RA Dr. Henrik Bremer
Wirtschaftsprüfer, Steuerberater

WIRTSCHAFTSRAT RECHT
Bremer Woitag Rechtsanwaltsgesellschaft mbH

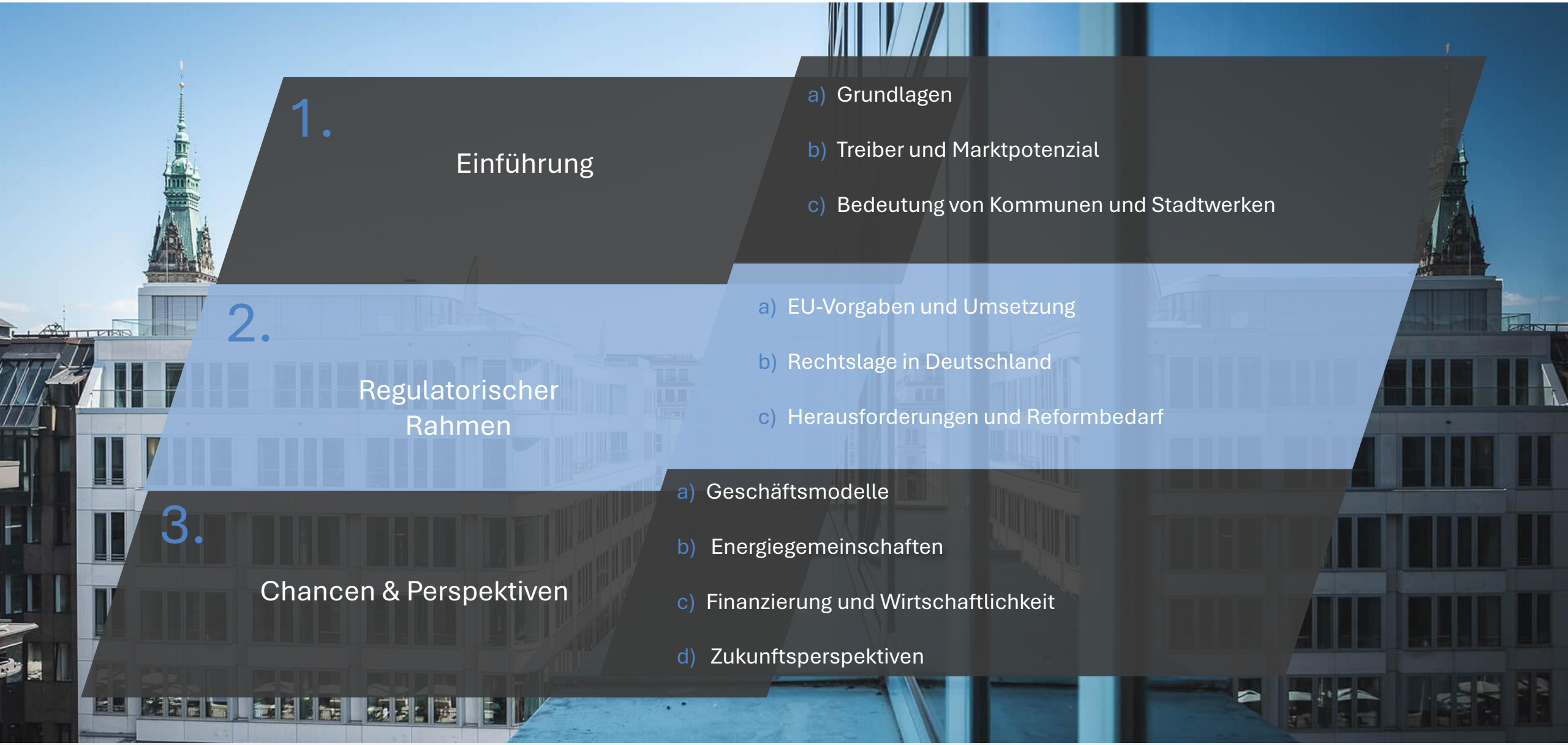


Strompreiszonen

Einheitszone oder Teilung? Folgen für Kommunen und Stadtwerke

© WIRTSCHAFTSRAT Recht – Bremer Woitag Rechtsanwaltsgesellschaft mbH

Gliederung



1. Einführung
   - a) Grundlagen
   - b) Treiber und Marktpotenzial
   - c) Bedeutung von Kommunen und Stadtwerken
2. Regulatorischer Rahmen
   - a) EU-Vorgaben und Umsetzung
   - b) Rechtslage in Deutschland
   - c) Herausforderungen und Reformbedarf
3. Chancen & Perspektiven
   - a) Geschäftsmodelle
   - b) Energiegemeinschaften
   - c) Finanzierung und Wirtschaftlichkeit
   - d) Zukunftsperspektiven

