

Was kommt aus Europa für Erneuerbare Energien?

IG windkraft –Branchenplattform 24. Januar/Jänner 2023

Prof. Dr. Dörte Fouquet
Direktorin
Doerte.fouquet@eref-europe.org

twitter.com/EREFEU
linkedin.com/company/eref
info@eref-europe.org

Die EU NotfallVO ist da

Verordnung des Rates zur Festlegung eines Rahmens zur Beschleunigung des Einsatzes erneuerbarer Energien

- Die EU-NotfallVO - seit dem 30. Dezember 2022 in Kraft <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32022R2577&from=DE>
- Für alle Mitgliedstaaten unmittelbar bindend, das heißt, ein weiterer Umsetzungsakt auf Ebene der Mitgliedstaaten ist grundsätzlich nicht erforderlich.
- Ohne Beteiligung des Europäischen Parlaments auf Vorschlag der Europäischen Kommission (EU-KOM) und durch Beschluss des Rates der Europäischen Union („Verkehr, Telekommunikation und Energie“) zustande gekommen. Rechtsgrundlage Art. 122 Abs. 1 AEUV (Vertrag über die Arbeitsweise....)- **außerordentliches Gesetzgebungsverfahren in herausfordernder Wirtschaftslage**
- Befristet auf eineinhalb Jahre

Umweltrechtliche Schutzgüterabwägung nach der NotfallVO – Go-To Areas

- Art. 3 Abs. 1- Planung, der Bau und der Betrieb von Anlagen und Einrichtungen zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen sowie ihr Netzanschluss, das betreffende Netz selbst und die Speichieranlagen liegen im überwiegenden öffentlichen Interesse und dienen der öffentlichen Gesundheit und Sicherheit
- Exklusiv anzuwenden im Zshg mit den bekannten Schutzgüterabwägungen, die in den Ausnahmevorschriften des Gebietsschutzes und der artenschutzrechtlichen Bestimmungen der Fauna-Flora-Habitatrili (FFH), der Vogelschutzrichtlinie und der EU-Wasserrahmenrili (WFD) vorgesehen sind.
- Abwägungen - Ausbau der erneuerbaren Energien unter die Ausnahmegründe der Rilis zu subsumieren
- Einschränken: MS können, diese Bestimmung anpassen und nur im Hinblick auf bestimmte Gebiete, Technologien oder Projekte mit bestimmten technischen Eigenschaften als Maßstab zulassen, soweit dies im Einklang mit den Prioritäten ihrer integrierten nationalen Energie- und Klimapläne geschieht (e.g. Go-To-Areas)

Schutzgüterabwägung i.e.S.

- Art. 3 Abs. 2 Notfall VO:
- diejenigen Projekte, die einerseits in den Anwendungsbereich der aufgelisteten Umweltvorschriften fallen und andererseits nicht durch eine mitgliedstaatliche Einschränkung ausgenommen wurden,- Priorität in der Schutzgüterabwägung - **widerlegbare Regelvermutung**
- Diese Regelvermutung im Hinblick auf den Artenschutz jedoch besonders ausgestaltet: nur anwendbar,
- „wenn und soweit geeignete Artenschutzmaßnahmen, die zur Erhaltung oder Wiederherstellung eines günstigen Erhaltungszustands der Populationen der Art beitragen, ergriffen werden und
- für diesen Zweck ausreichende Finanzmittel und Flächen bereitgestellt werden.“

Ausnahmemöglichkeit von UVP Verfahren und Artenschutzbewertung

- Art. 6 - grundsätzliche Ausnahme von der Pflicht zur Durchführung der Umweltverträglichkeitsprüfung und von den „Bewertungen des Artenschutzes“ aus der FFH und VogelschutzRili vorzusehen.
- Auch diese Bestimmung beschränkt: Sie gilt nur, wenn die betroffenen Anlagen innerhalb besonders ausgewiesener Gebiete für erneuerbare Energien stehen. Diese Gebiete müssen bei ihrer Ausweisung einer strategischen Umweltprüfung⁶ unterzogen worden sein.
- Hinzukommt, dass geeignete und verhältnismäßige Minderungsmaßnahmen ergriffen werden müssen, um die Verbotstatbestände der FFH- und Vogelschutzrichtlinie einzuhalten.
- Falls diese Maßnahmen nicht verfügbar sind, muss die Behörde dafür sorgen, dass die Anlagenbetreiber einen finanziellen Ausgleich in Artenschutzprogramme leisten, welche den Erhaltungszustand betroffener Arten sichern oder verbessert.

