



ΕΒΙΚΕΝ

ΕΝΩΣΗ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΤΑΝΑΛΩΤΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Αδιέξοδη η ακολουθούμενη ενεργειακή πολιτική για τη βιομηχανία

Τετάρτη 22 Μαρτίου 2023

Κοινή επιστολή 9 Βιομηχανικών συνδέσμων προς τον πρωθυπουργό

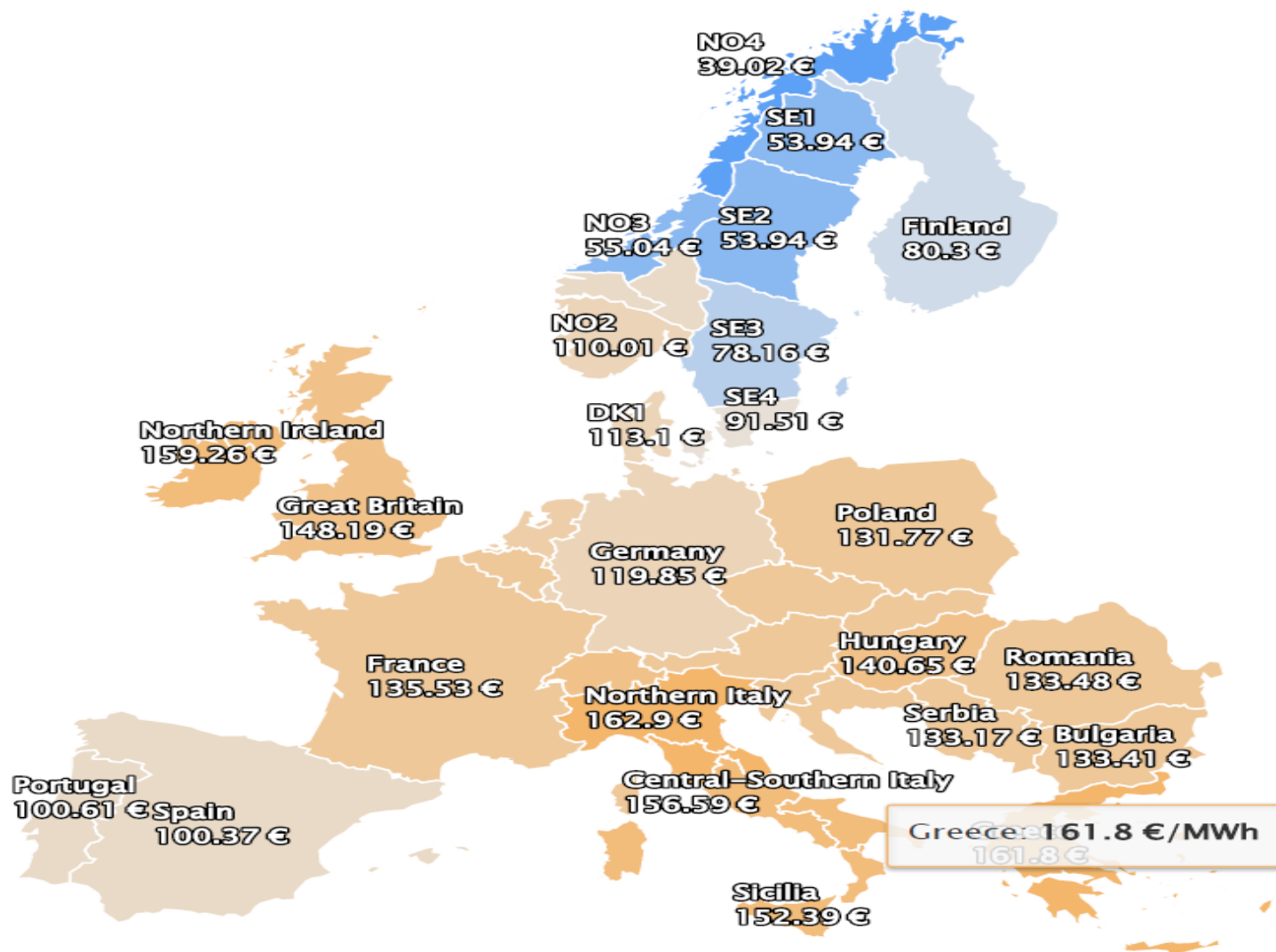
- Είναι πλέον ορατές στην εγχώρια μεταποιητική βιομηχανία οι επιπτώσεις της συνεχιζόμενης ενεργειακής κρίσης,
- Η ένταση των προβλημάτων, ιδιαίτερα για τις μικρομεσαίες επιχειρήσεις καθώς και για τις βιομηχανίες έντασης ενέργειας, λαμβάνει πια διαστάσεις υπαρξιακού κινδύνου
- Τα υπόλοιπα Κράτη Μέλη ξεδιπλώνουν όλο και περισσότερο αποτελεσματικά μέτρα στήριξης της βιομηχανίας τους, αξιοποιώντας μεταξύ άλλων και το Ευρωπαϊκό Προσωρινό Πλαίσιο Κρατικών Ενισχύσεων (TCF)

