



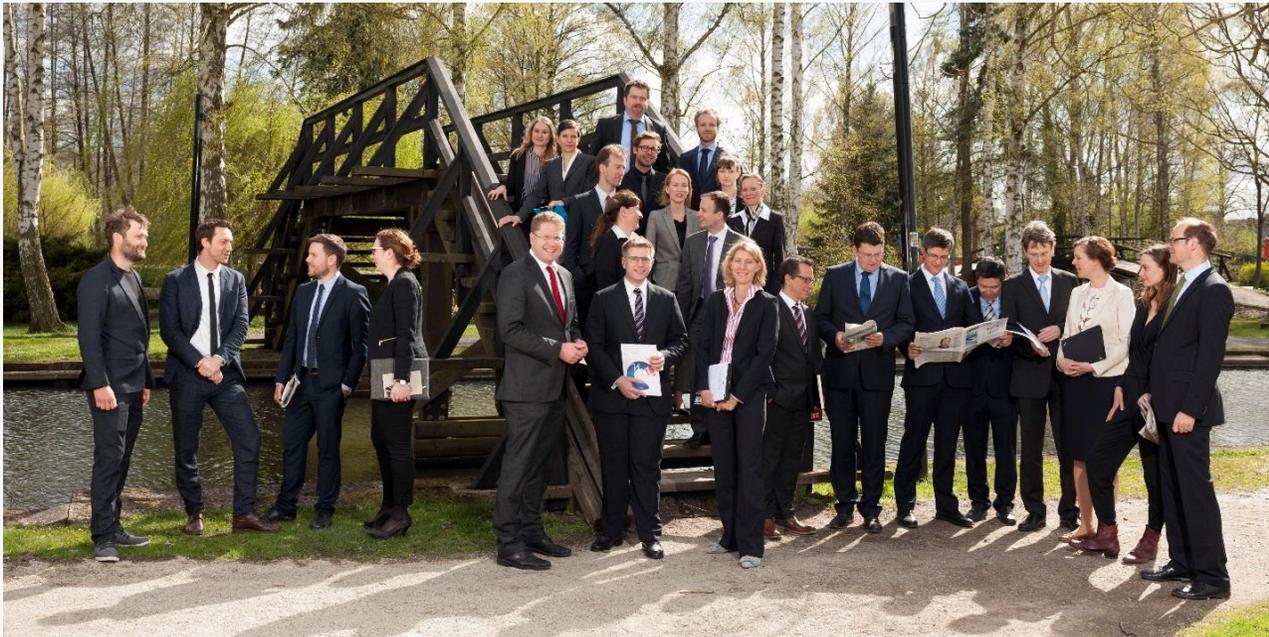
Finale Entscheidungen zum “Clean Energy for All Europeans“-Paket

Erläuterung des neuen EU-
Strommarktdesigns und seine
Bedeutung für die deutsche
Energiepolitik

BERLIN, 19.02.2019



Agora Energiewende – Wer wir sind



Think Tank mit über 20 Experten
unabhängig und überparteilich

Projektdauer 2012 - 2021

Gesellschafter und Haupt-Finanziers:
Stiftung Mercator & ECF

Aufgabe: Die Energiewende in
Deutschland und weltweit zur
Erfolgsgeschichte machen

Methoden: Analysen, Studien,
Expertenaustausch, Dialog der
Entscheidungsträger, Rat der Agora

Stiftung Umweltenergierecht – Wer wir sind



- Zukunftswerkstatt für das Recht der Energiewende.
- 2011 in Würzburg gegründet.
- Leitfrage: Wie muss sich der Rechtsrahmen ändern, um die energie- und klimapolitischen Ziele zu erreichen?
- Stiftungszweck: Förderung von Rechtswissenschaft und guter Gesetzgebung auf dem Gebiet des Klimaschutz- und Umweltenergierechts.
- Eigene Projekte, Aufträge der öffentlichen Hand, Veranstaltungen, Veröffentlichungen,...

Projekt EU-ArchE

- Eine neue EU-Architektur für die Energiewende (EU-ArchE).
- Projekt der Stiftung Umweltenergierecht gefördert durch: 
- **Ziele und Inhalte:**
 - Begleitung des Gesetzgebungsverfahrens zum neuen EU-Energierechtsrahmens 2021-2030 („Winterpaket“).
 - Frühzeitig energierechtliche Entwicklungen in der EU identifizieren und über mögliche Auswirkungen für das deutsche Recht der Energiewende informieren.
 - Vier Themenfelder (übergreifende Fragen, Erneuerbare Energien, Energiebinnenmarkt, Energieinfrastruktur).
- Kommunikation in Form von Vorträgen, Workshops, Webinaren, Veröffentlichungen.



**Das ‚Saubere Energie
für alle Europäer‘
Paket - Überblick**

Wichtige Rahmenbedingungen

- Zielentscheid in 10/2014 zu EU-Klima- und Energiezielen für 2030: -40% THG-Emissionen gg. 1990, $\geq 27\%$ Effizienzsteigerung, $\geq 27\%$ EE-Anteil an Energieverbrauch. Nach Pariser Klimaschutzvertrag von 12/2015 ist höheres Ambitionsniveau erforderlich (-55% THG-Emissionen in 2030 gg. 1990)
- Signifikante Kraftwerksüberkapazitäten in den meisten Mitgliedstaaten
- Zunahme nationaler Kapazitätsinterventionen
- Gesunkene Technologiekosten von Erneuerbaren Energien, aber Strommarktregeln unzureichend für Erneuerbaren-Marktintegration
- Stabile Regelungsrahmen für Erneuerbare und Effizienz Voraussetzung für Investitionen
- Nationale Kohleausstiege beschlossen oder in Diskussion (AT, BE, DK, FI, FR, IT, NL, PT, UK)
- Erhebliche Zertifikatüberschüsse im Emissionshandel. Die in 11/2017 vereinbarte ETS Reform beendet den Wasserbetteffekt, gibt aber kurz- und mittelfristig keine verlässlichen Investitionsanreize in CO₂-neutrale Technologien vor 2030.

