

Προς: κ. Δημήτριο Φούρλαρη, Αντιπρόεδρο ΡΑΑΕΥ,
κοιν: κ. Νικόλαο Μπουλαξή, Γενικό Διευθυντή ρυθμιστικής πολιτικής ΑΔΜΗΕ

elecodes-market@raaey.gr

Αθήνα, 14 Ιουλίου 2025

Θέμα: Δημόσια Διαβούλευση της ΡΑΑΕΥ αναφορικά με την Εισήγηση του ΑΔΜΗΕ για τις βασικές αρχές σχεδιασμού των δημοπρασιών Ισχύος Εξισορρόπησης και της Διαδικασίας Ενοποιημένου Προγραμματισμού

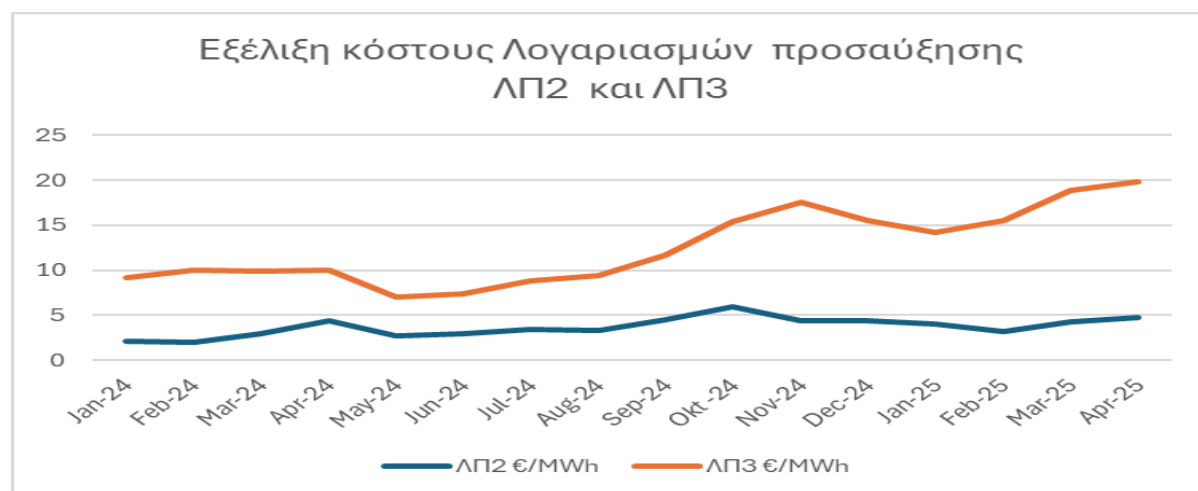
Αξιότιμε κύριε Αντιπρόεδρε,

Περιγραφή υφιστάμενης κατάστασης

Στην έκθεση πεπραγμένων της ΡΑΕ για το 2023 αναφέρεται: «Οι πιστώσεις των ηλεκτροπαραγωγών από συμβατικές πηγές ενέργειας στην Αγορά Επόμενης Ημέρας και την Ενδοημερήσια Αγορά ανήλθαν σε περίπου 2,8 δις ευρώ για το έτος 2023, από την Αγορά Εξισορρόπησης (Ενέργεια και Ισχύ) σε 490 εκ. ευρώ και από την ενέργεια για σκοπούς εκτός εξισορρόπησης σε 248 εκ. €, ήτοι συνολικά 738 εκ. €».

Σε συνέχεια αυτών από τα δημοσιευμένα στοιχεία του ΑΔΜΗΕ και από την σχετική μελέτη της Grant Thornton προκύπτει ότι από τον Ιούλιο του 2024 παρατηρείται συνεχής αδικαιολόγητη αύξηση του Λογαριασμού προσαύξησης 3 (ΛΠ3) έως και 150% ως προς το 2024. Αύξηση που έχει σαν αποτέλεσμα την υπέρμετρη επιβάρυνση των καταναλωτών και υπερκέρδη κύρια για τα Υ/Η και τα φ.α.