Kohärenz des EU Rechts

- Notwendigen Harmonisierung der EU-NotfallVO und der RED IV mit der Vogelschutz-, der FFH- und auch der UVP-Richtlinie,
- Der Unterschied zwischen Art. 3 und Art. 6 der EU-NotfallVO besteht darin, dass sich letztere Vorschrift ausschließlich auf solche Anlagen innerhalb von Gebieten mit beschleunigter Genehmigung beziehen. Art. 3 hingegen betrifft alle Anlagen ungeachtet dieser Gebiete.
- Zudem tragen unter Art. 6 EU-NotfallVO die Anlagenbetreiber die Verantwortung für die Minderungsmaßnahmen und den finanziellen Ausgleich.
- Die durch die EU-NotfallVO geschaffene Möglichkeit, Gebiete mit beschleunigter Genehmigung einzurichten, bietet die Chance, ein entsprechendes System gründlich vorzubereiten, bis es durch die RED-Novelle verpflichtend in die Richtlinie aufgenommen wird. Insbesondere die Prüfungsverlagerung von der Vorhaben- auf die Planungsebene bietet noch Räume für Diskurse, wie die artenschutzrechtlichen Belange auf der Planungsebene hinreichend Berücksichtigung finden können

Repowering und Genehmigungsverfahren nach der NotfallVO

- Der Genehmigungszeitraum für das Repowering (d. h. die Erneuerung oder Upgrading) auf sechs Monate begrenzt inkl. Der relevanten Umweltverträglichkeitsprüfungen (UVP).
- Die Umweltverträglichkeitsprüfungen würden sich auf die potenziellen Auswirkungen beschränken, die sich aus der Änderung oder Erweiterung im Vergleich zum ursprünglichen Projekt ergeben.
- Ein vereinfachtes Verfahren für Netzanschlüsse würde für Repowering-Projekte gelten, die eine Erhöhung der Gesamtkapazität um nicht mehr als 15 % erfordern.

Die Brücke vom Notfall zur REDIV

- Regelungen der EU-NotfallVO sind bereits teilweise in Fit for 55 und REPowerEU13 (RED III & IV) vorgesehen, zum Beispiel eine Genehmigungsfiktion und kurze Soll-Zeiten für Genehmigungen.
- Die Rilis müssen umgesetzt werden insofern setzt die EU-NotfallVO bereits wichtige Rahmenbedingungen und nimmt deren Regelungen – temporär – vorweg.

Status RED III und RED IV Verhandlungen



Wo stehen wir?

- RED III und RED IV sind legislative Überarbeitungen des von der Europäischen Kommission im Mai vorgestellten REPowerEU-Plans.
- November 2022 EP Ausschuss für Industrie, Forschung und Energie (ITRE) hat die Kompromissänderungsanträge zur Überarbeitung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED IV) angenommen. Von den 60 Mitgliedern des Ausschusses stimmten 49 EU-Parlamentarier dafür, acht enthielten sich und drei stimmten dagegen. Die Abgeordneten fordern weitere Beschleunigung von Genehmigungsverfahren - Frist auf neun Monate verkürzen. Die Kommission hatte eine Frist von einem Jahr vorgeschlagen. Für Kraftwerke oder Neuanlagen mit einer Leistung von weniger als 150 kW sollten es sogar sechs Monate sein. Außerhalb dieser Bereiche sieht der Kompromiss eine maximale Verfahrensdauer von 18 Monaten vor, während die EU-Kommission zwei Jahre vorgeschlagen hatte.
- im Plenum, erfolgreich im Dezember abgestimmt.
- RED IV ist nun wie RED III im Trilog zwischen EP Rat und Kommission.

Agreed: Art 15(a) – Mainstreaming RE in buildings

- Indicative target of 49% share of energy from renewable sources. MS may count waste heat and cold towards the target referred, up to a limit of 20%
- Mention of the "onsite and nearby including form the grid" (important to make sure renewables are produced on the building or close by and not only taken from the grid)
- Some references from EP text kept: bidirectional charging, flexibility services, demand response, cooperation with local communities and RECs via public procurement

Agreed: Art 23 - Mainstreaming RE in H&C

- Overall level of the annual increase: 1.8
- **Binding baseline annual increase: (0.8 ppt in 2021-2025, 1.1 ppt in 2026-2030) + indicative top-ups (to be included in annex 1a)**
- Accounting for waste heat and cold within limit, and if used annual increase shall increase by half of the waste heat and cold percentage points
- Accounting for RES-E Electricity for technologies more than 100% energy efficient (i.e. heat pumps, however without mentioning them, as rapporteur wanted a more tech-neutral approach)
- List of measures "MS shall endeavor to implement at least two measures" and added the 3 new EP measures

Agreed: Art 24 - District heating and cooling

- 2.2 indicative target
 - Accounting for waste heat and cold accounted within limit
 - RES-E Electricity can be accounted
 - no compulsory third party access
-
- No time for discussion on the industry article

Status of RED IV negotiations: overriding public interest

- EP position is to preserve the overriding public interest until climate neutrality is achieved.
- EP also asks COM to present guidelines on how to implement the overriding public interest.