Das ‚Saubere Energie für alle Europäer‘ Paket – Welche Gesetzesvorschläge hat die KOM vorgelegt?

Politische Kommunikation: 1 Mitteilung, 2 Aktionspläne

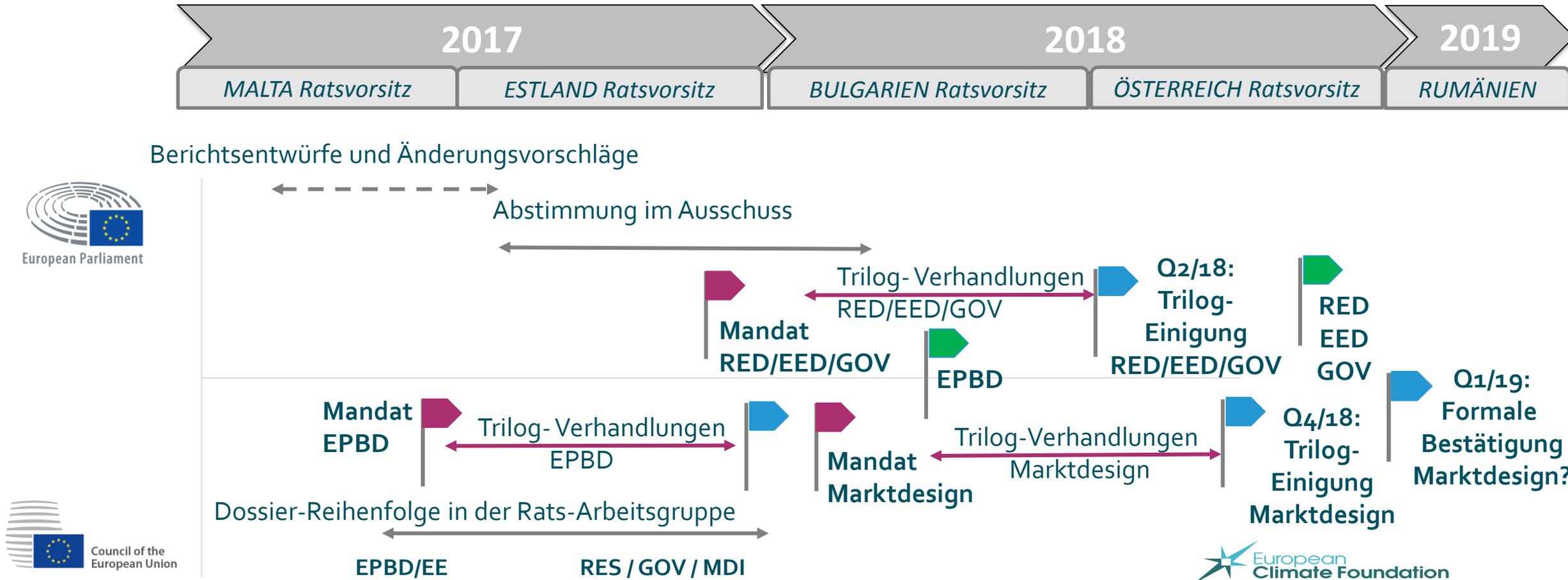
Energieeffizienz: Überarbeitung EU-Richtlinie zu Energieeffizienz; Überarbeitung EU-Richtlinie zu Energieeffizienz von Gebäuden; neue Vorschläge zu Energieeffizienz von Produkten (Öko-Design-RL)

Erneuerbare Energien: Überarbeitung EU-Richtlinie für Erneuerbare Energien inkl. Bioenergie

Strommarkt-Design: Überarbeitung EU-Strommarkt-Richtlinie; Überarbeitung EU-Strommarkt-Verordnung; neue EU-Verordnung zu Stromversorgungssicherheit; Überarbeitung EU-Verordnung zu ACER

Governance: neue EU-Verordnung über eine integrierte EU-Governance für Klimaschutz und Energie

