50Hertz: Für eine erfolgreiche Energiewende in Mecklenburg-Vorpommern

Warum muss Mecklenburg-Vorpommern Strom-Exportland sein, und was bedeutet das für die Netze?

Wismar, 15.4.2015
Olivier Feix

Inhalt

1. 50Hertz auf einen Blick
2. Besonderheiten in Mecklenburg-Vorpommern
3. Netzentwicklung für die Energiewende
4. Wie schaffen wir Verständnis und finden Lösungen, die regional verträglich sind?

1. 50Hertz auf einen Blick

Der Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz

- Rückgrat einer sicheren Stromversorgung für über **18 Millionen Menschen** in Deutschland

- Systemverantwortlich für Berlin, Brandenburg, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen; aktiv in neun Bundesländern

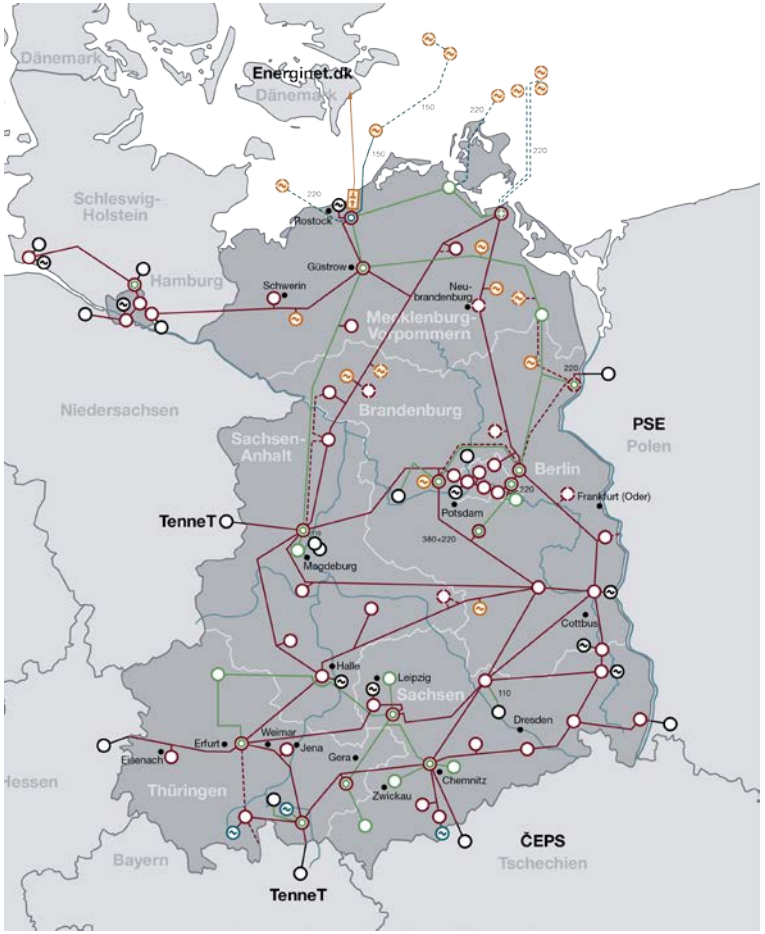
- Verantwortlich für Betrieb, Instandhaltung und Ausbau der „Stromautobahnen“ (220 kV und 380 kV)

Übertragungsnetze als Rückgrat der Energieversorgung in Deutschland und Europa

Transportnetzeigentümer	Verantwortlich für Betrieb, Instandhaltung und Ausbau der **Höchstspannungsleitungen** und den **Netzanschluss der Offshore-Windparks.**
Systemführer	Verantwortlich für **Systemstabilität** des Übertragungsnetzes – rund um die Uhr: Frequenz- und Spannungsregelung, Engpassmanagement.
Marktentwickler	Katalysator der **Strommarktentwicklung**, insbesondere in Nord- und Zentralosteuropa.
Treuhänder EEG-Abwicklung	Verantwortlich für das **Management** der **EEG-Zahlungsströme**.

Quelle: 50Hertz.

50Hertz auf einen Blick – Ende 2014



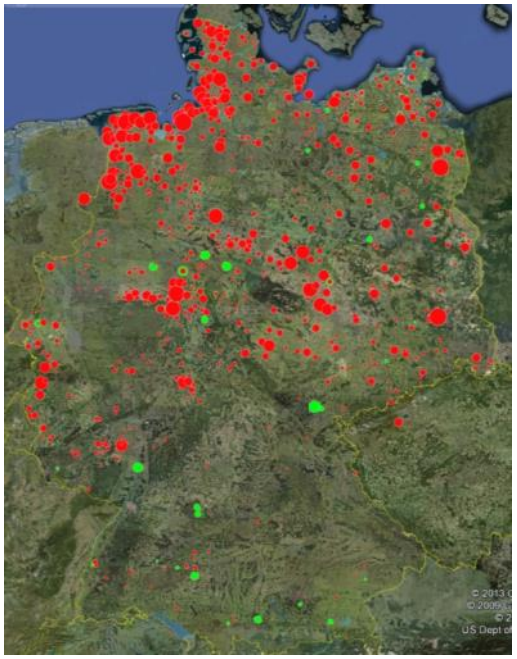
	Wert (Anteil an DE**)
Fläche	109.360 km² (~30%)
Leitungslänge	9.855 km (~30%)
Maximale Last	~ 16 GW (~20%)**
Stromverbrauch (gemäß Stromabgabe an Letztverbraucher lt. EEG)	~ 95 TWh (~20%)
Installierte Leistung: - davon Erneuerbare - davon Wind	~ 47,802 MW (~25%) 24,938 MW (~30%) 14,637 MW (~40%)
Mitarbeiter	893
Umsatz - davon Netz	8,1 Mrd. € 0,9 Mrd. €

*Jahresendwerte vorläufig

** Wert 2013

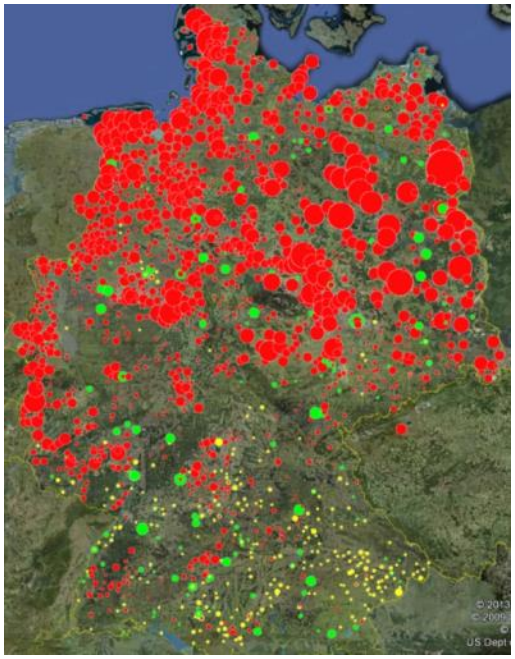
Zubau erneuerbarer Energien in Deutschland

2000



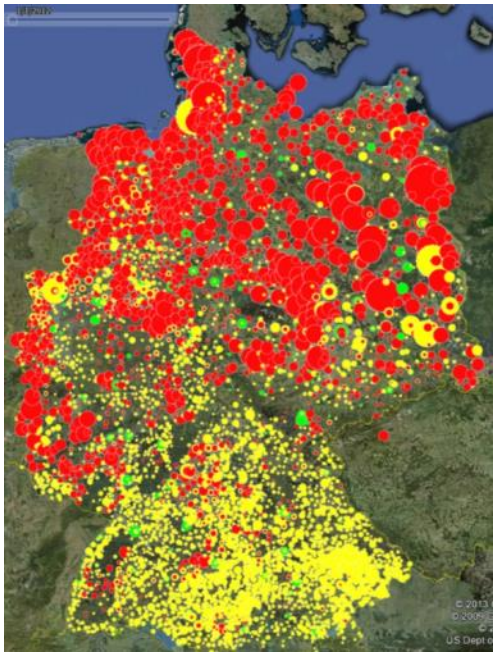
~ 30.000 Anlagen

2006



~ 221.000 Anlagen

2014



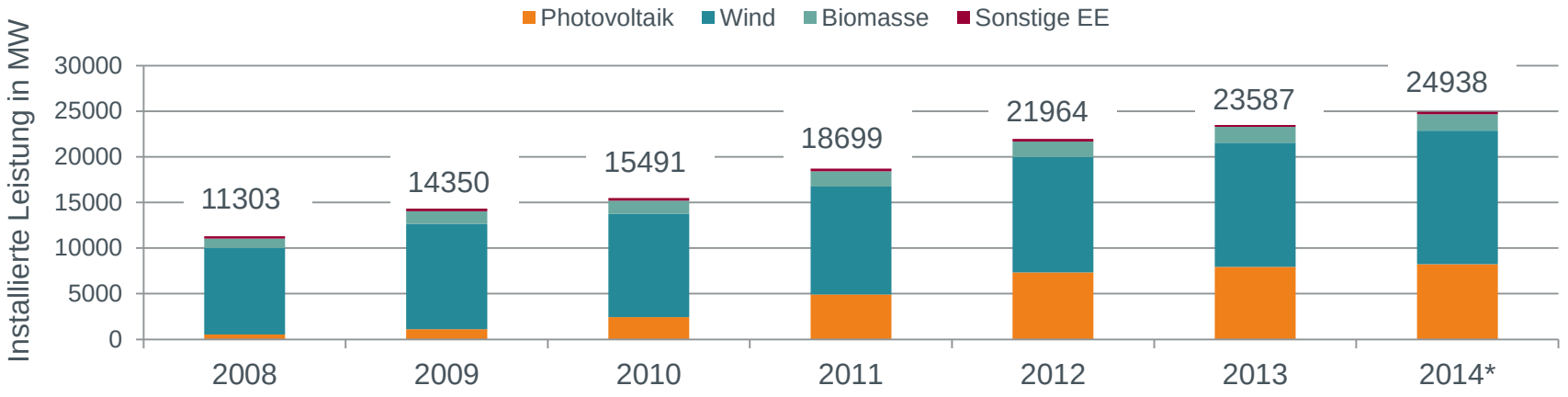
~ 1.500.000 Anlagen

- Wind
- Photovoltaik
- Biomasse

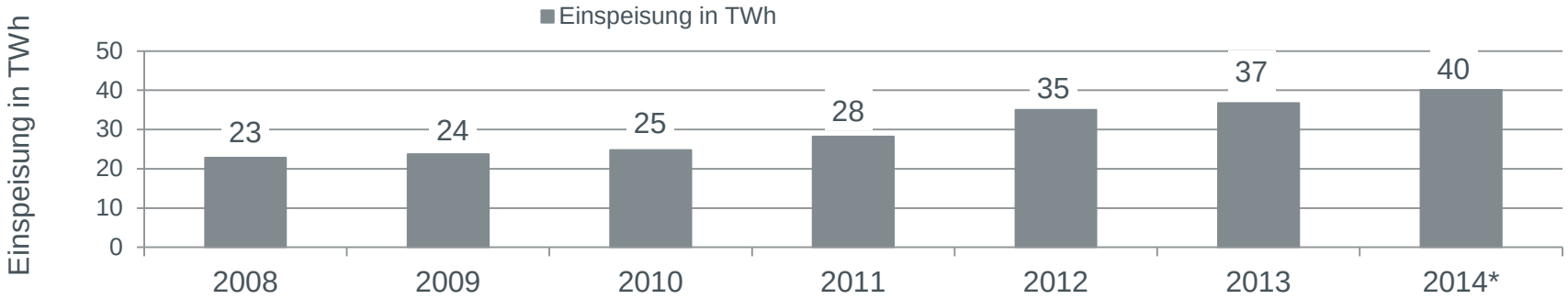
Fläche proportional zur installierten Leistung