© WIRTSCHAFTSRAT Recht – Bremer Woitag Rechtsanwaltsgesellschaft mbH

Wie Strommarkt, Preisbildung und Netze zusammenwirken

Funktionsweise des Strommarkts

Strom muss **in dem Moment erzeugt werden, in dem er verbraucht wird**. Erzeugung und Nachfrage müssen daher jederzeit im Gleichgewicht bleiben.

58,8 %

der deutschen Stromerzeugung stammten 2025 bereits aus erneuerbaren Energien.

Bildung des Strompreises

An der Strombörse bestimmt das **teuerste noch benötigte Kraftwerk** den einheitlichen Marktpreis.

Dieses Prinzip heißt:

Merit-Order

→ Ein einziges Kraftwerk kann damit den Preis für den gesamten Markt setzen.

Bedeutung der Stromnetze

Strom **kann nicht unbegrenzt** von jedem Ort zu jedem anderen transportiert werden.

Bei Netzengpässen müssen Netzbetreiber eingreifen und Erzeugung sowie Stromflüsse anpassen.

Definition

Strompreiszone = ein Marktgebiet mit einem einheitlichen Großhandelspreis

Innerhalb der Zone gilt grundsätzlich derselbe Börsenpreis – unabhängig davon, wo Strom erzeugt oder verbraucht wird. Zwischen verschiedenen Zonen können dagegen Preisunterschiede entstehen.

© WIRTSCHAFTSRAT Recht – Bremer Woitag Rechtsanwaltsgesellschaft mbH

Quelle: Bundesnetzagentur, Daten zum Strommarkt 2025 (Pressemitteilung vom 05.01.2026), Anteil erneuerbarer Energien an der Nettostromerzeugung

Warum der Druck auf die einheitliche Strompreiszone wächst

Reformdruck steigt

- Windstrom entsteht vor allem im Norden, verbraucht wird er im Süden und Westen
- Engpassmanagement bleibt ein dauerhafter Kostenfaktor
- EU-Recht verlangt die regelmäßige Überprüfung der Gebotszonen (Art. 14 VO (EU) 2019/943)

Neue Investitionssignale

- Regionale Preise machen Knappheit und Überschuss sichtbar
- Speicher und flexible Verbraucher werden in Überschussregionen attraktiver
- Neue Anlagen orientieren sich stärker an der Netzsituation

Marktpotenzial für Flexibilität

- Batteriespeicher: günstig laden, teuer entladen
- Industrie: Lastverschiebung und Demand Response
- Elektrolyseure und Power-to-Heat nutzen günstige Überschüsse
- Über 720 GW an Anschlussanfragen für Großbatteriespeicher zeigen das Interesse (BDEW, Herbst 2025)

Wirtschaftliches Potenzial

- Effizientere Nutzung der bestehenden Netze, weniger teure Eingriffe
- Bessere Standortsignale für Erzeuger und Verbraucher
- ACER: 450–540 Mio. € Nutzen pro Jahr bei Teilung von DE-LU (inkl. Anpassung in NL)

Stand der Debatte

April 2025

Gebotszonenüberprüfung der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E): alle geprüften Teilungen von DE-LU effizienter als der Status quo, bis zu 339 Mio. € pro Jahr bei fünf Zonen

September 2025

ACER-Stellungnahme: Nutzen einer Teilung mit 450–540 Mio. € pro Jahr rund 70 % höher als von den Netzbetreibern berechnet

Dezember 2025

Die Bundesregierung legt den Aktionsplan Gebotszone vor: die einheitliche Zone bleibt, Fokus auf Netzausbau und besseres Engpassmanagement

2026

Der Aktionsplan liegt der EU-Kommission vor, die Umsetzung läuft. Expertenkommission und Nachbarländer halten den Druck aufrecht

Quellen: ENTSO-E, Bidding Zone Review (28.04.2025); ACER, Opinion on the Bidding Zone Review (18.09.2025); BMWE, Aktionsplan Gebotszone (15.12.2025); BDEW, Umfrage zu Netzanschlussanfragen für Großbatteriespeicher (27.11.2025)

