

ΑΑ	Κεφάλαιο	Παράγραφος	Παράμετρος	Περιγραφή	Ορισμός από ΡΑΕΚ
1	2	-	Μεγάλοι Μη Οικιακοί Καταναλωτές	Μεγάλοι Μη Οικιακοί καταναλωτές με ελάχιστη ισχύ, σε kVA, η οποία καθορίζεται από τη ΡΑΕΚ	Όλοι οι μη οικιακοί καταναλωτές με κανονικούς μετρητές με εγκατεστημένη ισχύ φορτίου μεγαλύτερη από 70 kVA (εβδομήντα) ορίζονται ως μεγάλοι μη οικιακοί καταναλωτές.
2	5.1	6.1.6	Διοικητικά Οριζόμενη Ανώτατη Τιμή Προσφοράς Εφεδρείας Αντικατάστασης	Η μέγιστη αποδεκτή τιμή των προσφορών για παροχή Εφεδρειών Αντικατάστασης που υποβάλλονται στη Μηνιαία Δημοπρασία	Η Διοικητικά Οριζόμενη Ανώτατη Τιμή Προσφοράς Εφεδρείας Αντικατάστασης ορίζεται στα 50 € / MW / ώρα (πενήντα Ευρώ ανά MW ανά ώρα)
3	5.2	7.1.2	Τιμή Προσφοράς της κάθε Προσφοράς Υπηρεσίας Επανεκκίνησης	Η Τιμή Προσφοράς της κάθε Προσφοράς Υπηρεσίας Επανεκκίνησης δεν μπορεί να υπερβαίνει το αντίστοιχο διοικητικά οριζόμενο όριο	Η τιμή προσφοράς των προσφορών για υπηρεσία επανεκκίνησης ορίζεται ίση με το μέγιστο (των μονάδων παραγωγής που είναι επιλέξιμες να παρέχουν την υπηρεσία επανεκκίνησης στην Κύπρο) του αθροίσματος του σταθερού και μεταβλητού κόστους τους για την παροχή αυτής της υπηρεσίας, συν το κόστος για εκπαίδευση και αποθήκευση καυσίμου, πολλαπλασιασμένο με έναν αυξητικό παράγοντα (1 + Z). Η μεθοδολογία για να υπολογίσει αυτό το κόστος σε επαναλαμβανόμενη βάση παρατίθεται στο Προσάρτημα Ι.

4	5.3	6.1.6	Διοικητικά Οριζόμενη Ανώτατη Τιμή Προσφοράς Εφεδρείας Απροόπτων Καταστάσεων	Είναι η μέγιστη αποδεκτή τιμή των προσφορών για την παροχή Εφεδρείας Απροόπτων Καταστάσεων που υποβάλλεται στην Ετήσια Δημοπρασία.	Η Διοικητικά Οριζόμενη Ανώτατη Τιμή Προσφοράς Εφεδρείας Απροόπτων Καταστάσεων ορίζεται στα 33.000 € / MW-έτος (τριάντα τρεις χιλιάδες Ευρώ ανά MW ανά έτος). Φυσικά, το επίπεδο αυτό θα ενημερώνεται σε ετήσια βάση από τη ΠΑΕΚ (με βάση την ανάλυση σταθερού κόστους των επιλέξιμων μονάδων).
5	7	5.3.4	Διοικητικά Οριζόμενη Ανώτατη Τιμή Προσφοράς Ενέργειας	Το ανώτατο όριο για τις Τιμές Προσφοράς Πώλησης για όλες τις Προσφορές Ενέργειας	Η Διοικητικά Οριζόμενη Ανώτατη Τιμή Προσφοράς Ενέργειας ορίζεται στα 500 € / MWh (πεντακόσια Ευρώ ανά MWh).
6	8	7.2.6	Διοικητικά Οριζόμενη Κατώτατη Τιμή Προσφοράς Ενέργειας Εξισορρόπησης.	Είναι η χαμηλότερη αποδεκτή τιμή για κάθε βήμα των βηματικών, καθοδικών Προσφορών Ενέργειας Εξισορρόπησης, που υποβάλλονται στη Διαδικασία Ολοκληρωμένου Προγραμματισμού και στην Αγορά Εξισορρόπησης Πραγματικού Χρόνου για κάθε Περίοδο Εμπορίας.	Η Διοικητικά Οριζόμενη Κατώτατη Τιμή Προσφοράς Ενέργειας Εξισορρόπησης ορίζεται στο 0 €/MWh (μηδέν Ευρώ ανά MWh).
7	8	7.2.6	Διοικητικά Οριζόμενη Ανώτατη Τιμή Προσφοράς Ενέργειας Εξισορρόπησης.	Είναι η μέγιστη αποδεκτή τιμή για κάθε βήμα των βηματικών, ανοδικών Προσφορών Ενέργειας Εξισορρόπησης, που υποβάλλονται στη Διαδικασία Ολοκληρωμένου Προγραμματισμού και στην Αγορά	Η Διοικητικά Οριζόμενη Ανώτατη Τιμή Προσφοράς Ενέργειας Εξισορρόπησης ορίζεται στα 500 €/MWh (πεντακόσια Ευρώ ανά MWh)

