωστε το ευρωπαϊκό θεσμικό πλαίσιο παρέχει τη δυνατότητα για έγκριση πρόσθετων επικουρικών υπηρεσιών που εξυπηρετούν τεκμηριωμένες ανάγκες του εκάστοτε ΣΗΕ, πιστεύουμε δε ότι οι αρμόδιες ελληνικές Αρχές θα πρέπει να εκκινήσουν άμεσα τις προβλεπόμενες διαδικασίες. Οι ανάγκες άλλωστε του

Διασυνδεδεμένου Συστήματος για ευέλικτη ισχύ αναγνωρίζονται τόσο με την απόφαση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής (SA 38968, Μάρτιος 2016.) για την έγκριση του προηγούμενου μηχανισμού αποζημίωσης ευέλικτης ισχύος όσο και με την πρόσφατη μελέτη ευελιξίας του ΑΔΜΗΕ τον Μάιο του 2017. Επιπλέον, όπως επεξηγείται στο συνημμένο Παράρτημα, οι σχετικές απαιτήσεις και για τις υπάρχουσες επικουρικές υπηρεσίες θα πρέπει να καθορίζονται βάσει συγκεκριμένης μεθοδολογίας λαμβάνοντας υπόψη τις πραγματικές ανάγκες του Συστήματος.

7. Τέλος, το σχέδιο του Κώδικα της Αγοράς Εξισορρόπησης προβλέπει (βλ. Άρθρο 135) ότι η κάλυψη του κόστους των απωλειών του συστήματος μεταφοράς θα γίνεται από τους Προμηθευτές μέσω του Λογαριασμού Προσαυξήσεων, άποψη με την οποία διαφωνούμε. Η δραστηριότητα της προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας σε τελικούς καταναλωτές έχει ήδη επιβαρυνθεί σημαντικά από την υιοθέτηση χρεώσεων αναποτελεσματικών και χωρίς επιστημονική βάση στο ανταγωνιστικό σκέλος των τιμολογίων των Προμηθευτών (βλ. ΠΧΕΦΕΛ) αλλά και η συνήθης ευρωπαϊκή πρακτική είναι οι απώλειες του συστήματος να συμπεριλαμβάνονται στη Χρέωση Χρήσης Συστήματος, θεωρούμε απαραίτητη την τροποποίηση του σχεδίου του Κώδικα σε αυτό το σημείο και τη συμπερίληψη του κόστους των απωλειών του Συστήματος Μεταφοράς στη Χρέωση Χρήσης Συστήματος.

Αναλυτική περιγραφή των παραπάνω βασικών θέσεων του ΕΣΑΗ, καθώς κι άλλων επιμέρους θεμάτων, περιλαμβάνεται στο συνημμένο παράρτημα.

Με εκτίμηση,



Αναστάσιος Καλλιτσάντης
Πρόεδρος

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ

- 1) **Κεντρικός προγραμματισμός και κατανομή των μονάδων παραγωγής:** Η διατήρηση του κεντρικού προγραμματισμού (central scheduling) και της κεντρικής κατανομής (central dispatch) των μονάδων παραγωγής στην Αγορά Εξισορρόπησης είναι εξαιρετικά σημαντική, δεδομένου του πλήθους και της ανισορροπίας που παρατηρείται στη υφιστάμενη δομή των ενεργειακών χαρτοφυλακίων της ελληνικής αγοράς. Πιθανή εφαρμογή του αποκεντρωμένου προγραμματισμού ή/και της αποκεντρωμένης κατανομής θα δημιουργούσε ευνοϊκό πεδίο μόνο για τη ΔΕΗ, καθώς είναι ο μόνος συμμετέχων που διαθέτει σημαντικό και διαφοροποιημένο χαρτοφυλάκιο μονάδων. Σε αγορές με αποκεντρωμένο προγραμματισμό (self-scheduling) και αποκεντρωμένη κατανομή (self-dispatch), κάθε διαχειριστής χαρτοφυλακίου μονάδων επικεντρώνεται αποκλειστικά και μόνο στις δικές του μονάδες και φορτία, αγνοώντας τα κόστη, τον πιθανό προγραμματισμό και την κατανομή των λοιπών χαρτοφυλακίων. Αντίθετα, σε αγορές με κεντρικό προγραμματισμό και κατανομή ο Διαχειριστής του Συστήματος λαμβάνει υπόψη τα τεχνοοικονομικά δεδομένα όλων των διαθέσιμων πηγών, άρα προγραμματίζει και κατανέμει τις μονάδες βέλτιστα ώστε να μεγιστοποιηθεί το συνολικό κοινωνικό πλεόνασμα (ή απλούστερα για να ελαχιστοποιηθεί το συνολικό κόστος παραγωγής και κάλυψης των εφεδρειών).

Άλλωστε και η μελέτη της ΡΑΕ, του ΛΑΓΗΕ και του ΑΔΜΗΕ, η οποία υλοποιήθηκε από την ECCO International και τέθηκε σε διαβούλευση τον Σεπτέμβριο 2014, έχει επισημάνει επαρκώς και εκτενώς ότι για λόγους διαφάνειας των συναλλαγών και ασφάλειας του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας θα πρέπει να διατηρηθεί η κεντρική κατανομή των μονάδων από το Διαχειριστή στην ελληνική αγορά. Ειδικά για τη χώρα μας, η τήρηση της διαφάνειας σε αυτή τη φάση, όπου η δεσπόζουσα επιχείρηση διατηρεί τόσο υψηλό μερίδιο αγοράς σε Προμήθεια και Παραγωγή, είναι αδιαπραγμάτευτης αξίας στο σχεδιασμό της αγοράς.