Paket steht vor formalem Abschluss



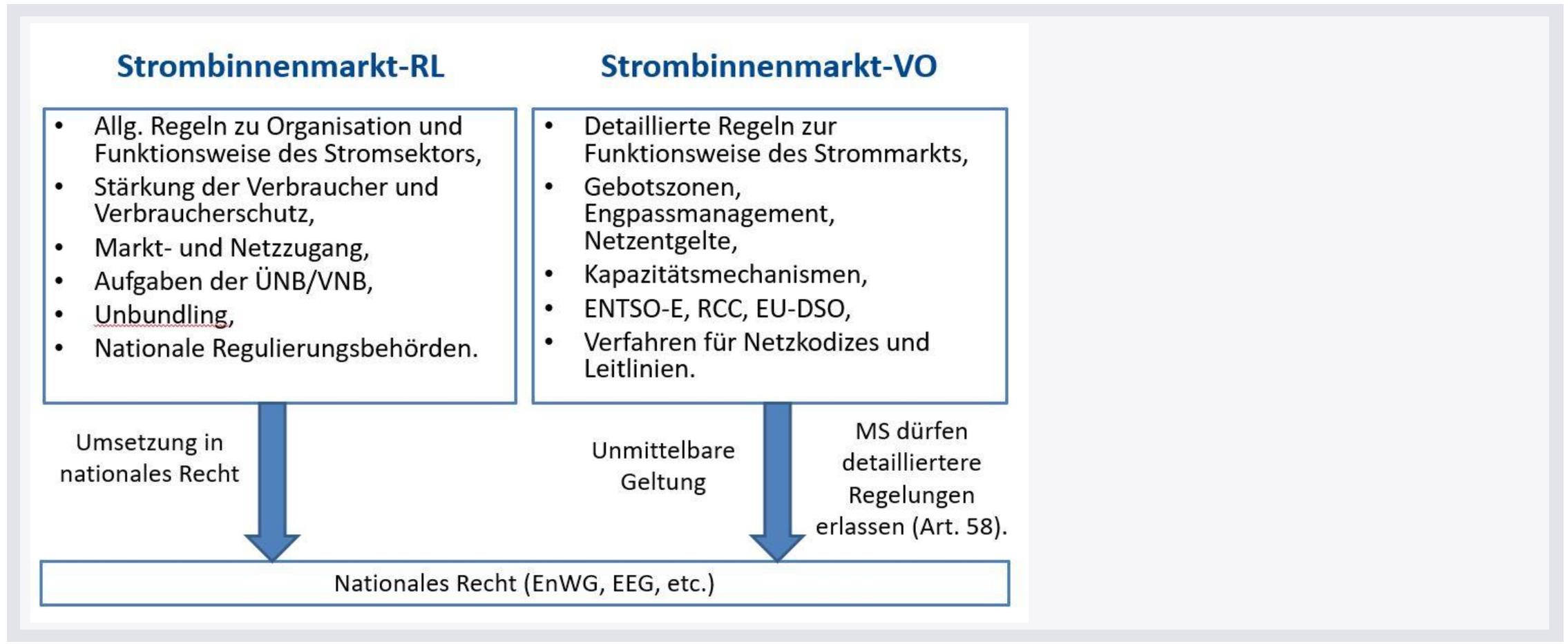


**Grundsätze des
europäischen
Strommarktdesigns**

Wichtige Verhandlungspunkte im Gesetzgebungsverfahren

- Kapazitätsmechanismen (Grenze von 550g CO₂-Emissionen pro kWh),
- Staatlich regulierte Preise,
- Netzentgeltregulierung,
- Einspeisevorrang für Strom aus EE und KWK,
- Ausnahmen von marktbasiertem Redispatch,
- Ausmaß der Gewährleistung grenzüberschreitender Stromübertragungskapazität,
- Bürgerenergiegemeinschaften,
- Kompetenzen der RCC.

Inhalt und Verhältnis der Rechtsakte zum nationalen Recht

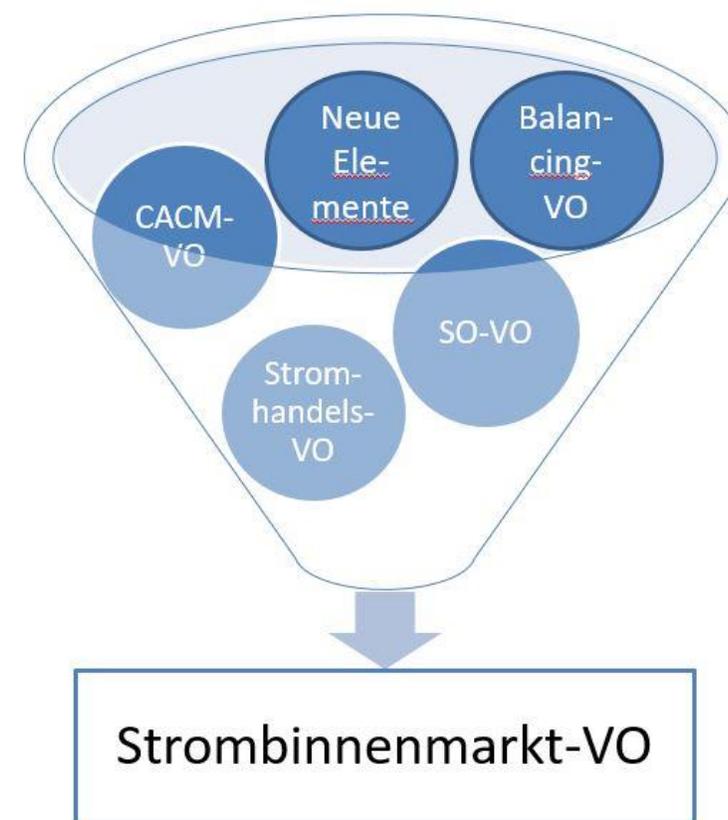


Strommarkt-RL

- **Neue Akteure und die Flexibilisierung der Märkte werden in den Mittelpunkt gerückt:**
 - Rechte aktiver Kunden zu Erzeugung, Speicherung und Verkauf von Strom, ggf. über Aggregatoren oder via PPA (Art. 15 RL),
 - Rechte von Bürgerenergiegemeinschaften zur Erzeugung, Speicherung, Netzbetrieb, Versorgung (Art. 16 RL),
 - Nachfragesteuerung mittels Aggregatoren (Art. 17 RL),
 - Wettbewerbliche Beschaffung von Systemdienstleistungen und Inanspruchnahme von Flexibilität durch VNB und ÜNB, ggf. über Aggregatoren (Art. 31, 32, 40 RL),
 - Unbundling: Betrieb von Speichern und Ladesäulen durch ÜNB und VNB nur unter bestimmten Voraussetzungen möglich (Art. 33, 36, 54 RL).

