

Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie Elektrizitätsbinnenmarkt- Verordnung

Überblick über die neuen EU-Vorschriften zum Strommarkt

19. März 2019

1. Hintergrund

Die Liberalisierung der Energiemärkte wurde von der EU durch drei „Liberalisierungspakete“ (1996, 2001 und 2009) vorangetrieben, die aktuelle Regulierung des Elektrizitätsmarktes beruht auf drei Rechtsakten des „Dritten Liberalisierungspakts“: Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 2009/72/EG, Netzzugangsverordnung (EG) 714/2009 und Verordnung 713/ 2009/EG zur Gründung der EU-Energieagentur ACER. Im November 2016 schlug die EU Kommission in ihrem umfangreichen „Clean-Energy-Paket oder Winterpaket (Saubere Energie für alle Europäer)“ umfassende Neuerungen für den Energiemarkt vor. Das zweite Teilpaket dieses Clean-Energy-Pakets, das den Strommarkt neu ordnen soll, liegt nun in Form einer Trilog-Einigung vom 11. Jänner 2019 vor und wird in absehbarer Zeit im Amtsblatt der EU kundgemacht werden. Es umfasst vier Rechtsakte (Elektrizitätsmarkt-Richtlinie, Elektrizitätsmarkt-Verordnung, ACER-Verordnung und Risikovorverordnung).

Ziel der Kommission ist es, dass die EU beim Übergang zu einem umweltfreundlichen Energiesystem eine Vorreiterrolle übernehmen soll, konkret möchte sie: die Energieeffizienz als oberste Priorität behandeln, die weltweite Technologieführerschaft im Bereich der erneuerbaren Energien übernehmen und ein faires Angebot für Verbraucher bereitstellen.

Geltung und Umsetzungsfristen der Rechtsakte des Clean-Energy-Pakets

Das Clean-Energy-Paket umfasst folgende Rechtsakte:

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 seit 24.12.2018
Elektrizitätsbinnenmarkt-RL	Umsetzung bis 31.12.2020
Elektrizitätsbinnenmarkt-VO	Unmittelbare Geltung ab 01.01.2020
ACER-VO	Unmittelbare Geltung 20 Tage nach Kundmachung im Amtsblatt.

Die **Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie** regelt allgemeine Grundsätze zu Organisation und Funktionsweise des Elektrizitätsmarktes sowie dessen Akteure, Preisbildung und Energiearmut, Markt- und Netzzugang, Aufgaben der Netzbetreiber, Unbundling, Verbraucherschutz sowie nationale Regulierungsbehörden. Diese

Regeln gelten nicht unmittelbar und sind von den Mitgliedstaaten in nationales Recht umzusetzen.

Die **Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung** enthält detaillierte Regeln zur Funktionsweise des Elektrizitätsmarktes, Gebotszonen und Interkonnektoren, Engpassmanagement, Abruf von Erzeugungsanlagen und Redispatch, Netzentgelte, Kapazitätsmechanismen sowie Regeln zu den Verfahren betreffend Netzkodizes und Leitlinien. Anders als die Richtlinie ist die Verordnung unmittelbar anwendbar und bedarf keiner weiteren Umsetzung, Mitgliedstaaten dürfen jedoch detailliertere Regelungen erlassen.

2. Elektrizitätsmarkt-Richtlinie

Es folgt eine Übersicht über die wichtigsten Inhalte.

2.1. Inkrafttreten

Die Richtlinie ist von den Mitgliedstaaten bis 31.12.2020 in nationales Recht umzusetzen.

2.2. Ziele

Ziel der Richtlinie ist die Schaffung integrierter, wettbewerbsorientierter, verbraucher-zentrierter, flexibler, fairer und transparenter Energiemärkte. Mehr Flexibilität und Dekarbonisierung werden angestrebt, Versorgungssicherheit ist entscheidend. Der Strommarkt soll vor staatlichen Eingriffen geschützt, die Rolle der Verbraucher gestärkt und die Stromnachfrage soll flexibler gemacht werden. Ein weiteres Ziel ist die Kooperation der Mitgliedstaaten, Regulierungsbehörden und Netzbetreiber zur Vollendung des EU-weiten Binnenmarkts.