Quellen: 50Hertz, TenneT, Amprion, TransnetBW, Google Earth

EEG-Erzeugungsanlagen im 50Hertz-Netzgebiet



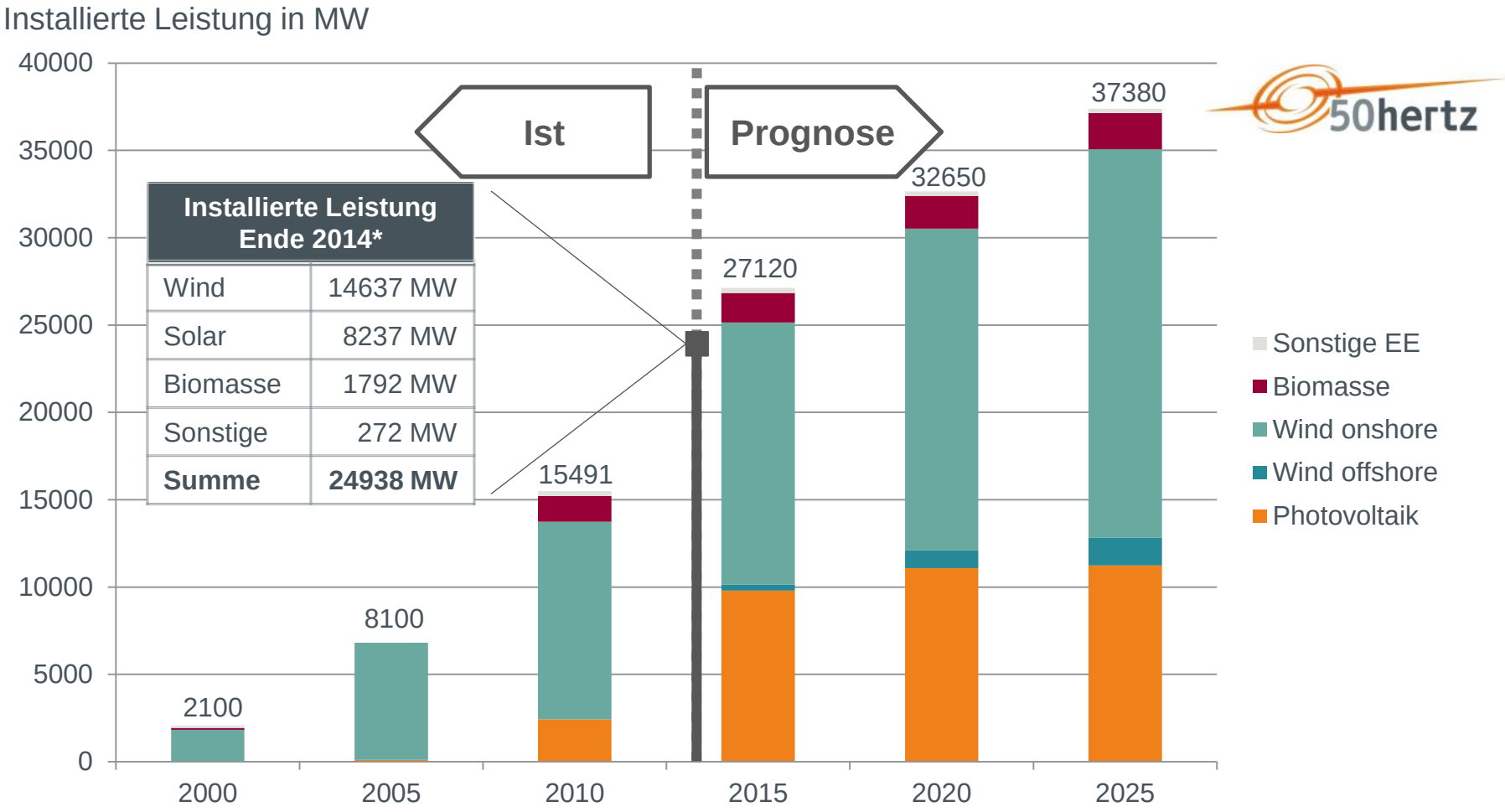
Stand: 31.12.2014;
* vorläufiger Wert, testierte Werte für 2014 liegen im Juni 2015 vor
Quelle: EEG-Anlagestammdaten



Stand: 31.12.2014;
*vorläufiger Wert, testierte Werte für 2014 liegen im Juni 2015 vor
Quelle: 50Hertz

Erneuerbare Energien entwickeln sich stetig im 50Hertz-Gebiet. Deren Stromerzeugung entspricht 2014 rd. 42 % (40 TWh) des Stromverbrauchs.

Erneuerbare Energien im 50Hertz-Netzgebiet: Ist-Zustand und Prognose der installierten Leistung