© WIRTSCHAFTSRAT Recht – Bremer Woitag Rechtsanwaltsgesellschaft mbH

Lokale Akteure zwischen Preissignal, Infrastruktur und Versorgungssicherheit

Kommunen als Standortgestalter

- Flächen, Bauleitplanung und Genehmigungen
- Standorte für Speicher, Elektrolyseure und Erzeugungsanlagen
- Regionale Strompreise beeinflussen Ansiedlungsentscheidungen
- Rahmen für lokale Energiekonzepte und Wärmeplanung

Stadtwerke als Marktakteure

- Verbinden Erzeugung, Netze, Vertrieb und Infrastruktur
- Nutzen und vermarkten lokale Stromüberschüsse
- Speicher, Wärmenetze und flexible Anlagen gewinnen an Bedeutung
- Neue Tarif- und Flexibilitätsprodukte werden möglich

Kommunen & Stadtwerke

Auswirkungen auf kommunale Infrastruktur

- Betroffen sind z. B. Verwaltung, Schulen, Bäder und Verkehrsbetriebe
- Regionale Preisunterschiede verändern die Energiekosten
- Beschaffung, Eigenerzeugung und Lastmanagement werden wichtiger
- Versorgungssicherheit bleibt Pflichtaufgabe der Daseinsvorsorge

Chancen für Stadtwerke und Region

- Flexibilität vermarkten: Speicher, Wärmepumpen, Elektrobusse, Ladeinfrastruktur
- Günstiger Strom als Standortvorteil in Überschussregionen
- Energy Sharing (§ 42c EnWG, ab 1. Juni 2026): Kommunen als Teilnehmer, Stadtwerke als Dienstleister
- Wärmenetze mit Power-to-Heat nutzen günstige Stunden

Kernaussage: Kommunen schaffen die Standortbedingungen, Stadtwerke machen daraus konkrete Energie- und Geschäftsmodelle.

© WIRTSCHAFTSRAT Recht – Bremer Woitag Rechtsanwaltsgesellschaft mbH

Quelle: § 42c EnWG (Energy Sharing), verkündet am 22.12.2025 (BGBl. 2025 I Nr. 347), in Kraft seit 23.12.2025, anwendbar ab 01.06.2026

Was das EU-Recht vorgibt und wie Deutschland es umsetzt

EU-Vorgaben

Gebotszonen folgen strukturellen Engpässen

Zonengrenzen richten sich nach langfristigen, strukturellen Netzengpässen (Art. 14 Abs. 1 VO (EU) 2019/943). ENTSO-E überprüft den Zuschnitt regelmäßig (Art. 14 Abs. 3, Art. 32 ff. CACM-VO).

Mindestens 70 % der Kapazität für den Handel

70 % der Übertragungskapazität sind dem zonenübergreifenden Handel bereitzustellen (Art. 16 Abs. 8). Deutschland durfte das Ziel per Aktionsplan bis Ende 2025 erreichen, seit 2026 wird die Einhaltung jährlich geprüft (Art. 15).

Entscheidung über den Zuschnitt

Bei strukturellen Engpässen folgt binnen sechs Monaten ein Aktionsplan oder ein Neuzuschnitt (Art. 14 Abs. 7, 8). Eine Änderung erfordert die Einstimmigkeit der betroffenen Staaten, andernfalls entscheidet die EU-Kommission.

Umsetzung in Deutschland

Aktionsplan 2019, Netzausbau und Redispatch 2.0

Aktionsplan vom 28.12.2019 mit linearem Pfad zum 70-%-Ziel bis Ende 2025. Flankiert durch NABEG 2019, SuedLink und SuedOstLink sowie Redispatch 2.0 (§§ 13, 13a EnWG).

Gebotszonenüberprüfung 2025

ENTSO-E-Bericht vom 28.04.2025: Alle geprüften Zuschnitte mit zwei bis fünf Zonen schneiden rechnerisch besser ab als der Status quo. ACER bestätigt im September 2025 den Nutzen einer Teilung.

Aktionsplan Gebotszone 2025

Vorgelegt am 15.12.2025: Die Zone DE-LU bleibt. Drei Handlungsfelder: Übertragungskapazität erhöhen, Engpassmanagement weiterentwickeln sowie Erzeugung, Verbrauch und Speicher mit dem Netz synchronisieren.