2.3 Akteure

Die Richtlinie bringt neue Akteure und regelt deren Rechte und Pflichten:

Aggregatoren (Art 13), Aktive Kunden (Art 15), Bürgerenergiegemeinschaften (Art 16)

Aggregatoren sollen Erzeugung oder Last bündeln. Aktive Kunden dürfen Strom erzeugen, speichern und verkaufen, sie können sich der Aggregatoren bedienen. Als Aggregation wird eine von einer natürlichen oder juristischen Person ausgeübte Tätigkeit, bei der mehrere Kundenlasten oder erzeugt Elektrizität zum Kauf, Verkauf oder zur Versteigerung auf einem Elektrizitätsmarkt gebündelt werden bzw. wird, verstanden.

Den **Bürgerenergiegemeinschaften** stehen offen Erzeugung, Verteilung, Versorgung, Verbrauch, Aggregation, Speicherung von Elektrizität sowie, wenn dies die Mitgliedstaaten im Rahmen der Umsetzung zulassen, auch der Betrieb vom Netzen. Weiters können sie Energieeffizienzdienste, Energiedienstleistungen sowie Ladedienstleistungen für Elektrofahrzeuge für ihre Mitglieder erbringen. Vorgesehen ist auch das „Electricity Sharing“: die Erlaubnis, innerhalb der Gemeinschaft jene Elektrizität gemeinsam zu nutzen, die mit den eigenen Erzeugungsanlagen erzeugt wird. Die gemeinsame Stromversorgung soll es den Mitgliedern ermöglichen, mit Strom aus Erzeugungsanlagen in der Gemeinschaft versorgt zu werden, die sich nicht in Ihrer unmittelbaren räumlichen Nähe oder hinter einer gemeinsamen Messstelle befinden; dies sollte auch die Erhebung von Netzgebühren Steuern in Bezug auf die Stromflüsse unberührt lassen. Entscheidend ist, dass die Mitgliedschaft offen und transparent ist sowie dass die Bürgerenergiegemeinschaft von ihren Anteilseignern bzw. Mitgliedern tatsächlich kontrolliert wird. Teilnehmen können sowohl natürliche Personen als auch Gebietskörperschaften einschließlich Gemeinden, außerdem Klein- und Kleinstunternehmen. Sie dürfen nicht in Gewinnabsicht tätig sein, sondern sollen ökologische, wirtschaftliche oder soziale gemeinschaftliche Vorteile für Mitglieder bringen. Als Rechtsform können die Mitgliedstaaten jede beliebige Rechtsform vorsehen, etwa einen Verein, eine Genossenschaft, eine Partnerschaft oder auch ein KMU.

Die **neue Erneuerbare-Energien-Richtlinie kennt etwas Ähnliches: die Erneuerbare-Energien-Gemeinschaft** (Art 21 EE-RL). Ihre Tätigkeit darf sich allerdings nur auf den Bereich erneuerbarer Energien beziehen, die Befugnisse sind enger als jene der Bürgerenergiegemeinschaft, so ist beispielsweise nicht der

Betrieb von Netzen zulässig. Verwiesen sei auch auf die Möglichkeit der Eigenversorgung mit erneuerbarem Strom laut Art 21 EE-RL, wo Rechte und Pflichten für Eigenversorger definiert sind. An Ort und Stelle selbst genutzter eigenerzeugter Strom aus erneuerbaren Quellen darf nur unter gewissen Voraussetzungen in Abgaben oder Gebühren einbezogen werden. Der Strom, der aus dem Netz bezogen oder ins Netz eingespeist wird, kann in ein kostenorientiertes Abgaben und Netzentgeltsystem einbezogen werden. Es gibt auch den Rechtsbegriff „Gemeinsam handelnde Eigenversorger“ (Art 2 Nr. 15): eine Gruppe von zumindest zwei gemeinsam handelnden EE-Eigenversorgern, die sich in demselben Gebäude oder Mehrfamilienhaus befinden. Diese müssen grundsätzlich dieselben Rechte haben wie einzelne Eigenversorger.

Aktive Kunden

Endkunden dürfen Strom, der von ihnen an Ort und Stelle innerhalb bestimmter Grenzen erzeugt wurde, verbrauchen, speichern und verkaufen sowie an Flexibilitäts- oder Energieeffizienzsystemen teilnehmen. Dies, ohne unverhältnismäßigen oder diskriminierenden Hemmnissen (zB nicht kostenorientierten Netzentgelten) unterworfen zu sein.

