

©2023 r2b energy consulting GmbH | Köln

Analysen zur Versorgungssicherheit am Strommarkt in Deutschland mit Kohleausstieg bis 2030

- Untersuchung, ob die Versorgungssicherheit am Strommarkt bei Umsetzung der aktuellen Ziele der Bundesregierung und der beschlossenen Maßnahmen sowie unter Beibehaltung des bisherigen Strommarktdesigns gewährleistet ist
- Analysen zur Versorgungssicherheit am Strommarkt für den Zeitraum 2025 bis 2030
- Nicht Gegenstand der Analysen:
 - Auswirkungen der Ukraine-Krise im Zeitraum bis Ende 2024
 - Transportfähigkeit des Stromnetzes
- Kernpunkte der für diese Untersuchung zugrunde gelegten Ziele und Maßnahmen¹⁾:
 - EE-Ausbauziel: EE-Anteil 80 % des Bruttostromverbrauches im Jahr 2030 entsprechend des EEG 2023 und des Wind-auf-See-Gesetzes erreicht
 - Bruttostromverbrauch: ca. 750 TWh im Jahr 2030 infolge zusätzlicher Stromverbraucher zur Dekarbonisierung der Nachfragesektoren
 - Kohleausstieg in Deutschland: vorgezogen auf Anfang 2030
 - Europäische Netzinfrastruktur: Ausbau bis 2030 gemäß langjährigen Planungen umgesetzt
- Der BNetzA wurden die bis zum Zeitpunkt der Erstellung des Monitoringberichts zur Versorgungssicherheit mit Elektrizität vorliegenden Ergebnisse dieser Untersuchung zur Verfügung gestellt. Der Bericht zum Gutachten wird zeitnah veröffentlicht.

¹⁾ Auf dieser Grundlage wurden die verwendeten Annahmen mit dem BMWK abgestimmt.

Basisszenario Energiepolitik 2022

Zentrale Annahmen Deutschland

Szenariobeschreibung: Ziele der Bundesregierung und beschlossene Maßnahmen bis Sommer 2022, jedoch ohne die im EEG beschlossene H₂-Kraftwerksförderung

EE, Stromverbrauch, Kohleausstieg

- EE-Anteil 2030: 80 % am BSV
- Bruttostromverbrauch 2030: 750 TWh
- Kohleausstieg bis Anfang 2030

Brennstoff- und CO₂-Preise

- Bis 2025: aktuelle Terminmarkt-notierungen (8.6.- 8.7.2022)
- 2030: WEO - Gas/SK: „Announced Pledges“ (Asia); CO₂: „Net-Zero 2050“

Reserven

- Reserven außerhalb des Marktes nicht betrachtet, weil hier Analyse der Versorgungssicherheit am Strommarkt
- Reserven stehen zusätzlich zur Verfügung

GW (netto, Jahresanfang)

	2022	2025	2028	2030
Wasser	12,1	12,1	12,1	12,1
Speicher- & Pumpspeicher	6,7	6,7	6,7	6,7
Laufwasser	5,4	5,4	5,4	5,4
Bioenergie (inkl. biog. Anteil Müll) ¹⁾	9,9	11,5	13,0	12,8
Windenergie	68,1	87,9	114,8	145,1
Windenergie Onshore ¹⁾	59,9	77,0	99,0	115,0
Windenergie Offshore ¹⁾	8,3	11,0	15,8	30,1
PV ¹⁾	66,0	106,0	172,0	215,0

¹⁾ Installierte Leistung zum Jahresende angegeben (in der Modellierung wurde ein unterjähriger monatlicher Zubau angenommen)

Basisszenario Energiepolitik 2022

Ergebnisse für im Markt verfügbare steuerbare Leistung in Deutschland

Methodik: Europäisches Strommarktmodell

› Integriertes (Des-)Investitions- und Einsatzmodell für Kraftwerke, Speicher und flexible Verbraucher

- simultan über 6 Wetterjahre (2009-2013, 2017)
- Modellierungszeitraum bis zum Jahr 2045 (Stichjahre 2025, 2028, 2030, 2035, 2040, 2045), um langfristige Investitionszyklen abzubilden