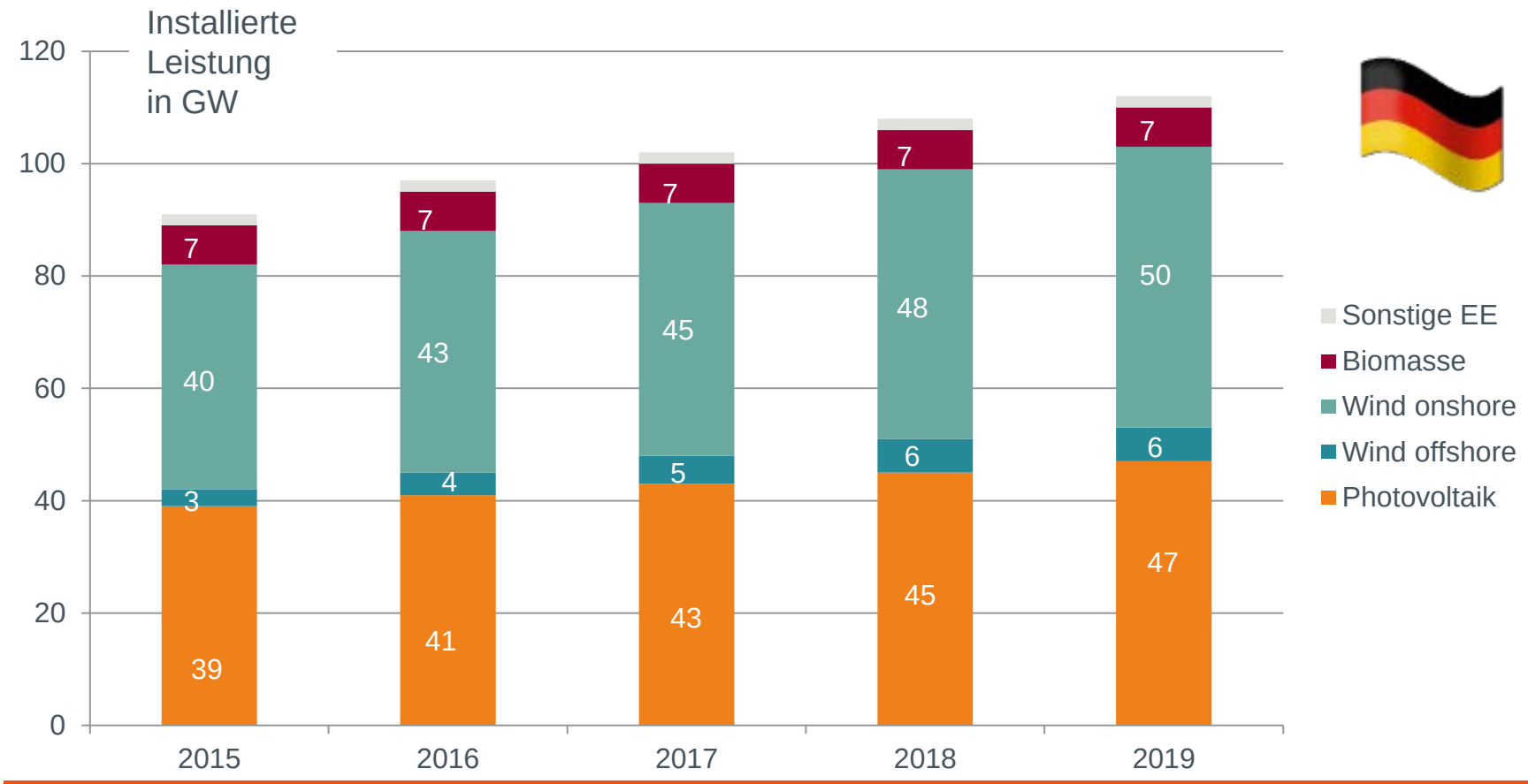
Stand: 31.12.2014

* Stand: 31.12.2014; vorläufige Werte; Quelle: 50Hertz

2014 EEG-Mittelfristprognose Szenario „Trend“ des IE Leipzig
“

Erwartete Entwicklung beim EE-Ausbau

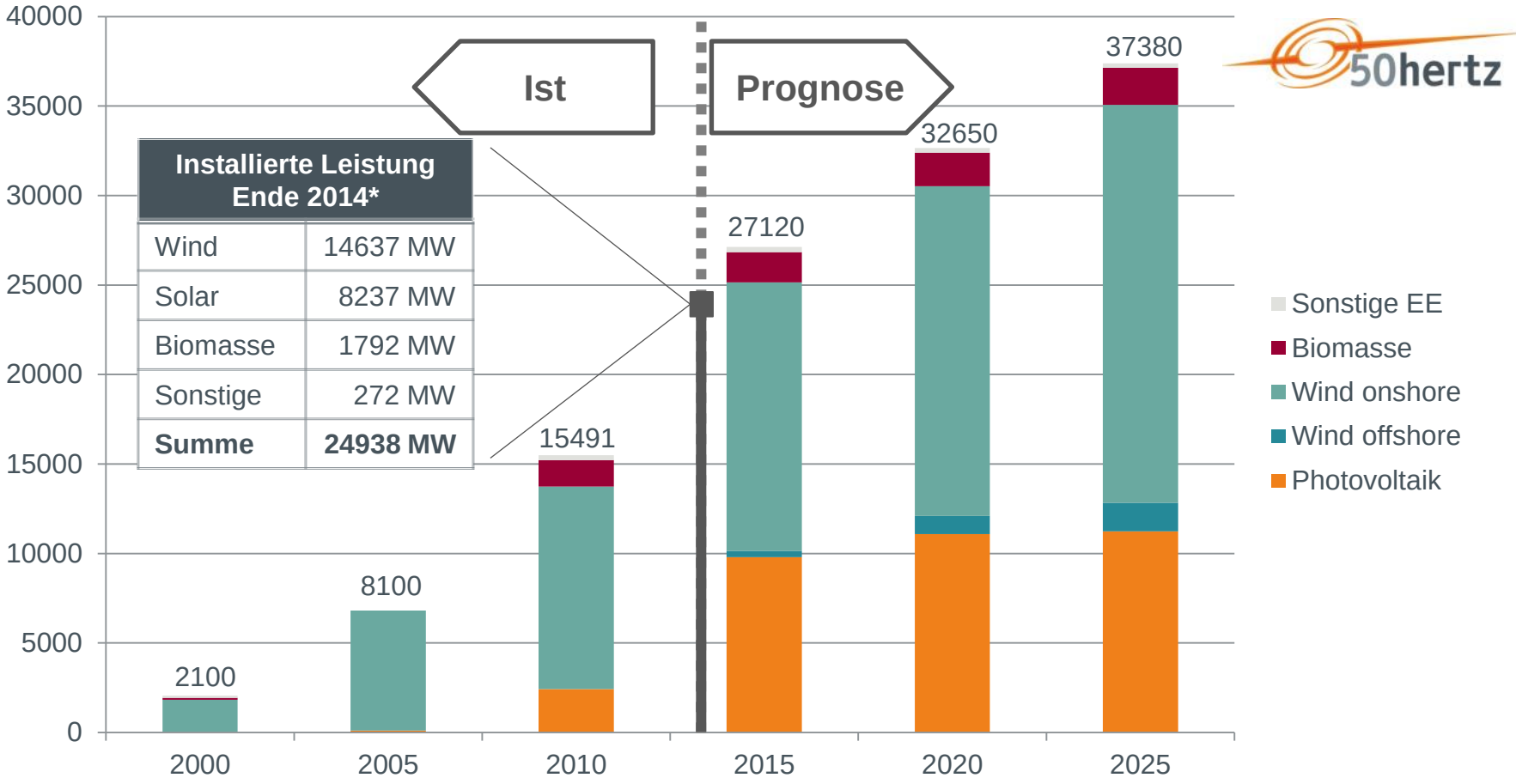
2014 EEG-Mittelfristprognose Szenario „Trend“ des IE Leipzig



Wind und Photovoltaik bleiben die Haupttreiber des EE- Ausbaus.

Erneuerbare Energien im 50Hertz-Netzgebiet: Ist-Zustand und Prognose der installierten Leistung

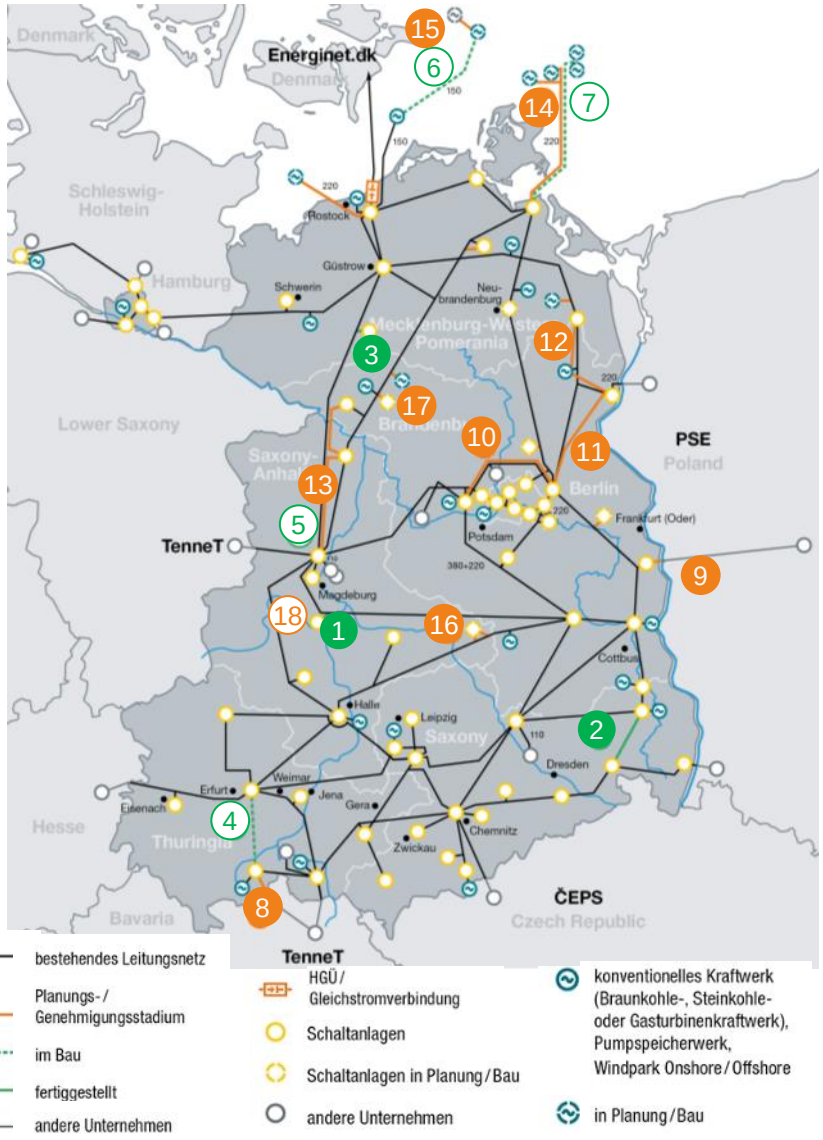
Installierte Leistung in MW



* Stand: 31.12.2014; vorläufige Werte; Quelle: 50Hertz

Stand: 31.12.2014
2014 EEG-Mittelfristprognose Szenario „Trend“ des IE Leipzig
“

Netzausbauprojekte bei 50Hertz 2014



1	380-kV-Netzanschluss UW Förderstedt	12 km
2	380-kV-Freileitung Bärwalde – Schmölln	46 km
3	Netzanschluss UW Parchim/Süd	1 km
4	Südwest-Kuppelleitung 2 (SWKL 2) Vieselbach-Altenfeld	57 km
5	380-kV-Verstärkung Wolmirstedt	6 km
6	Netzanschluss Offshore-Windpark (OWP) Baltic 2	~ 135 km
7	Netzanschluss OWPs Wikinger und Arkona-Becken Südost	~ 100 km
8	SWKL 3 Altenfeld – Redwitz (bis Landesgrenze Thü/Bay)	~ 26 km
9	3. Interkonnektor nach Polen (bis Staatsgrenze D/POL)	~ 10 km
10	380-kV-Nordring Berlin	~ 80 km
11	Uckermark-Leitung Neuenhagen – Vierraden – Bertikow	~ 120 km
12	Bertikow – Pasewalk	~ 30 km
13	Wolmirstedt – Perleberg	~ 106 km
14	Netzanschlüsse Offshore-Windparks in der Ostsee	~ 100 km
15	Kriegers Flak Combined Grid Solution	~ 15 km
16	Netzanschluss UW Jessen/Nord	~ 3 km
17	Netzanschluss UW Putlitz/Süd	~ 5 km
18	Gleichstromverbindung Wolmirstedt - Gundremmingen	~ 600 km

Fertigstellung in 2014 erfolgt	**~ 60 km**
Im Bau	**~ 200 km**
Im Genehmigungsverfahren	**~ 500 km**

- X In 2014 in Betrieb genommen
- X Im Bau befindlich
- X Im Planungsprozess befindlich

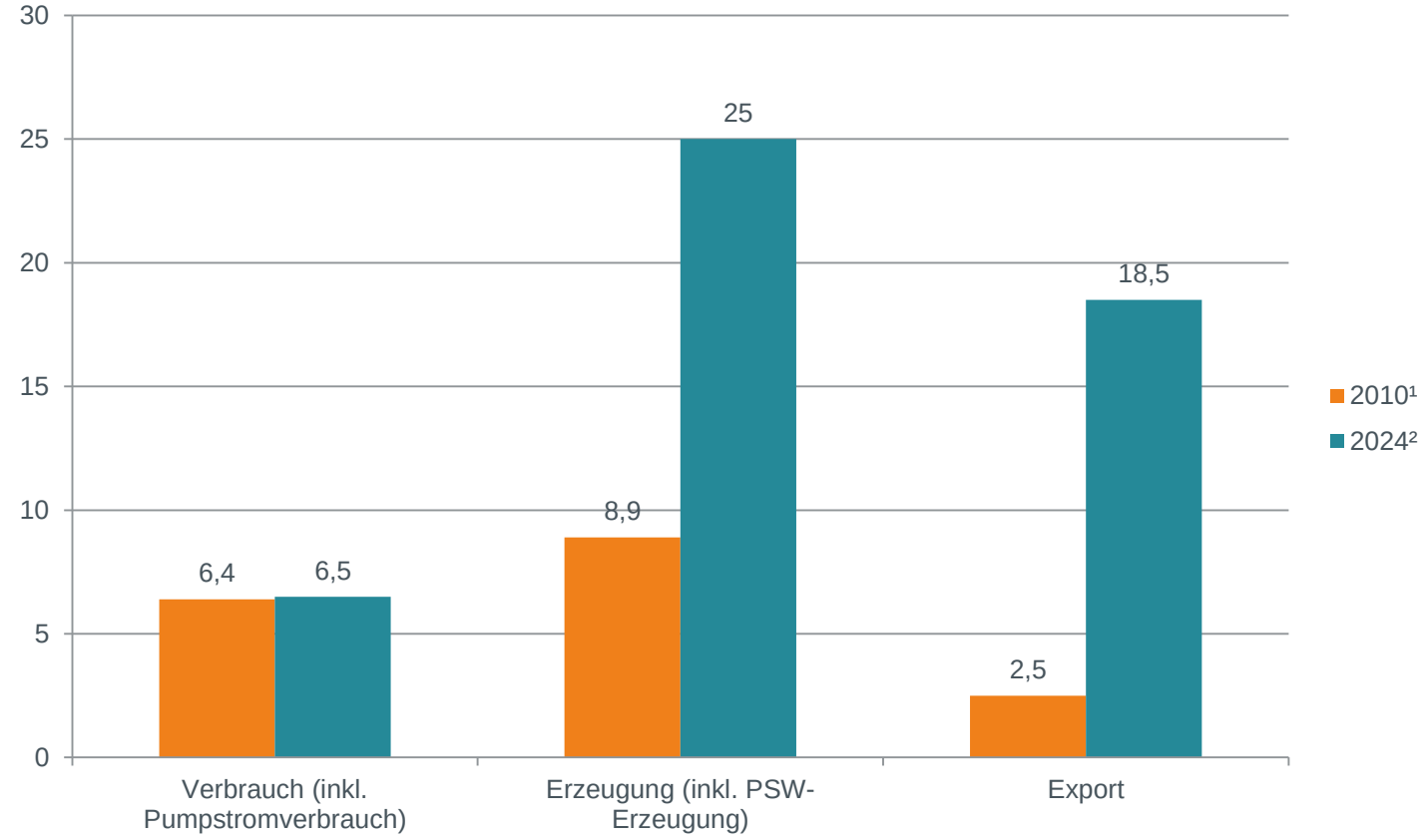
Besonderheiten in Mecklenburg-Vorpommern