Stand Oktober 2026

Die 70-%-Pflicht gilt seit 2026 ohne Übergangspfad; der Bericht der Übertragungsnetzbetreiber für 2025 liegt seit Juli 2026 vor. Hamburg und Schleswig-Holstein fordern weiter eine „Stromzone Nord“, die Bundesregierung hält jedoch an der Einheitszone fest.

© WIRTSCHAFTSRAT Recht – Bremer Woitag Rechtsanwaltsgesellschaft mbH

Quellen: VO (EU) 2019/943, Art. 14 bis 16; VO (EU) 2015/1222, Art. 32 ff.; § 3 Nr. 93 EnWG; BMWE, Aktionsplan Gebotszone (28.12.2019 und 15.12.2025); BNetzA, Genehmigung des ÜNB-Berichts 2024 (21.07.2025); ENTSO-E, Bidding Zone Review (28.04.2025); ACER, Opinion (18.09.2025); dpa/NDR zur Kabinettssitzung Hamburg/Schleswig-Holstein (29.09.2026)

Was das deutsche Recht regelt und wie es Netzengpässe steuert

Regelungsbereich	Rechtsgrundlage	Was gilt (Stand Oktober 2026)	Bedeutung für Kommunen und Stadtwerke
Gebotszone	§ 3 Nr. 93 EnWG; Art. 14 VO (EU) 2019/943	Das EnWG definiert die Stromgebotszone, regelt aber weder Zuschnitt noch Teilung. Darüber entscheidet der Bund im EU-Verfahren.	Länder und Kommunen haben kein eigenes Entscheidungsrecht; Einfluss nur politisch über Bundesrat und Konsultationen.
Engpassmanagement und Netzausbau	§§ 13, 13a, 13k, 24 EnWG; § 1 BBPlG; NABEG	Redispatch-Pflicht der Netzbetreiber, seit Oktober 2024 „Nutzen statt Abregeln“. Nord-Süd-Leitungen im Bundesbedarfsplan, SuedLink und SuedOstLink bis Ende 2028.	Kosten von 3,1 Mrd. € (2025) werden bundesweit über die Netzentgelte auf alle Netznutzer umgelegt.
Standortsignale für Erzeuger	StromVKG (BGBl. 2026 I Nr. 210a); AgNes-Festlegungsentwurf der BNetzA (06.08.2026)	Ausschreibungen gesicherter Leistung (2 × 4,5 GW 2026, 2 GW 2027) mit „Südbonus“ von 16.000 €/MW und Jahr. Erzeuger sollen ab 2029 ein Kapazitätsentgelt zahlen, nach BNetzA-Schätzung zunächst 4 bis 7 €/kW und Jahr.	Standorte für Kraftwerke, Speicher und Elektrolyseure folgen künftig stärker der Netzsituation.
Flexibilität und Entlastung	§§ 14a, 24c, 118 Abs. 6 EnWG	Steuerbare Wärmepumpen und Wallboxen, zeitvariable Netzentgelte seit April 2025. Speicher bis 2029 für 20 Jahre netzentgeltfrei. Bundeszuschuss von 6,5 Mrd. € für 2026.	Stadtwerke als Verteilnetzbetreiber müssen zeitvariable Entgelte anbieten; die BNetzA hat dazu seit Mai 2026 Zwangsgeldverfahren gegen säumige Netzbetreiber eingeleitet.

Fazit Das deutsche Recht kennt keine eigene Regel zur Teilung der Gebotszone. Entscheidend für Kommunen und Stadtwerke sind daher Netzentgelte, Flexibilität und Standortsignale, nicht der Zonenzuschnitt.

© WIRTSCHAFTSRAT Recht – Bremer Woitag Rechtsanwaltsgesellschaft mbH

Quellen: §§ 3 Nr. 93, 13, 13a, 13k, 14a, 24, 24c, 118 Abs. 6 EnWG; § 1 BBPlG; NABEG; Art. 14 VO (EU) 2019/943; StromVKG (BGBl. 2026 I Nr. 210a); BNetzA/SMARD, Netzengpassmanagement 2025 (30.03.2026); BNetzA, AgNes (27.05.2026) und § 14a (28.05.2026); BNetzA, Ausschreibung nach StromVKG (08.09.2026); BT-Drs. 21/1863, 21/6128 und 21/8236

Wo der Rahmen an Grenzen stößt und welche Reformwege diskutiert werden

Herausforderungen

3,1 Mrd. €

Kosten des Engpassmanagements 2025 – bundesweit über die Netzentgelte verteilt, unabhängig davon, wo die Engpässe entstehen.