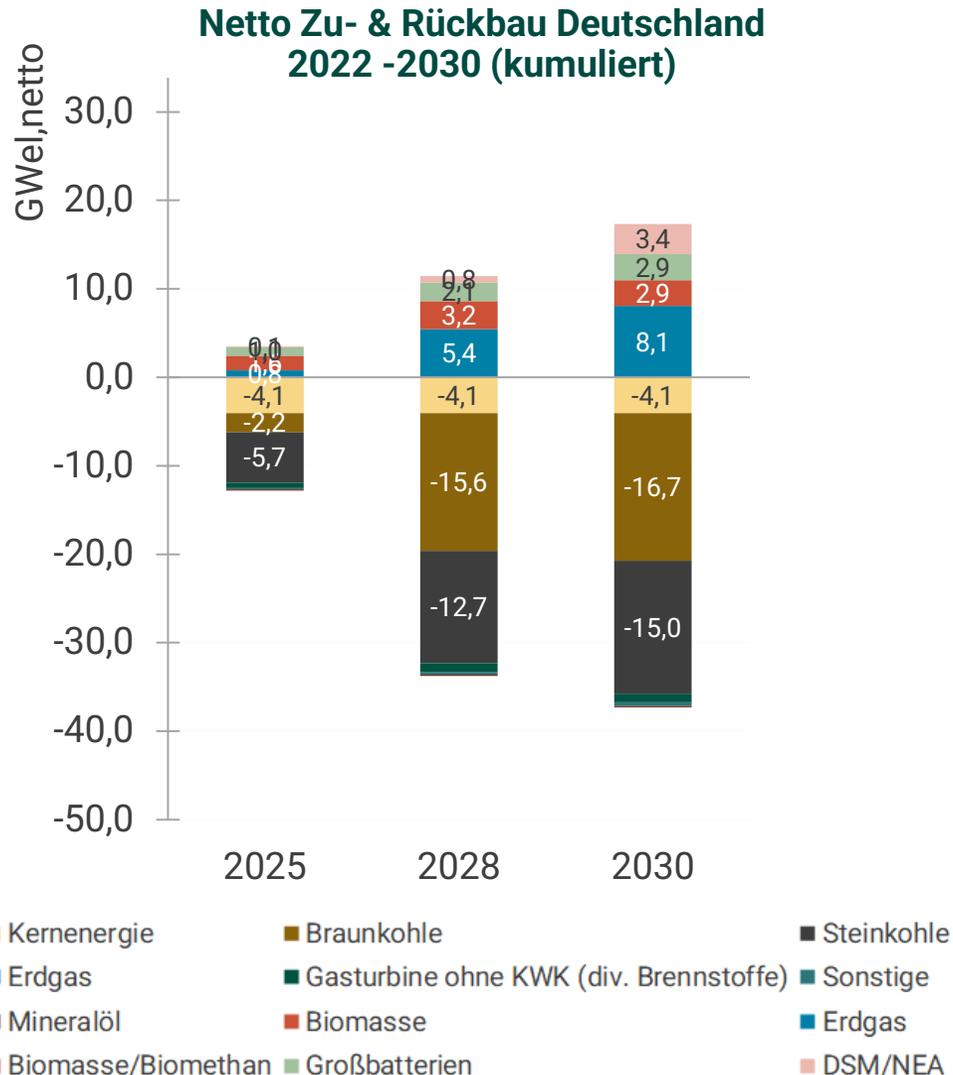
GW (netto, Jahresanfang)	2022	2025	2028	2030
Kernenergie	4,1	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	16,7	14,5	1,1	0,0
Steinkohle	15,0	9,3	2,3	0,0
Erdgas	26,6	27,4	32,1	34,7
Gasturbine ohne KWK (div. Brennstoffe)	3,2	2,7	2,3	2,3
Mineralöle	0,8	0,6	0,6	0,6
Batteriespeicher (im Markt verfügbar)	0,8	1,7	2,9	3,7
Speicher- & Pumpspeicher	6,7	6,7	6,7	6,7
Bioenergie (inkl. biog. Anteil Müll) ¹⁾	9,9	11,5	13,0	12,8
Sonstige Energieträger	3,1	3,0	2,8	2,7
Flexibilitätsoptionen (DSM/NEA) ²⁾	0,3	0,4	1,1	3,7
Summe steuerbare Leistung (ohne im EEG beschl. H₂-Kraftwerke & ohne Reserven)	87,1	79,4	65,7	67,2

1) Installierte Leistung zum Jahresende angegeben (in der Modellierung wurde ein unterjährig monatlicher Zubau angenommen)

2) DSM = Lastmanagement Industrie, NEA = Netzersatzanlagen; Nach Lastmanagement-Monitoring sind bereits mind. 1,9 GW DSM erschlossen, 0 GW in 2022 als konservative Annahme für Startwert der Modellierung. NEA in 2022: 0,3 GW.

Basisszenario Energiepolitik 2022

Ergebnisse Zu- und Rückbauten steuerbare Leistung im Markt Deutschland



Zu- und Rückbauten auf Basis bestehender Gesetze

- Zubau im EEG: Biomasse, Biomethan, Großbatterien¹⁾
- Zubau im KWKG: Gas-befeuerte KWK-Anlagen (bis 2025 nur bekannte Projekte)
- Ausstieg aus der Kernenergie gemäß ATG

Vorgezogener Kohlausstieg (im KoAV angestrebt)

- Späteste Stilllegung gemäß KVVG
- Stilllegung aller Kohle-befeuerten Anlagen bis spätestens Anfang 2030