- 2) **Συμμετοχή των παραγωγών ανά μονάδα παραγωγής:** Η διατήρηση της συμμετοχής των παραγωγών σε επίπεδο μονάδας στην Ημερήσια Αγορά, την Ενδοημερήσια Αγορά και την Αγορά Εξισορρόπησης είναι επίσης εξαιρετικά σημαντική, δεδομένης της δομής της αγοράς ηλεκτρισμού στην Ελλάδα. Πλέον των λόγων που αναφέρθηκαν στο προηγούμενο σημείο, σε πιθανή εφαρμογή του μοντέλου συμμετοχής των παραγωγών σε επίπεδο χαρτοφυλακίου, η ΔΕΗ θα μπορούσε να αποκρύπτει τις αναποτελεσματικότητες στη λειτουργία των λιγνιτικών της μονάδων, καθώς αυτές θα μπορούσαν να αντισταθμίζονται από άλλες μονάδες του χαρτοφυλακίου ή/και το φορτίο που εκπροσωπεί η ΔΕΗ με αυξημένο βέβαια κόστος.

Η ρύθμιση για τη συμμετοχή των παραγωγών σε επίπεδο μονάδας σχετίζεται άμεσα με την επιλογή του κεντρικού προγραμματισμού και της κεντρικής κατανομής που αναφέρθηκε στο πρώτο σημείο.

- 3) **Κατώφλι προσφορών ίσο με το Ελάχιστο Μεταβλητό Κόστος των μονάδων παραγωγής:** Η διατήρηση του κατωφλίου των προσφορών των μονάδων παραγωγής είναι πολύ σημαντική ως μέτρο περιορισμού της δυνατότητας εξάσκησης της δύναμης αγοράς (market power) που κατέχει η δεσπόμενη επιχείρηση.

Η εναλλακτική επιλογή για να ελεγχθεί αποτελεσματικά η δυνητική κατάχρηση της δύναμης της αγοράς από τη δεσπόμενη επιχείρηση θα ήταν η ύπαρξη πολυδύναμης Διεύθυνσης παρακολούθησης της αγοράς από την πλευρά του Χρηματιστηρίου Ενέργειας και της ΡΑΕ, η οποία να δρα βάσει συγκεκριμένων διαδικασιών και μετά από συστηματικές και απαιτητικές αλγοριθμικές αναλύσεις να βρίσκει πιθανές πράξεις κατάχρησης ώστε να επιβάλλει τις σχετικές διοικητικές ποινές.

Η λύση που επιλέχθηκε (εφαρμογή κατωφλίου προσφορών) είναι απλούστερη, εγγυημένα αποδοτική, και απαιτεί λιγότερες διαδικασίες παρακολούθησης/ελέγχου της αγοράς και διερεύνησης καταγγελιών από την πλευρά των Αρχών.

Δεδομένων των ανωτέρω, υποστηρίζουμε πλήρως τη διατήρηση του εν λόγω κατωφλίου. Μάλιστα, θα ήταν ευκαίριο να παραμείνει η ρύθμιση του υπολογισμού του μεταβλητού κόστους στα όρια Συστήματος-Δικτύου (κι όχι στο μετρητή της μονάδας παραγωγής) ως κατώφλι των προσφορών έγχυσης (όπως ισχύει σήμερα), παρ' όλο που η κάλυψη των απωλειών του Συστήματος Μεταφοράς θα γίνεται πλέον με απευθείας αγορά ενέργειας από τον Διαχειριστή του Συστήματος μέσω "priority price-taking orders" στην Ημερήσια και στην Ενδοημερήσια Αγορά.

- 4) **Μέγιστο ποσοστό προθεσμιακών και διμερών συμβολαίων:** Η δομή της ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας χαρακτηρίζεται από έναν δεσπόμενο συμμετέχοντα, με πολύ μεγάλο ποσοστό συγκέντρωσης στην Προμήθεια και μεγάλο ποσοστό στην Παραγωγή και τις εισαγωγές, άρα με μεγάλη δυνατότητα άσκησης δύναμης αγοράς (market power) σε βάρος των ανταγωνιστών του. Για αυτό το λόγο είναι αναγκαία η θέσπιση άνω ορίου στις ποσότητες των προθεσμιακών και διμερών συμβολαίων που θα συνάπτει ο Δεσπόμενος Συμμετέχων, έως ότου απωλέσει σημαντικό μερίδιο αγοράς στην προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας, ώστε:

α) αφενός να μην υπάρχει δυνατότητα αλλοίωσης της σειράς ένταξης των μονάδων παραγωγής προς κάλυψη του φορτίου, μέσω επιλογής και χρήσης από την πλευρά του Δεσπόμενου Συμμετέχοντα ακριβότερων μονάδων (ακριβών λιγνιτικών ή ακριβών και μη-αποδοτικών μονάδων φυσικού αερίου) για την κάλυψη των διμερών συμβολαίων (κατά την υποβολή των "Physical Delivery Nominations"),

β) αφετέρου να μην αποστερηθεί ενεργειακή ρευστότητα η Ημερήσια Αγορά, ώστε οι τιμές αυτής να συνεχίσουν να αντανακλούν το βραχυχρόνιο μεταβλητό κόστος παραγωγής του εκάστοτε διαθέσιμου μίγματος των μονάδων.