Strommarkt-VO

- Neuer zentraler Rechtsakt für den Strombinnenmarkt.
- Fasst Stromhandels-VO komplett neu.
- Fasst Elemente verschiedener bestehender Rechtsakte in neuer Form zusammen.



Strommarkt-VO – Überblick über wichtige Regelungen

- Zugang zum Regelenergiemarkt für alle Marktteilnehmer, ggf. über Aggregatoren (Art. 5 VO).
- Abstimmung des Handels auf dem Day-ahead- und Intraday-Markt auf fluktuierende Erzeugung („as close to real time as possible“) (Art. 7 VO).
- Vorrangige Einspeisung („priority dispatch“) für kleine EE-Anlagen und Bestandsanlagen; für KWK-Anlagen nur optional (Art. 11 VO).
- Durchführung Redispatch unter Beachtung des EE-Vorrangs (Art. 12 VO).
- Gebotszonen, Umgang mit strukturellen Netzengpässen, grenzüberschreitende Kapazitätsberechnung, Engpassmanagement und Erhöhung der Übertragungskapazität (Art. 13, 13a, 14).
- Kapazitätsmechanismen (Art. 18 ff.).
- Regionale Koordinierungszentren der ÜNB (Art. 31 ff.).



EE-Einspeisevorrang, Redispatch und Einspeise- management

Priority Dispatch (Art. 11 Strombinnenmarkt-VO)

- Begriffsverständnis: Kraftwerkseinsatz unabhängig von der wirtschaftlichen Reihung der Gebote.
- Verpflichtende vorrangige Einspeisung für **EE-Anlagen < 400 kW** (ab 01.01.2026 < 200 kW).
 - Schwellenwerte entsprechen denjenigen für Bilanzausgleichsverantwortlichkeit (Art. 4).
 - Niedrigere Schwellenwerte oder Abschaffung unter bestimmten Bedingungen möglich (Abs. 2a).
- Verpflichtende vorrangige Einspeisung für Demonstrationsprojekte.
- **Optionale** vorrangige Einspeisung für **KWK-Anlagen**.
- **Bestandsschutz** für EE- und KWK-Anlagen mit IB vor Inkrafttreten der VO (20 Tage nach Veröffentlichung im Amtsblatt), solange die Anlagen nicht wesentlich modifiziert werden (Abs. 4).
- Verpflichtung zur vorrangigen Einspeisung steht unter dem Vorbehalt der Betriebssicherheit und dient nicht zur Rechtfertigung grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten (Abs. 5).

Redispatch (Art. 12 Strombinnenmarkt-VO)

- Erstmals konkrete inhaltliche EU-Vorgaben für Netzbetreiber zur Durchführung von Redispatch unter Beachtung des EE-Vorrangs.
- Begriff Redispatch (Art. 2 lit. z):
 - Alle durch Netzbetreiber zur Erhaltung der Betriebssicherheit ergriffenen Maßnahmen, durch die das Erzeugungs- oder Lastmuster verändert wird, inkl. Einspeisebeschränkungen („curtailment“).
- Primär **marktbasierter Redispatch**, **nicht-marktbasierter Redispatch** nur, wenn marktbasierter Redispatch nicht möglich.
 - Aber: Nicht-marktbasierter Redispatch möglich bei **Gefahr strategischen Bietens** im Fall struktureller Netzenspässe.
- **Abschaltreihenfolge** mit EE-Vorrang im Fall von nicht marktbasiertem Redispatch (Abs. 5).
- **Entschädigung** im Fall von nicht marktbasiertem Redispatch in Höhe (Art. 6):
 - zusätzlicher Betriebskosten (lit. a) oder
 - entgangener Nettoeinnahmen des Stromverkaufs am Day-Ahead Markt, inkl. entgangener Förderung (lit. b).

NABEG-Entwurf: Änderung Redispatchregeln im EnWG

- Streichung der §§ 14, 15 EEG 2017 (Einspeisemanagement und Härtefallregelung) und Neuregelung im Rahmen der §§ 13, 13a EnWG.
- Geplante Änderungen (ab 01.10.2020):
 - Regulatorischer Redispatch ab 100 kW (statt bisher 10 MW) auf Basis einer kostenorientierten Auswahlentscheidung.
 - EE-Vorrang (§ 11 EEG 2017) wird berücksichtigt, indem **einheitlicher kalkulatorischer Preis** angesetzt wird.
 - Reduzierung der Wirkleistungserzeugung von EE-Anlagen nur, wenn dadurch in der Regel **mindestens das Fünffache** und **höchstens das Fünfzehnfache** an Reduzierung von nicht vorrangberechtigter Erzeugung ersetzt werden kann (**Mindestfaktor**).
 - Festlegung durch BNetzA.
- Bilanzielle Entschädigung des Bilanzausgleichsverantwortlichen.
- Finanzielle Entschädigung des Anlagenbetreibers i.H.v. 95 % (wie bisher), aber unter Anrechnung des bilanziellen Ausgleichs.

NABEG-Entwurf: Änderung Redispatchregelung im EnWG

- Vereinbarkeit mit künftigen Redispatchvorgaben der Binnenmarkt-VO (Art. 12)?
- MS dürfen detaillierte Regelungen zur Ausgestaltung erlassen (Art. 58), Vorgaben aber nicht ändern.
- Abweichung vom Grundsatz des marktbasierten Redispatch möglich bei strukturellen Engpässen mit Gefahr strategischen Bietens (Art. 12 Abs. 2 d).
- Nicht marktbasierter Einspeisebeschränkung von EE-Anlagen ausnahmsweise möglich, wenn andere Lösungen zu deutlich unverhältnismäßigen Kosten führen (Art. 12 Abs. 5 lit. a):
 - Je höher der Mindestfaktor festgelegt wird, umso eher ist diese Voraussetzung erfüllt.
 - Mindestfaktor muss nur „in der Regel“ erfüllt sein?
- Abschaltreihenfolge Art. 12 Abs. 5:
 - KWK vorrangig vor EE abzuregeln.
- 95%-ige Entschädigung für den Anlagenbetreiber?
 - Wortlaut des Art. 12 Abs. 6 lit. b) spricht für 100%-ige Entschädigung.