Zu- und Rückbauten auf Basis techno-ökonomischer Rahmenbedingungen

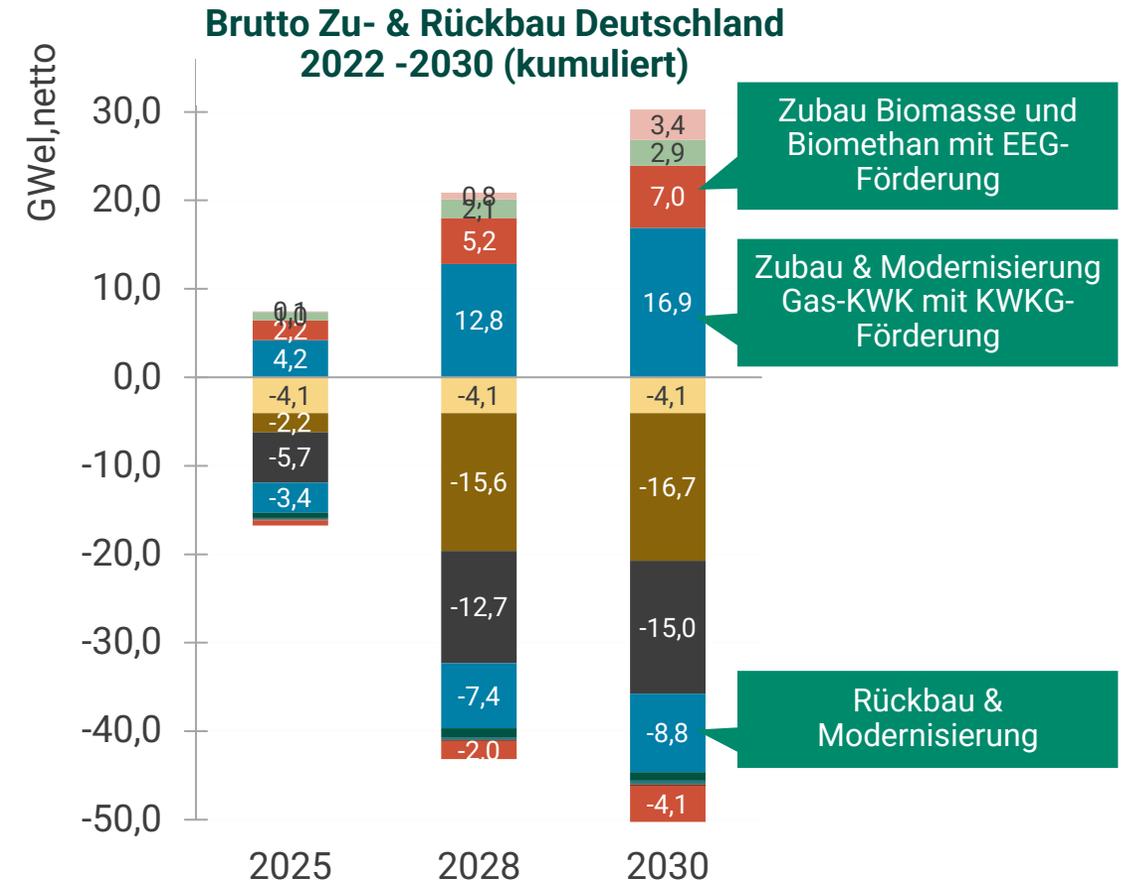
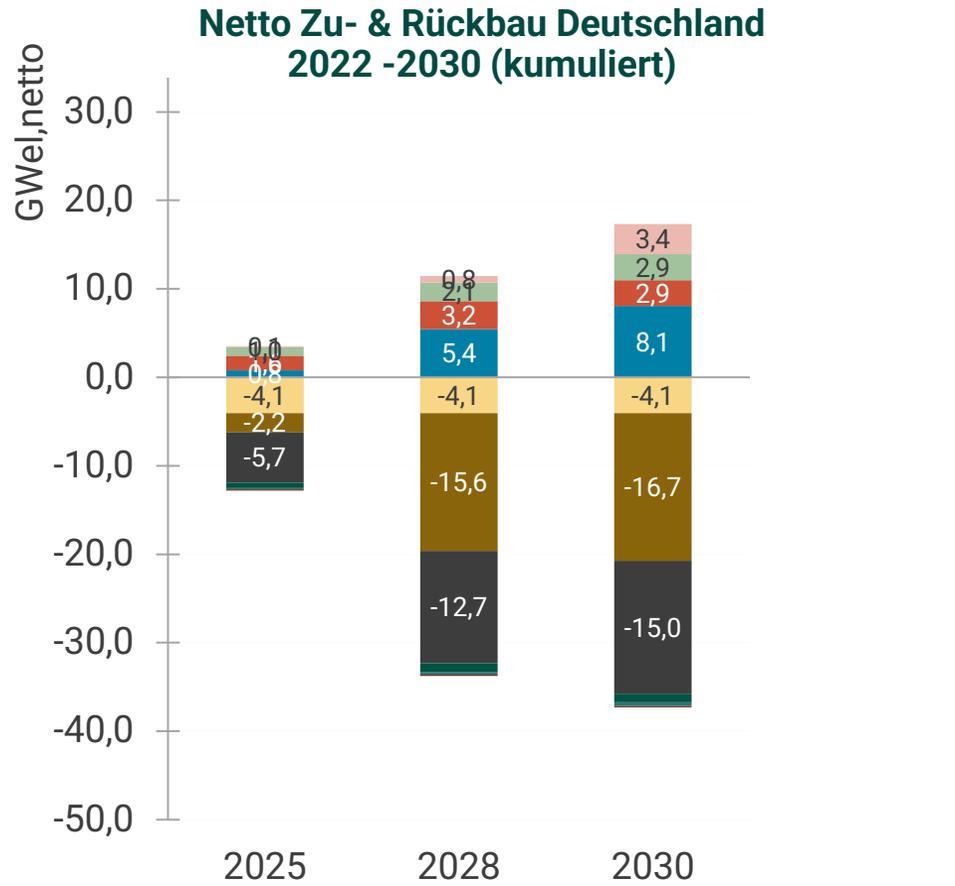
- Späteste Stilllegung der Kraftwerke bei Erreichen der angenommenen technischen Lebensdauer, vorzeitige Stilllegungen bei Unwirtschaftlichkeit (z.B. Kohle in 2028)
- DSM/NEA²⁾: marktgetriebene Erschließung

1) Innovationsausschreibung gem. §39n EEG.

2) DSM = Lastmanagement Industrie, NEA = Netzersatzanlagen.

Basisszenario Energiepolitik 2022

Ergebnisse Zu- und Rückbauten steuerbare Leistung im Markt Deutschland



- Kernenergie
- Braunkohle
- Steinkohle
- Erdgas
- Gasturbine ohne KWK (div. Brennstoffe)
- Sonstige
- Mineralöl
- Biomasse
- Erdgas
- Biomasse/Biomethan
- Großbatterien
- DSM/NEA

Basisszenario Energiepolitik 2022

Ergebnisse zur Stromerzeugung & CO₂-Emissionen Deutschland im europäischen Strommarkt

Stromerzeugung in TWh (netto)

6 Wetterjahre	2025	2028	2030
Kernenergie	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	100,8	2,9	0,0
Steinkohle	30,0	5,2	0,0
Erdgas	91,6	116,4	93,2
Gasturbine ohne KWK (div. Brennstoffe)	0,0	0,2	0,2
Mineralöle	0,7	0,7	0,7
Pumpspeicher (Netto-Erzeugung)	-0,3	-1,4	-2,3
Batteriespeicher (Netto-Erzeugung)	-0,1	-0,2	-0,3
Wasser (Erneuerbar)	19,7	19,7	19,7
Speicher- & Pumpspeicher	0,7	0,7	0,7
Laufwasser	19,0	19,0	19,0
Bioenergie (inkl. biog. Anteil Müll)	44,8	45,2	39,6
Windenergie	187,9	263,2	344,4
Windenergie Onshore	151,4	209,6	251,9
Windenergie Offshore	36,4	53,6	92,5
PV	91,9	153,2	195,0
Sonstige Energieträger	14,3	13,5	12,9
EE-Abschaltung (marktgetrieben)	0,0	0,9	4,5
Summe	581,3	617,6	698,7
Netto-Importe	6,8	53,6	20,7

Volllaststunden h/a

6 Wetterjahre	2025	2028	2030
Braunkohle	6.943	2.599	-
Steinkohle	3.213	2.194	-
Erdgas	3.337	3.629	2.685
Biomasse ¹⁾	3.894	3.473	3.100
Windenergie Onshore ¹⁾	1.967	2.116	2.190
Windenergie Offshore ¹⁾	3.321	3.399	3.076
PV ¹⁾	867	891	907

1) VLS bewertet mit installierter Leistung zum Jahresende, aufgrund unterjährigem Zubau niedrigere VLS

