

Auswirkungen eines verzögerten Ausbaus der Kuppelkapazitäten auf das europäische Stromsystem



Projekt: „Modellbasierte Szenarienuntersuchung der Entwicklungen im deutschen Stromsystem unter Berücksichtigung des europäischen Kontexts bis 2050“

In Zusammenarbeit mit:



Gefördert durch:

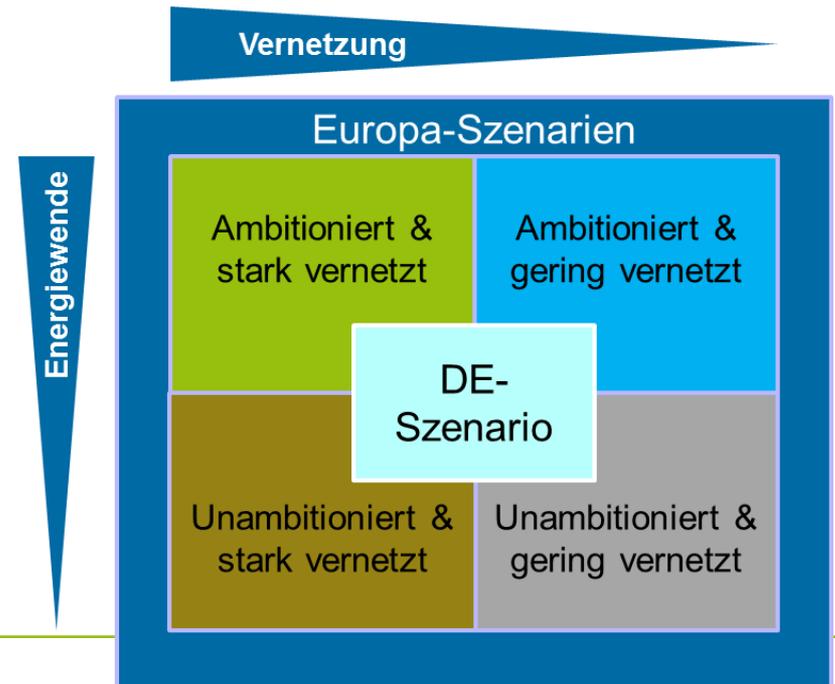


Fragestellung und methodisches Vorgehen



Untersuchungsgegenstand

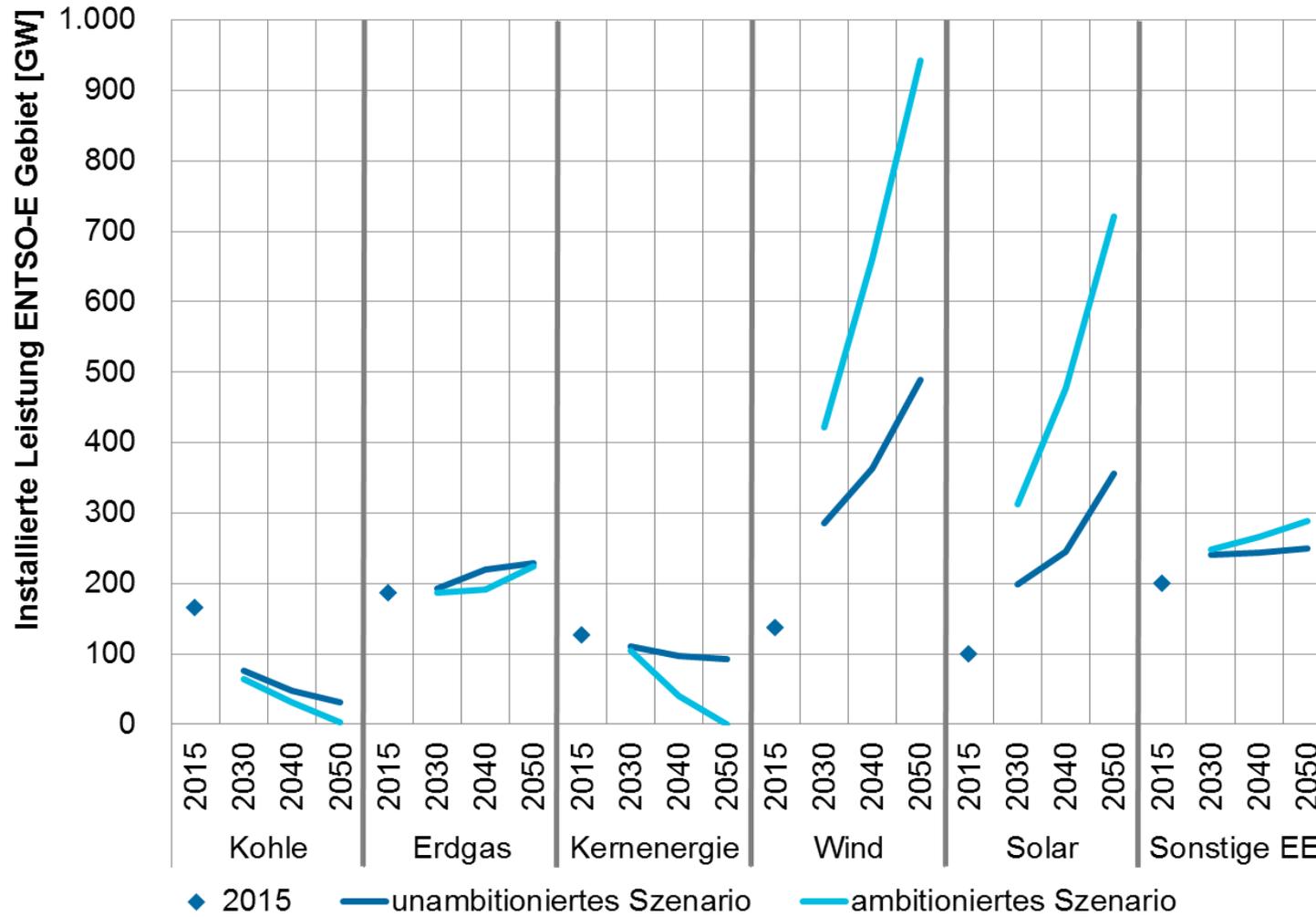
- Auswirkungen eines verzögerten Ausbaus der Kuppelkapazitäten in unterschiedlich ambitionierten Energiewende-Welten
- Deutschland ein Szenario (BMU Klimaschutzszenario 95)
- Strommarktmodellierung mit PowerFlex-EU
- Szenariojahre 2030, 2040 und 2050
- Kernindikatoren:
 - CO2-Emissionen
 - Stromerzeugung



Strommarktmodell PowerFlex-EU

- Einsatzmodell für thermische Kraftwerke, fluktuierende erneuerbare Energien, Speicher und Flexibilitätsoptionen
- Lineares Optimierungsproblem in stündlicher Auflösung mit perfekter Voraussicht
- Zielfunktion: Minimierung der kurzfristigen Gesamtkosten
- DE + 31 ENTSO-E Mitgliedsländer in aggregierter Form:
 - Jedes Land ist als ein Knoten abgebildet
 - Innerhalb eines Knotens wird ein einheitliches Marktgebiet ohne Netzingpässe unterstellt
 - Stromaustausch zwischen den Ländern erfolgt über den Transportmodell-Ansatz