Transparenz und Wahlfreiheit im Endkundenmarkt

Eine größtmögliche Wahlfreiheit für Stromkunden soll ermöglicht werden, Verbraucherrechte gestärkt werden.

2.4. Netzbetreiber

Netzbetreiber sind zur wettbewerblichen Beschaffung von Systemdienstleistungen und der Inanspruchnahme von Flexibilität angehalten. Der Betrieb von Speichern und Ladestationen ist ihnen nur ausnahmsweise erlaubt.

3. Elektrizitätsmarkt-Verordnung

Inhalte

Art 1-2: Ziele und Definitionen

Art 3 Grundsätze Funktionsweise des Elektrizitätsmarktes (freie Preisbildung, Stärkung der Verbraucher, Dekarbonisierung, Nachhaltigkeit, Versorgungssicherheit)

Art 4-5 Balancing Verantwortung und Regelenergiemarkt (Zugang zum Regelenergiemarkt für alle Marktteilnehmer)

Art 6-10 Day-ahead-Markt; Intraday-Markt; fluktuierende Erzeugung, Forward-Markt

Art 11-12 Dispatching, Redispatching

Art 13-15 grenzüberschreitende Kapazitätsberechnungen, Engpassmanagement, Gebotszonen

Art 16-17 Netzentgelte

Art 18-24 Kapazitätsmechanismen

Art 25-30 Übertragungsnetzbetreiber, ENTSO

Art 31-44 Regionale Koordinierungszentren der Übertragungsnetzbetreiber

Art 45-48 Übertragungsnetzbetreiber

Art 49-53 Verteilernetzbetreiber, DSO-Entity

Art 54-58 Verfahren für Netzkodizes und Leitlinien

Art 59 Interkonnektoren

Art 60-65 Übergangs- und Schlussbestimmungen

3.1. Inkrafttreten

Die Verordnung tritt am 20. Tag nach ihrer Kundmachung im Amtsblatt der EU in Kraft und erlangt mit 1.1.2020 Geltung. Art 13, Art 13a und Art 58a gelten sofort mit ihrem Inkrafttreten (also am 20. Tag nach der Kundmachung). Da es sich bei der Verordnung um unmittelbar anwendbares EU-Recht handelt, muss sie nicht eigens von den Mitgliedstaaten in nationales Recht umgesetzt werden, sondern gilt direkt und unmittelbar.

3.2. Ziele

Ziel der Verordnung sind die Stärkung der Stromgroßhandelsmärkte sowie die Erhöhung grenzüberschreitender Stromflüsse in der EU. Konkret soll durch die Verordnung eine Basis für die Erreichung der Ziele der Energieunion geschaffen werden, explizit angesprochen sind Effizienz, höherer Anteil erneuerbarer Energien, Versorgungssicherheit, Flexibilität und Nachhaltigkeiten, Dekarbonisierung und Innovation.

3.3. Grundsätze für Strommarkt

Märkte haben auf folgenden Grundsätzen zu beruhen: Preisbildung nach Angebot und Nachfrage (keine staatlichen Eingriffe), Erleichterungen für die Entwicklung flexibler Erzeugung und flexibler Nachfrage, keine Behinderung des grenzüberschreitenden Stromhandels, Sicherheit und Nachhaltigkeit, Recht der Marktteilnehmer auf Netzzugang aufgrund objektiver, transparenter und nicht-diskriminierender Bestimmungen.

Die Kommission muss jene Mitgliedstaaten unterstützen, die ihre auf fossilen Brennstoffen basierende Stromerzeugung reduzieren wollen, damit diese einen gerechten Übergang in strukturschwachen Regionen einführen und die Auswirkungen bewältigen können.

3.4. Verantwortung für Balancing (Bilanzverantwortung)

Grundsätzlich sind alle Marktteilnehmer für die Abweichungen verantwortlich, die sie verursachen. Diese Verantwortung ist entweder selbst wahrzunehmen oder kann vertraglich übertragen werden. Mitgliedstaaten können Ausnahmen anordnen für: Demonstrationsvorhaben oder Erzeugungsanlagen auf Grundlage erneuerbarer Energien unterhalb 400 kW (ab 1.1.2026 unterhalb 200 MW) und Bestandsanlagen (Inbetriebnahme vor 1.1.2020).