Kennzahlen für Mecklenburg-Vorpommern

Erzeugung und Verbrauch [TWh]	2010[1]	2024[2]
Verbrauch (inkl. Pumpstromverbrauch)	~ 6,4	~ 6,5
Erzeugung (inkl. PSW Erzeugung)	~ 8,9	~ 25,0
-> Export	~ 2,5	~ 18,5
Installierte Leistungen	**2013/14[3]**	**2024[2]**
Konventionelle Kraftwerke	~ 0,8	~ 0,9
Erneuerbare Energien	~ 4,0	~ 8,8
Höchstlast	1,3	1,3
Aufsplittung erneuerbare Energien [GW]	**2013/14[3]**	**2024[2]**
Wind Onshore	~ 2,5	~ 4,5
Wind Offshore	< 0,1	~ 1,7
Biomasse	~ 0,3	~ 0,5
Photovoltaik	~ 1,2	~ 2,0
Wasser	< 0,1	< 0,1
Sonstige	< 0,1	< 0,1

[1] Statistisches Amt Mecklenburg-Vorpommern
[2] NEP 2014, 2. Entwurf, Szenario B2024*
[3] Kraftwerksliste Bundesnetzagentur Stand 29.10.2014 - EEG-Anlagenstammdaten 50Hertz, Stand 22.01.2015

Kennzahlen für Mecklenburg-Vorpommern: Erzeugung und Verbrauch

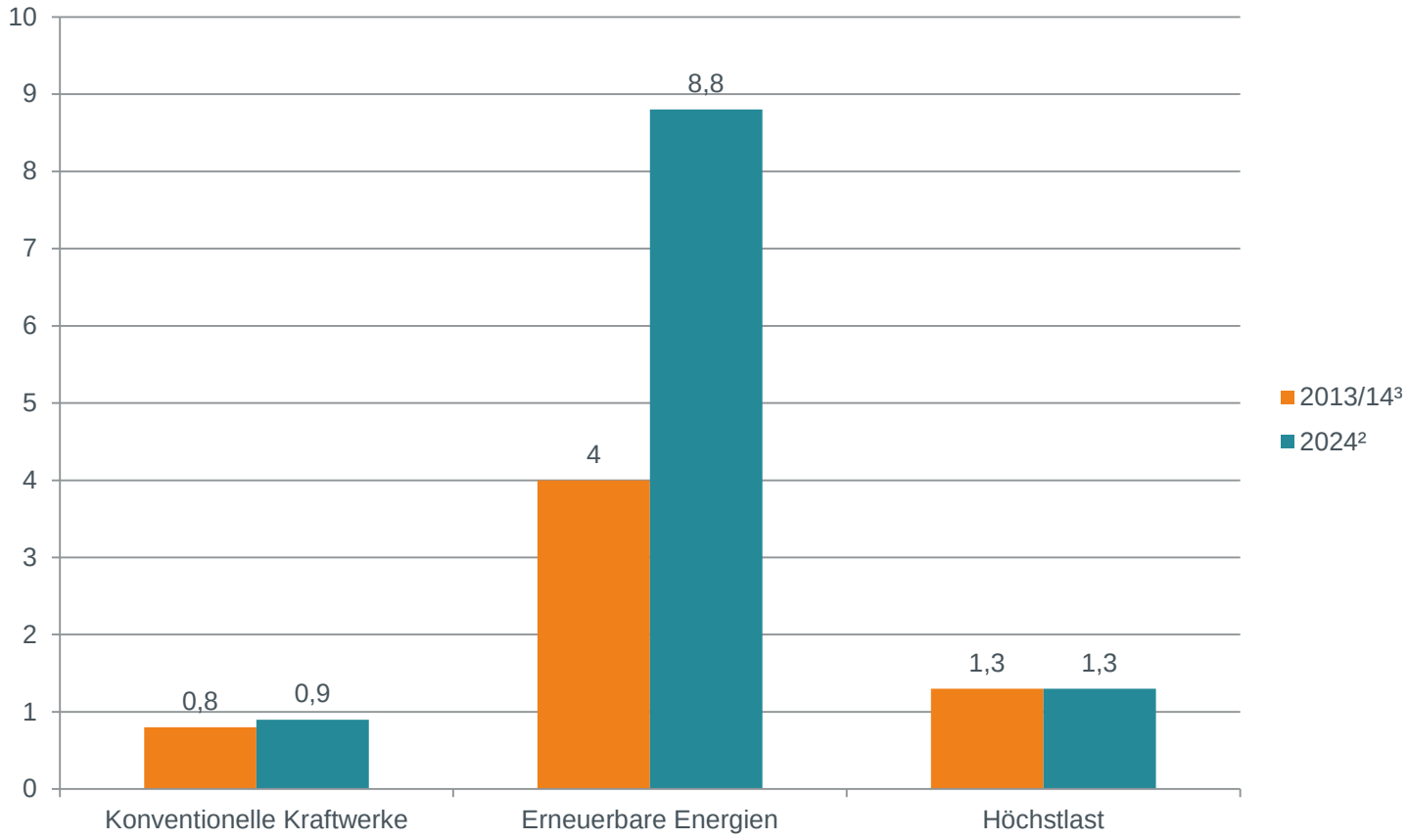


Alle Werte in TWh. Circa-Werte.

[1] Statistisches Amt Mecklenburg-Vorpommern

[2] NEP 2014, 2. Entwurf, Szenario B2024*

Kennzahlen für Mecklenburg-Vorpommern: Installierte Leistungen

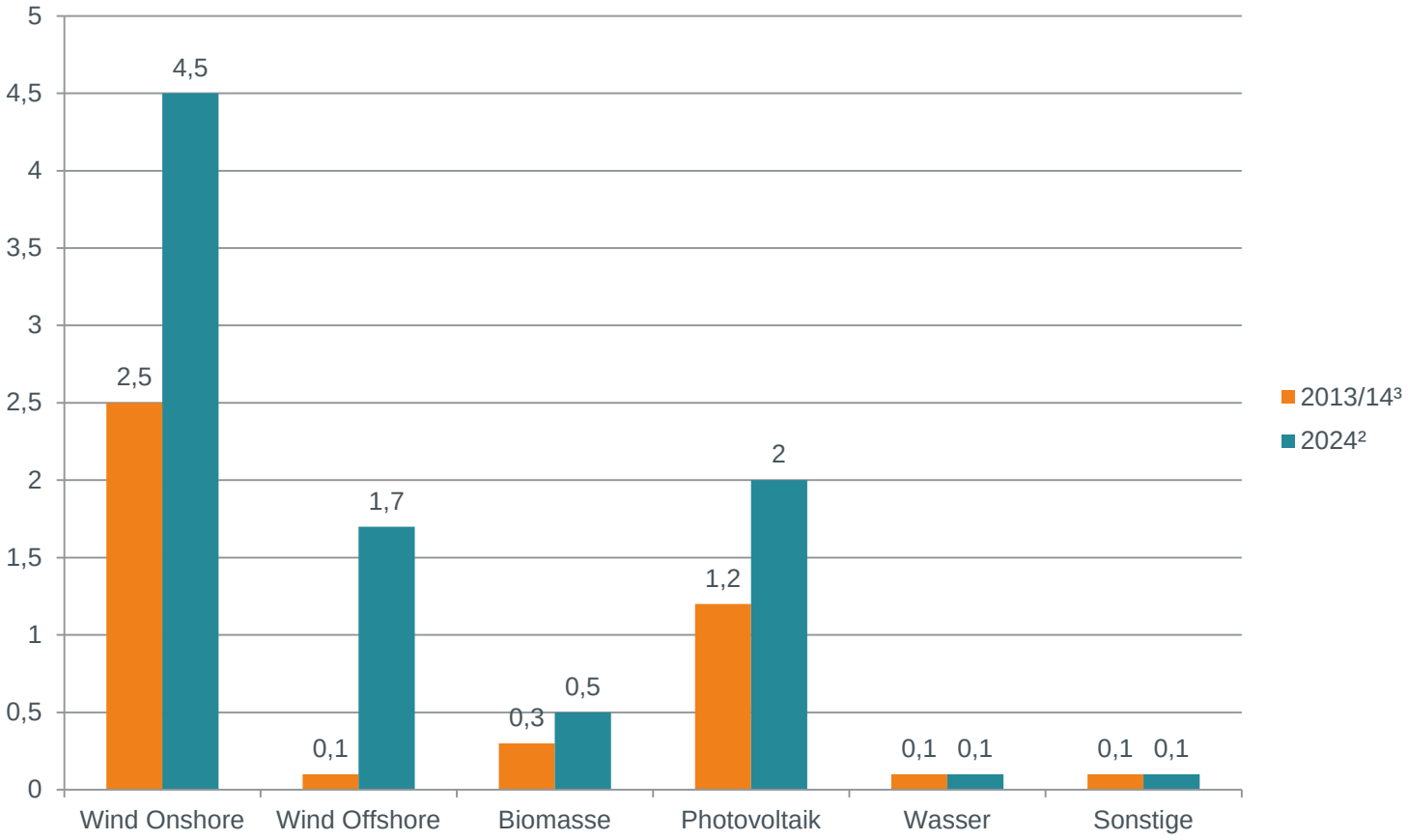


Alle Werte in GW. Circa-Werte.

[2] NEP 2014, 2. Entwurf, Szenario B2024*

[3] Kraftwerksliste Bundesnetzagentur Stand 29.10.2014 - EEG-Anlagenstammdaten 50Hertz, Stand 22.01.2015

Kennzahlen für Mecklenburg-Vorpommern: Installierte Leistungen erneuerbare Energien



Alle Werte in GW. Circa-Werte.

[2] NEP 2014, 2. Entwurf, Szenario B2024*

[3] Kraftwerksliste Bundesnetzagentur Stand 29.10.2014 - EEG-Anlagenstammdaten 50Hertz, Stand 22.01.2015

Mecklenburg-Vorpommern ist Vorreiter der Energiewende

Die **Energiewende in Mecklenburg-Vorpommern** ist eine **Erfolgsgeschichte**.

- Mit Blick auf die **energiepolitischen Ziele der Landesregierung**, in Mecklenburg-Vorpommern den Strom ab 2050 möglichst ohne den Einsatz von fossilen Energieträgern bzw. klimaneutral zu erzeugen, wird der **Zubau der erneuerbaren Energien weiter voranschreiten**.
- Aufgrund des fortschreitenden Ausbaus erneuerbaren Energien **wächst die Rolle** von Mecklenburg-Vorpommern als **Energie-Exportland**.
- Da der **Verbrauch jedoch nahezu konstant** ist, wird der **Exportbedarf** aufgrund des weiteren Zubaus der erneuerbaren Energien **weiter zunehmen**.

Der Netzausbau schafft die Grundlage für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende in Mecklenburg-Vorpommern.