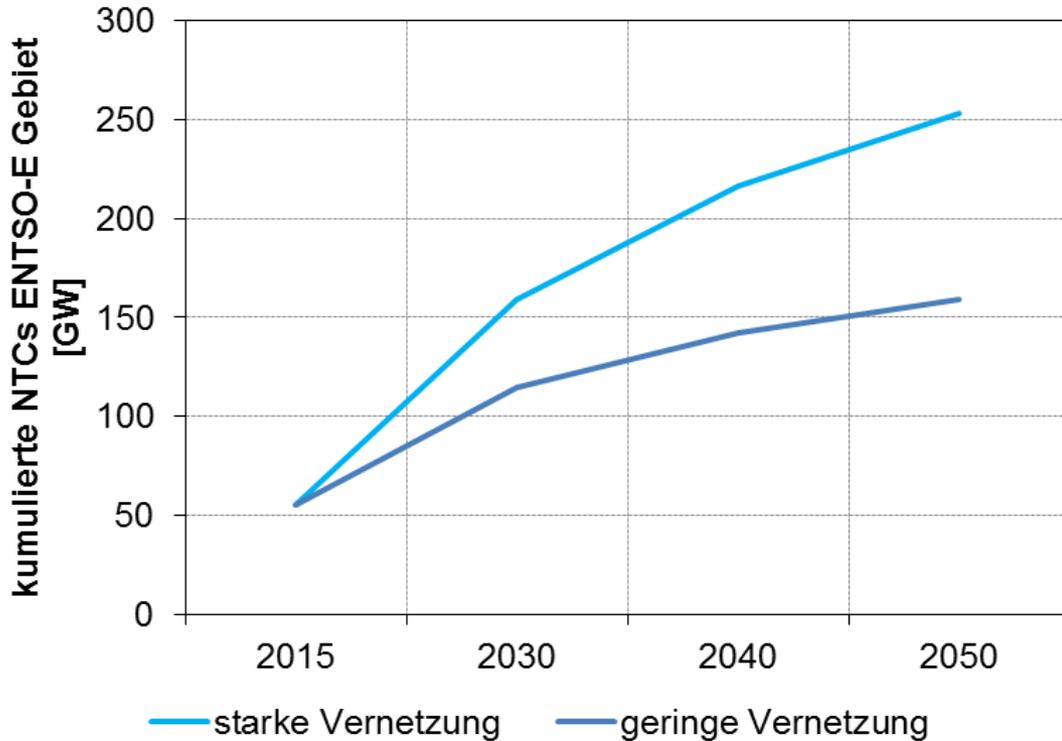
Installierten Kapazitäten - Europa



Quellen:

- Unambitioniert:: EU Reference Scenario 2016
- Ambitioniert: TYNDP 2018 Best Estimate, eHighway 2050 100%RES

Ausbau Kuppelkapazitäten



Quelle: Jacobs University Bremen

Starke Vernetzung - Quelle:

- eHighway 2050
 - 2030: Scenario 2030
 - 2040: Scenario Extended
 - 2050: Scenario Big&Market

Geringe Vernetzung - Vorgehen:

- Vergleich prognostizierte NTC-Kapazitäten TYNDP 2016 und TYNDP 2018 für das Jahr 2020
- Durchschnittlich 34% verringerter Ausbau
- Fortschreibung der relativen Verzögerung je Kuppelstelle