**Stromgebotszonen,
Interkonnektoren-
bewirtschaftung und
neue Kompetenzen
(ACER, Regionale
Koordinierungs-
zentren)**



Gebotszonen und Interkonnektoren (Art. 13 und Art. 14)

Grundsätze:

- Gebotszonen: Zuschnitt muss strukturelle Engpässe vermeiden
- Interkonnektoren: Maximierung der Gesamtwohlfahrt durch Maximierung des grenzüberschreitenden Handels

Bidding Zone Review:

- ENTSO-E prüft alle drei Jahre den Zonenzuschnitt auf strukturelle Engpässe
- Falls ENTSO-E strukturelle Engpässe feststellt, bestehen zwei Optionen:
 - Option I: Neuzuschnitt der Gebotszone(n)
 - Option II: Erstellung eines Maßnahmenplans zu Behebung der Engpässe

Maßnahmenplan (Art. 13a)

- MS muss Zeitplan vorlegen, wie Netzengepässe behoben werden
- Vorschläge von Agora: u.a. Netze Toolbox
- Zielwert von 70% bis Ende 2025 durch jährlichen linearen Phase-in
- Bei Verstoß gegen 70%-Öffnung kann die Kommission Maßnahmen vorschlagen, dazu gehört („as measure of last resort“) auch ein Gebotszonensplit



ACER: Europäischer Superregulierer?

ACER – ein neuer Superregulierer?

- Hintergrund:
 - Zunehmende **grenzüberschreitende Kooperation der Marktteilnehmer** zu Netzbetrieb und Stromhandel → Teils bereits institutionalisiert durch das **EU-Recht**
- Vorschlag der KOM:
 - **Stärkung der Unabhängigkeit** der Behörde
 - **Festlegungskompetenz** zur Umsetzung Netzkodizes etc. (Art. 5)
 - Abschaffung der „Alle NRA“-Entscheidungen
 - **Mediator und Streitschlichter** in Angelegenheiten mit „grenzüberschreitender Bedeutung“ (Art. 6)
 - **Letztentscheidungskompetenz** bei Uneinigkeit der NRA
 - Entscheidungskompetenz in **regionalen Angelegenheiten** (Art. 7); Überwachung der **ROCs** (Art. 8)
 - Übertragung **weiterer (Entscheidungs-)Kompetenzen** möglich (Art. 14)
 - Abstimmung mit einfacher Mehrheit (Art. 19, 23)

 **Deutlicher Trend von NRA zu ACER**

ACER – Mehr Ordnung statt mehr Kompetenz

Kompromiss

- Entscheidungskompetenz bzgl. „**Alle NRA**“-Entscheidungen (Art. 5)
 - Wo diese nach EU Recht vorgesehen
 - Freiwillige Kompetenzübertragung bei „regionalen Angelegenheiten“
 - Art. 7 gestrichen
- **Letztentscheidungskompetenz** eingeschränkt auf grenzüberschreitenden Handel und Sicherheit (Art. 6)
- **Koordinierung der RCCs** (Art. 8)
- Weitere Aufgaben nur ohne Entscheidungskompetenz (Art. 14)
- Entscheidungen mit **2/3 Mehrheit** (Art. 19, 23)
- Aufgabenkatalog = bestehende Aufgaben nach RisikoVO, TransparenzVO, InfrastrukturLL...



Bündelung bestehender Kompetenzen

ACER – Auswirkungen in der Praxis

- Uneinigkeit zwischen NRA führt zu **Entscheidung durch ACER**
 - Nicht mehr nur in Bezug auf grenzüberschreitende Infrastruktur sondern allgemein?
 - „Grenzüberschreitende Bedeutung“ für Sicherheit und Handel wohl regelmäßig erfüllt
- **Beschränkte Umsetzungskompetenz** der NRA
 - ACER kann Umsetzungsmaßnahmen ändern oder Genehmigung verweigern



ABER: Zum Superregulierer ist es (noch) **nicht** gekommen

**Regionale
Koordination:
Von RSC nach RCC**



Ausgangspunkt: Regionale Sicherheitskoordinatoren (RSC)

- Hintergrund:
 - „freiwillige Kooperation“ der ÜNB formalisieren und ausbauen
- Vorschlag der KOM:
 - **Neuer Akteur** (unter Berücksichtigung bestehender RSC?)
 - Verwaltungsrat aus ÜNB-Vertretern, vorgegebene Organisationsstruktur und Genehmigung der u.a. von Satzung und Geschäftsordnung durch die NRA
 - Bestimmte Vorgaben im Anhang, außerdem Möglichkeit zu Netzkodex
 - Festlegung der **Netzbetriebsregionen durch ACER**, auf Vorschlag ENTSO-E, nach bestimmten Kriterien
 - Nebeneinander: „ergänzende Rolle zu ÜNB“
 - **Bindende Entscheidungsbefugnisse** für koordinierte **Kapazitätsberechnung**, koordinierte **Sicherheitsanalyse**, Bestimmung **Reservekapazität**, maximale **Eintrittskapazität** für ausländische Kapazitäten in Kapazitätsmechanismen
 - ÜNB generell zur Umsetzung verpflichtet, Ausnahme Netzsicherheit
 - Weitere Empfehlungsbefugnisse **nach SO GL, Risiko VO...**