Μέση τιμή αγοράς 2022 , Τρίτη μετά Ιταλία και Ελβετία η Ελλάδα

Day-Ahead Market Prices (€/MWh)		
Country	Month-to-date	Year-to-date
Portugal (PT)	99.72	168.35
Spain (ES)	100.1	167.97
Poland (PL)	177.46	167.01
Sweden BZ1 (SE1)	194.22	59.21
Serbia (RS)	248.5	274.29
Bulgaria (BG)	253.85	253.83
Finland (FI)	253.89	154.47
Croatia (HR)	254.4	273.13
Romania (RO)	254.9	265.93
Denmark BZ1 (DK1)	257.38	219.91
Czech Republic (CZ)	259.24	247.72
Germany (DE-LU)	260.03	236.11
Norway BZ1 (NO1)	262.06	192.98
Slovakia (SK)	266.21	265.27
Netherlands (NL)	266.85	242.55
Hungary (HU)	268.55	272.29
Austria (AT)	269.79	262.12
Slovenia (SI)	273.09	275.19
Greece (GR)	276.69	279.89
Belgium (BE)	278.06	245.2
Ireland (ROI)	279.57	226.61
N. Ireland (NI)	279.57	226.61
France (FR)	279.77	276.64
Switzerland (CH)	289.19	282.43
Great Britain (GB)	290.76	233.1
Italy (IT_PUN)	297.26	304.17

Year to date, 2023, μη ανταγωνιστική αγορά λόγω δομικών αδυναμιών

Year-to-date average prices for 2023



Ευρ. Επιτροπή: Μεταρρυθμίσεις στην αγορά ηλ. ενέργειας

- Διατηρείται η αρχή της οριακής τιμολόγησης.
- Καθιερώνονται two-way Contracts for Differences ως σχήμα κρατικής στήριξης για τις τεχνολογίες χαμηλού ανθρακικού αποτυπώματος (νέες επενδύσεις-extending -repowering).
- Ανταγωνίζονται τα PPAς εκτός εάν “developers participating in a public support tender should be allowed to reserve a share of the generation for sale through a PPA.”

Ευρ. Επιτροπή: PPAs κύρια διέξοδος για τις ενεργοβόρες βιομηχανίες

- (27) Member States should strive to create the right market conditions for long-term market-based instruments, such as ('PPAs').
- (28) Member States are to assess the regulatory and administrative barriers to long-term renewables PPAs, and shall remove unjustified barriers to, and promote the uptake of, such agreements.
- In addition, Member States are to describe policies and measures facilitating the uptake of renewables PPAs in their integrated national energy and climate plans.
- (28) Member States should include provisions to avoid lowering the liquidity in the electricity markets, such as by using financial PPAs.

Ο τρόπος επιβολής του πλαφόν μη συμβατός με τον Καν. Συμβουλίου 1854

- *“(30) The cap on market revenues should be set on market revenues rather than on total generation revenues including other potential sources of revenues such as feed-in premium, to avoid significantly impacting the initial expected profitability of a project.*
- *Regardless of the contractual form in which the trade of electricity may take place, **the cap on market revenues should apply to realised market revenues only.** This is necessary to avoid harming producers who do not actually benefit from the current high electricity prices due to having hedged their revenues against fluctuations in the wholesale electricity market.*
- *Hence, **to the extent that existing or future contractual obligations,** such as renewable power purchase agreements and other types of power purchase agreements or forward hedges, **lead to market revenues from the production of electricity up to the level of the cap on market revenues, such revenues should remain unaffected by this Regulation.***
- ***The measure introducing the cap on market revenues should therefore not deter market participants from entering into such contractual obligations.***

Διμερή συμβόλαια PPA - Ρύθμιση Άρθρο 92, Ν5027 2023

Δεν επιβάλλεται πλαφόν εάν:

- Σύμβαση παραγωγού με επιλέξιμες βιομηχανίες με ΚΑΔ/NACE (Annex I των CEEAG 2022/ C80/ 01)
- ΜΕ φυσική παράδοση και τελικό έσοδο παραγωγού < 180 EUR/MWh
- ΟΧΙ για χρηματοοικονομικά (virtual) συμβόλαια, παρά το γεγονός σε αυτά να είναι πλήρως καθορισμένα τόσο η μονάδα παραγωγής όσο και ο αγοραστής.
- ΣΟΒΑΡΟ ΕΜΠΟΔΙΟ