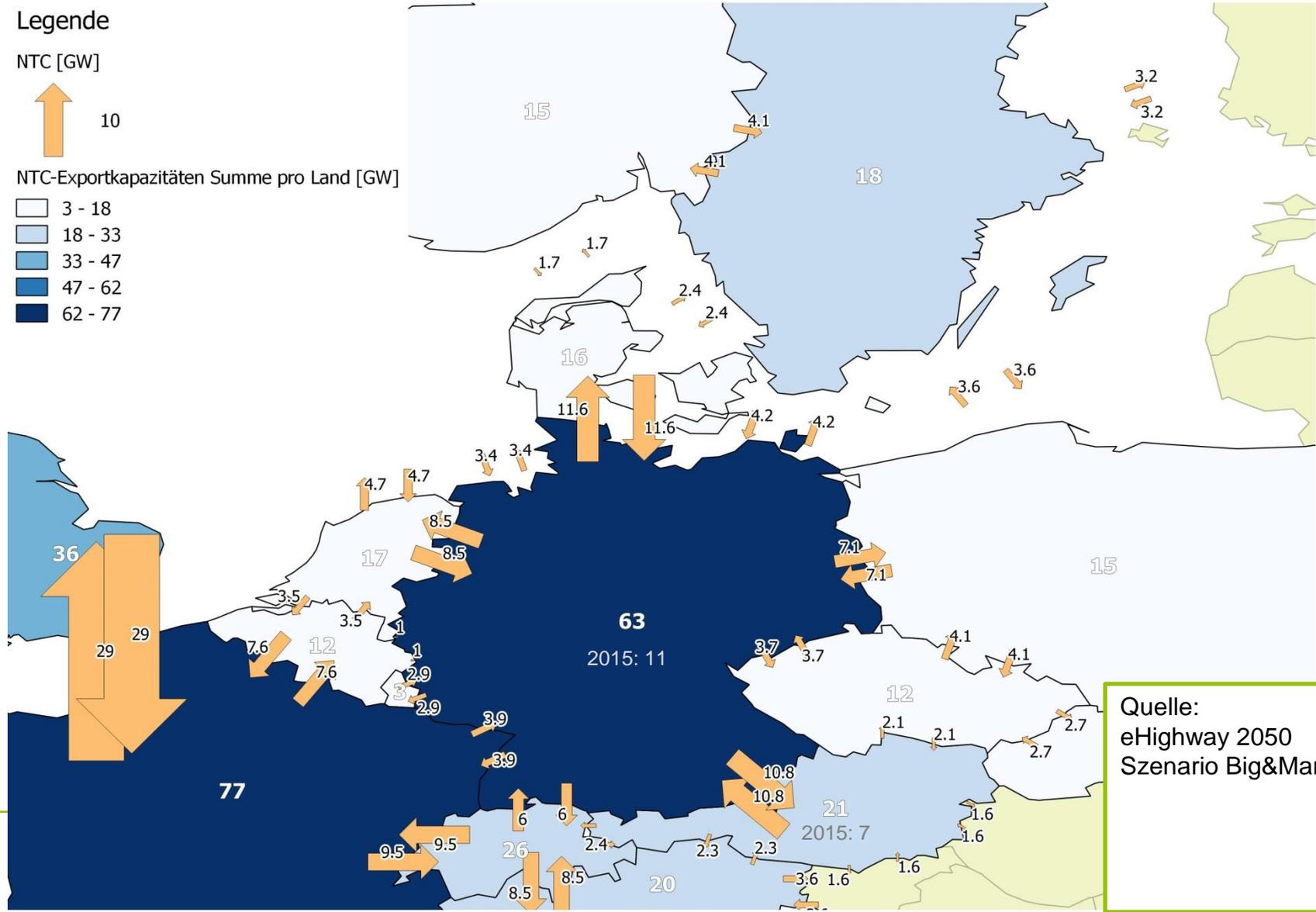
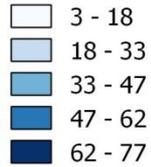
NTCs 2050 starke Vernetzung

Legende

NTC [GW]



NTC-Exportkapazitäten Summe pro Land [GW]