CO₂-Emissionen Kraftwerke (Mt. CO₂) 6 Wetterjahre

6 Wetterjahre	2025	2028	2030
Braunkohle	106,6	3,8	0,0
Steinkohle	28,0	6,2	0,0
Erdgas	44,7	54,9	45,1
Andere	34,8	28,9	26,0
Summe	214,1	93,8	71,1
Minderung ggü. 1990 (%)	-53%	-79%	-84%

Basisszenario Energiepolitik 2022

Ergebnisse Versorgungssicherheit am Strommarkt in Deutschland

Methodik: Analysen zur Versorgungssicherheit (VS) am Strommarkt

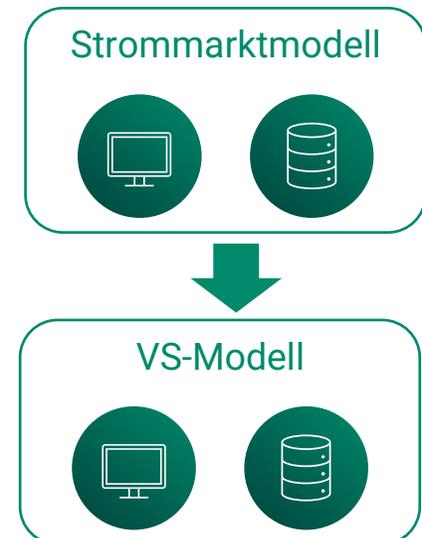
- Analysen zur Versorgungssicherheit am Strommarkt mit Methodik gemäß EU-Strommarktverordnung und der BMWK-Versorgungssicherheitsstudie („Monitoring der Angemessenheit der Ressourcen an den europäischen Strommärkten“, BMWK 2021)¹⁾
- Die Ergebnisse der Strommarktmodellierung gehen als Eingangsgrößen in das Versorgungssicherheitsmodell zur Ermittlung der VS-Kenngrößen LOLE (Loss-of-Load-Expectation)²⁾ und EENS (Expected-Energy-not-supplied) ein.
- Das Versorgungsmodell arbeitet mit einer Monte-Carlo-Simulation: 6 Wetterjahre und 350 stochastische Kraftwerks-Ausfallsszenarien (entsprechend 2.100 sogenannte Simulationsjahre)

Ergebnis Basisszenario:

- Versorgungssicherheit am Strommarkt in Deutschland auch bei einem auf 2030 vorgezogenen Kohleausstieg auf sehr hohem Niveau
 - LOLE: 0,0 h/a
 - EENS: 0,0 GWh/a

Zusätzliche im Rahmen dieser Untersuchung nicht berücksichtigte Kapazitäten

- Ausschreibung für 8,8 GW H₂-Kraftwerke bis 2028 gemäß EEG
- Reserven: Kapazitätsreserve, Netzreserve, Besondere Netzbetriebsmittel



¹⁾ https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/angemessenheit-der-ressourcen-an-den-europaeischen-strommaerkten.pdf?__blob=publicationFile&v=30

²⁾ LOLE: Lastüberhangswahrscheinlichkeit

Sensitivitätsanalysen

Ergebnisse Versorgungssicherheit am Strommarkt in Deutschland

Untersuchte Sensitivitäten: hypothetische Untersuchung ohne Marktanpassungsreaktionen¹⁾

› Sensitivität 1 („- 10 GW“)

- Annahme: in 2030 stehen in Deutschland 10 GW weniger Kraftwerksleistung am Strommarkt zur Verfügung (-10 GW Kraftwerke im Vergleich zum Basisszenario)

› Sensitivität 2 („weniger EE“)

- Annahme: bis 2030 erfolgt in Deutschland ein um 30% geringerer Wind/PV-Zubau als der EEG-Zielpfad (-30% Wind/PV-Zubau im Vergleich zum Basisszenario); Installierte Leistung in 2030: Wind Onshore: 91,6 GW (statt 115 GW); Wind Offshore: 23,4 GW (statt 30,1 GW); PV: 167,6 GW (statt 215 GW)

Ergebnisse Sensitivitäten

› Sensitivität 1 („- 10 GW“): LOLE: 0,15 h/a und EENS: 0,085 GWh/a

- Die ermittelte die Lastüberhangswahrscheinlichkeit (deutsch für LOLE) in Sensitivität 1 liegt auch deutlich unterhalb des von der BNetzA errechneten volkswirtschaftlich effizienten Zuverlässigkeitsstandards i.H.v. 2,77 Stunden pro Jahr
- Bei der Versorgungssicherheitsanalyse von Sensitivität 1 (ebenso wie im Basisszenario und in Sensitivität 2) wurden keine Reserven berücksichtigt; Eine Unterdeckung am Markt würde im heutigen System vorrangig durch Reserven behoben

› Sensitivität 2 („weniger EE“): LOLE: 0,0 h/a und EENS: 0,0 GWh/a

- Die residuale Jahreshöchstlast beträgt in Sensitivität 2 ca. 80,4 GW (im Vergleich dazu ca. 78,5 GW im Basisszenario)
- Die residuale Last kann auch in Sensitivität 2 mit der steuerbaren Leistung des Basisszenarios gedeckt werden

1) Hypothetisch deshalb, weil hier in der Untersuchung unterstellt wird, dass es trotz der erheblichen Änderung des deutschen Kraftwerksparks keine Marktanpassungsreaktion gibt. Aus diesem Grund muss auch keine erneute Strommarktmodellierung durchgeführt werden. Der angepasste Kraftwerkspark wird daher direkt im Versorgungssicherheitsmodell analysiert (konservativer Analyseansatz). In der Realität wären entsprechende Marktanpassungsreaktionen zu erwarten.

- Die Versorgungssicherheit am Strommarkt im Zeitraum 2025 bis 2030 ist auch bei einem auf 2030 vorgezogenen Kohleausstieg gewährleistet.
- Die Sensitivitätsanalysen zeigen, dass dies auch dann gilt, wenn
 - in 2030 in Deutschland (im Vergleich zum Basisszenario) 10 GW weniger Kraftwerksleistung am Strommarkt zur Verfügung stehen oder
 - bis 2030 in Deutschland (im Vergleich zum Basisszenario bzw. EEG-Zielpfad) ein um 30% geringerer Wind/PV-Zubau erfolgt.
- Zur Deckung der Spitzenlast stehen eine Vielzahl von substitutiven Optionen mit großen Potenzialen zur Verfügung (neben Ausgleichseffekten im europäischen Binnenmarkt, bspw. Gaskraftwerke, Speicher, Netzersatzanlagen und Nachfrageflexibilität/Lastmanagement). Werden einzelne Optionen in geringerem Umfang realisiert, würden im Strommarkt durch Anpassungsreaktionen andere Optionen erschlossen. Das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiepreissystem setzt die hierfür erforderlichen Anreize.