				Εξισορρόπησης Πραγματικού Χρόνου για κάθε Περίοδο Εμπορίας.	
8	8	8.2.4	Διοικητικά Οριζόμενη Ανώτατη Τιμή Προσφοράς Εφεδρειών	Είναι η μέγιστη αποδεκτή τιμή των προσφορών για την παροχή της ΕΣΣ, της αυτόματης ΕΑΣ και της χειροκίνητης ΕΑΣ που υποβάλλονται στα πλαίσια της Διαδικασίας Ολοκληρωμένου Προγραμματισμού.	Η Διοικητικά Οριζόμενη Ανώτατη Τιμή Προσφοράς Εφεδρειών ορίζεται στα 50 € / MW / ώρα (πενήντα Ευρώ ανά MW ανά ώρα)
9	10	2.3.7	Διοικητικά Οριζόμενη Τιμή Εκκαθάρισης Αγοράς	Η Διοικητικά Οριζόμενη Τιμή Εκκαθάρισης Αγοράς για κάθε Κατάσταση Έκτακτης Ανάγκης καθορίζεται με απόφαση της ΡΑΕΚ εντός δύο (2) ημερολογιακών ημερών από τη Δήλωση Αποκατάστασης της Κανονικής Λειτουργίας της Προ-ημερήσιας Αγοράς.	<p>1η περίπτωση: Κατάσταση έκτακτης ανάγκης σε περίπτωση μη διαθεσιμότητας του συστήματος διαχείρισης της αγοράς</p> <p>Σε αυτή την περίπτωση, δεν υπάρχει κίνδυνος για την εξισορρόπηση του συστήματος (όσον αφορά τη διαθεσιμότητα των μονάδων για την κάλυψη της ζήτησης και των εφεδρειών του συστήματος), αλλά υπάρχει αποτυχία στο σύστημα διαχείρισης της αγοράς που χρησιμοποιείται για τη λειτουργία της ημέρα εμπορίας. Σε αυτή την περίπτωση, η Διοικητικά Οριζόμενη Τιμή Εκκαθάρισης Αγοράς ορίζεται σε επίπεδο κοντά στα επίπεδα τιμών της προηγούμενης περιόδου. Συγκεκριμένα ακολουθούνται οι ακόλουθες επιλογές για την Διοικητικά Οριζόμενη Τιμή Εκκαθάρισης Αγοράς (τιμή για τον διακανονισμό συναλλαγών ημέρας) για κάθε Περίοδο Εμπορίας της Ημέρας Εμπορίας D, για την οποία το MMS είναι μη διαθέσιμο:</p>

				<p>α) καθορίζεται στην αντίστοιχη τιμή της ίδιας περιόδου εμπορίας της προηγούμενης Ημέρας Εμπορίας D-1.</p> <p>β) καθορίζεται στην αντίστοιχη τιμή της ίδιας περιόδου εμπορίας της ίδιας εβδομάδας της προηγούμενης εβδομάδας (Ημέρα Εμπορίας D-7).</p> <p>γ) καθορίζεται στην αντίστοιχη τιμή της ίδιας Περιόδου Εμπορίας της προηγούμενης Ημέρας Εμπορίας D-1, προσαρμοσμένη με την αναλογία των αντίστοιχων τιμών κατά την Ημέρα Εμπορίας D-7 σε σχέση με τις τιμές της Ημέρας Εμπορίας D-8, και συγκεκριμένα:</p> $ADMCP_t^D = MCP_t^{D-1} \cdot \frac{MCP_t^{D-7}}{MCP_t^{D-8}}$ <p><i>d</i> είναι ο δείκτης των Ημερών Εμπορίας</p> <p>$ADMCP_t^D$ είναι η Διοικητικά Οριζόμενη Τιμή Εκκαθάρισης Αγοράς για την Περίοδο Εμπορίας <i>t</i> της Ημέρας Εμπορίας <i>D</i></p>
--	--	--	--	--