Organisation der Ausgleichsenergiemärkte: Hier ist zu gewährleisten, dass alle Marktteilnehmer, auch die Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien, diskriminierungsfrei teilnehmen können. Die Teilnahme wäre auch durch Aggregation möglich. Die Preisbildung für Ausgleichsenergie soll nicht durch einen Vertrag vorbestimmt sein.

Weiters enthalten sind Bestimmungen zur Organisation von Day-ahead-Märkten und Intra-day-Märkten: diskriminierungsfreie Teilnahme, Preisbildung, die den Echtzeitwert der Energie abbildet, Betriebssicherheit.

3.5. Dispatching (Art 11) and Redispatching (Art 12)

Während in der Vergangenheit die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (Art 16) einen Vorrang für erneuerbare Energien vorgesehen hatte, werden Dispatching und Redispatching nun generell in der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung wie folgt geregelt:

Dispatching Art 11

Grundsatz: marktbasierter Abruf von Erzeugungsanlagen

Ein Priority Dispatch (Kraftwerksabruf unabhängig von der wirtschaftlichen Reihung der Gebote) ist nur mehr zulässig für:

- kleine EE-Anlagen (unter 400 kW; ab 2026 unter 200 kW)
- Demonstrationsanlagen
- EE-Bestandsanlagen
- Für die Mitgliedstaaten optional auch für KWK-Anlagen

Der Priority Dispatch steht jedoch unter dem Vorbehalt der Betriebssicherheit der Netze.

Details:

Der Abruf von Erzeugungsanlagen und Demand-response-Anlagen (Dispatching) hat grundsätzlich marktbasierend zu erfolgen. Mitgliedstaaten haben sicherzustellen, dass Netzbetreiber den Stromerzeugern, die erneuerbare Energien nutzen, Vorrang („priority dispatch“) einräumen für Anlagen unterhalb 400 kW (ab 2026 200 kW) sowie Demonstrationsprojekten. Von dieser Vorrangmöglichkeit können Mitgliedstaaten absehen,

wenn sie nachweisen, dass die Strommärkte funktionieren, für alle Teilnehmer uneingeschränkt zugänglich sind, klare und transparente Regeln bezüglich Engpassmanagement vorliegen und wenn die Mitgliedstaaten bezüglich EE-Zielerreichung gewissen Vorgaben erreichen.

Bestandanlagen (Inbetriebnahme vor 1.1.2020), die bisher in den Genuss eines priority dispatch kamen, werden weiterhin einem Vorrang unterliegen, diesen jedoch im Falle einer wesentlichen Änderung verlieren. Der priority dispatch darf nicht den sicheren Betrieb des Systems gefährden oder als Rechtfertigung für Einschränkungen bei grenzüberschreitenden Kapazitäten dienen.

Redispatching Art 12

Unter Redispatching versteht man alle durch Netzbetreiber zur Erhaltung der Betriebssicherheit ergriffenen Maßnahmen, durch die das Erzeugungs- oder Lastmuster verändert wird, inklusive Einspeisebeschränkungen („curtailment“).

Redispatching/Engpassmanagement erfolgt grundsätzlich diskriminierungsfrei und marktbasierend. Subsidiär sind unter gewissen Voraussetzungen jedoch auch nicht-marktbasierte Maßnahmen zulässig, die jedoch zu entgelten sind. So ist nicht-marktbasierter Redispatch nur zulässig, soweit marktbasierter Redispatch nicht zum Erfolg führt oder bei Gefahr strategischen Bietens im Fall struktureller Netzengpässe. Bei nicht-marktbasierten Redispatch-Maßnahmen liegt die Höhe der Entschädigung bei den zusätzlichen Betriebskosten oder den entgangenen Nettoeinnahmen des Stromverkaufs am Day-ahead-Markt (inklusive entgangener Förderung).

Bei der Abschaltreihenfolge sind EE-Anlagen nachrangig abzuschalten. Es gibt Ausnahmen bei strukturellen Engpässen.