Επισημαίνουμε το γεγονός, ότι δεν υπάρχει διαφάνεια στις χρεώσεις που διαμορφώνουν το κόστος ανακατανομής, γιατί εκτός των άλλων η αμοιβή των μονάδων που προσφέρουν αυτές τις υπηρεσίες γίνεται βάσει των προσφορών τους (pay as bid). Απλά κάποια στιγμή τα κόστη αυτά ενσωματώνονται στον ΛΠ3.



Από την ίδια έκθεση πεπραγμένων της ΡΑΕ του 2023 προκύπτει ότι σχεδόν **το σύνολο των πιστώσεων για την αγορά εξισορρόπησης πηγαίνει στον δεσπόζοντα παίκτη, ήτοι 620εκ € εκ των 738εκ €, γεγονός το οποίο πρέπει να ληφθεί σοβαρά υπόψη στο νέο σχεδιασμό και ειδικότερα στη συμμετοχή με χαρτοφυλάκια οντοτήτων.**

	Αγορά Επόμενης Ημέρας & Ενδοημερήσια Αγορά	Αγορά Εξισορρόπησης	Αποκλίσεις
■ ΔΕΗ Α.Ε.	1,632	620	-43
■ Ανεξάρτητοι Παραγωγοί	1,189	118	-42

Είναι πλέον σαφές ότι με την ανεξέλεγκτα αυξανόμενη παραγωγή των ΑΠΕ σε συνδυασμό με την κατά χρονικές περιόδους ανάγκη για σημαντικές εξαγωγές, ο ΑΔΜΗΕ για λόγους ασφάλειας του συστήματος θα αυξάνει, σύμφωνα με τη μέχρι σήμερα ακολουθούμενη πρακτική, τις ποσότητες ανακατανομής κατά περίπτωση.

Οι οποίες μάλιστα αμείβονται αδιαφανώς με pay as bid, χωρίς να υπάρχει δυνατότητα ελέγχου από τον ΑΔΜΗΕ εάν η εν λόγω προσφορά αντανακλά το πραγματικό κόστος λειτουργίας των μονάδων, οι οποίες καλούνται να λειτουργήσουν εκτός προγράμματος αγοράς.

Συγκεκριμένα από τις αρχές Ιουλίου διαπιστώνουμε ότι καθημερινά ο ΑΔΜΗΕ εντάσσει δύο λιγνιτικές μονάδες (Αγ. Δημήτριος 3 και 4) με constraint, οι οποίες αμείβονται αδιαφανώς με pay as bid, ρύθμιση η οποία θα συνεχιστεί για όλο το καλοκαίρι.

Την δε περίοδο Μαρτίου-Ιουνίου του 2025 και όλα τα ΣΚ του Ιουλίου παρακολουθούμε καθημερινά τις ώρες ηλιοφάνειας, οπότε η παραγωγή των ΑΠΕ υπερκαλύπτει το τελικό φορτίο (Ζήτηση - εισαγωγές) με αποτέλεσμα οι τιμές στην DAM να συρρικνώνονται, 4-5 θερμικές μονάδες να εντάσσονται από τον ΑΔΜΗΕ με constraint και να αμείβονται επίσης με pay as bid.

Επισημαίνουμε επίσης ότι και το κόστος του ΛΠ2, ήτοι η αποζημίωση των συμβατικών μονάδων για να διαθέτουν την ισχύ τους στην αγορά εξισορρόπησης, είναι πολύ υψηλό και φθάνει τα 200εκ €.