Αναφορικά με το σημείο (α), εάν το μέγιστο ποσοστό προθεσμιακών και διμερών συμβολαίων είναι υψηλό και η ΔΕΗ επιλέξει να χρησιμοποιήσει τις ακριβότερες

μονάδες της για την κάλυψη των διμερών συμβολαίων, άρα οι ποσότητες των φθηνότερων μονάδων της θα προσφέρεται στην Ημερήσια Αγορά, τότε οι επιπτώσεις θα είναι οι ακόλουθες:

- 1) θα μειώσει σημαντικά τη χρήση των ιδιωτικών μονάδων για την κάλυψη του φορτίου, με αποτέλεσμα να χάνεται η έννοια της παροχής ίσων ευκαιριών σε όλους τους συμμετέχοντες, ακόμη και στους μικρότερους, και
- 2) θα επηρεάσει σημαντικά την τιμή της Ημερήσιας Αγοράς εις βάρος των ιδιωτικών επιχειρήσεων ηλεκτρισμού αλλά και του Ειδικού Λογαριασμού ΑΠΕ δημιουργώντας όφελος μόνο για τη δεσπόζουσα επιχείρηση. Το γεγονός αυτό θα οξύνει περαιτέρω το ήδη σημαντικό πρόβλημα ανάκτησης του πλήρους κόστους (“missing money” problem) που αντιμετωπίζουν οι ευέλικτες μονάδες με καύσιμο φυσικό αέριο.

Και οι δύο ανωτέρω συνέπειες θα μπορούσαν σε μεσοπρόθεσμο επίπεδο να οδηγήσουν σε απόσυρση μονάδων φυσικού αερίου από το ενεργειακό μίγμα της χώρας, θέτοντας σε άμεσο κίνδυνο την επάρκεια ισχύος και την ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού της χώρας. Το γεγονός αυτό θα δώσει αρνητικό σήμα σε μελλοντικές επενδύσεις τόσο στο χώρο της ενέργειας όσο και σε άλλους τομείς της Ελληνικής οικονομίας.

Επομένως, ένας ορθολογικός σχεδιασμός της χονδρεμπορικής αγοράς, μέσω καθορισμού κριτηρίων συμμετοχής που προσαρμόζονται όσο διευρύνεται ο ανταγωνισμός στην λιανική αγορά και την παραγωγή και όσο αλλάζει η δομή της ελληνικής αγοράς ηλεκτρισμού είναι πολύ σημαντικός ώστε να αμβλύνει το ζήτημα της υψηλής συγκέντρωσης στην Προμήθεια και στην Παραγωγή. Με αυτά ως δεδομένα προτείνουμε στην αρχική φάση λειτουργίας των νέων αγορών να θεσπισθεί μηδενικό όριο συμμετοχής στην προθεσμιακή αγορά και τα διμερή συμβόλαια για τον δεσπόζοντα παίκτη και σταδιακή αύξηση του ποσοστού με βάση τη μείωση του μεριδίου αγοράς στη λιανική καθώς και την αλλαγή της δομής της αγοράς. Σε κάθε περίπτωση εάν στην παρούσα φάση αποφασισθεί η δυνατότητα συμμετοχής του δεσπόζοντος στην προθεσμιακή αγορά και τα διμερή συμβόλαια το ποσοστό θα πρέπει να μην υπερβεί το 5%-10% ώστε οι επιπτώσεις να είναι ελεγχόμενες και να αποφευχθούν μη αναστρέψιμες βλάβες στον ανταγωνισμό μέχρι να αξιολογηθούν επαρκώς οι συνέπειες αυτής της ρύθμισης κατά διάρκεια της πρώτης φάσης λειτουργίας των αγορών.

- 5) **Κάλυψη κόστους κάλυψης απωλειών του συστήματος μεταφοράς:** Στον Κώδικα της Αγοράς Εξισορρόπησης (Άρθρο 135) προτείνεται η κάλυψη του κόστους των απωλειών του Συστήματος Μεταφοράς από τους Προμηθευτές μέσω του Λογαριασμού Προσαυξήσεων 1.

Το κόστος αυτό είναι επιπρόσθετο για τους Προμηθευτές (δεν το υφίστανται σήμερα) και βάσει της προτεινόμενης ρύθμισης του Κώδικα θα ενταχθεί στα ανταγωνιστικά κόστη του Προμηθευτή. Δεδομένης της σημερινής επιβάρυνσης των Προμηθευτών με πολλές άλλες χρεώσεις “out-of-market”, όπως η ΠΧΕΦΕΛ, η επιπλέον επιβάρυνση του ανταγωνιστικού κόστους των Προμηθευτών θεωρείται ατεκμηρίωτη και μπορεί

να οδηγήσει σε επιπλέον δυσχέρειες στο άνοιγμα της λιανικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Για το λόγο αυτό, προτείνουμε τη συμπερίληψη του κόστους αυτού στις Χρεώσεις Χρήσης Συστήματος, όπως συμβαίνει ήδη σε αρκετές Ευρωπαϊκές αγορές (π.χ. Γερμανία, Ολλανδία, Βέλγιο, Ελβετία, Ισπανία, Αυστρία, Δανία, κ.α.), ώστε η χρέωση αυτή να ενταχθεί στο ρυθμιζόμενο σκέλος των τιμολογίων.