Hydropower

- Hydropower included in the permitting acceleration procedures in the go-to areas in the name of the technology neutral approach.
- Amendments proposing to exclude hydropower were rejected by the EP.
- Hydroelectric facilities of less than 10 MW are not exempt from impact assessment in go-to areas, unlike other technologies.

National Transposition

- EP has chosen to halve the time needed to transpose permitting acceleration measures into national law:
 - Maximum 2 years after the entry into force of the directive for the elements concerning the simplification of administrative measures for granting permits for RE.

Art 9 - Joint projects between Member States

No agreement yet on Art 9.1:

- Council made a proposal for a “shall establish a framework” then tried to stretch its mandate by saying that if a Cost Benefit Analysis confirms it “1 obligatory projects by 2030”
- EP said that if 1 project in 2028 and “shall endeavor for more” could perhaps then agree with approach
- Council: couldn't agree, and further work is needed
- EC: supported EP position and a more binding approach

Art 9 - Joint projects between Member States

Agreement reached on Art 9.7

- MS shall publish the volumes of offshore RES they want to achieve through tenders, taking into account the activities that already take place in the affected areas
- MS shall endeavor to allocate space in their maritime spatial planning, taking into account the activities that already take place in the affected areas
- MS, where appropriate, are to establish a single point of contact
- MS may include renewable energy communities in the joint projects

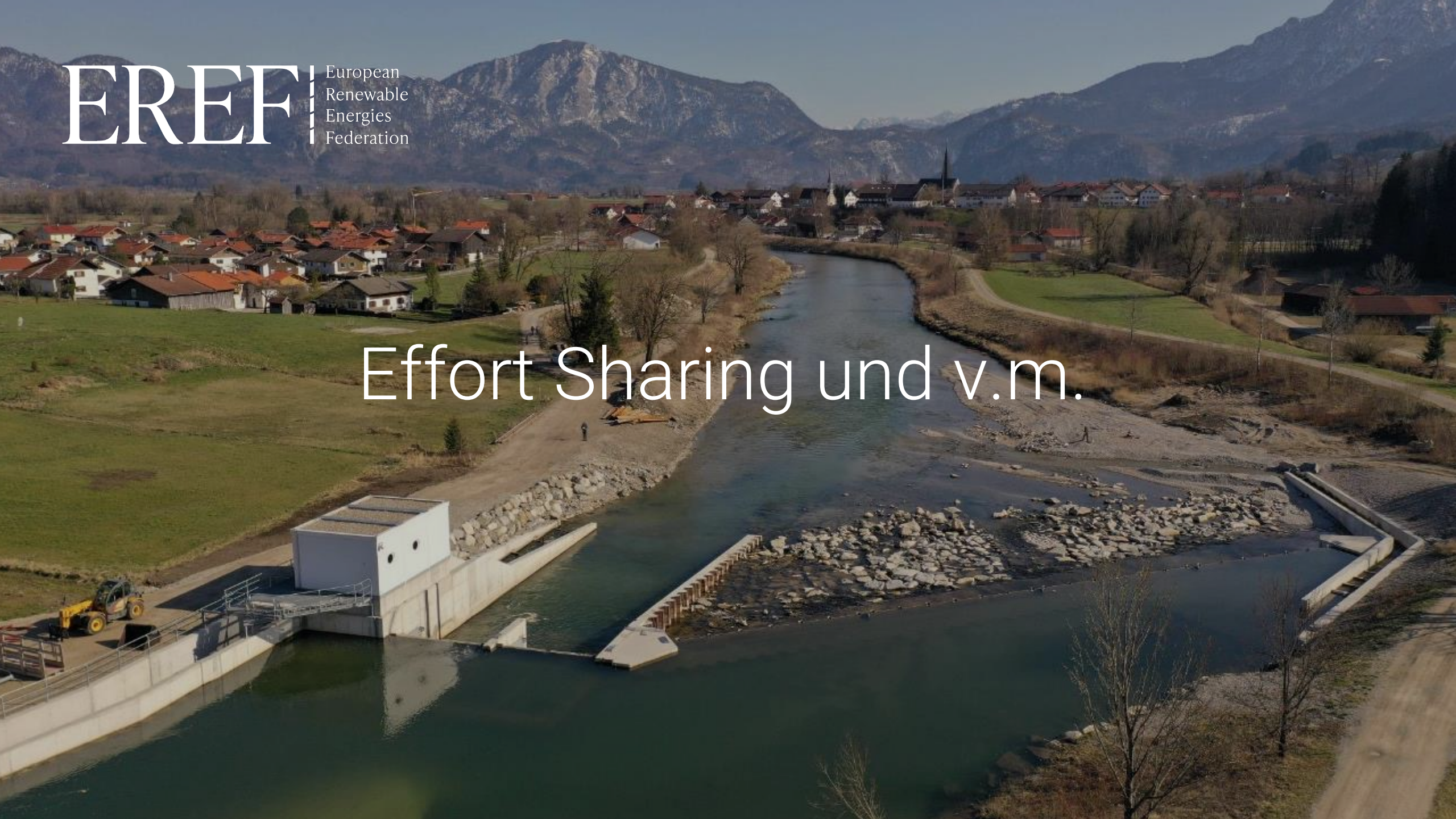
Der delegierte Rechtsakt Grüner Wasserstoff – oder Warten auf Godot