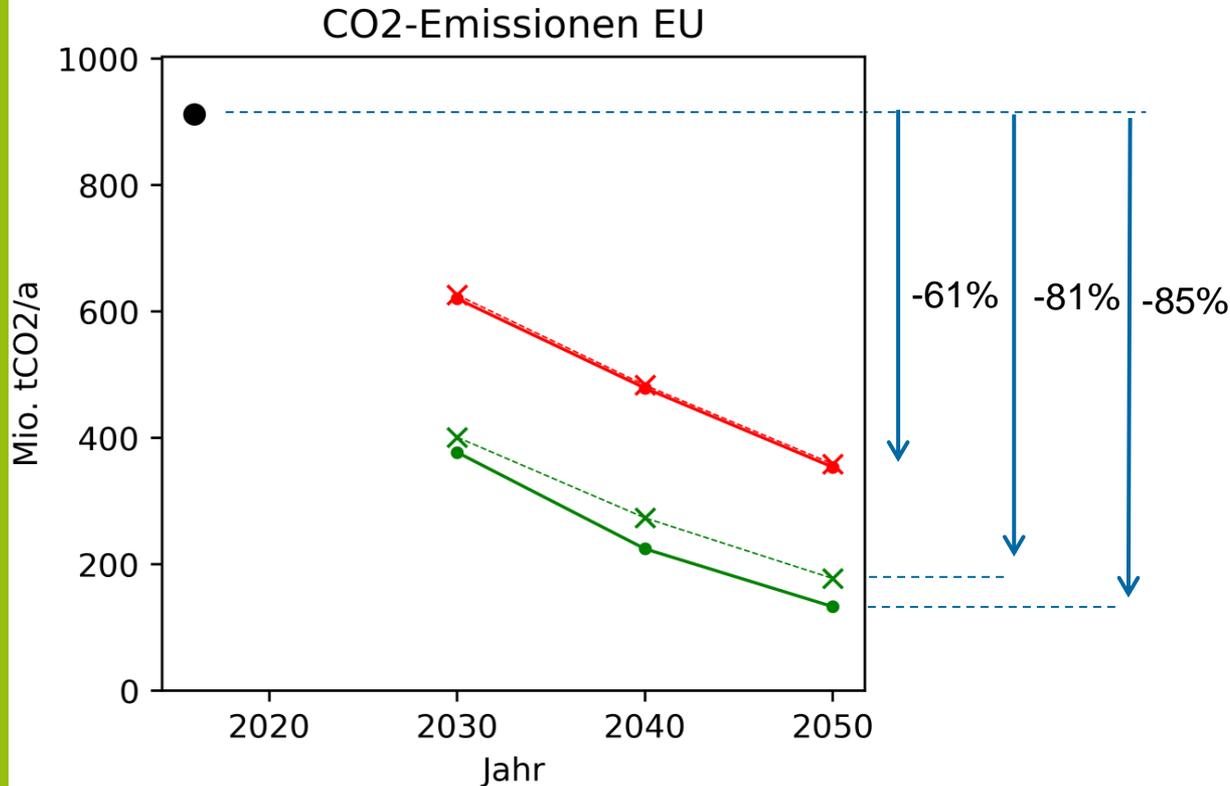


Quelle:
eHighway 2050
Szenario Big&Market

Ergebnisse



CO2-Emissionen Europa



- 2016
- ambitioniert & stark vernetzt
- unambitioniert & stark vernetzt
- - - X - - - ambitioniert & gering vernetzt
- - - X - - - unambitioniert & gering vernetzt

Effekte durch verzögerten Ausbau

Unambitioniertes Szenario:

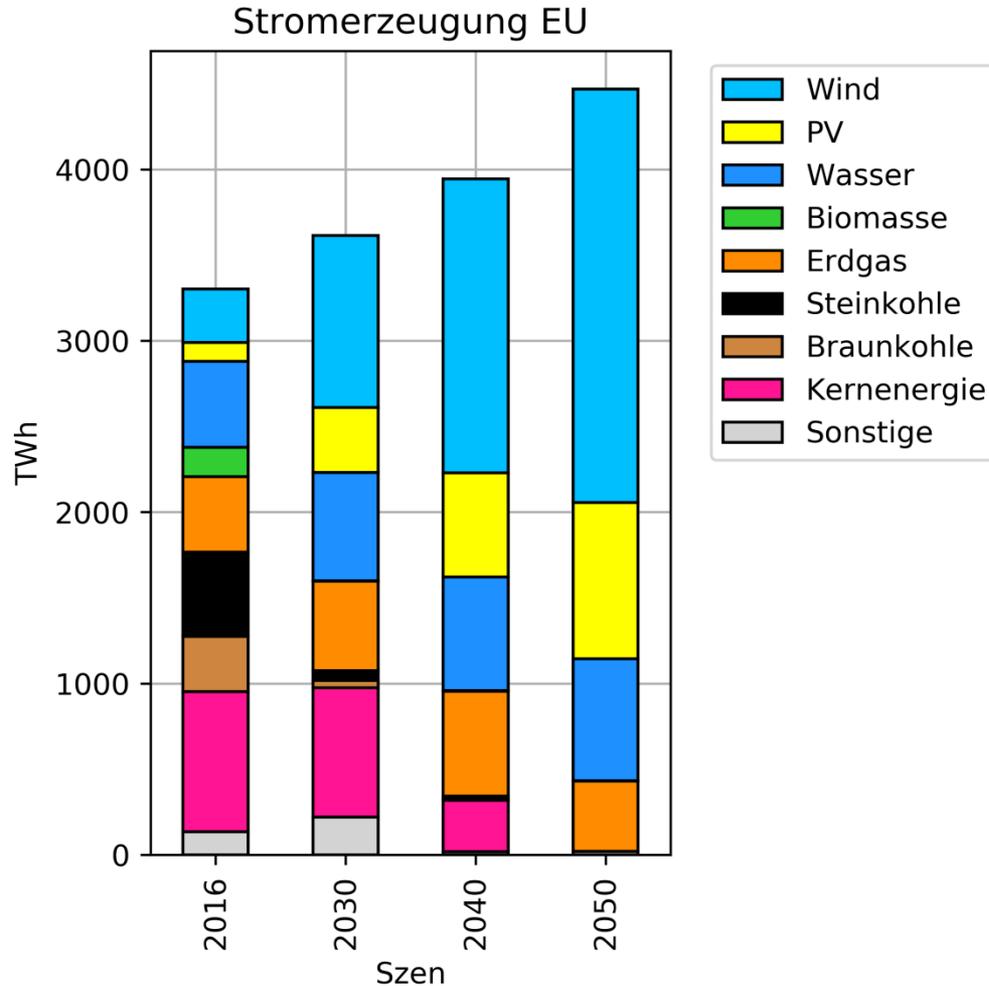
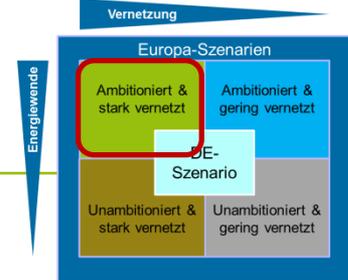
- Nur marginale Effekte
- Keine verringerte EE-Nutzung

Ambitioniertes Szenario:

- 2050:
+ 45 Mio. t CO2 (34%)