- 6) **Τύποι Εντολών στην Ημερήσια αγορά:** Δεν είναι κατανοητό γιατί έχουν περιορισθεί οι τύποι των δυνατών εντολών πακέτου (block orders) που μπορούν να υποβληθούν από τους Συμμετέχοντες στην Ημερήσια Αγορά. Σε αρκετές Ευρωπαϊκές αγορές επιτρέπεται η υποβολή όλων των τύπων των εντολών πακέτου.

Συγκεκριμένα, ο τύπος “Exclusive group of block orders” θα ήταν εξαιρετικά χρήσιμος για τον προγραμματισμό των μονάδων φυσικού αερίου, καθότι ο παραγωγός θα μπορούσε να υποβάλλει πολλά μπλοκ προσφορών που να εκκινούν κάποια πρωινή ώρα και να τελειώνουν κάποια βραδινή ώρα, και στη συνέχεια ο αλγόριθμος επίλυσης της Ημερήσιας Αγοράς να επιλέγει το ένα και μοναδικό block order που θα εξυπηρετηθεί (εφόσον εξυπηρετηθεί κάποιο) για κάθε μονάδα, βάσει του στόχου της μεγιστοποίησης του συνολικού κοινωνικού πλεονάσματος.

Επιπλέον, η χρήση των συνδεδεμένων εντολών πακέτου (linked block orders) θα μπορούσε επίσης να δώσει επιπλέον δυνατότητες στους παραγωγούς για προγραμματισμό και λειτουργία των μονάδων παραγωγής άνω του τεχνικού ελαχίστου, υπό συγκεκριμένες συνθήκες τιμών της Ημερήσιας Αγοράς.

Δεδομένου του γεγονότος ότι πλέον η ευθύνη κατάστροφης ενός εφικτού προγράμματος λειτουργίας μίας μονάδας μεταφέρεται πλήρως στον παραγωγό, και δεδομένου του όρου που αναγράφεται στην παράγραφο 15 του Άρθρου 126 του Κώδικα Εξισορρόπησης:

“Σε περίπτωση που το Πρόγραμμα Συναλλαγών μίας Οντότητα Υπηρεσίας Εξισορρόπησης e είναι μικρότερο από το Τεχνικό Ελάχιστο της Οντότητας τότε (α) αν η ΔΕΠ μηδενίζει την ενέργεια της Οντότητας η ποσότητα από το Πρόγραμμα Συναλλαγών μέχρι το μηδέν θεωρείται απόκλιση και (β) αν η ΔΕΠ φορτίσει την Οντότητα τουλάχιστον στο Τεχνικό της Ελάχιστο η ενέργεια από το Πρόγραμμα Συναλλαγών μέχρι το Τεχνικό Ελάχιστο της Οντότητας θεωρείται απόκλιση.”

είναι πολύ σημαντικό για τους παραγωγούς να διαθέτουν “εργαλεία” για να προγραμματίζουν βέλτιστα τις μονάδες παραγωγής τους με πρόγραμμα εφικτής λειτουργίας (π.χ. άνω του τεχνικού ελαχίστου), διότι διαφορετικά θα είναι εκτεθειμένοι σε υψηλές αποκλίσεις, άρα και σε υψηλά κόστη αποκλίσεων. Η χρήση μόνο των απλών εντολών πακέτου (όπως προτείνεται στον Κώδικα Ημερήσιας Αγοράς) δεν διασφαλίζει σε καμία περίπτωση το βέλτιστο προγραμματισμό των μονάδων παραγωγής.

Εξάλλου, η χρήση αυτών των τύπων προσφορών (exclusive group of block orders, linked block orders) από τις ελληνικές μονάδες παραγωγής είναι εύκολα διαχειρίσιμη

για το πανευρωπαϊκό πρόγραμμα επίλυσης και σύζευξης των αγορών Euphemia, καθώς απαιτεί ανεπαίσθητη αύξηση του υπολογιστικού φόρτου κατά μία πανευρωπαϊκή επίλυση της Ημερήσιας Αγοράς.

- 7) **Αποζημίωση start-up cost:** Βάσει του “detailed design document” και του Κώδικα της Αγοράς Εξισορρόπησης, δεν θα υπεισέρχεται πλέον το κόστος σβέσης (ίσο με το κόστος ενδιάμεσης εκκίνησης) στην αντικειμενική συνάρτηση της Διαδικασίας Ενοποιημένου Προγραμματισμού (Integrated Scheduling Process), ούτε θα υπάρχει αποζημίωση του κόστους αυτού στους παραγωγούς σε περίπτωση σβέσης κατανεμόμενης μονάδας μετά από σχετική εντολή από τον Διαχειριστή του Συστήματος. Αυτό έρχεται σε αντίθεση με την τρέχουσα κατάσταση, όχι μόνο στην Ελλάδα αλλά και σε άλλες ευρωπαϊκές χώρες που εφαρμόζουν το σύστημα κεντρικού προγραμματισμού και κατανομής. Δεν αντιλαμβανόμαστε το λόγο που οδήγησε σ’ αυτήν την επιλογή, καθώς είναι επιλογή που αντιβαίνει στην αρχή της κοστοστρέφειας, δεδομένου ότι το κόστος ενδιάμεσης εκκίνησης (για το οποίο αποζημιώνεται σήμερα ένας παραγωγός κατά τη σβέση μίας μονάδας) είναι υπαρκτό κόστος, το οποίο επιβαρύνεται ο παραγωγός μετά από κάθε σχετική εντολή από τον Διαχειριστή του Συστήματος.