Netzentwicklung für die Energiewende

Der Netzentwicklungsplan …

… ist der Netzentwicklungsplan für ein Übertragungsnetz an Land.

… berücksichtigt die Integration erneuerbarer Energien und die Entwicklung des europäischen Strommarktes.

… beschreibt Maßnahmen, die den gesetzlichen Anforderungen und den zugrunde gelegten Szenarien gerecht werden.

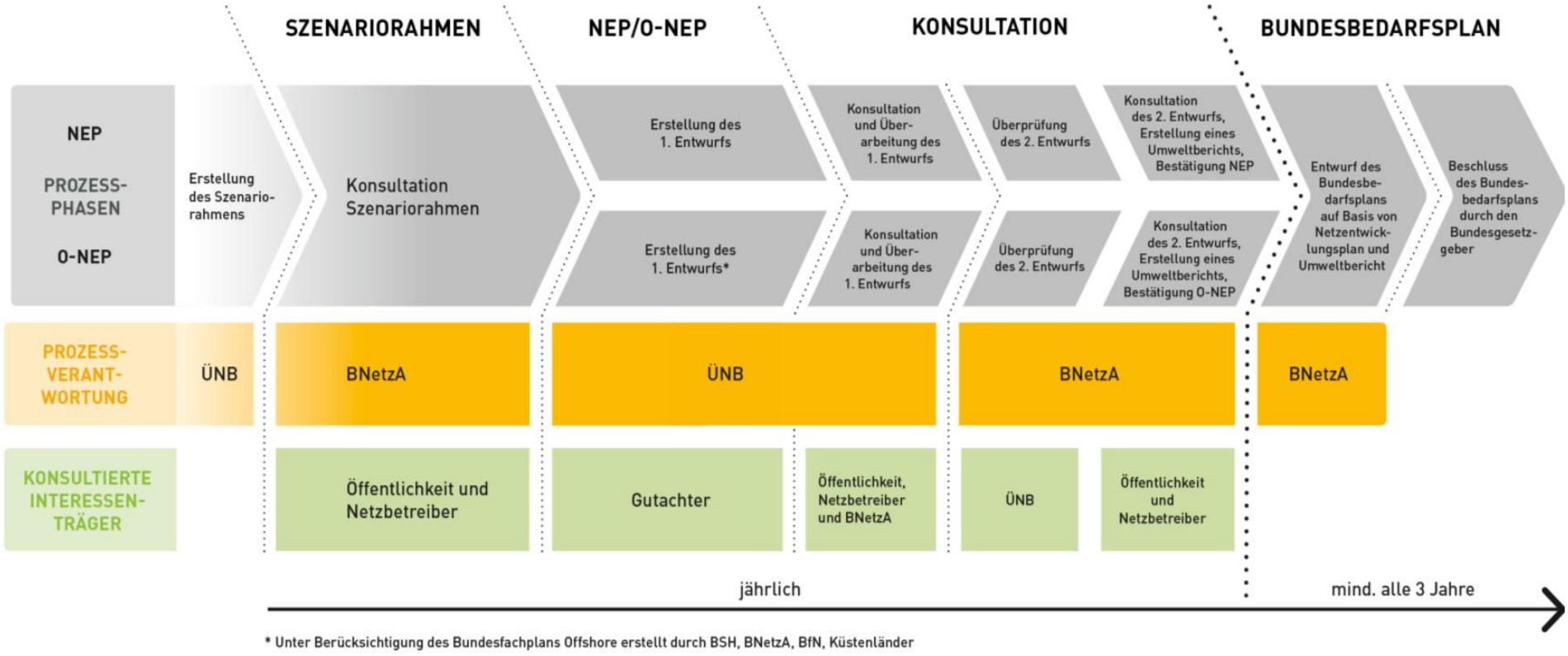
… zeigt den Übertragungsbedarf zwischen Anfangs- und Endpunkten.

… zeigt Maßnahmen mit Priorität auf Netzoptimierung und -verstärkung vor -ausbau.

… zeigt den Ausbau des 380-kV-Drehstromnetzes und der Hochspannungs-Gleichstrom-Verbindungen (HGÜ) für den Übertragungsbedarf Nord-Süd.

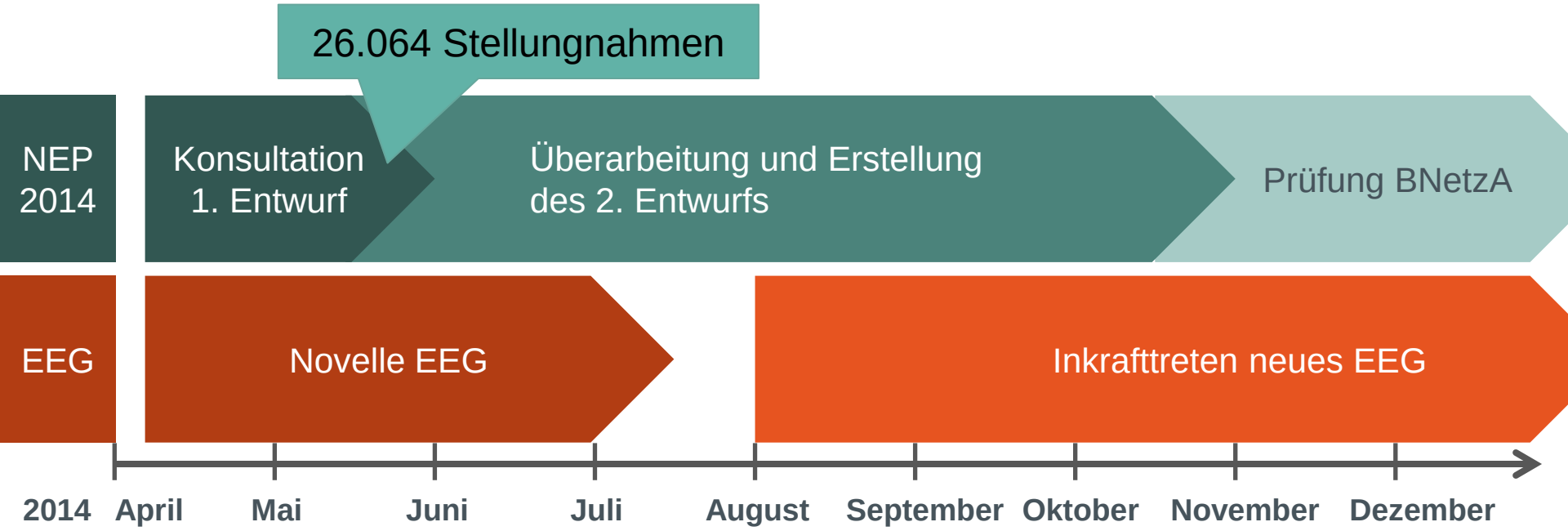
… zeigt keine zukünftigen Kraftwerksstandorte und Standorte für EE-Anlagen, auch keine bevorzugten.

Der Prozess der Erstellung des Netzentwicklungsplans



* Unter Berücksichtigung des Bundesfachplans Offshore erstellt durch BSH, BNetzA, BfN, Küstenländer

Entwürfe und Konsultation des Netzentwicklungsplan (NEP) 2014, 1. Entwurf



Hinweise in der Konsultation zum ersten Entwurf des NEP 2014 insbesondere zur Berücksichtigung des neuen EEG 2014 sowie zu den Konverterstationen der HGÜ-Leitungen.

EEG-Novelle: Neuberechnung des Szenario B 2024 für den 2. NEP-Entwurf 2014

Erster Entwurf NEP 2014

- Veröffentlichung durch die ÜNB am 16.04.2014 auf Basis des von der BNetzA genehmigte Szenariorahmen vom 30.08.2013.
- Eckpunkte der EEG-Reform lagen bei der Szenarioentwicklung noch nicht vor.
- EEG-Reform konnte im 1. NEP-Entwurf noch nicht berücksichtigt werden!

⇒ 1. NEP-Entwurf 2014 bildet die wahrscheinliche Entwicklung der Erzeugungslandschaft und den energiewirtschaftlichen Bedarf nicht mehr adäquat ab.

Zweiter Entwurf NEP 2014

- Veröffentlichung am 4. November 2014.
  - Komplett neue Marktsimulation und Neuberechnung für ein Szenario, B 2024, auf Basis veränderter Regionalisierung im Szenariorahmen 2015.

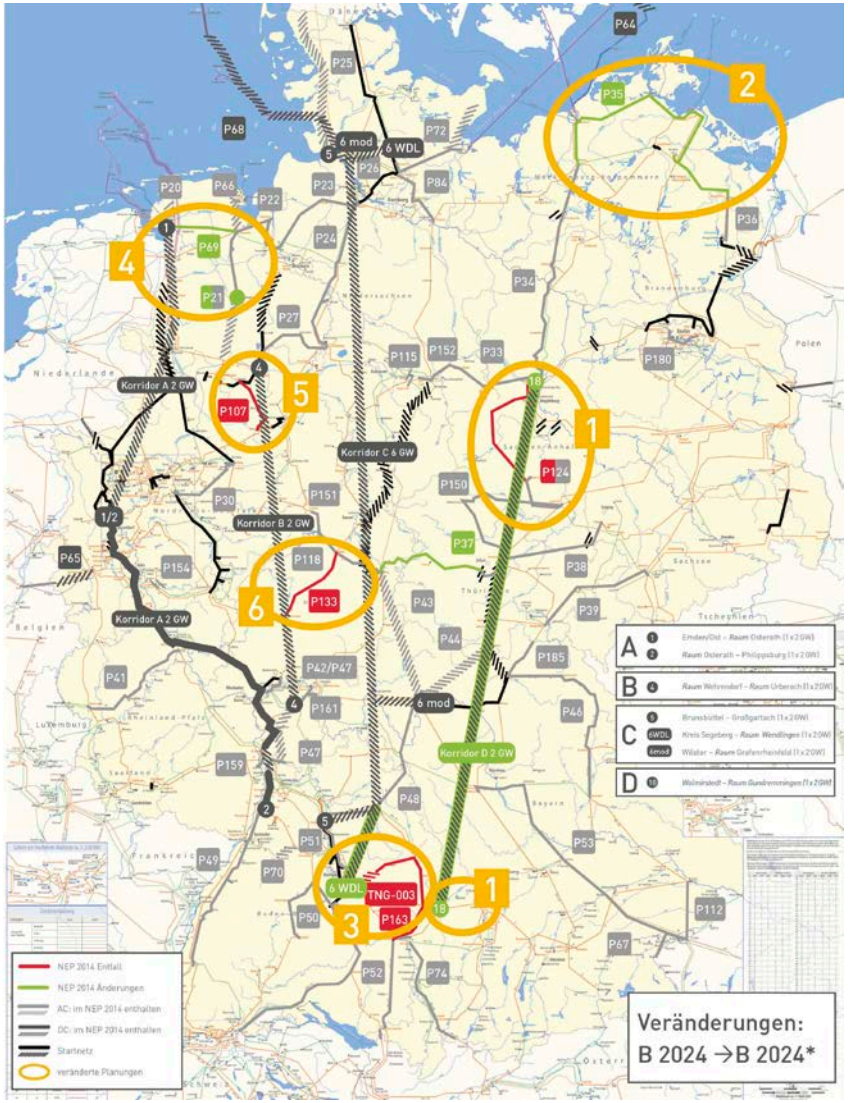
⇒ Neu berechnetes Szenario **B 2024*** bildet die zukünftige Entwicklung der Erneuerbaren Energien aufgrund des EEG besser ab.