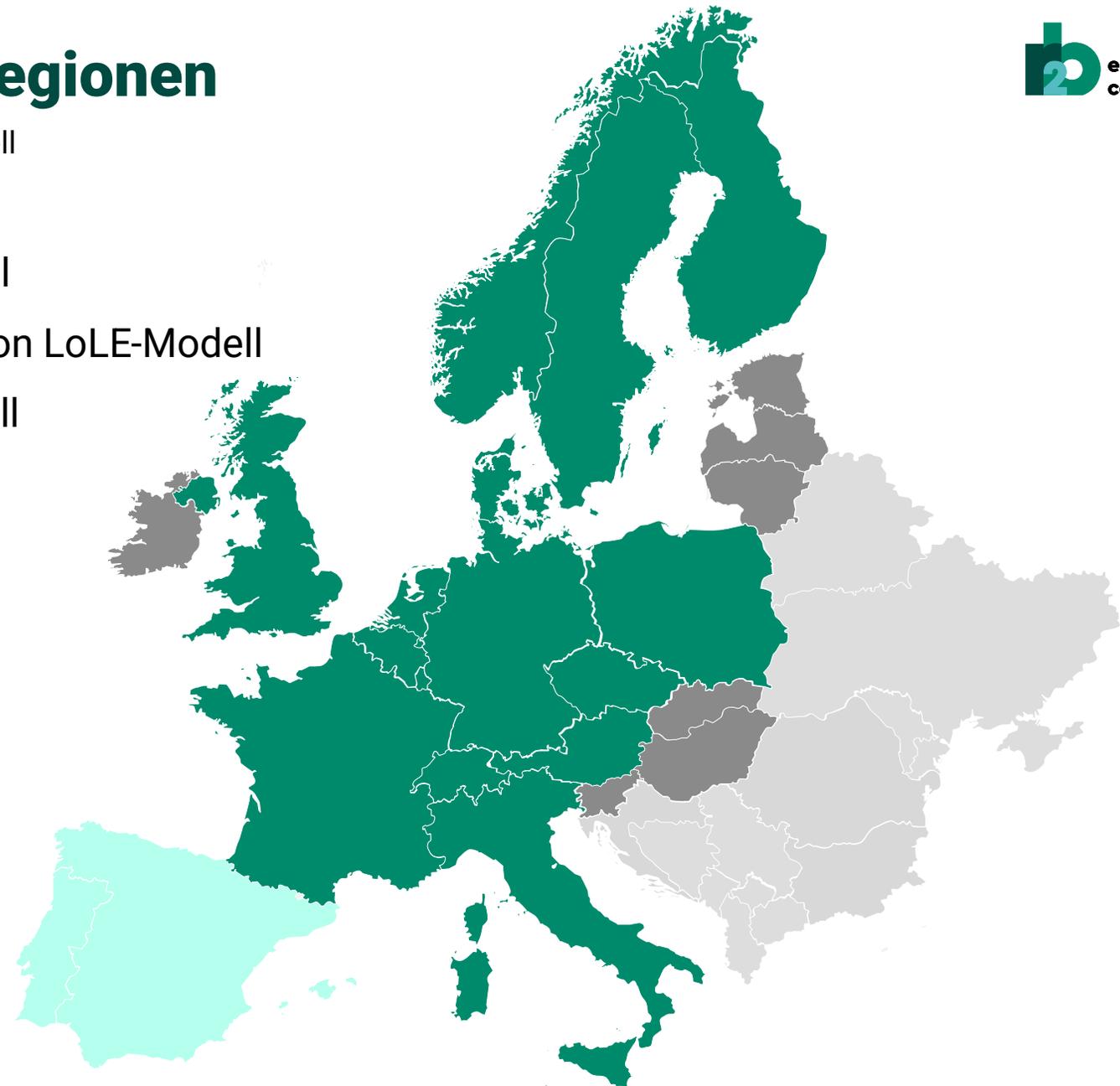


ANHANG ANNAHMEN

Berücksichtigte Modellregionen

Kern- und Randregionen in Markt- und LoLE-Modell

-  Kernregion Markt- und LoLE-Modell
-  Kernregion Marktmodell/Randregion LoLE-Modell
-  Randregion Markt- und LoLE-Modell
-  Nicht modelliert