Der Entwurf der Kommission aus Mai 2022

- REDII 2018/2001 verlangt Mindestanteil EE 14 % im Verkehrssektor (Art. 25 Abs. 1)
- Kommission Recht aus RED II, mit einem DA (VO der Kommission) die Einzelheiten festzulegen
- Relevante Definitionen (aRt. 2 abs. 4)
- Biomasse zunächst ausgeschlossen, auch Speichieranlagen zunächst ausgeschlossen
- Unmittelbar angeschlossene Anlagen
- Additionalität
- Anrechnungsregeln für aus dem Netz entnommenen Grünstrom
- Erstes öffentliches Konsultationsverfahren lief vom Mai bis Mitte Juni 2022
- Seitdem Feed-back Phasen Auswertung und intensiver Druck auf die Kommission
- Veröffentlichung finaler Entwurf vielleicht noch in den kommenden zwei Wochen
- In parrallel beratung zu Green Hydrogen Regeln in den Trilogverfahren zu RED III und RED IV

Effort Sharing und v.m.



Trilog Einigungen im Dezember 2022

- Es werden eine Menge Emissionsrechte aus dem aktuellen Emissionsbegrenzungssystem herausgenommen und die Rate, mit der die jährlichen Emissionen sinken, wird erhöht. Damit sinkt die Emission des entsprechenden Sektors bis 2030 auf 38% des Wertes von 1990.
- Der "Carbon Border Adjustment Mechanism", schlagkräftig zu "*CBAM*" abgekürzt, der Kostennachteile von EU- gegenüber nicht-EU-Produzenten ausgleichen soll, ist in seinen wesentlichen Punkten festgelegt worden.
- 2023 -Einführungsphase, 2026 startet der Importzoll und bis 2034 voller Umfang zu erreichen
- Die *Gratis-Emissionszertifikate*, die die EU-Industrie noch in hohem Maße bekommt, werden im gleichen Zeitraum verschwinden.
- Über das neu einzurichtende Cap&Trade-System *EU-ETS2* werden nun die Kraft- und Brennstoffemissionen kleiner und mittlerer Unternehmen und Haushalte eine jährlich sinkende Gesamt-Obergrenze erhalten.
- ---

CBAM

- Durch den CBAM verteuert Importe einer Reihe von Gütern jeweiligen produktbezogene Emissionen sind zu definieren -
- Risiko, dass diese nach den Regeln der WTO (World Trade Organization) als verbotene Subvention klassifiziert wird.
- Der gesamte Bereich der privaten und KMU-Emissionen ist bis jetzt Teil der "Effort Sharing Regulation" (ESR), d.h. Aufgabe der Mitgliedstaaten. Es sind - neben den
- Die EU eröffnet jetzt ein zweites Cap&Trade-System das EU-ETS 2. Es wird eine eigene Obergrenze, einen eigenen jährlichen Reduktionsfaktor und einen eigenen Zertifikatspreis haben.
- Grund liegt in den Dekarbonisierungskosten. Der Emissionspreis hängt nämlich eng mit diesen zusammen. Die Dekarbonisierung wurde im Verkehrs- und Gebäudereich deutlich teurer angesetzt als im Großindustrie- und Elektrizitätsbereich.