Ende 2028

Bis dahin sollen SuedLink und SuedOstLink in Betrieb gehen. So lange bleiben die Nord-Süd-Engpässe strukturell bestehen.

70 %

Mindestanteil für den zonenübergreifenden Handel, seit 2026 ohne Übergangspfad. Bei Verfehlung steht der Zuschnitt erneut zur Entscheidung.

1 Preis

für Deutschland und Luxemburg: Netzknappheit bleibt unsichtbar, Speicher und Flexibilität entstehen nicht zwingend dort, wo sie das Netz entlasten.

Reformoptionen nach Eingriffstiefe

Kurs der Bundesregierung

Einheitszone mit Aktionsplan 2025 und regionalen Anreizen, Rückhalt v. a. aus den süddeutschen Ländern

Einheitszone optimieren

Netzausbau beschleunigen, Redispatch verbessern, „Nutzen statt Abregeln“ ausweiten

Regionale Signale innerhalb der Zone

Erzeugernetzentgelte (AgNes), Südbonus (StromVKG), zeitvariable Netzentgelte

Forderung des Nordens

Hamburg und Schleswig-Holstein wollen eine „Stromzone Nord“

Teilung der Gebotszone

Zwei bis fünf Zonen geprüft; ACER: 450–540 Mio. € Nutzen pro Jahr

Akademische Debatte

In der EU bislang nicht eingeführt

Knotenpreise (Nodal Pricing)

Eigener Preis je Netzknoten: sehr präzise, aber hochkomplex

Reformbedarf aus Sicht von Kommunen und Stadtwerken

Standort- und Planungssicherheit

Verlässlicher Kurs in der Zonenfrage als Basis für Investitionen in Speicher, Netze und Erzeugung

Faire Netzkosten

Engpass- und Ausbaukosten verursachungsgerecht verteilen, die AgNes-Reform aktiv begleiten

Flexibilität honorieren

Speicher, steuerbare Lasten und Energy Sharing müssen sich auch ohne Zonenteilung lohnen

© WIRTSCHAFTSRAT Recht – Bremer Woitag Rechtsanwaltsgesellschaft mbH

Quellen: Art. 14, 15 VO (EU) 2019/943; §§ 13, 13k, 14a EnWG; StromVKG (BGBl. 2026 I Nr. 210a); BNetzA, AgNes (27.05.2026); BNetzA/SMARD, Netzengpassmanagement 2025 (30.03.2026); ENTSO-E, Bidding Zone Review (28.04.2025); ACER, Opinion (18.09.2025); BMWE, Aktionsplan Gebotszone (15.12.2025); dpa/NDR zur Kabinettssitzung Hamburg/Schleswig-Holstein (29.09.2026)

Wie Stadtwerke und Kommunen regionale Preissignale in Erlöse übersetzen

Geschäftsmodelle im Überblick

Nord = Region, in der das Modell bei regionalen Preissignalen gewinnt (qualitative Einschätzung)

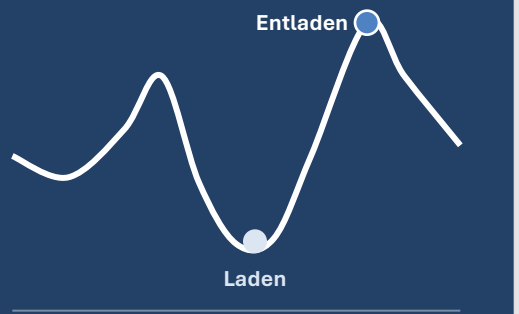
Speicher und Flexibilität

Günstig laden, teuer entladen: Batteriespeicher, Wärmepumpen, Wallboxen und E-Busse bündeln und an Börse und Regelenergiemarkt vermarkten.

20 Jahre
netzentgeltfrei für neue Speicher bis 2029

§§ 14a, 118 Abs. 6 EnWG — Nord — Süd

Strompreis im Tagesverlauf (schematisch)



Dynamische Tarife

Börsenpreise an Kunden weitergeben und Verbrauch in günstige Stunden lenken. Seit 2025 muss jeder Lieferant Kunden mit Smart Meter einen solchen Tarif anbieten.

§ 41a EnWG — Nord — Süd

Wärmenetze mit Power-to-Heat

Großwärmepumpen und Elektrokessel nutzen Überschussstunden, Wärmespeicher puffern den Bedarf. Die kommunale Wärmeplanung gibt den Rahmen vor.