Προτεραιότητα στην ευελιξία: Demand response, storage

- It introduces measures that incentivize longer term contracts with **non-fossil power production** and bring more clean flexible solutions into the system to **compete with gas, such as demand response and storage.**
- Άρθρο 19e
- 2. Member States may apply flexibility support schemes consisting of payments for the available **capacity of non-fossil flexibility** such as demand side response and storage.
- 3. Member States which do not apply a capacity mechanism may apply flexibility support schemes consisting of payments for the available capacity of non-fossil flexibility

Περιορισμοί στην αυτοπαραγωγή

- Καταργείται το net-metering 3 MW-→ 100KW
- Ενεργειακή κοινότητα πολιτών και Κοινότητες Ανανεώσιμης Ενέργειας
- Οδηγία 944/2019 «ενεργειακή κοινότητα πολιτών» μέλη που είναι φυσικά πρόσωπα, τοπικές αρχές, συμπεριλαμβανομένων των δήμων, ή μικρές επιχειρήσεις,
- Αυτοκατανάλωση χωρίς έγχυση- ΔΕΝ ΥΠΑΡΧΕΙ ΧΩΡΟΣ ΟΥΤΕ ΓΙΑ ΑΥΤΗ.
- Τι απομένει για τις βιομηχανίες : ΤΑ ΡΡΑ, και αυτά με σοβαρά εμπόδια

Temporary Crisis Framework

$$\text{Eligible costs} = (p(t) - p(\text{ref}) * 1.5) * q$$

t is a given month, or a period of several consecutive months, (the 'eligible period')

ref is the period from 1 January 2021 to 31 December 2021 (the 'reference period')

p(t) is the average price in the eligible period EUR/MWh

p(ref) is the average price in the reference period (in EUR/MWh)

q cannot exceed 70% of the beneficiary's consumption in 2021

Temporary Crisis Framework

Sectoral eligibility	All beneficiaries	All beneficiaries	EIUs*	EIUs* in Annex 1**
Eligibility: EBITDA reduction	N/A	N/A	40% drop in EBITDA of beneficiary in eligible period compared to 2021	40% drop in EBITDA of beneficiary in eligible period compared to 2021
Maximum aid intensity	50%	40%	65%	80%
Maximum aid amount	EUR 4 million per undertaking	EUR 100 million per undertaking	EUR 50 million per undertaking	EUR 150 million per undertaking
		EBITDA of beneficiary in eligible period, including aid \leq 70% EBITDA in 2021	EBITDA of beneficiary in eligible period, including aid \leq 70% EBITDA in 2021	EBITDA of beneficiary in eligible period, including aid \leq 70% EBITDA in 2021

Η ανακοινωθείσα τιμή 50ευρώ/MWh είναι προεκλογικό πυροτέχνημα ?

- Αφορά μόνο ηλ. ενέργεια, όχι φ.α.
- Αφορά επιλέξιμες βιομηχανίες έντασης ενέργειας και μόνο όσες έχουν μείωση EBITDA κατά 40%
- Να μην έχουν υπογράψει συμβάσεις πέραν του ενός έτους και να μην υπογράψουν ΡΡAs, κάτι που είναι αντίθετο με το άρθρο 33 της ενότητας 1.4 του TCF και εισάγει διακρίσεις μεταξύ βιομηχανιών στο ίδιο κλάδο.
- Η φόρμουλα δίνει για 180 EUR/MWh για το 2023, 60 EUR/MWh για το 2021, 0.7 της κατανάλωσης του 2021, και 80% --→ 50 EUR/MWh

SA.104606 Σχήμα ενίσχυσης Βιομηχανιών στην Γερμανία βάσει του TCF

- Αφορά ηλ. ενέργεια, φ.α και θέρμανση
- Αφορά και τις 4 κατηγορίες Βιομηχανιών
- Προϋπολογιστικά= $1/12 * (2023 \text{ price} - \text{ref price}) * q$
- The reference prices for large consumers are defined as follows:
 - a. 130 EUR/MWh for electricity; --→ 87 in 2021
 - b. 70 EUR/MWh for natural gas;

Επιχειρείται μονοπώληση των ΡΡΑς από τους μεγάλους παίκτες

- ΜΕ ΥΑ άλλαξε η σειρά προτεραιότητας (δύο φορές) στις αιτήσεις για λήψη όρων σύνδεσης μονάδων ΑΠΕ.
- Δόθηκε προτεραιότητα σε συγκεκριμένους μεγάλους παίκτες για 8.000MW (κατηγορία Α) χωρίς την υποχρέωση για σύναψη ΡΡΑ.
- Εάν απομείνει ηλεκτρικός χώρος θα εξεταστούν αιτήσεις για 4.000MW με την υποχρέωση για ΡΡΑς με βιομηχανίες σε δεύτερο στάδιο,
- όπου πάλι πρόλαβαν οι μεγάλοι παίκτες να καταλάβουν το χώρο με αιτήσεις εσωτερικές καθετοποιημένων παικτών.



Ευχαριστούμε