Neuer Akteur zur Koordinierung des Stromnetzbetriebs und -handels

Regionale Koordinationszentren (RCC) – der Kompromiss

- RCC als „**Upgrade**“ der RSC:
 - Kein Nebeneinander, sondern „**Weiterentwicklung**“
 - Betriebszonen auf Vorschlag von ENTSO-E durch ACER entschieden
 - Möglichkeit, dass ÜNB **zwei RCC** unterstehen
 - Regulierung und Aufsicht durch die NRA (gemeinsam)
 - NRA des „Sitzes“ mit Befugnissen zu Sanktionen
 - Bindenden Entscheidungsbefugnisse **nur für koordinierte Kapazitätsberechnung und koordinierte Sicherheitsanalyse**
 - Empfehlungsbefugnisse basierend auf SO GL, Risiko VO



Verrechtlichung bestehender Koordinationsprozesse

RCC – In der Praxis

- **Ergänzende Rolle** zu ÜNB
 - Letztverantwortung der mitgliedstaatlichen ÜNB für sicheres und zuverlässiges Stromsystem
- Aber: komplexere Abstimmungserfordernisse zwischen RCC und ÜNB
 - **Kompetenzabgrenzung** ÜNB, ENTSO-E und RCC in der Praxis?

 „Verpflichtender“ jedoch nicht „weitreichender“

Kapazitäts- mechanismen



Regelungsprogramm zu Kapazitätsmechanismen im Überblick (Abschnitt IV Strommarkt-VO)

Art. 18 – Versorgungssicherheit

Art. 18a – Design-Vorgaben für Kapazitätsmechanismen

Art. 19 – Europäischer Versorgungssicherheitsbericht

Art. 19a – Optionaler nationaler Versorgungssicherheitsbericht

Art. 20 – Gefordertes Maß an Versorgungssicherheit

Art. 21 – Grenzüberschreitende Teilnahme an Kapazitätsmechanismen

Art 22 – Genehmigungsverfahren für Kapazitätsmechanismen

Hauptstreitpunkte und Ergebnisse

→ Verhältnis des EU-Versorgungssicherheitsberichts zu nationalen Berichten

(Art. 18, 19, 19a)

- Herausgehobene Rolle von ENTSO-E (Erarbeitung von Methodologie; Erstellen des EU-Berichts)
- Mitgliedstaaten „dürfen“ komplementäre nationale Analysen durchführen
- Nationale Versorgungssicherheitsanalysen müssen regionalen Fokus haben
- Nationale Versorgungssicherheitsberichte müssen dieselbe Methodik verwenden wie der EU-Bericht
- Im Falle von Divergenzen zw EU- und nationalem Bericht muss Mitgliedstaat Ursprung der Divergenzen erläutern, ACER konsultieren und darlegen wo und aus welchen Gründen der ACER-Stellungnahme nicht gefolgt wird

Hauptstreitpunkte und Ergebnisse (Forts.)

- Vorgaben, um **Lock-in von Kapazitätsmechanismen zu vermeiden** (Art. 18, 18a)
 - Verpflichtung von Mitgliedstaaten, regulatorische Barrieren und Marktschranken zu beseitigen soweit diese marktbasierete Versorgungssicherheit einschränken
 - Bei Einführung von Kapazitätsmechanismus muss Marktreformplan erarbeitet und später umgesetzt werden; jährliche Umsetzungsberichte an ACER
 - Marktreformpläne sind verpflichtend für neue und für bestehende KapM
 - Kapazitätsmechanismen sind erlaubt, aber nur temporär und als „letzte Wahl“
 - Voraussetzung, dass wenigstens ein Versorgungssicherheitsbericht (EU oder national) Problem aufzeigt

Hauptstreitpunkte und Ergebnisse (Forts.)

→ Vorrang strategischer Reserven

- Einführung KapM ist nur möglich, soweit strategische Reserve als Alternative nicht ausreicht
- Aber ähnliche Design-Prinzipien für strategische Reserven und Kapazitätsmechanismen

→ CO-2 Emissionsstandard

- Kapazitäten mit $>550\text{g CO}_2/\text{kWh}$ dürfen nicht an KapM teilnehmen.
- Dies gilt ab 1.1.2020 für neue Kapazitäten; ab 1.7.2025 für Zahlungen in bestehenden KapM
- Für Kapazität in Strategischen Reserven maximale Laufzeit/Jahr

→ „Grandfathering“.

- Bestehende und beihilferechtlich genehmigte Kapazitätsmechanismen werden ab Ende 2019 von den neuen Regelungen im gesamten Abschnitt 4 erfasst („grandfathering“).
- Vertrauensschutz für bis dahin erteilte Zuschläge; dh es kommt auf konkretes BeihilfeVf an

Dezentrale Akteure:

**Aktive Kunden,
Eigenversorger,
Bürgerenergie-
gemeinschaften**



Neue Marktrollen und Flexibilität im System

- **Aktive Kunden** (Art. 15 RL)
 - Erzeugung, Speicherung und Verkauf von Strom.
- **Bürgerenergiegemeinschaften** (Art. 16 RL)
 - Erzeugung, Verbrauch, Speicherung und Teilen von Strom sowie Netzbetrieb (optional).
- **Aggregatoren** (Art. 13 RL)
 - Bündelung von Erzeugung oder Last (z.B. aktiver Kunden, Art. 15 RL),
 - Nachfragesteuerung durch Aggregatoren (Art. 17 RL).
- **Netzbetreiber**
 - Wettbewerbliche Beschaffung von Systemdienstleistungen und Inanspruchnahme von Flexibilität (Art. 31, 32, 40 RL).
 - Betrieb von Speichern und Ladesäulen nur ausnahmsweise (Art. 33, 36, 54 RL).
- **Speicher**
 - Bereitstellung von Flexibilität und Systemdienstleistungen (Art. 31, 32, 40 RL) und Sonderregelungen für aktive Kunden (Art. 15 RL).