Βάσει των ανωτέρω εκτιμούμε ότι το κόστος της αγοράς εξισορρόπησης το 2025 θα φθάσει και ίσως ξεπεράσει το 1 δις €, εκ των οποίων τα 500εκ θα αφορούν ενέργεια ανακατανομής. **Από τα παραπάνω συνάγουμε ότι η σημερινή λειτουργία της αγοράς σε τίποτα δεν θυμίζει λειτουργία ευνομούμενης ευρωπαϊκής αγοράς.**

Είναι σαφές λοιπόν ότι καθίσταται επιτακτική η λήψη μέτρων που να έχουν τους ίδιους στόχους με την παρούσα διαβούλευση, μελετώντας ταυτόχρονα μέτρα που ήδη εφαρμόζονται σε άλλες ευρωπαϊκές χώρες όπως η Ιταλία, η οποία έχει το ίδιο μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης της κεντρικής κατανομής (central dispatch).

Ιταλία

Η Grant Thornton εκπόνησε για λογαριασμό της EBIKEN μελέτη (συνημμένη) εξετάζει το πλαίσιο λειτουργίας της ιταλικής Αγοράς Εξισορρόπησης (MSD-Mercato dei Servizi di Disaccoppiamento), η οποία αποτελεί διακριτό τμήμα του συστήματος αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας της Ιταλίας και τελεί υπό τη διαχείριση του Διαχειριστή Συστήματος Μεταφοράς (Terna S.p.A.).

Εκτός από τα λειτουργικά και δομικά χαρακτηριστικά της αγοράς εξισορρόπησης, στη μελέτη αξιολογούνται και οι οικονομικές επιβαρύνσεις που προκύπτουν για τους συμμετέχοντες μέσω των σχετικών ρυθμιστικών χρεώσεων (Dispatching Services Fees), με έμφαση στον λογαριασμό προσαυξήσεων (Uplift).

Η MSD διαφέρει ουσιαστικά από τις αγορές Επόμενης Ημέρας, καθώς στοχεύει στη διασφάλιση της στιγμιαίας ισορροπίας μεταξύ προσφοράς και ζήτησης, στη σταθερότητα της συχνότητας και στη διαχείριση ενδοζωνικών συμφορήσεων.

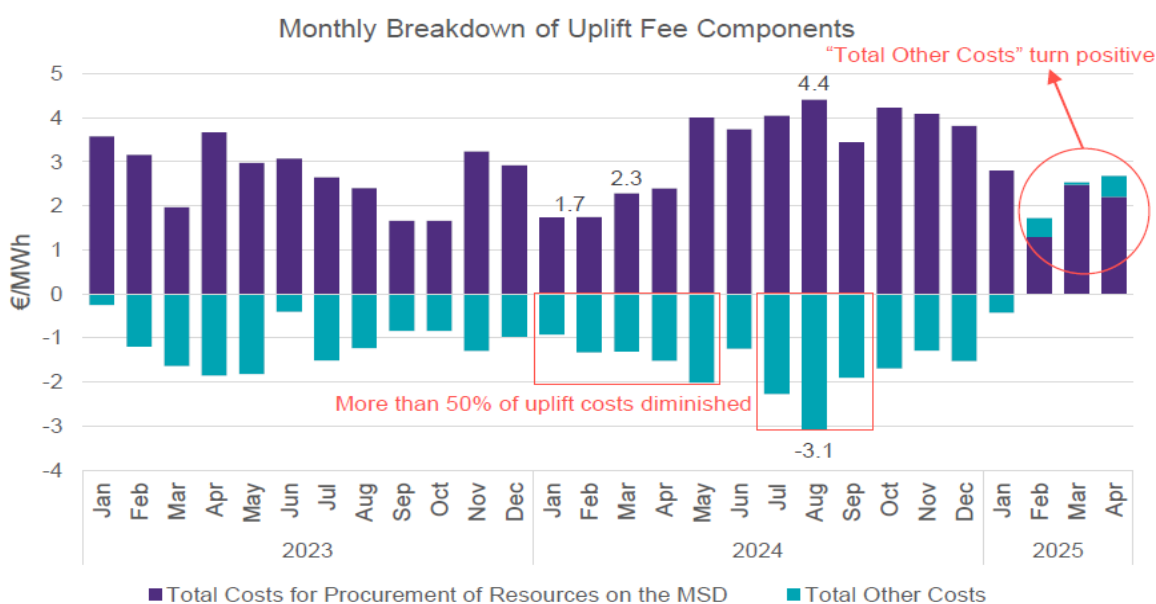
Η συμμετοχή των μονάδων γίνεται μέσω προσφορών σε μηχανισμό pay-as-bid, ενώ στο πλαίσιο της μεταρρύθμισης TIDE η αγορά μετασχηματίζεται σε ενιαία Αγορά Εξισορρόπησης και Ανακατανομής, με ενσωμάτωση των ευρωπαϊκών πλατφορμών εξισορρόπησης (π.χ. PICASSO και MARI), κατάργηση ορίων εγκατεστημένης ισχύος, δυνατότητα συμμετοχής ΑΠΕ μέσω συγκεντρωτικών μονάδων και εφαρμογή δεκαπεντάλεπτης χρονικής ανάλυσης (ISP) για τον υπολογισμό των αποκλίσεων.