Stromerzeugung Europa

ambitioniertes Szenario stark vernetzt

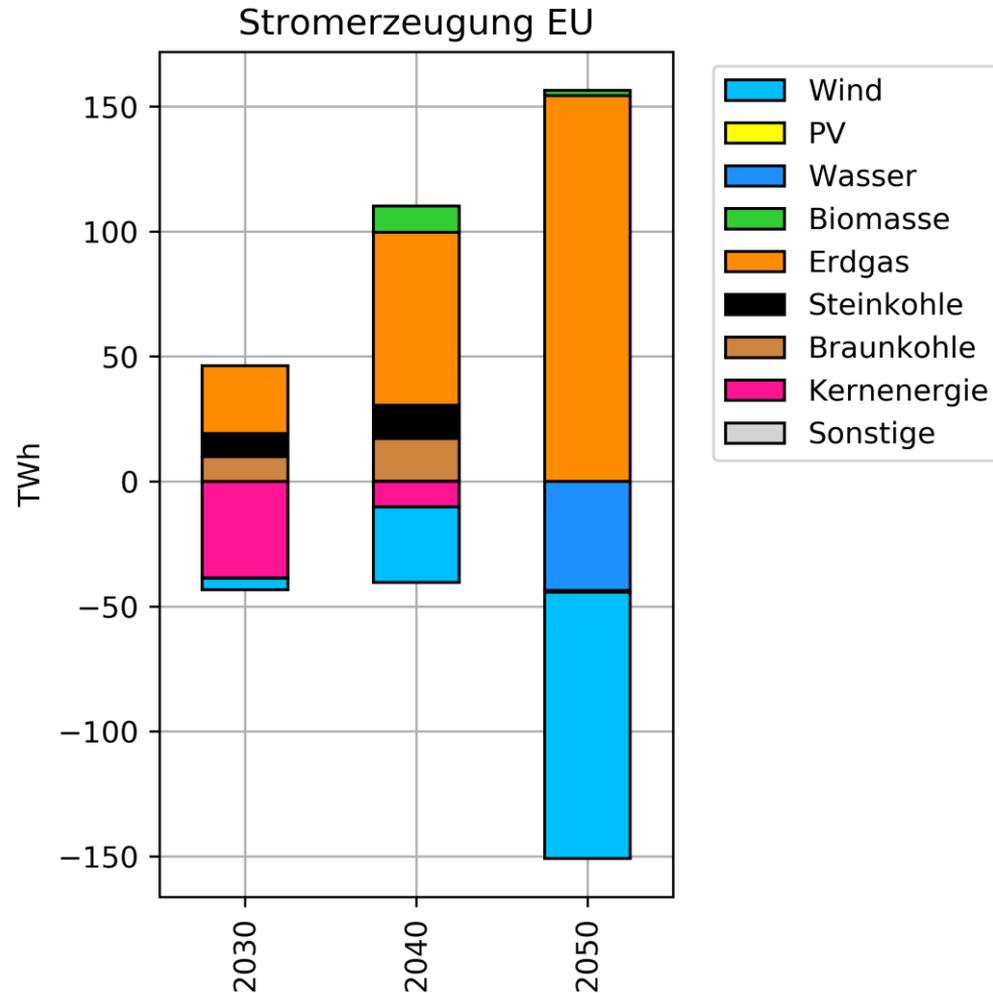
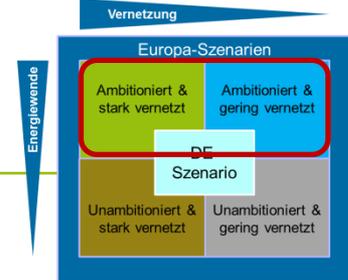


- Deutlicher frühzeitiger Rückgang der Kohleverstromung
- Steigerung EE-Anteil an der Stromerzeugung von 56% in 2030 auf 90% in 2050