NEP 2014, 2. Entwurf:
Berechnung eines neuen Szenarios B2024*

- Veröffentlichung am 4. November 2014.
- Berücksichtigung der EEG-Reform in einem Szenario (**B 2024***):
  - Basis: veränderter Regionalisierung aus dem Szenariorahmen 2015
  - Komplett neue Marktsimulation und Neuberechnung

Neu berechnetes Szenario B 2024* bildet die zukünftige Entwicklung der erneuerbaren Energien gemäß EEG besser ab.

Ergebnisse
2. Entwurf NEP 2014

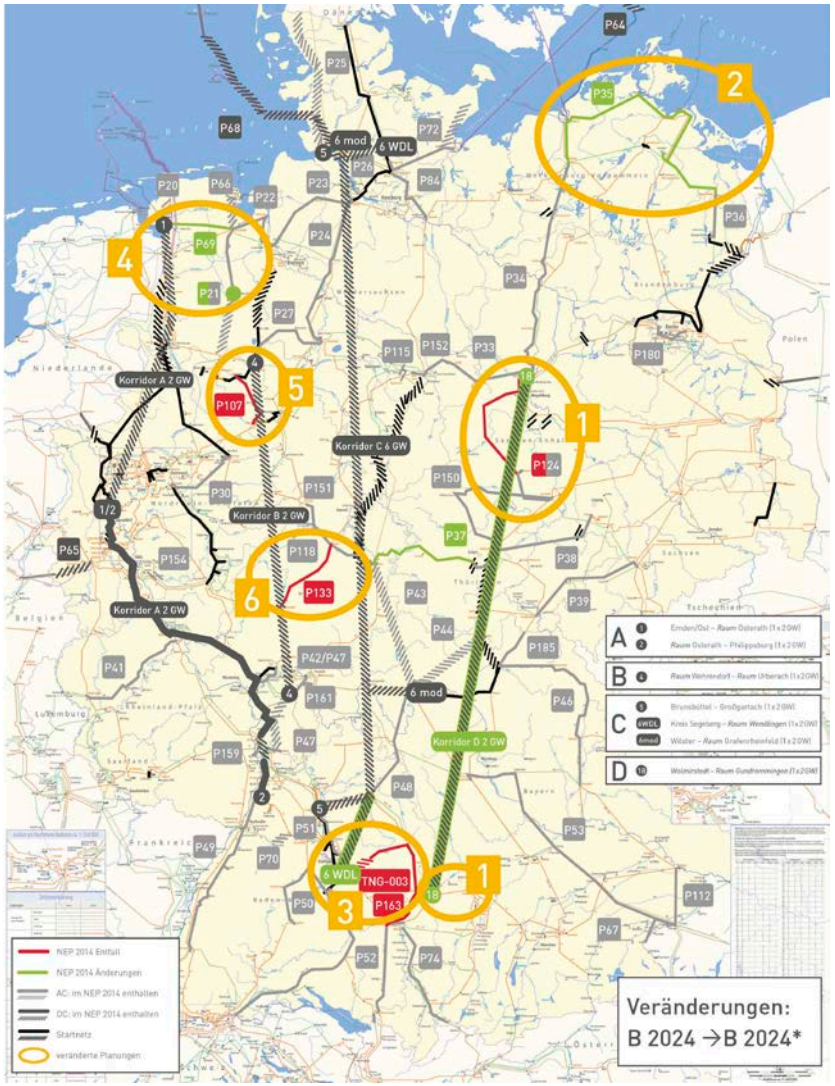


B 2024 → B 2024*: Veränderung 2

- Verstärkung der bestehenden 220-kV-Leitungen im Norden der 50Hertz-Regelzone auf 380 kV: Pasewalk – Iven – Lubmin, Lubmin – Lüdershagen – Bentwisch – Güstrow

- Verstärkung des Berliner Kabels

Ergebnisse
2. Entwurf NEP 2014



B 2024 → B 2024*: Veränderung 1

- Verlagerung Korridor D:
  - Bad Lauchstädt → Wolmirstedt
  - Meitingen → Gundelfingen

- Einsparung Verstärkung von Leitung P124 von Wolmirstedt nach Klostermansfeld

- BBPlG-Leitung P37 (Vieselbach – Mecklar) auf ganzer Länge notwendig (Umbeseilung mit Hochstrombeseilung/HTLS)

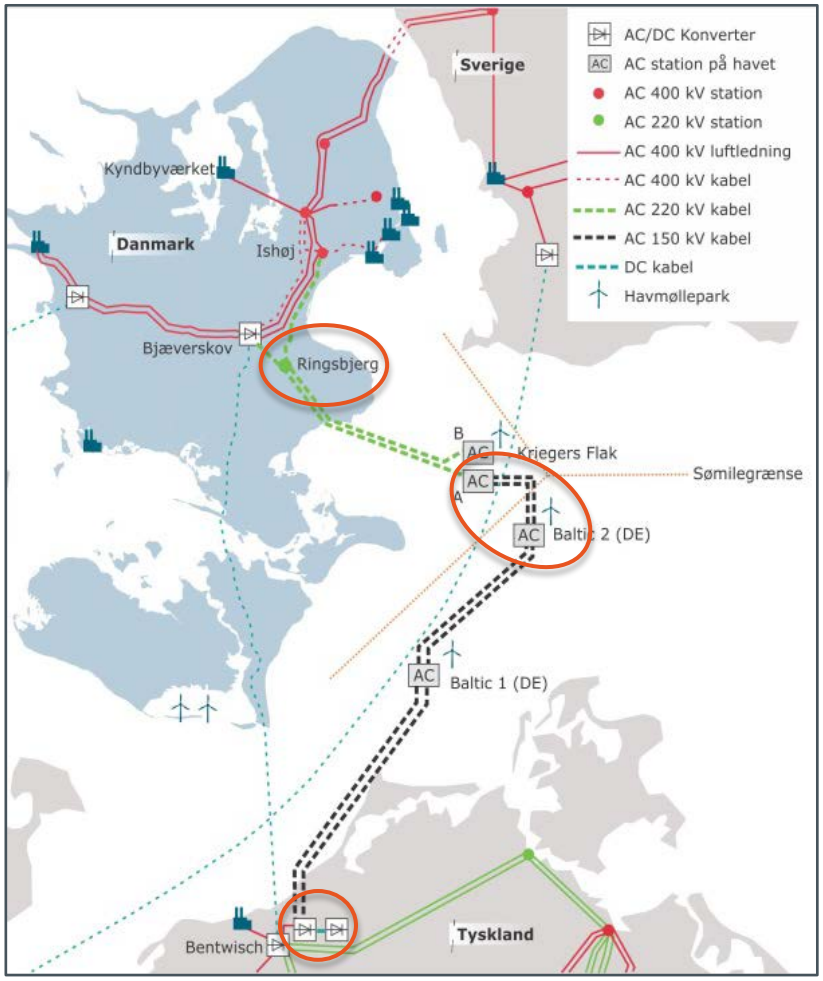
EEG-Novelle: Auswirkungen auf den NEP 2014 2. Entwurf

Zusammenfassung:

- Windenergie an Land ist weiterhin bestimmend für den Netzausbaubedarf.
- Es ist keine signifikante Reduzierung im Netzausbaubedarf an Land zu erwarten.
- Die Notwendigkeit von Ausbaumaßnahmen nimmt langfristig gesehen nicht stark ab, hat bestenfalls *lokal begrenzte Auswirkungen* bzw. wird lediglich *zeitlich gestreckt*.
- Es erfolgt eine Süd-Nord-Verschiebung von Onshore-Windenergie von Sachsen und Sachsen-Anhalt nach Mecklenburg-Vorpommern.
- In Mecklenburg-Vorpommern wird eine Verstärkung der bestehenden 220-kV-Leitungen auf 380 kV Pasewalk – Iven – Lubmin, Lubmin – Lüdershagen – Bentwisch – Güstrow nun schon etwas früher notwendig.

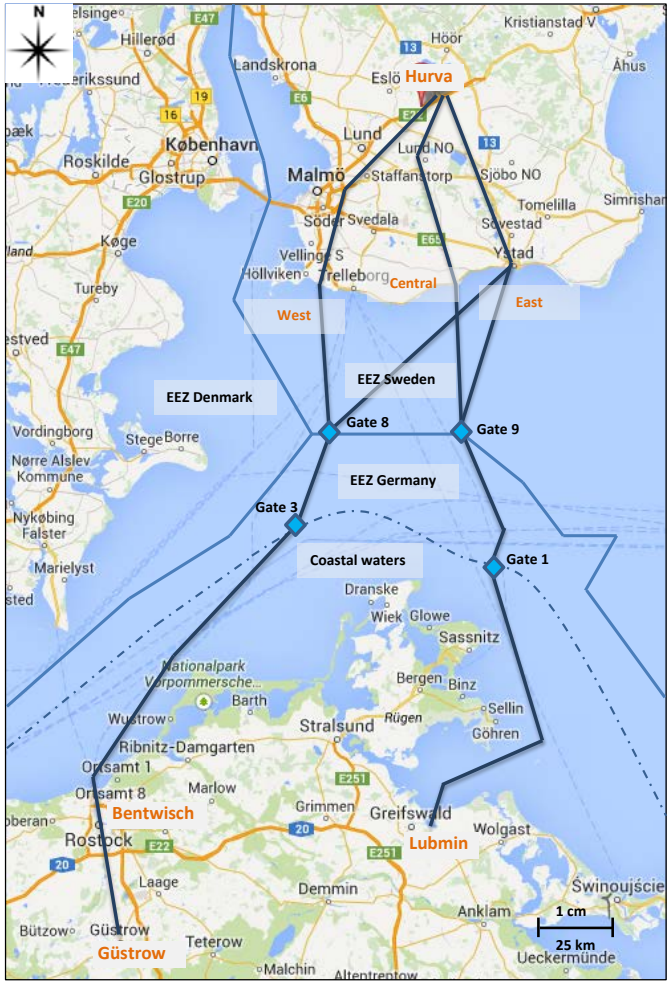
Auch nach EEG-Reform bleibt Nord-Süd-Transportbedarf erhalten. Leistungsstarke Leitungen zum weiträumigen Transport von Windstrom nach Süddeutschland gebraucht.

Geplante Interkonnektoren (I): Combined Grid Solution zwischen Deutschland und Dänemark



- Die von der EU geförderte **Combined Grid Solution (CGS)** soll Netzanbindung der Offshore-Windparks Baltic 2 (DE) und Kriegers Flak (DK) **mit deutsch-dänischem Interkonnektor** verbinden.
- Gemeinsame Machbarkeitsstudie zeigt: **CGS vorteilhaft sowohl aus technischer als auch aus Kostenperspektive** gegenüber „normaler“ Netzanbindung von Baltic 2.
- **Januar 2015: Kooperationsabkommen** zu technischem Konzept für Interkonnektor zwischen Energinet.dk und 50Hertz. Start der Ausschreibungen in 2015.