3.6. Gebotszonen und grenzüberschreitende Übertragungskapazität (Art 13, 13a und 14)

Gebotszonen sollen so zugeschnitten sein, dass sie keine strukturellen Engpässe aufweisen. Ausnahmen sind nur zeitlich begrenzt möglich. ENTSO hat dazu alle drei Jahre zu berichten. Werden hier strukturelle Engpässe festgestellt, haben die betroffenen Mitgliedstaaten entweder Aktionspläne zur Behebung des Engpasses zu erstellen oder eine Änderung des Gebotszonenzuschnitts vorzunehmen. Der Aktionsplan muss dazu führen, dass bis Ende 2025 ein Mindestanteil grenzüberschreitender Übertragungskapazität von 70 % der jeweiligen Verbindungsleitungskapazität erreicht wird. Wird dies nicht erreicht, entscheiden die betroffenen Mitgliedstaaten einstimmig über die Beibehaltung des Gebotszonenzuschnitts. Gibt es hier keine Einigung, kann die Kommission über den Gebotszonenzuschnitt entscheiden.

3.7. Kapazitätsmechanismen:

Die Mitgliedstaaten können Kraftwerkkapazität zur Sicherstellung einer ausreichenden Stromversorgung durch Kapazitätsmechanismen fördern.

Definition „Kapazitätsmechanismus“: eine vorübergehende Maßnahme zur Erreichung des notwendigen Maßes an Angemessenheit der Ressourcen, in deren Rahmen die Ressourcen für ihre Verfügbarkeit vergütet werden, mit Ausnahme von Systemdienstleistungen betreffende Maßnahmen oder Engpassmanagement.

Die Verordnung enthält in den Art 18 bis 24 umfassende Vorgaben für Kapazitätsmechanismen: zulässig nur bei Feststellung eines Bedarfs im Zuge eines „European resource adequacy assessments“, Einbeziehung der Nachbarländer, Berücksichtigung des Beihilfenrechts.

Kapazitätsmechanismen müssen allen Ressourcen, die die erforderliche technische Leistung erbringen können, offenstehen, einschließlich Energiespeicherung und Laststeuerung.

Es wird ein CO₂-Emissionsstandard eingeführt: Kraftwerke mit einer CO₂-Emissionsintensität von über 550 g CO₂/kWh, die nach Inkrafttreten dieser Verordnung mit der kommerziellen Stromproduktion begonnen haben, dürfen keine Zahlungen aus einem Kapazitätsmechanismus zugesichert werden. Kraftwerke mit einer CO₂-Emissionsintensität von über 550 g CO₂/kWh und einer durchschnittlichen jährlichen CO₂-Ausstoß von mehr als 350 kg dürfen spätestens ab dem 1. Juni 2025 nicht mehr an einem Kapazitätsmechanismus teilnehmen. Bestehende und beihilferechtlich genehmigte Kapazitätsmechanismen werden ab Ende 2019 von diesen

neuen Regelungen erfasst. Die Mitgliedstaaten trifft eine Pflicht zur Anpassung, es gibt jedoch einen Vertrauensschutz für bis dahin erteilte Genehmigungen.

3.8. Netzkodizes und Leitlinien

Die Kommission erlässt Durchführungsrechtsakte zur Festlegung von Netzkodizes. Sie erstellt alle drei Jahre nach Anhörung von ACER und ENTSO-E eine Prioritätenliste mit Regulierungsbereichen, in denen Netzkodizes erlassen werden sollen. Die Kommission fordert ACER auf, dazu unverbindliche Rahmenrichtlinien zu entwickeln und der Kommission zur Prüfung vorzulegen. Die Kommission beauftragt daraufhin ENTSO-E aufgrund der Rahmenrichtlinie einen Netzkodex auszuarbeiten und ACER vorzulegen. ACER legt diesen der Kommission vor.

4. Links

Clean-Energy-Paket: Vorschlag der Kommission aus Nov. 2016:

<https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>

Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung: Text der Trilogeinigung vom 11.1.2019

<https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-5070-2019-INIT/en/pdf>

Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie: Text der Trilogeinigung vom 11.1.2019

https://www.parlament.gv.at/PAKT/EU/XXVI/EU/04/98/EU_49827/imfname_10870684.pdf