Η επιλογή αυτή μπορεί να υφίσταται σε ευρωπαϊκές αγορές με σύστημα αποκεντρωμένου προγραμματισμού ή/και κατανομής (π.χ. Γερμανία), ωστόσο στην περίπτωση αυτή ο παραγωγός υποβάλλει προσφορές χαρτοφυλακίου και περιλαμβάνει σ’ αυτές το κόστος εκκίνησης όσων μονάδων θεωρεί ότι πρέπει να εκκινήσει ώστε να παραδώσει τις πωληθείσες MWh. Ως στρατηγική, αυτό είναι σχετικά εφικτό, καθώς το κόστος 1-2 εκκινήσεων “χάνεται” εντός μίας συνολικής προσφοράς 20.000 MWh ή πιθανόν ακόμη μεγαλύτερη. Ωστόσο, σε επίπεδο κεντρικού προγραμματισμού με συμμετοχή ανά μονάδα (unit-based participation), οι μονάδες που θα πρέπει να εκκινήσουν για να προγραμματιστούν και να κατανεμηθούν θα είναι παντελώς μη-ανταγωνιστικές – έναντι αυτών που είναι ήδη εντός λειτουργίας – κατά την επίλυση της Ημερήσιας Αγοράς.

Η παραπάνω πρόβλεψη ευνοεί ουσιαστικά τις μονάδες βάσης που παραμένουν συνεχώς συγχρονισμένες (καθότι δεν θα επιβαρύνονται με επιπλέον κόστη συγχρονισμού) και επιβαρύνει σημαντικά τις ευέλικτες μονάδες ενδιάμεσου φορτίου κυκλικής λειτουργίας, που είναι κατά κανόνα οι μονάδες φυσικού αερίου (αφού οι ΥΗΣ έχουν ουσιαστικά μηδενικό κόστος εκκίνησης). Επομένως, η ρύθμιση αυτή ευνοεί σαφέστατα και μόνο τον Δεσπόζοντα Παραγωγό που κατέχει όλες τις λιγνιτικές μονάδες βάσης, ο οποίος θα μπορεί να εντάσσει τις μη-ευέλικτες λιγνιτικές μονάδες του μέσω διμερών συμβολαίων (βάσει του Κώδικα Προθεσμιακής Αγοράς) και να τις διατηρεί σε συνεχή λειτουργία ώστε να μην επιβαρύνεται επιπρόσθετα με το κόστος συγχρονισμού τους.

Δεδομένων των ανωτέρω, είναι σαφές ότι δεν πρέπει να υιοθετηθεί η ρύθμιση που περιέχεται στο σχέδιο του Κώδικα Αγοράς Εξισορρόπησης, δηλαδή να μην υπεισέρχεται το κόστος σβέσης (κόστος ενδιάμεσης εκκίνησης) στην αντικειμενική συνάρτηση της Διαδικασίας Ενοποιημένου Προγραμματισμού και να μη γίνεται αποζημίωση του κόστους αυτού στους παραγωγούς σε περίπτωση σβέσης

κατανεμόμενης μονάδας μετά από σχετική εντολή από τον Διαχειριστή του Συστήματος. Μια τέτοια ρύθμιση μπορεί να έχει ολέθριες επιπτώσεις στη βιωσιμότητα των ιδιωτικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής, με ό,τι αυτό συνεπάγεται για το άνοιγμα του ανταγωνισμού και την επάρκεια ισχύος στο ελληνικό Ηλεκτρικό Σύστημα.

8) **Εφεδρείες:** Αναφορικά με την προμήθεια των εφεδρειών από τον Διαχειριστή του Συστήματος, έχουμε τις ακόλουθες παρατηρήσεις:

α) Απαιτήσεις εφεδρείας αποκατάστασης συχνότητας (FRR): Στο Annex 2 του “detailed design document” της Αγοράς Εξισορρόπησης αναφέρεται ορθά ότι:

“all TSOs of a LFC block shall determine the positive reserve capacity on FRR, which shall not be less than the positive dimensioning incident of the LFC block”

Προφανώς, αυτό δεν εφαρμόζεται σήμερα, καθότι π.χ. τις ώρες 1-6 κάθε ημέρας ένα από τα μεγαλύτερα πιθανά γεγονότα απώλειας ισχύος είναι η πτώση της διασύνδεσης Ελλάδα-Ιταλία ισχύος 500 MW. Ωστόσο, η απαίτηση ανοδικής δευτερεύουσας εφεδρείας είναι μόλις 250 MW κατά τις ώρες 1-5 και 350 MW κατά την ώρα 6.

Αντίστοιχα, στο Annex 2 του “detailed design document” της Αγοράς Εξισορρόπησης αναφέρεται ορθά ότι:

“all TSOs of a LFC block shall determine the negative reserve capacity on FRR, which shall not be less than the negative dimensioning incident of the LFC block”

Αντίστοιχα, η πρόβλεψη αυτή δεν εφαρμόζεται σήμερα, καθότι η απαίτηση καθοδικής δευτερεύουσας εφεδρείας καθ' όλη τη διάρκεια της ημέρας είναι 100 MW, και δεν υπάρχει απαίτηση καθοδικής χειροκίνητης εφεδρείας αποκατάστασης συχνότητας (mFRR), ενώ το μεγαλύτερο φορτίο είναι 300 MW και η μεγαλύτερη εξαγωγή είναι έως 500 MW στη διασύνδεση Ελλάδα-Ιταλία.