Aktive Kunden



Aktive Kunden (Art. 15 Binnenmarkt-RL)

- **Endkunden dürfen**
 - Strom, der von ihnen an Ort und Stelle innerhalb bestimmter Grenzen erzeugt wurde, verbrauchen, speichern und verkaufen,
 - an Flexibilitäts- oder Energieeffizienzsystemen teilnehmen.
 - **Ohne unverhältnismäßigen oder diskriminierenden**
 - technischen oder verfahrensrechtlichen Erfordernissen,
 - Verfahren und Gebühren und
 - nicht kostenorientierten Netzentgelten
- unterworfen zu sein.

Aktive Kunden (Art. 15 Binnenmarkt-RL)

- Was ist unter Erbringung von „**Flexibilität**“ durch aktive Kunden zu verstehen?
- Begriffe „Flexibilität“, „Flexibilitätssystem“ oder „Flexibilitätsdienstleistung“ nicht definiert.
- Zwei Dimensionen:
 - Allgemeine Flexibilität für das System durch flexible Erzeugung, Speicher oder demand response anhand von Marktsignalen (Erwägungsgründe Strombinnenmarkt-RL und -VO).
 - Erbringung von Flexibilitätsdienstleistungen für VNB und ÜNB, z.B. durch demand response oder Speicher.

Aktive Kunden (Art. 15 Binnenmarkt-RL)

- Was sind **unverhältnismäßige oder diskriminierende Hemmnisse** für aktive Kunden? Nicht abschließende Bsp. aus der Strombinnenmarkt-RL (Erwägungsgrund):
 - Unverhältnismäßige **Gebühren** für intern verbrauchten Strom,
 - Verpflichtung selbst erzeugten Strom in das **Netz einzuspeisen**,
 - **Lieferantenpflichten**.
- **Identifizierung** von Hemmnissen erforderlich und Überprüfung, ob tatsächlich im Einzelfall unverhältnismäßig oder diskriminierend.
- Aktive Kunden dürfen als Speicherbetreiber **keinen doppelten Abgaben**, inkl. Netzentgelten, unterworfen sein, wenn (Art. 15 Abs. 5):
 - der gespeicherte Strom an Ort und Stelle verbleibt,
 - Flexibilitätsdienstleistung für Netzbetreiber übernommen werden.
- Zu überprüfen, ob **bestehende Befreiungen und Privilegierungen** im deutschen Recht bereits ausreichend (§ 118 VI EnWG, § 61 I EEG 2017).



EE-Eigenversorger

EE-Eigenversorgung (Art. 21 EE-RL)

- Künftig erstmalig Definition und Regelung von Rechten und Pflichten für EE-Eigenversorger in der EE-RL.
- An **Ort und Stelle selbst genutzter eigenerzeugter EE-Strom** darf nur dann in Abgaben oder Gebühren einbezogen werden, wenn:
 - der vom Eigenversorger erzeugte Strom auf effektive Weise durch eine Förderregelung unterstützt wird und die Belastung nicht die Wirtschaftlichkeit des Projekts und den Anreizeffekt der Förderung untergräbt oder
 - ab 12/2026 der Anteil von EE-Eigenversorgungsanlagen 8% der gesamten in einem MS installierten Stromerzeugungskapazität übersteigt und KNA durch nationale Regulierungsbehörde oder
 - der Strom in einer Anlage > 30 kW erzeugt wird.
- Strom, der **aus dem Netz bezogen oder in das Netz eingespeist** wird, kann in ein kostenorientiertes Abgaben- und Netzentgeltsystem einbezogen werden.

Gemeinsam handelnde Eigenversorger (Art. 21 EE-RL)

- Begriff: Gruppe von zumindest zwei gemeinsam handelnden EE-Eigenversorgern, die sich in demselben Gebäude oder Mehrfamilienhaus befinden (Art. 2 Nr. 15 EE-RL).
- Müssen dieselben Rechte haben wie einzelne Eigenversorger, es sei denn eine Unterscheidung ist verhältnismäßig und hinreichend begründet (Art. 21 Abs. 4 EE-RL).
- Mögliche Anwendungsbereiche (ggf. in Kombination mit EE-Gemeinschaften oder unter Einschaltung von Dritten/Aggregatoren):
 - Zugang zur Eigenversorgung für einkommensschwache oder bedürftige Haushalte (Art. 21 Abs. 6 lit. a) EE-RL),
 - Eigenversorgung für Mieter durch Zusammenschluss der Mieter selbst (Art. 21 Abs. 6 lit. c) EE-RL),
 - ...?

EE-Eigenversorgung (Art. 21 EE-RL)

- Einschätzung zum Umsetzungsbedarf:
 - EEG-Umlage kann weiterhin auf zur Eigenversorgung genutzten EE-Strom erhoben werden, wenn EEG-Förderung erfolgt und sofern diese Belastung nicht die Wirtschaftlichkeit der Projekte oder die Anreizwirkung der Förderung untergräbt:
 - 52 GW-Deckel für Solaranlagen?
 - Ausgeförderte Anlagen mit höchstens 30 kW?
 - Ausweitung des Begriffs der Eigenversorgung erforderlich:
 - „Selbst Betreiben“ vs. Einbeziehung von Dritten.
 - Gemeinsam handelnde Eigenversorger.
 - Diskriminierungsfreier Zugang für Eigenversorger zu bestehenden Förderregelungen: Ausschluss der Eigenversorgung bei Teilnahme an Ausschreibungen (§ 27a EEG 2017) weiterhin sachlich gerechtfertigt?