WPG — Nord — Süd

Erzeugung und PPAs

Strom aus kommunalen Wind- und PV-Parks direkt vermarkten oder über langfristige Lieferverträge (PPA) an die lokale Industrie verkaufen.

EEG — Nord — Süd

Wasserstoff und Ansiedlung

Elektrolyseure und stromintensive Betriebe wie Rechenzentren dort ansiedeln, wo erneuerbarer Strom im Überfluss vorhanden ist.

BauGB — Nord — Süd

Kommunale Wertschöpfung

unabhängig vom Zonenzuschnitt

bis 0,2 ct/kWh

Beteiligung der Standortgemeinde an Wind- und Freiflächen-PV (§ 6 EEG)

Pacht & Steuern

Flächenpacht und Gewerbesteuer aus Anlagen, Speichern und Ansiedlungen

Querverbund

Energieerlöse der Stadtwerke finanzieren Bäder und ÖPNV mit (§ 4 Abs. 6 KStG)

© WIRTSCHAFTSRAT Recht – Bremer Woitag Rechtsanwaltsgesellschaft mbH

Quellen: §§ 14a, 41a, 118 Abs. 6 EnWG; § 6 EEG; § 4 Abs. 6 KStG; Wärmeplanungsgesetz (WPG); ENTSO-E, Bidding Zone Review (28.04.2025); ACER, Opinion on the Bidding Zone Review (18.09.2025). Preisverlauf schematisch, regionale Einordnung als qualitative Einschätzung.

Strom gemeinsam erzeugen und teilen: vom Gebäude bis ins Nachbarnetz

Reichweite der gemeinsamen Nutzung

Je größer der Radius, desto mehr Teilnehmende und Anlagen kommen infrage



Gebäude

Mieterstrom und Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung (§§ 42a, 42b EnWG)

Eigenes Netz

Energy Sharing über das öffentliche Netz im Gebiet des Verteilnetzbetreibers (§ 42c EnWG)

Nachbarnetz

Erweiterung auf das unmittelbar angrenzende Verteilnetz (§ 42c EnWG)

So funktioniert Energy Sharing nach § 42c EnWG

1. **Anlage gemeinsam nutzen**
   PV-, Wind- oder Speicheranlage, z. B. auf kommunalen Dächern, betrieben von Bürgern, Kommune oder Stadtwerk
2. **Strom über das öffentliche Netz teilen**
   Teilnehmende im selben Netzgebiet erhalten einen vereinbarten Anteil des erzeugten Stroms
3. **Viertelstündlich zuordnen**
   Smart Meter erfassen Erzeugung und Verbrauch, die Mengen werden je Viertelstunde verrechnet
4. **Reststrom vom Lieferanten**
   Was die Anlage nicht deckt, liefert weiterhin ein regulärer Stromlieferant

Rolle der Kommune

Dächer und Flächen bereitstellen, eigene Liegenschaften einbinden und Bürger beteiligen

Rolle der Stadtwerke

Als Dienstleister Messung, Abrechnung und Reststromlieferung übernehmen

© WIRTSCHAFTSRAT Recht – Bremer Woitag Rechtsanwaltsgesellschaft mbH

Quellen: §§ 42a, 42b, 42c EnWG (§ 42c in Kraft seit 23.12.2025, anwendbar ab 01.06.2026); Art. 15a RL (EU) 2019/944 i. d. F. der RL (EU) 2024/1711

Projekte solide finanzieren und ihre Wirtschaftlichkeit absichern

Finanzierungsmix eines Projekts

Typische Bausteine, kombiniert je nach Projekt

Risiko und Renditeanspruch steigen

Eigenkapital — *Gewinn, volles Risiko*

Stadtwerk oder Kommune bringt Kapital ein und trägt das unternehmerische Risiko

Bürgerkapital — *Zins, nachrangig*

Energiegenossenschaft, Nachrangdarlehen oder Bürgerfonds stärken die Akzeptanz vor Ort

Fremdkapital — *Zins und Tilgung*

Banken und Förderbanken, z. B. KfW-Programm 270 oder Landesförderinstitute

Fördermittel — *keine Rückzahlung*

Zuschüsse, z. B. Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) mit bis zu 40 % der förderfähigen Kosten