Επισημαίνεται ότι ο σχετικός Κώδικας Δικτύου του ENTSO-E έχει ήδη εγκριθεί από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή ως “COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation”.

Επομένως, θεωρούμε ότι οι απαιτήσεις εφεδρείας αποκατάστασης συχνότητας (aFRR & mFRR) θα προσαρμοστούν στις προβλέψεις του ανωτέρω Κανονισμού. Επιπλέον, πρέπει να υπολογιστεί και να εφαρμοστεί καθοδική χειροκίνητη εφεδρεία αποκατάστασης συχνότητας (mFRR), κατ' αναλογία με την ανοδική, όπως ισχύει π.χ. και στην Ιταλία, η οποία να καλύπτει τη μέγιστη απώλεια φορτίου του συστήματος και το σφάλμα πρόβλεψης του καθαρού φορτίου

(δηλαδή, το σφάλμα της πρόβλεψης του φορτίου του συστήματος και το σφάλμα της πρόβλεψης παραγωγής των ΑΠΕ). Η ύπαρξη της αυτόματης εφεδρείας αποκατάστασης συχνότητας (aFRR ή AGC) μπορεί να αντιμετωπίσει ένα γεγονός απώλειας φορτίου, αλλά η χειροκίνητη εφεδρεία αποκατάστασης συχνότητας (που αποτελεί μορφή γρήγορης τριτεύουσας εφεδρείας) είναι απαραίτητη για την αποκατάσταση της δυναμικότητας χειροκίνητης εφεδρείας αποκατάστασης συχνότητας (aFRR) και την αποκατάσταση της ασφαλούς κανονικής λειτουργίας του συστήματος (προληπτικός έλεγχος ή “preventive control”) για την αντιμετώπιση π.χ. ενός δεύτερου συνεχόμενου γεγονότος.

Τέλος, η διάρκεια του χρονικού βήματος της Αγοράς Εξισορρόπησης Ενέργειας Πραγματικού Χρόνου (15 λεπτά) συνεπάγεται τη σημαντική αύξηση των απαιτήσεων αυτόματης εφεδρείας αποκατάστασης συχνότητας (aFRR), καθώς οι αποκλίσεις του καθαρού φορτίου θα καλύπτονται μέσω της ενεργοποίησης της χειροκίνητης εφεδρείας αποκατάστασης συχνότητας (mFRR) ανά 15λεπτο, ενώ οι αποκλίσεις εντός κάθε 15λέπτου θα πρέπει να ρυθμίζονται από την ενεργοποίηση της αυτόματης εφεδρείας αποκατάστασης συχνότητας (aFRR). Σήμερα, οι απαιτήσεις aFRR υπολογίζονται έτσι ώστε να επιλύονται οι αποκλίσεις εντός κάθε 5λέπτου. Επομένως, η αύξηση της διάρκειας του χρονικού βήματος της Αγοράς Εξισορρόπησης Ενέργειας Πραγματικού Χρόνου σε 15 λεπτά συνεπάγεται τη σημαντική αύξηση των απαιτήσεων αυτόματης εφεδρείας αποκατάστασης συχνότητας (aFRR) ώστε να μπορεί να επιλύει τις αποκλίσεις εντός κάθε 15λεπτου.

- β) Flexible Ramping Capacity (FRC): Στα κείμενα που είχαν δημοσιευτεί τον Οκτώβριο 2014 αναφορικά με το “High-level Market Design” της Ελληνικής χονδρεμπορικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, στην Αγορά Εξισορρόπησης είχε προταθεί να υπάρχει προϊόν βραχυπρόθεσμης διαθεσιμότητας ευελιξίας (short-term Flexible Ramping Capacity), κατά το παράδειγμα αντίστοιχων Διαχειριστών των Ηνωμένων Πολιτειών. Το προϊόν αυτό έχει ήδη ενσωματωθεί στις αγορές που διαχειρίζονται οι CAISO (Καλιφόρνια) και PJM (BA Πολιτείες) λόγω της επερχόμενης αυξημένης διείδυσης των ΑΠΕ που προκαλούν σημαντική αβεβαιότητα και μεταβλητότητα στο καθαρό φορτίο του Συστήματος. Ουσιαστικά, το προϊόν αυτό εξασφαλίζει ότι θα υπάρχει ικανή διαθεσιμότητα ανόδου/καθόδου των Παρόχων Υπηρεσίας Εξισορρόπησης (BSPs) (ramping capacity ή ramping headroom) ώστε να ακολουθείται χωρίς πρόβλημα η διακύμανση του καθαρού φορτίου σε πραγματικό χρόνο (load following).