Klimasozialfonds soll entlasten

- Aus den ETS2-Einnahmen über sechs Jahre an die 90 Mrd. € zur Verfügung - für emissionssparende Investitionen und auch Direktzuwendungen. Wenn wir diese Summe auf das ärmste Fünftel der EU-Bevölkerung verteilen,
- Die zweite Maßnahme gegen die Energiearmut ist die Begrenzung des Zertifikatspreises auf 45 €/t_CO₂, zumindest bis 2030. Damit nimmt man dem ETS2 jedoch einen großen Teil seiner Wirksamkeit.
- Deutschland hat ein separates nationales Cap&Trade-System nach dem Brennstoff-Emissionshandelsgesetzes (BEHG) für Kraft- und Brennstoffe, d.h. eine eigene Obergrenze und Emissionspreis. Dieses war sogar Vorbild für das EU-ETS2. Der nationale Emissionshandel soll ins EU-ETS2 übergehen - wie genau, scheint aber noch unklar. Immerhin kann Deutschland einen nationalen Mindestpreis festlegen, der höher als die ETS2-Preisobergrenze ist.

Reform des Binnenmarktes.



Binnenmarktreform – kurze Frist zur Kommentierung/Konsultation

- EU Komm Präsidentin - umfassende Reform des Elektrizitätsmarkts angekündigt, um Verbraucherinnen und Verbraucher besser vor übermäßigen Preisschwankungen zu schützen und den Zugang zu sicherer Energie aus sauberen Quellen zu fördern.
- Wie kann der europäische Strommarkt widerstandsfähiger gemacht werden?
 - Verringerung der Abhängigkeit des Strompreises von kurzfristigen Preisen für fossile Brennstoffe und weiterer Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien;
 - Verbesserung der Funktionsweise des Marktes, um für Versorgungssicherheit zu sorgen und Alternativen zu Gaslieferungen, wie Speicherung und Laststeuerung, in vollem Umfang zu nutzen;
 - Stärkung des Verbraucherschutzes und der Handlungskompetenz der Verbraucher;
 - Verbesserung der Markttransparenz, -überwachung und -integrität.
- Konsultationszeitraum **23 Januar 2023 - 13 Februar 2023** (Mitternacht Brüsseler Zeit) [EUSurvey - Survey \(europa.eu\)](https://eu-survey.europa.eu)

Der Weg

- Market design has also helped the emergence of new and innovative products and measures on retail electricity markets – supporting energy efficiency and renewable uptake and helping consumers reduce their energy bills also through emerging services for providing demand response. Building on and seizing the potential of the digitalisation of the energy system, such as active participation by consumers, will be a key element of our future electricity markets and systems. In the context of the energy crisis, the current electricity market design has however also demonstrated a number of shortcomings.
- To address those shortcomings and ensure stable and well-integrated energy markets, which continue to attract private investments at a sufficient scale as an essential enabler of the European Green Deal objectives and the transition to a climate neutral economy by 2050.

Der Weg II

- European electricity sector is facing a number of more longterm challenges triggered by the rising shares of variable renewable energy and the progressive drive towards full decarbonisation by 2050. This includes ensuring investments, not just as regards renewables but also as regards weather independent low-carbon technologies until large scale storage and other flexibility tools become available. Stronger locational price signals in the system may be needed to ensure that the investments take place where they are needed, reflecting the physical reality of the electricity grid whilst at the same time ensuring incentives for cross-border long-term contracting. Some of these challenges will require ongoing policy reflections going beyond the scope of the current reform.

Merit order quo vadis

- Developing new products to foster demand reduction and shift energy at peak times To foster demand reduction and energy shifting (through demand response, storage and other flexibility solutions) at peak times, a peak shaving product could be defined and considered as an ancillary service that could be bought by system operators. Such a product could be auctioned a few weeks/months ahead (with a capacity payment) and activated at peak load (with an energy payment), considering renewables generation, therefore contributing to phasing out gas plants from the merit order, and contributing to lowering the price. Demand reduced could also be shifted to another point in time, outside of peak times. This would incentivize flexibility when fossil fuel capacity is needed the most in the system. It would be important to ensure such a product is cost effective if implemented over the long term.



Thank You for Your Attention

Prof. Dr. Dörte Fouquet
Director
Doerte.fouquet@eref-europe.org

twitter.com/EREFEU
linkedin.com/company/eref-europe
info@eref-europe.org