Geplante Interkonnektoren (II): Hansa PowerBridge zwischen Deutschland und Schweden



- Für 50Hertz **Zugang zu schwedischen Wasserspeichern**, für Svenska kraftnät zu **günstigen deutschen Erneuerbaren**.
- **Langfristige Strategie:** Verlängerung innerdeutsche HGÜ-Verbindungen zur optimalen Nutzung von PV, Wind und Wasser.
- **Memorandum of Understanding und Machbarkeitsstudie 2014** zeigt viel-versprechenden Business Case mit hohem volkswirtschaftlichem Nutzen für Europa, Schweden und Deutschland**.**

Drei Gründe für Nord-Süd-HGÜ-Verbindungen

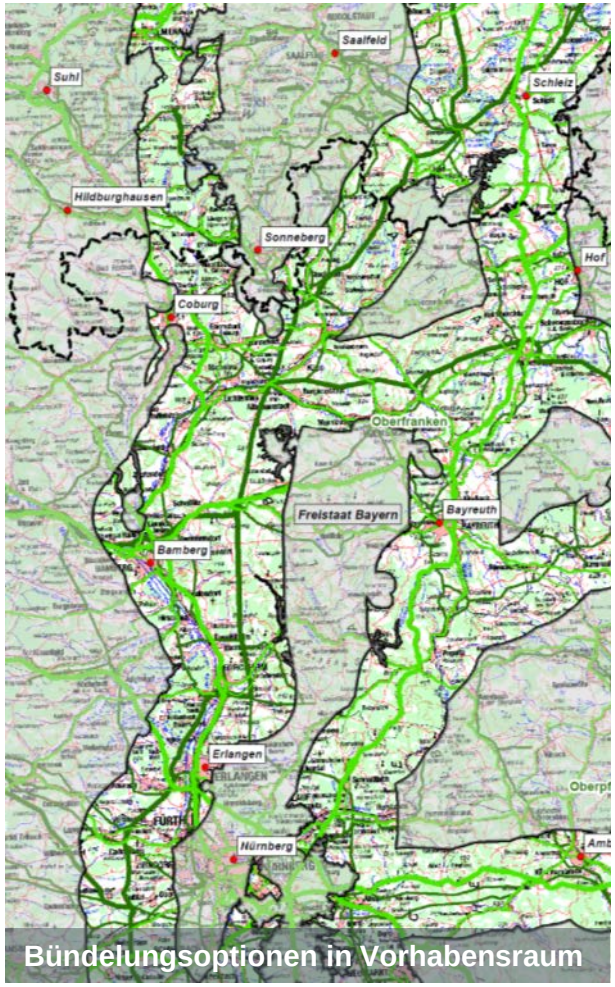
1. **Integration der Erneuerbaren:** Die erneuerbaren Energien werden im Norden verstärkt ausgebaut, der erzeugte Strom kann vor Ort jedoch nicht verbraucht werden. Der überschüssige Strom muss aufgesammelt werden und in die Verbrauchszentren im Süden abtransportiert werden.

2. **Systemsicherheit:** Schon heute sind die Systeme an der Grenze der Belastbarkeit. In Zukunft werden die Leitungen noch stärker strapaziert. Ein Ausbau der Übertragungskapazität ist für die Sicherheit des Systems unerlässlich.

3. **Zugang aller Bundesländer zu günstigen Energiepreisen:** Dies ist auch Grundlage des EU-Energiebinnenmarktes mit einem engpassminimierten Netz. Wenn Deutschland nicht zeigen kann, dass innerdeutsche Engpässe nur temporär sind, droht realistisch der Zerfall in zwei Preiszonen.

Wie schaffen wir Verständnis und finden Lösungen, die regional verträglich sind?

Wie schaffen wir Verständnis?



Bündelungsoptionen in Vorhabensraum

Verständnis für den Netzausbau durch:

1. Dialog fördern und Beteiligung ermöglichen
2. Bündelungsoptionen prüfen
3. Vorhandene Trassen nutzen
4. Ausgleichszahlungen an Gemeinden
5. Entschädigungen für Grundstückseigentümer
6. Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen
7. Ökologisches Schneisenmanagement
8. Möglichkeiten der Erdverkabelung
9. Alternative Mastdesigns

Grundsatz: Netzausbau soll Menschen, Natur und Landschaftsbild so wenig wie möglich beeinträchtigen.

1. Dialog fördern und Beteiligung ermöglichen

Know-how der Bürger vor Ort nutzen

- durch Konsultation bei Erstellung NEP-Entwurf,
- durch frühzeitige Beteiligung während Antragsformulierung
- durch formelle Beteiligung während Genehmigungsverfahren

2. Bündelungsoptionen prüfen

Beispiel: 380-kV-Nordring, Berlin

Bei der Planung von Leitungswegen werden Möglichkeiten zur Bündelung mit vorhandener Infrastruktur geprüft, z.B. mit

- Autobahnen und Bundesstraßen
- vorhandenen Leitungstrassen oder
- Bahnlinien

3. Vorhandene Trassen nutzen

Über Bündelung von Leitungstrassen hinaus:

- Nutzung bestehender Leitungstrassen unter Mitnahme der vorhandenen Leitungen auf einem Mastgestänge.
- Hierdurch Synergien auch mit Leitungen niedrigerer Spannungsebenen möglich.

4. Ausgleichszahlungen an Gemeinden

Transparente Kriterien erlauben Zahlungen an Gemeinden zum Ausgleich für Stromleitungen über Gemeindegebiet (§ 5 Abs. 4 StromNEV):

- Bis 40.000 Euro je Leitungskilometer über Gemeindegebiet.
- Nur bei Leitungsneubau.
- Abschluss der Vereinbarung nach Planfeststellung.
- Auszahlung nach Inbetriebnahme.

- Erstmals 2012 bei 23 Gemeinden an Nordleitung in Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein.

5. Entschädigungen für Grundstückseigentümer

Grundstückseigentümer für Flächennutzung entschädigt:

- Entschädigung erfolgt als einmaliger Zahlung in Geld als Ausgleich für Rechtsverlust
- Ausgangspunkt ist Art. 14 Abs. 3 GG
- Höhe der Entschädigung wird in der Regel einvernehmlich mit Grundstückseigentümer vereinbart.
- Für baubedingte Schäden erfolgt voller Ausgleich an den Berechtigten.

6. Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen

Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen kompensieren Natureingriffe, die bei Großprojekten nicht immer zu vermeiden sind

- In diesen Fällen regelt Bundesnaturschutz-gesetz (§ 15) Maßnahmen zum Ausgleich.
- ÜNB suchen u.a. mit Gemeinden nach Maßnahmen mit hohem Nutzen.
- Art der Maßnahmen hängt vom Umfang des Eingriffs und evtl. Schutzstatus ab.
- Behörde entscheidet über Eignung einer Ausgleichs- oder Ersatzmaßnahme.
- Ziel: Gemeinsam mit Gesetzgeber nach flexibler Handhabung streben, z.B. bei der Bündelung mit Autobahnen Lärmschutzwände errichten.

Beispiele für Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen

Entsiegelung (Bsp. Schloss Kannawurf/TH), Rückbau von Gebäuden, Kasernen etc.

Anpflanzungen von Baumalleen, -reihen, Hecken und Anlage von Streuobstwiesen (Bsp. Schleswig-Holstein)

Bau einer Amphibien-schutzanlage (Bsp. „Wohlrosetal“ in Thüringen)

Anlage von Kleingewässern, Renaturierung von Fließ- und Stillgewässern

Maßnahmen zur Erstaufforstung und Waldrandgestaltung, Anlage und Unterhalt von Extensivflächen

Für den Artenschutz: Neue Nistplätze, Fledermaus-Quartiere oder Reptilien-lebensräume

7. Ökologisches Schneisenmanagement

Vorgehen soll Naturraum unter Freileitungen aufwerten und Biodiversität stärken

- Einschlag begrenzen:
  - Bewuchs bis sicherheitsrelevante Höhe zulassen
  - Langsamer/niedriger wachsende Arten zupflanzen
- Aktiver Vogelschutz:
  - Sichtmarkierungen der Leitungen
  - Nisthilfen auf Leitungsmasten
- Zwei Pilotvorhaben bei Kleineutersdorf (Saale-Holzland-Kreis) und Oberweißbach (Saalfeld-Rudolstadt) abgeschlossen.
- 2012 EU-geförderte Studie zum Thema

8. Möglichkeiten zur Erdverkabelung nutzen

Erdverkabelung im Modell

Mit der EEG-Novelle wurde im Sommer 2014 auch das Bundesbedarfsplangesetz geändert

Damit ist

- künftig Erdverkabelung für Gleichstromtrassen möglich.
- Dies kann Trassenlänge reduzieren
- und entspricht Bürgererwartungen

Weitere Option:

- „Elektrischer Ausgleich“ – Verkabelung von 110-kV-Strecken und Mittelspannungsebene als Ausgleich für Zubau von Freileitungen.

9. Alternative Mastdesigns

Beispielbild für Vollwandmast

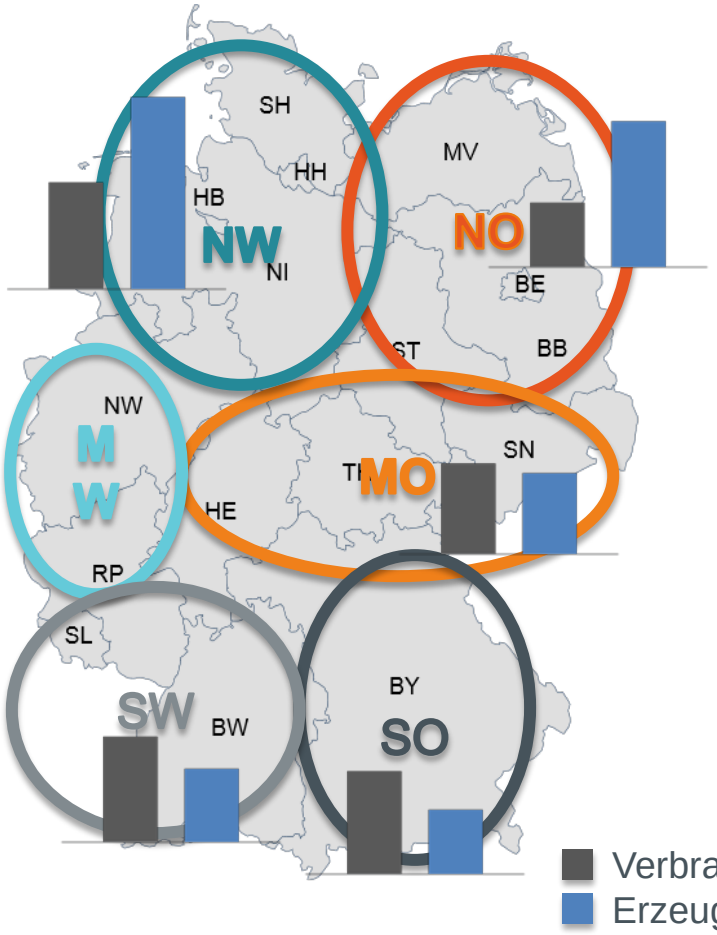
Forschungsvorhaben „Raumoptimierte Freileitung“

- Inhalt: Grundlagen für innovative 380-kV-Freileitung erforschen und Versuchsanlage realisieren
- Projektlaufzeit: Dezember 2013 – März 2018
- Projektpartner aus Wirtschaft und Forschung, Koordination durch 50Hertz
- Ziel: Neues Mastdesign mit möglichst geringem Landschaftsverbrauch entwickeln.
- Dafür Höhe der Masten, Durchhang der Leiterseile sowie Trassenbreite reduzieren.