Ωστόσο, στην παρούσα διαβούλευση δεν γίνεται καμία αναφορά για το προϊόν αυτό. Αυτό προκαλεί ιδιαίτερη έκπληξη, καθώς με βάση τα προβλεπόμενα στο ΔΠΑ του ΑΔΜΗΕ αναμένεται να ενταχθούν στο σύστημα άλλα 2.000 MW μονάδων ΑΠΕ κατά τα επόμενα 3-4 έτη. Η παρακολούθηση της βραχυχρόνιας μεταβλητότητας του καθαρού φορτίου σε πραγματικό χρόνο (“load following” από ένα 15λεπτο στο επόμενο 15λεπτο) μπορεί να διευκολυνθεί σημαντικά από

την εισαγωγή του προϊόντος αυτού, ώστε να μην υπάρχουν περιορισμοί ανόδου/καθόδου ισχύος (ramping constraints) στις μονάδες παραγωγής κατά την παρακολούθηση της μεταβλητότητας του φορτίου μεταξύ δύο συνεχόμενων περιόδων κατανομής (15λεπτα). Η εισαγωγή του προϊόντος FRC και η αποζημίωση αυτού εγγυάται ότι δίνονται τα σωστά οικονομικά σήματα στις ευέλικτες μονάδες παραγωγής για την παρακολούθηση της βραχυχρόνιας μεταβλητότητας του καθαρού φορτίου.

Δεδομένων των ανωτέρω, προτείνουμε την εισαγωγή της υπηρεσίας FRC στο σύνολο των λοιπών επικουρικών υπηρεσιών, μέσω της προετοιμασίας και υποβολής τεκμηριωμένης εισήγησης από τις ελληνικές Αρχές για ειδικό προϊόν “Flexible Ramping Capacity” στον ACER.

- γ) Αποζημίωση γρήγορης δευτερεύουσας εφεδρείας (fast aFRR): Στο “detailed design document” της Αγοράς Εξισορρόπησης αναφέρεται ότι θα συνεχίσει να υπάρχει σχετικός περιορισμός στη Διαδικασία Ενοποιημένου Προγραμματισμού αναφορικά με την απαίτηση διατήρησης γρήγορης δευτερεύουσας εφεδρείας (fast secondary reserve ή fast aFRR) από τις μονάδες παραγωγής του Συστήματος. Συμφωνούμε απόλυτα με την αναγκαιότητα αυτής της απαίτησης, αλλά επιπρόσθετα θεωρούμε ότι η παροχή αυτής της υπηρεσίας πρέπει να αποζημιώνεται ξεχωριστά στους παρόχους της. Η αποζημίωση αυτή θα παρέχει τα ορθά οικονομικά σήματα στους παραγωγούς για την αντιμετώπιση των βραχυχρόνιων αποκλίσεων του καθαρού φορτίου εντός κάθε 15λεπτού.
- 9) Σωρευτική εκπροσώπηση ΑΠΕ (aggregation): Βάσει του “detailed design document” για την Προημερήσια Αγορά (σελ. 36-37) η σωρευτική εκπροσώπηση μονάδων ΑΠΕ –είτε κατανεμόμενων είτε όχι- μπορεί να γίνεται μόνο σε χαρτοφυλάκιο που περιλαμβάνει την ίδια τεχνολογία (π.χ. αιολικά, φ/β). Η απαίτηση αυτή του σχεδιασμού δεν εδράζεται όμως σε κανέναν πραγματικό περιορισμό στη λειτουργία της αγοράς. Αντιθέτως δημιουργεί σημαντικά προβλήματα, μειώνει πολύ την αποδοτικότητα στη διαχείριση των χαρτοφυλακίων ανανεώσιμων πηγών και αυξάνει τις ανισορροπίες στην αγορά ηλεκτρισμού. Από την άλλη μεριά η δημιουργία μικτών χαρτοφυλακίων σωρευτικής εκπροσώπησης ΑΠΕ θα δώσει την δυνατότητα για καλύτερη εξισορρόπηση των διαφορετικών προφίλ παραγωγής κάθε τεχνολογίας. Με τον τρόπο αυτό θα μειωθεί το ρίσκο στη σωρευτική εκπροσώπηση μονάδων ΑΠΕ κι επομένως θα διευκολυνθεί κατά πολύ η ενσωμάτωση τους στην ανταγωνιστική αγορά ηλεκτρισμού.
- 10) Ρύθμιση παραγράφου 15 Άρθρου 126 Αγοράς Εξισορρόπησης: Στην παράγραφο 15 του Άρθρου 126 του Κώδικα Αγοράς Εξισορρόπησης αναφέρεται ότι:

“Σε περίπτωση που το Πρόγραμμα Συναλλαγών μίας Οντότητα Υπηρεσίας Εξισορρόπησης ε είναι μικρότερο από το Τεχνικό Ελάχιστο της Οντότητας τότε (α) αν η ΔΕΠ μηδενίσει την ενέργεια της Οντότητας η ποσότητα από το

Πρόγραμμα Συναλλαγών μέχρι το μηδέν θεωρείται απόκλιση και (β) αν η ΔΕΠ φορτίσει την Οντότητα τουλάχιστον στο Τεχνικό της Ελάχιστο η ενέργεια από το Πρόγραμμα Συναλλαγών μέχρι το Τεχνικό Ελάχιστο της Οντότητας θεωρείται απόκλιση.”

Ωστόσο, υπάρχουν περιπτώσεις που πρέπει να θεσπιστούν εξαιρέσεις από τον παραπάνω κανόνα, όπως π.χ. στην περίπτωση που στη Διαδικασία Ενοποιημένου Προγραμματισμού μία μονάδα προγραμματίζεται να λειτουργήσει σε φάση παραμονής σε ενδιάμεσο φορτίο (soak period) και το πρόγραμμα συναλλαγών για το ίδιο ημίωρο ισούται με το φορτίο συγχρονισμού.