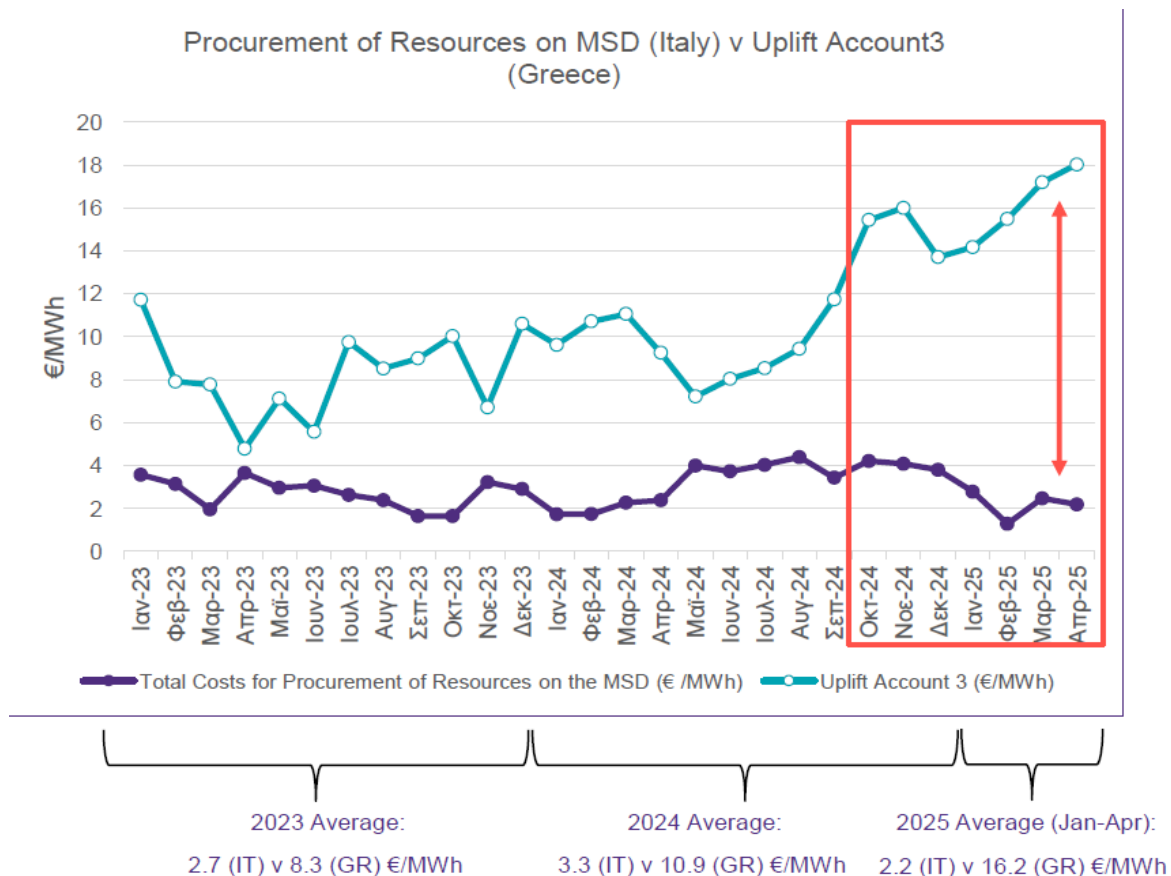
Ο λογαριασμός προσαυξήσεων (Uplift) που δημοσιεύεται από τον Διαχειριστή Συστήματος Μεταφοράς αποτελεί βασικό μηχανισμό ανάκτησης κόστους για τις παρεχόμενες επικουρικές υπηρεσίες.