Wirtschaftlichkeits-Check vor der Investition

Sechs Fragen, die jede Projektentscheidung beantworten sollte

- **Sind die Erlösquellen kombiniert?**
  Marktprämie, PPA, Arbitrage, Regelenergie und Wärmeerlöse ergänzen sich (Erlösstapelung)
- **Sind Szenarien für Preiszonen und Netzentgelte gerechnet?**
  Regionales Preisniveau und die AgNes-Reform können Erlöse und Kosten spürbar verschieben
- **Sind Netzanschluss und Baukostenzuschuss geklärt?**
  Wartezeiten und Anschlusskosten entscheiden gerade bei Großspeichern über die Rendite
- **Sind Förderfähigkeit und Beihilferecht geprüft?**
  Programme wie BEW oder KfW sind an Antragsfristen und Kumulierungsregeln gebunden
- **Ist die kommunalrechtliche Zulässigkeit gesichert?**
  Wirtschaftliche Betätigung, Haushaltsrecht und Beteiligungsvorgaben der Gemeindeordnung beachten
- **Ist die Bürgerbeteiligung rechtssicher gestaltet?**
  Für Nachrangdarlehen und Fonds gelten Prospekt- und Informationspflichten (VermAnlG)

© WIRTSCHAFTSRAT Recht – Bremer Woitag Rechtsanwaltsgesellschaft mbH

Quellen: KfW, Programm 270 „Erneuerbare Energien – Standard"; BAFA, Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW); Vermögensanlagengesetz (VermAnlG); Gemeindeordnungen der Länder; BNetzA, AgNes (27.05.2026)

Zwei Szenarien für die Strompreiszone und was in jedem Fall zu tun ist

Wohin sich die Strompreiszone entwickeln kann

Heute
Einheitszone DE-LU

A Szenario A: Einheitszone mit regionalen Signalen

Basisszenario: Kurs der Bundesregierung

Was passiert
Netzausbau bis Ende 2028, Erzeugernetzentgelte (AgNes), Südbonus und zeitvariable Netzentgelte setzen regionale Anreize innerhalb der Zone

Folgen vor Ort
Standortvorteile entstehen über Netzentgelte statt über den Börsenpreis, Flexibilität bleibt das wichtigste Geschäftsfeld

B Szenario B: Teilung der Gebotszone

Alternativszenario: EU-Druck setzt sich durch

Was passiert
Neuzuschnitt in zwei bis fünf Preiszonen, falls die 70-%-Vorgabe verfehlt wird oder die EU-Kommission entscheidet; die Umstellung würde Jahre dauern