11) **Κανόνες εκκαθάρισης αποκλίσεων σε BSPs:** Στα άρθρα 126-128 του Κώδικα Αγοράς Εξισορρόπησης αναφέρονται οι κανόνες αποζημίωσης και εκκαθάρισης αποκλίσεων των Παρόχων Υπηρεσίας Εξισορρόπησης (BSPs). Αυτοί οι κανόνες ενίοτε δημιουργούν αντικίνητρα συμμόρφωσης με τις εντολές κατανομής για τις μη-ευέλικτες (λιγνιτικές) μονάδες, όπως αναφέρεται παρακάτω:

α) 1^η περίπτωση: Στην περίπτωση που $INST_{e,t} > MQ_{e,t} > MS_{e,t}$, ισχύουν τα ακόλουθα:

Instructed energy: $INST_{e,t} = MS_{e,t} + ABE_{e,t}^{up} - ABE_{e,t}^{dn} = MS_{e,t} + ABE_{e,t}^{up}$

Imbalance adjustment: $IMBADJ_{e,t} = MS_{e,t} - MQ_{e,t}$

Imbalance: $IMB_{e,t} = MQ_{e,t} - MS_{e,t}$

Final imbalance: $FIMB_{e,t} = IMB_{e,t} + IMBADJ_{e,t} = 0$

Imbalance payment: $ImbAmount_{e,t} = FIMB_{e,t} \cdot ImbPrice_{z,t} = 0$

Επομένως, στην περίπτωση που μία μονάδα δεν εκτελέσει την εντολή κατανομής του ΑΔΜΗΕ να ανέβει σε συγκεκριμένο επίπεδο παραγωγής ($INST_{e,t}$), αλλά (π.χ. λόγω ανεπάρκειας διαθέσιμης ισχύος) παραμένει σε χαμηλότερο επίπεδο παραγωγής ($MQ_{e,t}$), το οποίο συμβαίνει συστηματικά με τις λιγνιτικές μονάδες παραγωγής, τότε η τελική απόκλιση ισούται με μηδέν και η πληρωμή της απόκλισης είναι επίσης μηδενική.

Αυτή η ρύθμιση δεν δίνει κανένα κίνητρο στον παραγωγό να ακολουθήσει τις ανοδικές εντολές κατανομής, και βοηθά τις μονάδες παραγωγής με ανεπάρκειες, όπως είναι κατά κανόνα οι λιγνιτικές μονάδες. Θεωρούμε ότι αυτή η ρύθμιση είναι απαράδεκτη, και ζητούμε την άμεση τροποποίησή της, ώστε να ποινολογείται σημαντικά η μη-εκτέλεση της εντολής κατανομής.

β) 2^η περίπτωση: Στην περίπτωση που $MS_{e,t} > INST_{e,t} > MQ_{e,t}$, ισχύουν τα ακόλουθα:

Instructed energy: $INST_{e,t} = MS_{e,t} + ABE_{e,t}^{up} - ABE_{e,t}^{dn} = MS_{e,t} - ABE_{e,t}^{dn}$

Imbalance adjustment: $IMBADJ_{e,t} = MS_{e,t} - INST_{e,t} = -ABE_{e,t}^{up}$

Imbalance: $IMB_{e,t} = MQ_{e,t} - MS_{e,t}$

Final imbalance: $FIMB_{e,t} = IMB_{e,t} + IMBADJ_{e,t} = MQ_{e,t} - INST_{e,t} < 0$

Imbalance payment: $ImbAmount_{e,t} = FIMB_{e,t} \cdot ImbPrice_{z,t}$

Επομένως, στην περίπτωση που μία μονάδα δεν εκτελέσει την εντολή κατανομής του ΑΔΜΗΕ να κατέβει σε συγκεκριμένο επίπεδο παραγωγής ($INST_{e,t}$), αλλά (π.χ. λόγω προβλημάτων ελέγχου της παραγωγής της) μεταβεί σε χαμηλότερο επίπεδο παραγωγής ($MQ_{e,t}$), τότε η τελική απόκλιση είναι αρνητική, και εφόσον η τιμή αποκλίσεων ($ImbPrice_{z,t}$) είναι θετική (που συμβαίνει συνήθως), τότε η πληρωμή της απόκλισης είναι επίσης αρνητική και ο παραγωγός αποζημιώνεται (λαμβάνει έσοδα) από την εκκαθάριση αποκλίσεων.

Αυτή η ρύθμιση είναι εντελώς λανθασμένη, καθότι ο παραγωγός μειώνει το επίπεδο παραγωγής του, άρα έχει χαμηλότερο κόστος παραγωγής, και επιπλέον λαμβάνει έσοδα από την εκκαθάριση αποκλίσεων. Η ρύθμιση αυτή δίνει σημαντικό κίνητρο στους παραγωγούς κατά τον πραγματικό χρόνο να λειτουργούν τις μονάδες παραγωγής τους σε χαμηλότερα επίπεδα από αυτό που ορίζει η καθοδική εντολή κατανομής, το οποίο θα δημιουργεί επιπλέον αποκλίσεις του Συστήματος σε πραγματικό χρόνο. Με βάση τα παραπάνω, διαφαίνεται ότι η λογική της εκκαθάρισης αποκλίσεων πρέπει να αναμορφωθεί εκ βάθρων, προκειμένου να δίνει τα σωστά οικονομικά κίνητρα στους παραγωγούς να ακολουθούν τις εντολές κατανομής και να ποινολογούνται σε κάθε περίπτωση αποκλίσεων από αυτές.