Backup: Preiszonen

Energiebilanz im Jahr 2024 (Strommengen in TWh)

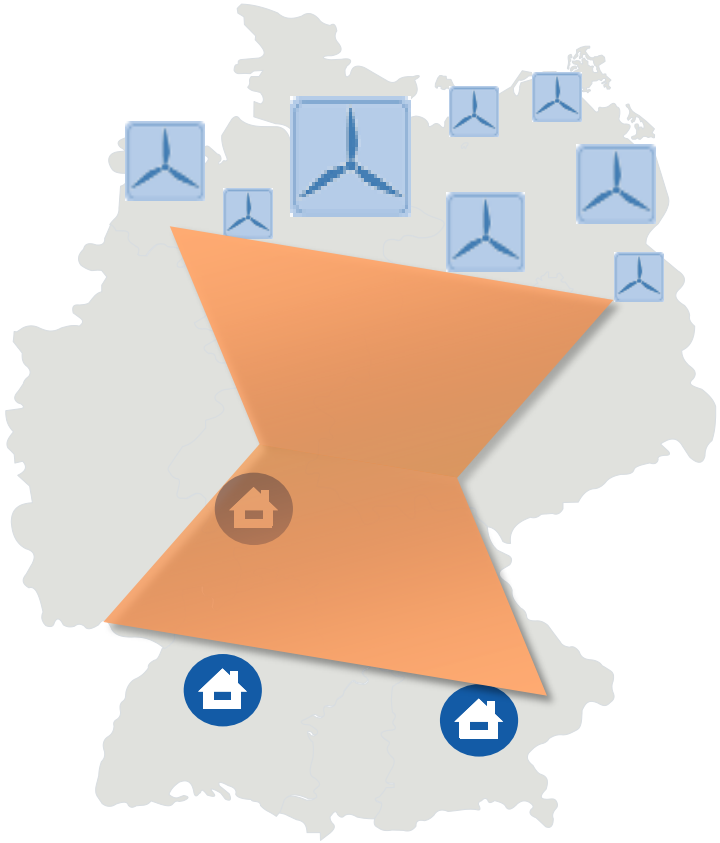
gemäß Marktsimulation NEP 2014, Szenario B2024*



	B2024*	
	Verbrauch [TWh]	Erzeugung [TWh]
NW	83,8	152,8
NO	**50,9**	**116,4**
MW	181,6	173,6
MO	72,9	66,6
SW	**84,4**	**60,1**
SO	**81,1**	**51,8**

Überschuss ab günstigen Strom aus dem Norden wird im Süden Deutschlands gebraucht.

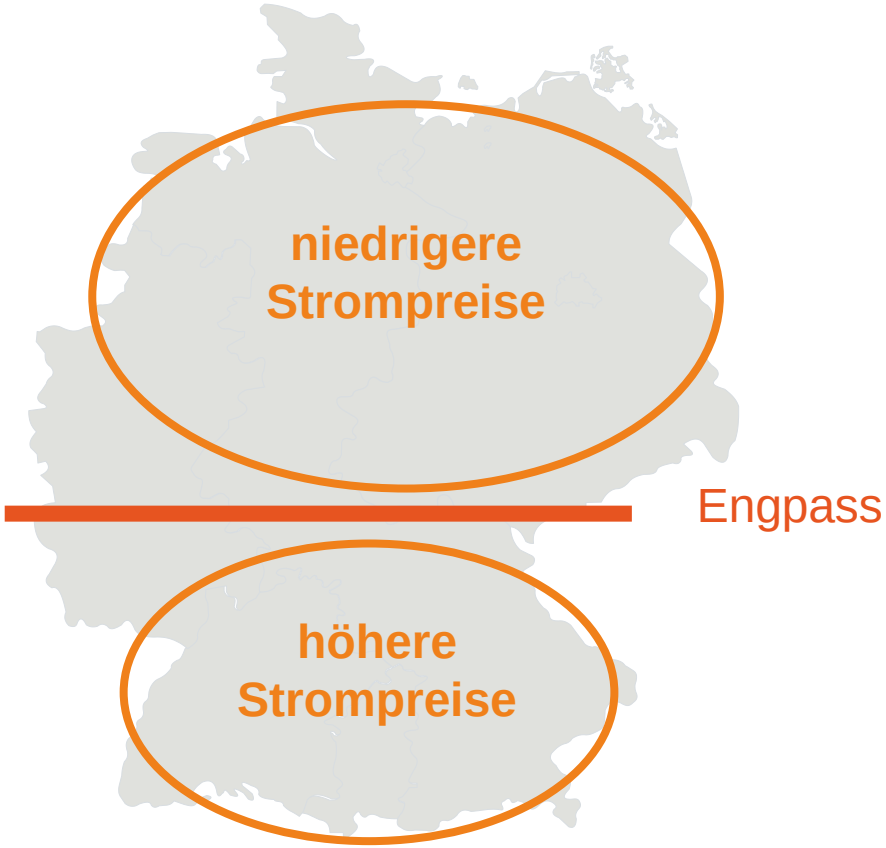
Folgen eines Nicht-Ausbaus zwischen Norden und Süden



- Schon heute sind Nord-Süd-Trassen bei Starkwind ausgelastet
- Redispatch verursacht Kosten im Jahr von 100-200 Mio. Euro
- Netzstabilität erfordert regelmäßig Eingriffe sowie Abregelung von Photovoltaik- und Windkraftanlagen

Ohne Nord-Süd-Trassen können Engpässe nicht behoben werden – es droht Teilung des Strommarkts.

Konsequenz, wenn Leitungsbau ausbleibt: Einführung von zwei Preiszonen

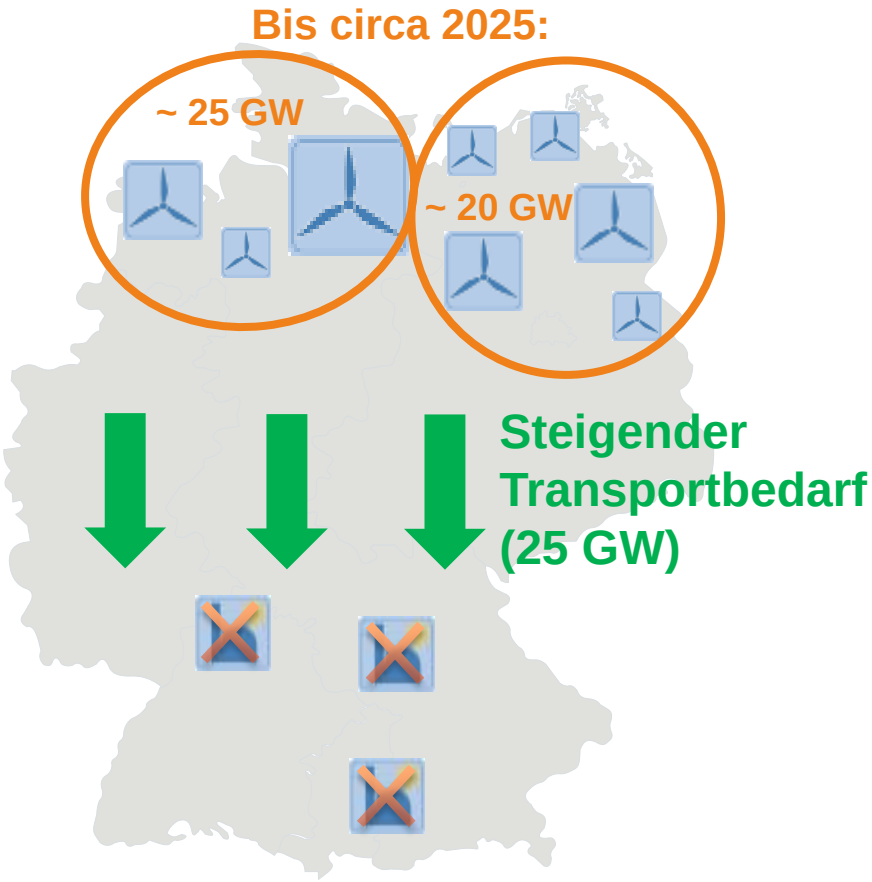


- Ohne Gleichstromleitung müsste die deutsch-österreichische Preiszone aufgeteilt werden.
- Die Folge:
  - Strompreise im Süden wären rund ein Drittel höher als im Norden.
  - Für Gesellschaft entstehen Zusatzkosten von rund 600 Mio. Euro pro Jahr.

Übersicht der Auswirkungen innerdeutscher Preiszonen

	in Süddeutschland	in Norddeutschland
Auf die Börsenpreise	**Steigende Börsenstrompreise** (+6 €/MWh) durch Mangel an Erzeugungskapazität und teure Technologien (Gas, Laufwasser, PSW, PV etc.).	Leicht **sinkende Börsenstrom-preise**, da Überschuss günstiger Erzeugung (Wind, Braunkohle). Konventionelle, KWK etc. werden seltener betrieben.
	Erhöhte Stromerzeugungskosten in Nord und Süd durch Ineffizienzen um ca. 600 Millionen Euro pro Jahr.	
Kapazitäts-märkte	**Deutlich höhere Kapazitätspreise**, da Kapazitätsdefizit Kraftwerks-neubau erfordert (+2-3 €/MWh)	**Geringere Kapazitätspreise** durch einen Kapazitätsüberschuss.
SDL-Märkte	Aufteilung der Märkte für die verschiedenen Regelenergiearten/ Systemdienstleistungen führt zu **höheren Preisen in Nord und Süd**.	
EEG	**Kosten für EEG-Förderung steigen in Nord und Süd**, weil u.a. sinkende Börsenpreise im Norden die Erlöse aus Windstromvermarktung verringern.	

Ausbau der Erneuerbaren bewirkt andere Infrastruktur für Stromübertragung



- Vorhandene Nord-Süd-Trassen sind heute schon überlastet – dies führt zu Redispatch-Kosten

Das Problem verschärft sich:

- Bis ca. 2025 stehen ca. 45 GW Windkraft nur 12 GW bestehender Transportkapazität gegenüber.
- Durch Kernenergieausstieg entfallen im Süden rund 8 GW Erzeugungsleistung.

Deshalb gilt: Der Netzausbau ist der notwendige Schlüssel zur erfolgreichen Energiewende