Υπολογίζεται σε τριμηνιαία (πρόβλεψη) και μηνιαία (τελική εκκαθάριση) βάση, και περιλαμβάνει δύο βασικές κατηγορίες: α) τα καθαρά κόστη προμήθειας πόρων από την MSD, και β) τα κόστη που σχετίζονται με χρεώσεις ανισορροπίας, **διορθωτικούς μηχανισμούς για αποτροπή αυθαίρετων κερδών (non-arbitrage fees)** και κυρώσεις για μη συμμόρφωση με τις εντολές του Διαχειριστή. Επιπλέον, περιλαμβάνονται επιμέρους χρεώσεις για υπηρεσίες συγκέντρωσης φορτίου (aggregation service), διαχείρισης συμφόρησης και χρήσης διασυνδέσεων.

Στο πλαίσιο της συγκριτικής αξιολόγησης, αναλύθηκαν τα στοιχεία του κόστους εξισορρόπησης στην Ιταλία και συγκρίθηκαν με την χρέωση των Λογαριασμών Προσαυξήσεων 3 στην Ελλάδα. Η ανάλυση καταδεικνύει ότι οι ελληνικές χρεώσεις είναι συστηματικά υψηλότερες και πιο ευμετάβλητες. Ειδικότερα, η μέση χρέωση ως ποσοστό της Οριακής Τιμής Συστήματος (ΟΤΣ) διαμορφώθηκε στην Ελλάδα στο ~12% την περίοδο 2024-2025 (έως Απρίλιο), έναντι ~3% στην Ιταλία.

Οι αντίστοιχες χρεώσεις ανήλθαν κατά μέσο όρο σε 12.2 €/MWh στην Ελλάδα και 3 €/MWh στην Ιταλία κατά την ίδια περίοδο. Το χάσμα αυτό διευρύνεται αισθητά από το β' εξάμηνο του 2024 και έπειτα, αντανakλώντας διαρθρωτικές διαφορές στη λειτουργία των αγορών εξισορρόπησης, όπως επίσης και στη μεθοδολογία κατανομής κόστους και εσόδων από τις συγκεκριμένες αγορές.





Συμπέρασμα- Προτεινόμενη Ρύθμιση

Θεωρούμε θετικό ότι η Αρχή σας έχει αναθέσει μελέτη για να υπολογιστούν οι επιπτώσεις αυτής της μεταρρύθμισης που τίθεται σε διαβούλευση στο σύνολο της αγοράς, μιας αγοράς βαθιά ολιγοπωλιακής, όπου η ανάπτυξη έστω και στοιχειώδους ανταγωνισμού είναι ζητούμενο.

Η προαγορά ισχύος εφεδρείας πριν την DAM με ένα διαγωνισμό μπορεί να αποδειχθεί πολύ ακριβή επιλογή.

Η παρούσα πρόταση του ΑΔΜΗΕ όμως αποτελεί μια βάση για να αρχίσει σε βάθος ένας γόνιμος διάλογος, ο οποίος πρέπει να λάβει υπόψη το σχεδιασμό των αγορών όπως αυτή της Ιταλίας, όπου διαπιστώνουμε βασικές διαφορές ως προς την παρούσα πρόταση.