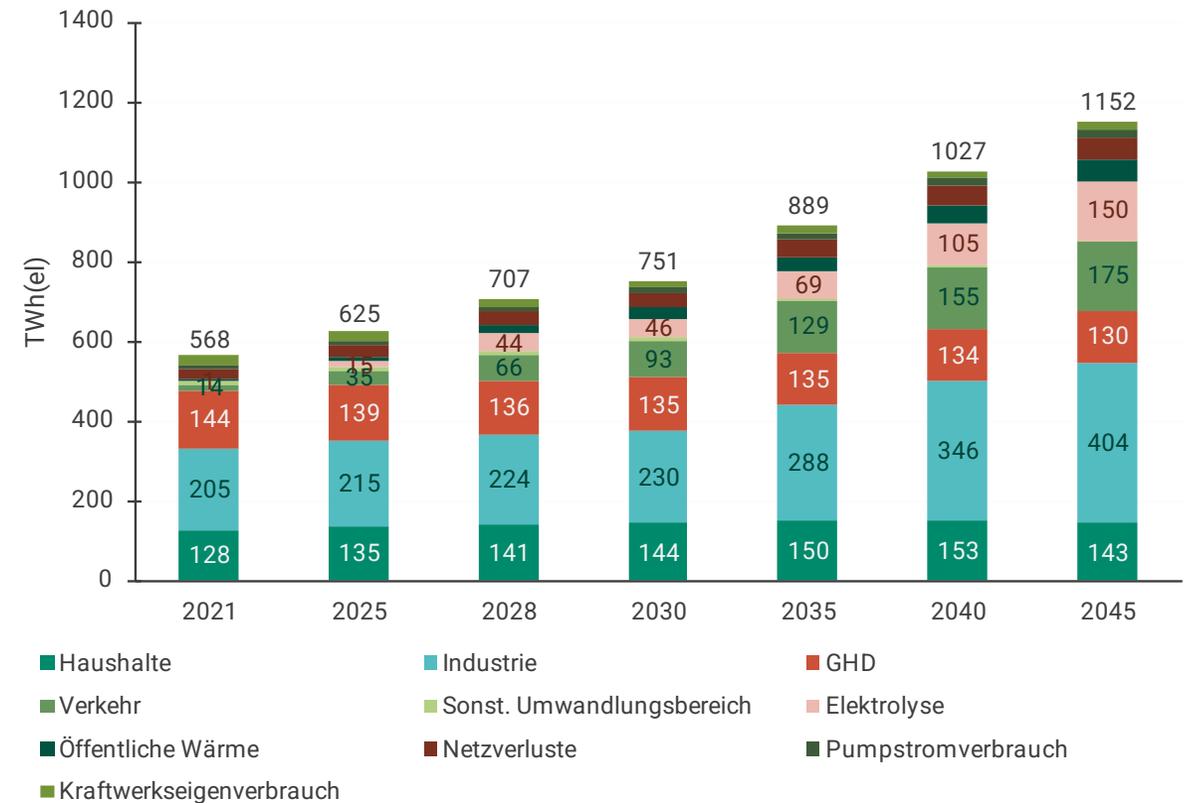
Entwicklung des Stromverbrauchs

Annahmen jährlicher Stromverbrauch für Deutschland

Szenario mit verstärkter Sektorkopplung und 750 TWh_{el} Bruttostromverbrauch in 2030

- Basis: Langfristszenarien 3 (LFSZ3) des BMWK, Szenario TN-Strom
 - Szenario mit hoher Direktelektrifizierung
 - Anpassungen an den anwendungsbezogenen Stromverbräuchen gemäß Koalitionsvertrag und Osterpaket (750 TWh_{el}).
- Wesentliche Treiber des Szenarios inkl. der Anpassungen
 - Stromverbrauch im Verkehrssektor erhöht sich bis 2045 auf 175 TWh_{el} (2030: + rd. 80 TWh_{el} ggü. 2021)
 - Industriestromverbrauch verdoppelt sich bis 2045 nahezu (2030: + rd. 25 TWh_{el} ggü. 2021)
 - Stromverbrauch der Haushalte/GHD erhöht sich auf 273 TWh_{el} in 2045 (2030: + rd. 8 TWh_{el} ggü. 2021)
 - Umsetzung der Wasserstoffstrategie: 150 TWh_{el} in 2045 (2030: + rd. 45 TWh_{el} ggü. 2021)

Bruttostromverbrauch Deutschland



Entwicklung des Stromverbrauchs

Annahmen jährlicher Stromverbrauch für Deutschland

Zentrale Entwicklungen im Bereich Haushalte und GHD

- › Installation von 5,8 Mio. Wärmepumpen bis 2030 mit einem Gesamtstromverbrauch in Höhe von 33 TWh_{el}
- › Wärmepumpen können durch Ausnutzung von Trägheit beim Heizen von Gebäuden sowie durch Nutzung eigener kleiner Pufferspeicher ihre elektrische Last in engen Grenzen verschieben

Zentrale Entwicklungen im Bereich Verkehr

- › Nutzung von 15,7 Mio. E-Fahrzeugen (E-PKW und Plug-in-Hybride und elektrische kleine Nutzfahrzeuge) mit einem Stromverbrauch in 2030 in Höhe von rd. 60 TWh_{el}
- › Zusätzlicher Stromverbrauch durch batterieelektrische (E-)LKW und Oberleitungs (O)-LKW in Höhe von 17 TWh_{el} in 2030.
- › E-PKW, E-Nutzerfahrzeuge und E/O-LKW können ihr Ladeverhalten in engen Grenzen optimieren, so dass der primäre Verwendungszweck der Fahrzeuge nicht eingeschränkt wird.

Entwicklung des Stromverbrauchs

Annahmen jährlicher Stromverbrauch für Deutschland

Zentrale Entwicklungen im Industriesektor

- › Zusätzlicher Stromverbrauch in 2030 ergibt sich hauptsächlich durch Nutzung von PtH-Anlagen und Großwärmepumpen in der Industrie (rd. 17 TWh_{el}).
- › Der Strombezug dieser zusätzlichen Verbrauchsmengen erfolgt flexibel strommarktorientiert.

Zentrale Entwicklungen Wasserstoff

- › Es wird eine installierte Leistung an Elektrolyseuren in Höhe von 13 GW_{el} in 2030 angenommen, welche mit 3.500 Volllaststunden flexibel strommarktorientiert betrieben werden (45,5 TWh_{el}).