				<p>MCP_t^d είναι η Τιμή Εκκαθάρισης της ΠΗΑ για την Περίοδο Εμπορίας t της Ημέρας Εμπορίας d</p> <p>2η περίπτωση: Όπου μια Μονάδα Παραγωγής παρέχει μια επανεκκίνηση στο Σύστημα Στην περίπτωση αυτή, η τιμή πρέπει να αντικατοπτρίζει το πλήρες μεταβλητό κόστος των μονάδων παραγωγής που παρέχουν υπηρεσία επανεκκίνησης στο σύστημα, συμπεριλαμβανομένου του κόστους καυσίμων, του μεταβλητού κόστους O & M, του κόστους εκπομπών CO₂ και οποιωνδήποτε άλλων μεταβλητών στοιχείων κόστους που προκύπτουν από τις μονάδες παραγωγής (εάν υπάρχει).</p>
10	13	4.6.9 & 4.3.1	Μικροί Προμηθευτές.	<p>Για κάθε μήνα, υπολογίζεται η μέγιστη ωριαία ζήτηση κάθε προμηθευτή (σε MWh). Σε περίπτωση που η μηνιαία μέγιστη ωριαία ζήτηση ενός προμηθευτή είναι χαμηλότερη από το κατώτατο όριο ενέργειας των 10 MWh, τότε ο προμηθευτής θεωρείται ως «μικρός προμηθευτής» και η αντίστοιχη ανοχή θα εφαρμοστεί στη διαδικασία εκκαθάρισης της ανισορροπίας. Διαφορετικά, ο προμηθευτής δεν θεωρείται ως «μικρός προμηθευτής» και</p>

					εφαρμόζονται κανονικά όλες οι διατάξεις της διαδικασίας εκκαθάρισης της ισορροπίας (χωρίς ανοχή).
11	13	4.6.9	Η ανοχή της Ενέργειας Απόκλισης του μικρού Προμηθευτή, ΤΟΛρ.	η ανοχή της Ενέργειας Απόκλισης του μικρού Προμηθευτή, ξεχωριστά για κάθε μικρό Προμηθευτή.	Η ανοχή της Ενέργειας Απόκλισης του μικρού Προμηθευτή ορίζεται στο $\pm 15\%$ (εφαρμόζεται τόσο προς την ανοδική όσο και προς την κατεύθυνση προς τα κάτω).
12	7, 13	7.1.3, 9.5.1	[zρ]%	Το ελάχιστο ποσοστό που πρέπει να εφαρμόζεται στον Προμηθευτή από την Προ-ημερήσια Αγορά για κάθε Περίοδο Εμπορίας.	Ορίζεται στο 35% για το ελάχιστο όριο για αγορά ενέργειας από την ΠΗΑ από την ΒΡΔ Προμήθειας της ΑΗΚ. Για τους υπόλοιπους προμηθευτές δεν υπάρχει κάποιος περιορισμός.

The methodology is part of the methodology applied in PJM. The Administratively Defined Offer Price Cap of Black Start Offers is set equal to the maximum over all generating units eligible to provide Black Start Service in Cyprus of the sum of their fixed plus variable costs to provide this service, plus training and fuel storage costs, multiplied with an increasing factor (1+Z), as follows:

$$ADOPC\text{-}BSO = \max \left[\left(\text{Fixed BSSC} + \text{Variable BSSC} + \text{Training Costs} + \text{Fuel Storage Costs} \right) \right] \times (1+Z) \quad (2-1)$$

where:

<i>Fixed BSSC</i>	Fixed Black Start Service Cost
<i>Variable BSSC</i>	Variable Black Start Service Costs
<i>Training Costs</i>	€3,750 per plant per delivery year (50 staff hours per plant per year multiplied by €75 per staff hour)
<i>Fuel Storage Costs</i>	The cost for oil units with onsite storage
<i>Z</i>	The incentive factor of 10 percent

The fixed BSSC can be calculated as follows:

$$\text{Fixed BSSC} = \text{Net CONE} \times \text{Black Start Unit Capacity} \times X + \text{Capital Costs} \times \text{CRF} \quad (2-2)$$

where:

<i>Net CONE</i>	the current installed capacity (“ICAP”) net Cost of New Entry (based on Black Start Unit’s technology), in €/MW year
<i>Black Start Unit Capacity</i>	the Black Start Unit’s installed capacity, in MW
<i>X</i>	this term is defined as the Black Start Service allocation factor and it is equal to 0.02 for all thermal units of the Cypriot power system.
<i>Capital Costs</i>	the capital cost documented by the owner (in yearly basis) and accepted by CERA for the incremental equipment solely necessary to enable a Black Start Unit to maintain compliance with the Transmission and Distribution Rules, in €/year
<i>CRF</i>	the Capital Recovery Factor, calculated through the following formula:

$$CRF = \frac{i}{1 - (1+i)^{-n}}$$

where

i the discount rate, considering 30% equity and 70% debt with a 3% interest rate, a 12% return on equity, and 12.5% income tax rate

n the number of years in this analysis, to be taken equal to 15 years

The variable BSSC can be calculated as follows:

$$\text{Variable BSSC} = \text{Black Start Unit O \& M} \times \text{Black Start Unit Capacity} \quad (2-3)$$

where:

Black Start Unit O & M The operations and maintenance cost attributable to supporting Black Start Service, in €/MW-year

Black Start Unit Capacity the Black Start Unit's installed capacity, in MW

The training cost can be calculated as follows:

$$\text{Training Costs} = 50 \text{ staff hours / year / plant} \times 75 \text{ € / hour}$$

Black Start Units that do not use oil as their fuel must set their Fuel Storage Costs to zero. Black Start units that can use oil for fuel shall calculate Fuel Storage Costs as:

$$\begin{aligned} \text{Fuel Storage Costs} = & \\ & \left(\text{Minimum Tank Suction Level} + (\text{Number of Run Hours Required} \times \text{Fuel Burn Rate}) \right) \times \\ & (12 \text{ month forward strip} + \text{basis}) \times \text{Bond Rate} \end{aligned} \quad (2-4)$$

where:

Minimum Tank Suction Level This term shall apply where no direct current pumps are available for the black Start Unit.

Number of Run Hours Required The actual number of hours a transmission provider requires a Black Start Unit to run. Run Hours shall be at least 16 hours or as defined by the TSO restoration plan, whichever is less.

Fuel Burn Rate The actual fuel burn rate for the Black Start Unit

<i>12 month forward strip</i>	The average of forward prices for the fuel burned in the Black Start unit traded the first business day on or following 1 st May.
<i>basis</i>	The transportation costs from the location referenced in the forward price data to the Black Start unit plus any variable taxes.
<i>Bond Rate</i>	The value determined with reference to the Moody's Utility Index for bonds rated BAA1 reported the first business day on or following 1 st May.

Finally, the Z factor constitutes an incentive factor that is recommended to be equal to 10%.

Given the above computational formula, a maximum threshold for Black Start Offers is defined. However, the competition in the yearly auction to be conducted by the TSO for this service is expected to lower the final price and the associated cost to be covered by the end-consumers.

It should be noted that, according to information provided by CERA, the current methodology for defining the extra cost incurred by the eligible generating units to provide Black Start Service to the system is very similar to the recommendation presented in this Section. The currently applied formula covers the fixed costs and the variable costs of generating units to provide the Black Start Service, whereas the herein provided recommendation includes also the training costs and the fuel storage costs, if applicable (in case they are non-zero) as well as a small fraction, X , of *netCONE* (generating unit fixed costs not recovered through participation in the wholesale market).

Additionally, it should be noted that in order for CERA to apply this computational formula, the producers in Cyprus must be obliged to provide the relevant data (their costs related to the Black Start Service) on a yearly basis, e.g. each September of year Y-1 for the auction covering the following year Y.