Σημαντικότερη εκείνη ότι στην Ιταλία γίνεται προαγορά ενέργειας/ισχύος εξισορρόπησης σε έξι περιόδους μέσα και πριν την DAM.

Ειδικά Σχόλια επί του Κειμένου

A1 Το χρονικό περιθώριο για τη διαμόρφωση των αναγκών του ΑΔΜΗΕ ουσιαστικά διαμορφώνεται από την περίοδο D-3 22:00-23:00 CET. Αυτό σημαίνει ένα χρονικό διάστημα πρόβλεψης αναγκών 50 με 74 ώρες, που κρίνεται ότι θα συμβάλει σε χειρότερη ποιότητα πρόβλεψης. Σε περίπτωση που οι

ανάγκες υπερεκτιμούνται για να καλύψουν ενδεχόμενα υψηλότερο σφάλμα πρόβλεψης, οι ποσότητες της αγοράς ισχύος θα αυξηθούν. Συνεπώς και τα κόστη για την αγορά ισχύος.

Η πρώτη εναλλακτική φαίνεται προτιμότερη. Η δεύτερη εναλλακτική απαιτεί συστηματική αναλυτική διερεύνηση καθώς μια ενδεχόμενη στενότητα στρεφόμενης ισχύος μπορεί να εκτοξεύσει τις τιμές FCR, λαμβάνοντας υπόψιν και τη διακομιστική ισχύ της Ελλάδας.

A2 Η δυνατότητα συμμετοχής ανά χαρτοφυλάκιο οντοτήτων δίνει όντως την ευελιξία, στους συμμετέχοντες να υπολογίσουν ένα πρόγραμμα αγοράς για συμμετοχή στην ΑΕΗ. Επειδή όμως η ΑΕΗ συνδιαμορφώνεται και από τις περιβάλλουσες αγορές, εγγενώς δίνεται εμμέσως κίνητρο σε όλους τους πιθανούς συμμετέχοντες να προσφέρουν καθολικά διαθέσιμη ισχύ, ανεξαρτήτως της ζητούμενης ποσότητας από τον ΑΔΜΗΕ. Και αυτό γιατί, σύμφωνα με την πρόταση του ΑΔΜΗΕ, αν συμμετέχοντες δεν έχουν συμμετάσχει στην αγορά (σημ. όχι εκκαθαρίσει στην αγορά) και κληθούν να προσφέρουν ισχύ από τον ΑΔΜΗΕ, δεν θα αποζημιωθούν για την ισχύ.

Επίσης μας προβληματίζει η δυνατότητα συμμετοχής στους διαγωνισμούς ισχύος εξισορρόπησης με χαρτοφυλάκια οντοτήτων, που μπορούν να ενσωματώνουν ταυτόχρονα διαφορετικές τεχνολογίες, ήτοι θερμικές μονάδες, Υ/Η, μπαταρίες και γενικά μονάδες αποθήκευσης.

Θεωρούμε ότι πρέπει να τεθεί ένας περιορισμός, ώστε τα χαρτοφυλάκια να περιλαμβάνουν μονάδες μόνο μιας τεχνολογίας και όχι συνδυασμό τεχνολογιών, ώστε να υπάρξει δίκαιος ανταγωνισμός.

Επίσης για περιπτώσεις μη εκτέλεσης δημοπρασιών που καλούνται να συμμετάσχουν μέσω ΔΕΠ χωρίς την συμμετοχή στην αγορά ισχύος, προτείνεται η δημοσίευση στατιστικών κόστους για την απονομή μέσω ΔΕΠ (π.χ. μέσο κόστος MW/mFRR μέσω ΔΕΠ ανά μήνα και ανά τεχνολογία), και η καθορισμένη τιμή αποζημίωσης.