Zentrale Entwicklungen der öffentlichen Wärmeversorgung

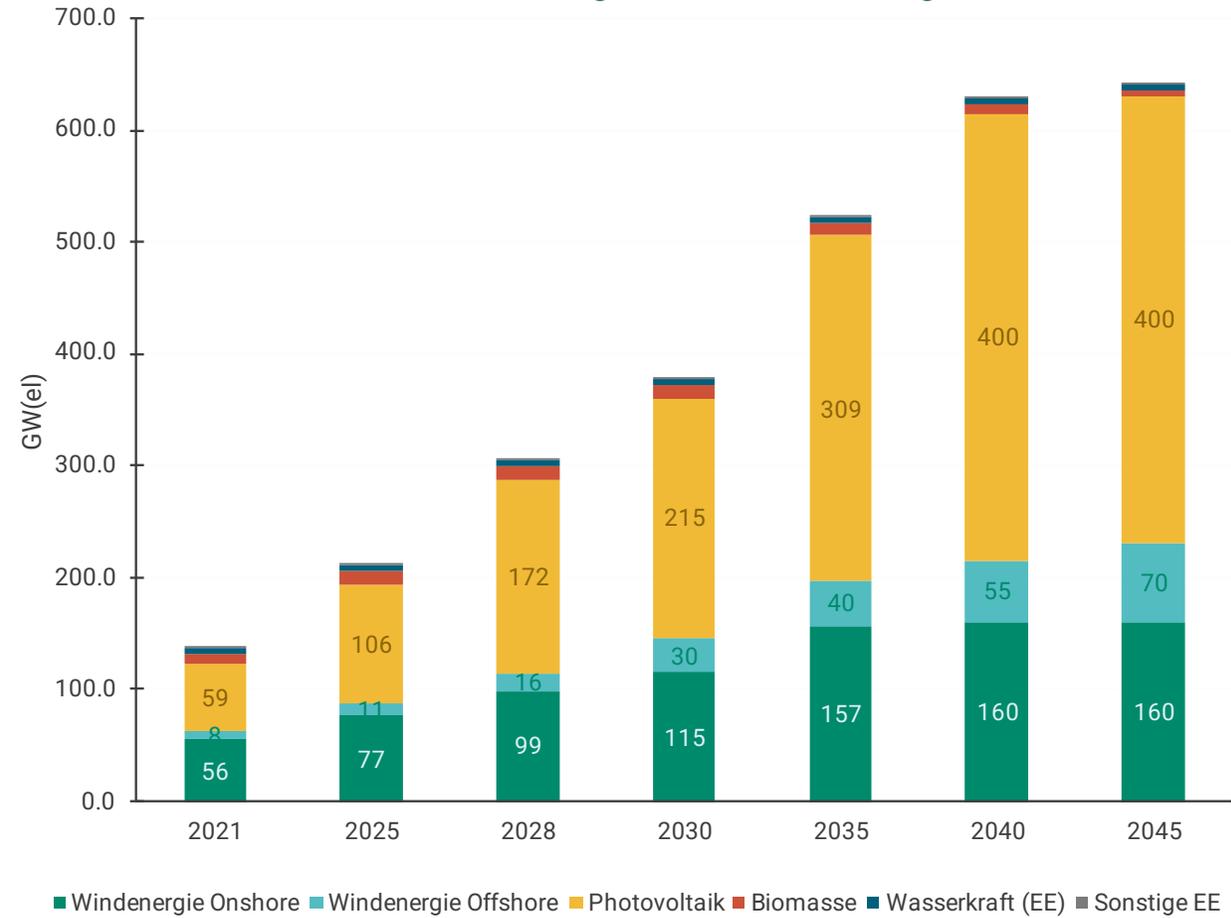
- › In 2030 sind Großwärmepumpen mit einer Leistung in Höhe von ca. 15 GW_{el} installiert. Diese verbrauchen Strom in Höhe von 29 TWh_{el}. Es wird berücksichtigt, dass trotz flexiblem strommarktorientierten Einsatz der Großwärmepumpen jederzeit die Wärmesenke bedient werden kann.
- › Elektrodenkessel in der öffentlichen Versorgung spielen in 2030 eine untergeordnete Rolle.

Entwicklung der Erneuerbaren Energien

Annahmen zur Entwicklung der installierten Leistung in Deutschland

- EE-Ausbau gemäß des EEG 2023 und des Wind-auf-See-Gesetzes
 - Sehr ambitionierter Ausbau bei Wind und PV
 - Gesamte EE-Leistung in 2030: rd. 379 GW
- Windenergie an Land in 2030
 - Installierte Leistung: 115 GW
 - Mittlerer jährl. Bruttozubau zw. 2025 und 2030: 10 GW
- Windenergie auf See in 2030
 - Installierte Leistung: 30 GW
 - Mittlerer jährl. Bruttozubau zw. 2025 und 2030: 3,8 GW
- Photovoltaik in 2030
 - Installierte Leistung: 215 GW
 - Mittlerer jährl. Bruttozubau zw. 2025 und 2030: 22 GW
- Biomasse / Biomethan in 2030
 - Installierte Leistung: 11,8 GW
 - Kumulierter Bruttozubau zw. 2022 und 2030: 7 GW

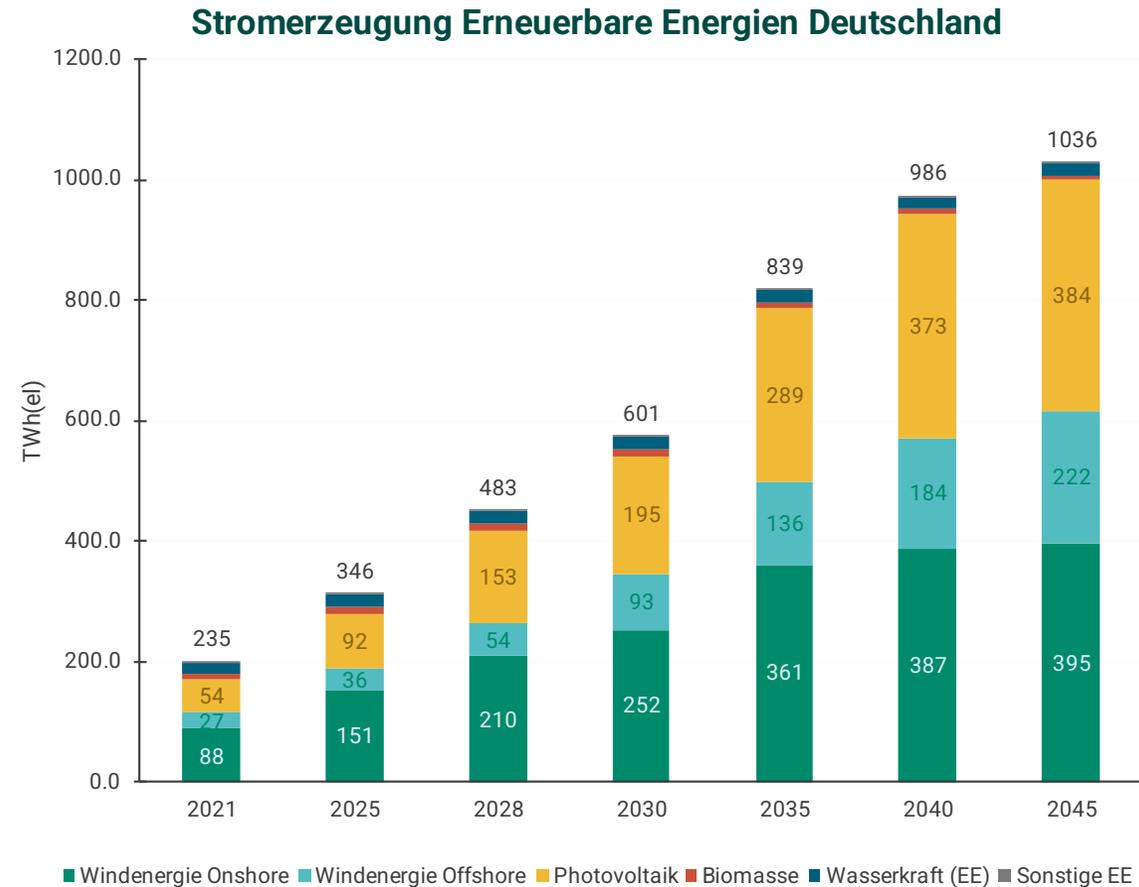
Installierte Leistung Erneuerbare Energien