Bürgerenergie- gemeinschaft und EE-Gemeinschaft



Bürgerenergiegemeinschaft (Art. 16 Binnenmarkt-RL)

- Definition:
 - Freiwilliger Zusammenschluss von natürlichen Personen, öffentlichen Stellen (inkl. Gemeinden) oder kleinen Unternehmen.
 - Mit dem vorrangigen Ziel seinen Mitgliedern oder Anteilseignern oder den Tätigkeitsgebieten vor Ort ökologische, wirtschaftliche oder sozialgemeinschaftliche Vorteile zu bringen.
- BEG kann in sämtlichen Wertschöpfungsbereichen tätig sein (Stromerzeugung, Verteilung, Versorgung, Verbrauch, Aggregation, Speicherung, Energieeffizienzdienstleistungen oder sonstige Energiedienstleistungen).
- Ob BEG als Netzbetreiber tätig sein kann, liegt in der Entscheidung des Mitgliedstaats.

Bürgerenergiegemeinschaften (Art. 16 Binnenmarkt-RL)

- MS müssen einen geeigneten Rechtsrahmen für BEG bereitstellen, u.a.:
 - Diskriminierungsfreie, verhältnismäßige und transparente Verfahren und Gebühren sowie transparente, diskriminierungsfreie und kostenorientierte Netzentgelte.
 - Recht, den durch die BEG erzeugten Strom unter den Mitgliedern zu verteilen („electricity sharing“), ohne dass die Mitglieder ihre Rechte und Pflichten als Endkunden verlieren.
- Was bedeutet „electricity sharing“?
 - Nicht nur Verteilung „hinter dem Zähler“, sondern Verteilung von Strom an BEG-Mitglieder auch über das allg. Netz, wenn die Zähler der BEG gehören (Erw.grd. 47).
 - Pflicht zum Abbau von Hemmnissen für electricity sharing?
 - Strompreisbestandteile: Entsprechende Netzentgelte, Abgaben und Umlagen weiterhin anwendbar (Art. 16 Abs. 3 lit. e); Kosten-Nutzen-Analyse seitens des MS durchzuführen.
 - Sonstige Hemmnisse (Lieferantenpflichten, Melde- und Mitteilungspflichten)? Auf Unverhältnismäßigkeit und Diskriminierungsfreiheit zu untersuchen.

EE-Gemeinschaften (Art. 22 EE-RL)

- MS müssen EE-Gemeinschaften Rechte einräumen, EE zu erzeugen, zu verbrauchen, zu speichern und zu verkaufen (auch durch PPA).
- Definition EE-Gemeinschaften mit großem Umsetzungsspielraum:
 - Unabhängig, Beteiligung muss offen und freiwillig sein,
 - Lokale Kontrolle: Effektive Kontrolle durch in der Nähe der EE-Projekte ansässige Anteilseigner und Mitglieder (natürliche Personen, lokale Behörden (einschließlich Gemeinden) und KMU),
 - Profit darf nicht Hauptzweck sein, sondern ökologische, wirtschaftliche oder sozialgemeinschaftliche Vorteile für die Mitglieder/Anteilseigner oder das Tätigkeitsgebiet vor Ort.
- MS müssen eine Bewertung bestehender Hindernisse und Potentiale für EE-Gemeinschaften durchführen.
- MS müssen geeignete Rahmenbedingungen für EE-Gemeinschaften schaffen („enabling framework“).
- EE-Gemeinschaften sind von den MS im Rahmen von Förderregelungen besonders zu berücksichtigen, um Chancengleichheit im Wettbewerb herzustellen.

Q&A:

**Bedeutung des EU-
Strommarktpakets für
die deutsche
Energiepolitik**

Agora Energiewende
Anna-Louisa-Karsch-Str.2
10178 Berlin

T +49 (0)30 700 1435 - 000
F +49 (0)30 700 1435 - 129

www.agora-energiewende.de

✉ Abonnieren sie unseren Newsletter unter
www.agora-energiewende.de
🐦 www.twitter.com/AgoraEW

Stiftung Umweltenergierecht



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Haben Sie noch Fragen oder Kommentare? Kontaktieren Sie mich gerne:

Matthias Buck, Matthias.Buck@Agora-Energiewende.de
Fabian Pause, pause@stiftung-umweltenergierecht.de

Agora Energiewende ist eine gemeinsame Initiative der Stiftung Mercator und der European Climate Foundation.



Back-Up



Umsetzungsfristen/Geltung für die Mitgliedstaaten

Rechtsakt	Umsetzungsfrist/Geltung
Gebäudeeffizienz-RL (EU) 2018/844	Umsetzung bis 10.03.2020.
Energieeffizienz-RL (EU) 2018/2002	Umsetzung bis 25.06.2020.
Erneuerbare-Energien-RL (EU) 2018/2001	Umsetzung bis 30.06.2021.
Governance-VO (EU) 2018/1999	Unmittelbare Geltung im nationalen Recht seit 24.12.2018.
Elektrizitätsbinnenmarkt-RL	Umsetzung bis 31.12.2020.
Elektrizitätsbinnenmarkt-VO	Unmittelbare Geltung im nationalen Recht ab dem 01.01.2020. Art. 13 und 14 bereits 20 Tage nach Veröffentlichung im Amtsblatt.
ACER-VO	Unmittelbare Geltung im nationalen Recht 20 Tage nach Veröffentlichung im Amtsblatt.