A5 Συμφωνούμε ότι η χρονική διάσταση των προσφορών θα πρέπει να είναι τουλάχιστον ωριαία. Θα προτείναμε να δοθεί η δυνατότητα σε συμμετέχοντες (ειδικά ΑΠΕ) να μπορούν να μεταβάλλουν τις προσφορές τους και σε πιο σύντομα διαστήματα (π.χ. 15λέπτα) στη διάρκεια της ΔΕΠ προκειμένου να προσεγγίζεται καλύτερα η διαθέσιμη ισχύς και η τελική εκκαθάριση να λαμβάνει υπόψιν καλύτερα την πραγματική διαθεσιμότητα.

B1 Δεν ορίζονται ξεκάθαρα τα χρονικά διαστήματα των επιλύσεων ΔΕΠΠΑ

B2 Ο καθορισμός περιοχών με τοπικούς περιορισμούς είναι πολύ σημαντική αλλαγή και χρήζει σημαντικής διερεύνησης. Επί του παρόντος, ο ΑΔΜΗΕ δεν διαθέτει στοιχεία στην αγορά για ενδεχόμενους περιορισμούς σε περιοχές του συστήματος. Επίσης αυτή η πρόταση ανοίγει το δρόμο προς μια τοπικιστική (locational) θεώρηση προσφοράς ισχύος (και κατά συνέπεια ενέργειας) ανά διακριτό ΚΥΤ. Από τη στιγμή που οι μη ευέλικτες συμβάσεις σύνδεσης δεν είχαν τέτοιους πιθανούς περιοριστικούς όρους, βλέπουμε πολύ δύσκολη την εφαρμογή.

Αντιθέτως, θα μπορούσε ο ΑΔΜΗΕ, σε συνεργασία με τη ΡΑΑΕΥ, να ορίσει ένα ζωνικό σύστημα χρέωσης πρόσβασης και να υπολογίζει τέλη πρόσβασης στο σύστημα μεταφοράς ανάλογα με την στενότητα πρόσβασης στη συγκεκριμένη περιοχή. Αυτό θα έδινε και το απαραίτητο αντικίνητρο σε παραγωγούς να μην αιτούνται νέες συνδέσεις σε περιοχές του συστήματος που κρίνονται κρίσιμες.

Παράδειγμα τέτοιας εφαρμογής συμβαίνει σε άλλες χώρες όπως π.χ. το ΗΒ. Από αυτές τις χρεώσεις θα μπορούσε να καλύπτεται ενδεχομένως μερικώς και το τοπικό επιπρόσθετο κόστος ανακατανομής καθώς και μερικώς απαιτούμενο έσοδο προκειμένου ο ΑΔΜΗΕ να ολοκληρώσει τις απαιτούμενες επενδύσεις σε τέτοιες περιοχές του συστήματος. Σε κάθε περίπτωση, αυτή η αλλαγή απαιτεί περαιτέρω διερεύνηση.

B5.3.2 και B5.3.3 Δεν εξηγείται γιατί δεν συμπεριλαμβάνονται συστήματα αποθήκευσης καθώς και κατανεμόμενο φορτίο στην απονομή ελλείματος ισχύος για αΕΑΣ και χΕΑΣ.

E1 Σε περίπτωση που ο ΑΔΜΗΕ επιθυμεί να εντάξει κάποιες μονάδες σε καθεστώς υποχρεωτικής λειτουργίας, τότε η ισχύς τους θα πρέπει να αφαιρείται από την ποσότητα στην αγορά ισχύος. Εφόσον αυτές οι μονάδες δεν θα υπόκεινται στην συμμετοχή στην αγορά, η αποζημίωση τους θα πρέπει να γίνεται εκτός της αγοράς (π.χ. με απόφαση της ΡΑΑΕΥ)

Με εκτίμηση,
Αντώνιος Κοντολέων
Πρόεδρος Δ.Σ.