Entwicklung der Erneuerbaren Energien

Annahmen zur Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland und Europa

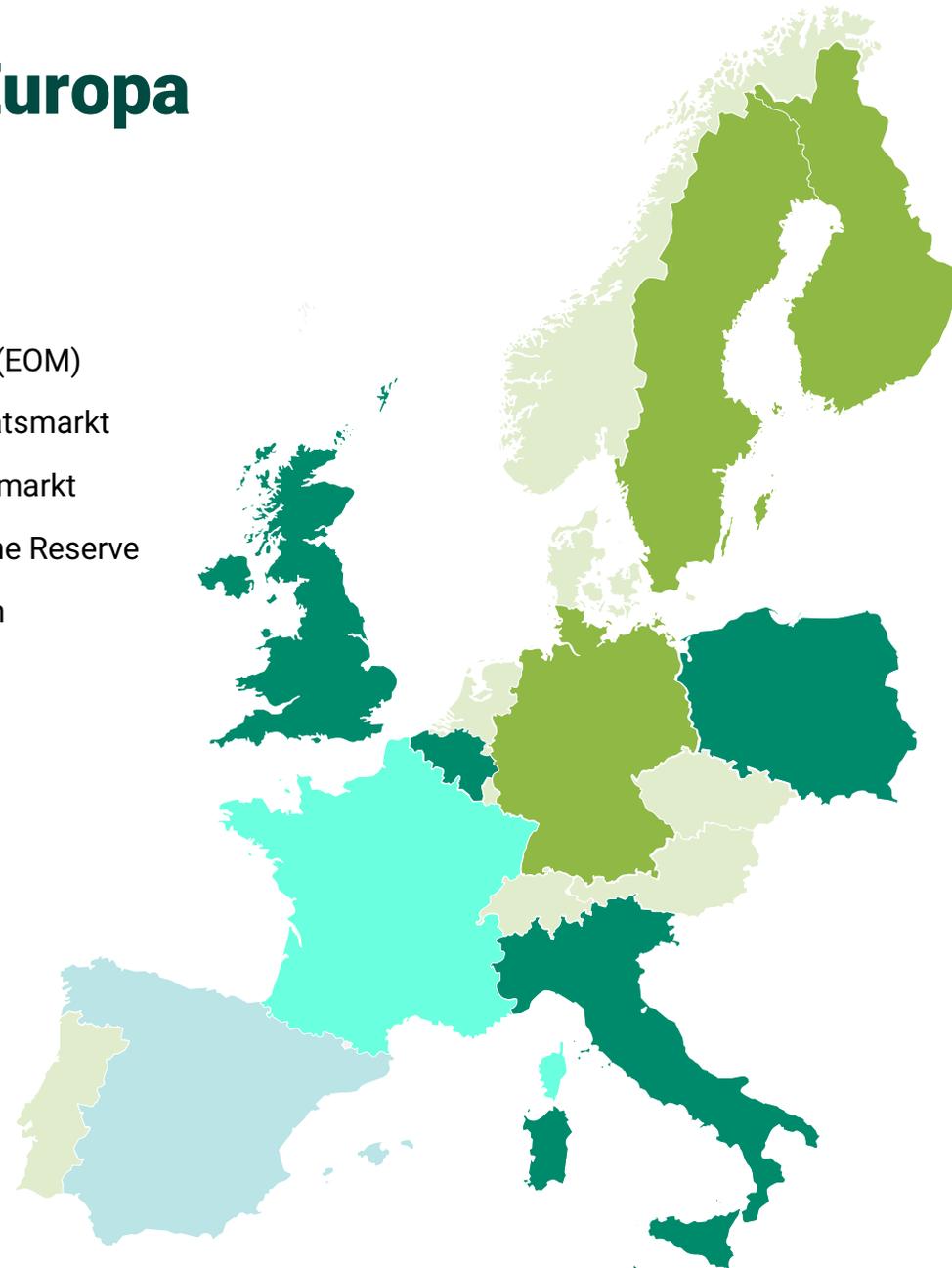
- Ermittlung der jährlichen EE-Erzeugungsmengen für Windenergie & PV
 - ‚bottom-up‘-Modellierung auf stündl. Basis mit europ. Wetterdaten des DWD (COSMO / ICON-EU-Modell)
 - 6 Wetterjahre (2009-2013, 2017)
 - Installierte Leistung je Energieträger gemäß EEG
 - Regionalisierung auf Basis Entwurf Szenariorahmen „NEP 2037/2045 (2023)“ der deutschen ÜNB
- Ermittlung der Erzeugungsmengen für Wasserkraft
 - Orientierung an den historischen Erzeugungsmengen für 6 Wetterjahre (2009-2013, 2017)
- Ermittlung der Erzeugungsmengen für Biomasse
 - Bestandsanlagen gemäß statischer Erzeugungsmengen
 - Neubauanlagen (insb. Biogas und Biomethan) gemäß ihrer geförderten Vollbenutzungsstunden
- Entwicklung EE in Europa:
 - Szenario „Distributed Energy“ des aktuellen TYNDP 2022 (Version Frühling 2022; 1. Aktualisierung)



Marktdesigns in Europa

Kernregion Marktmodell

-  Energy-Only-Market (EOM)
-  Dezentraler Kapazitätsmarkt
-  Zentraler Kapazitätsmarkt
-  EOM und strategische Reserve
-  Kapazitätzahlungen





**energy
consulting**