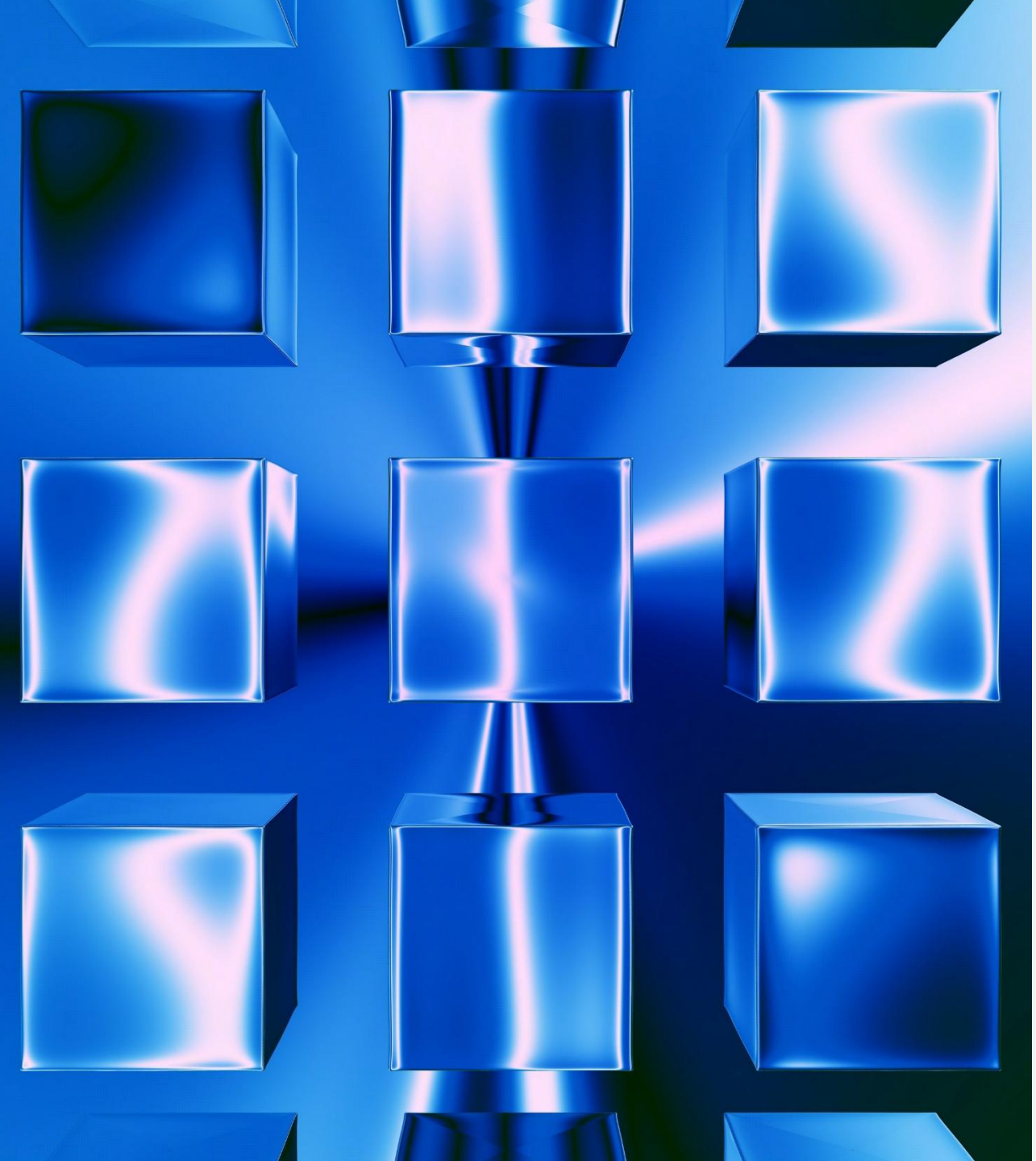
Folgen vor Ort
Norden: günstigere Beschaffung und Ansiedlungschancen. Süden: höhere Preise, Erzeugung und Speicher werden lukrativer

No-regret-Fahrplan: in beiden Szenarien sinnvoll

1 Flexibilität erschließen	2 Messdaten nutzen	3 Wärmeplanung verzahnen	4 Verträge absichern
Speicher, Wärmepumpen, E-Busse und Ladepunkte steuerbar machen und vermarkten	Smart-Meter-Rollout beschleunigen, viertelstündliche Daten für Tarife und Energy Sharing nutzen	Wärmenetze mit Power-to-Heat und Speichern auf günstige Stunden auslegen	Investitionen in beiden Szenarien rechnen, Klauseln zu Preiszonen und Rechtsänderungen in PPAs vorsehen

© WIRTSCHAFTSRAT Recht – Bremer Woitag Rechtsanwaltsgesellschaft mbH

Quellen: BMWE, Aktionsplan Gebotszone (15.12.2025); Art. 14, 15 VO (EU) 2019/943; ENTSO-E, Bidding Zone Review (28.04.2025); ACER, Opinion on the Bidding Zone Review (18.09.2025); BNetzA, AgNes (27.05.2026); StromVKG (BGBl. 2026 I Nr. 210a)



WIRTSCHAFTSRAT RECHT

Bremer Woitag Rechtsanwaltsgesellschaft mbH

www.wr-recht.de

info@wr-recht.de

Tel.: 040 / 350036-0

Standort Hamburg

Bleichenbrücke 11

20354 Hamburg

Hinweise

© Der gesamte Inhalt dieser Präsentation – mit Ausnahme der nachfolgend genannten Inhalte – ist ausschließliches Eigentum der WIRTSCHAFTSRAT Recht – Bremer Woitag Rechtsanwaltsgesellschaft mbH. Ohne vorherige schriftliche Einwilligung der Rechtsinhaberin ist jede Vervielfältigung, Verbreitung, öffentliche Wiedergabe oder inhaltliche Bearbeitung – auch auszugsweise und unabhängig vom Medium – unzulässig. Die Fotos werden unter einer CC0-Lizenz über die Plattformen Pexels und Unsplash bereitgestellt. Die in dieser Präsentation verwendeten Icons stammen von der Plattform Flaticon und werden im Rahmen der jeweiligen Lizenzbedingungen genutzt. Die erforderliche Urheber- und Quellenangabe erfolgt zentral in diesen Hinweisen gemäß den Vorgaben von Flaticon.