Stromerzeugung Europa

ambitioniertes Szenario

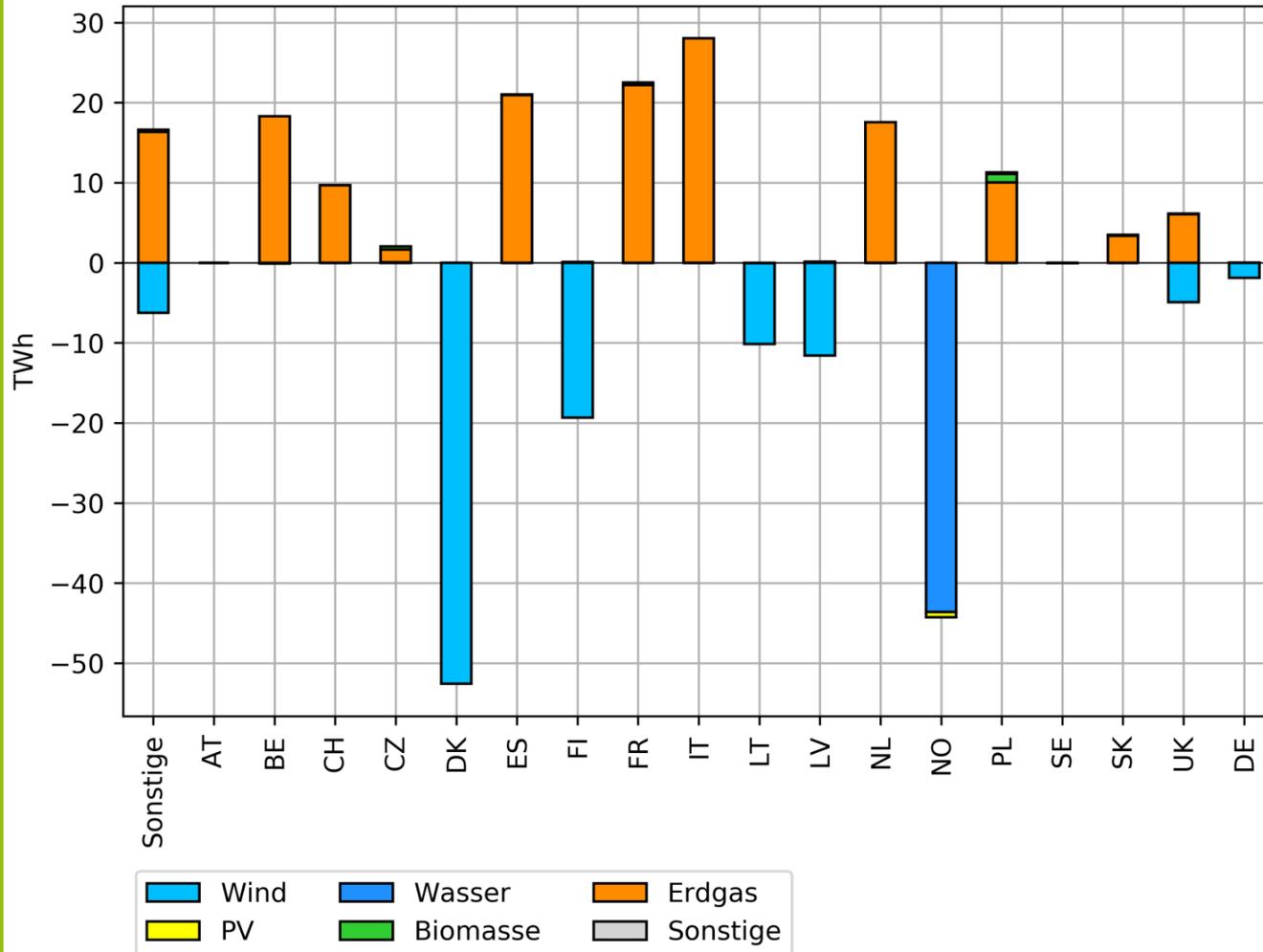
Auswirkung geringere Vernetzung



- Teurere Technologien werden verstärkt eingesetzt
- In 2050 reduziert sich der EE-Anteil an der Stromerzeugung auf 87%
- Emissionssteigerung in 2050 ist auf verstärkten Erdgas-Einsatz zurück zu führen

Stromerzeugung ambitioniertes Szenario

Veränderung durch geringere Vernetzung – Szenariojahr 2050



- Verringerte Integration von EE-Strom in Nord-Europa
- Stärkerer Einsatz von Gas-Kraftwerken in Mittel- und Süd-Europa

Zusammenfassung

- Deutlicher Ausbau/stärkere Nutzung der Kuppelkapazitäten in den kommenden Jahren angestrebt
- Historisch signifikante Minderung beim geplanten Ausbau der Kuppelkapazitäten zu beobachten
- Eine Fortsetzung der heute beobachteten Verzögerungen beim Ausbau der Kuppelkapazitäten, können bei der Umsetzung einer ambitionierten Energiewende zu signifikanten Mehremissionen führen (34% im ambitionierten Szenario im Jahr 2050).

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!
Thank you for your attention!

Haben Sie noch Fragen?
Do you have any questions?

David Ritter
Wissenschaftlicher Mitarbeiter

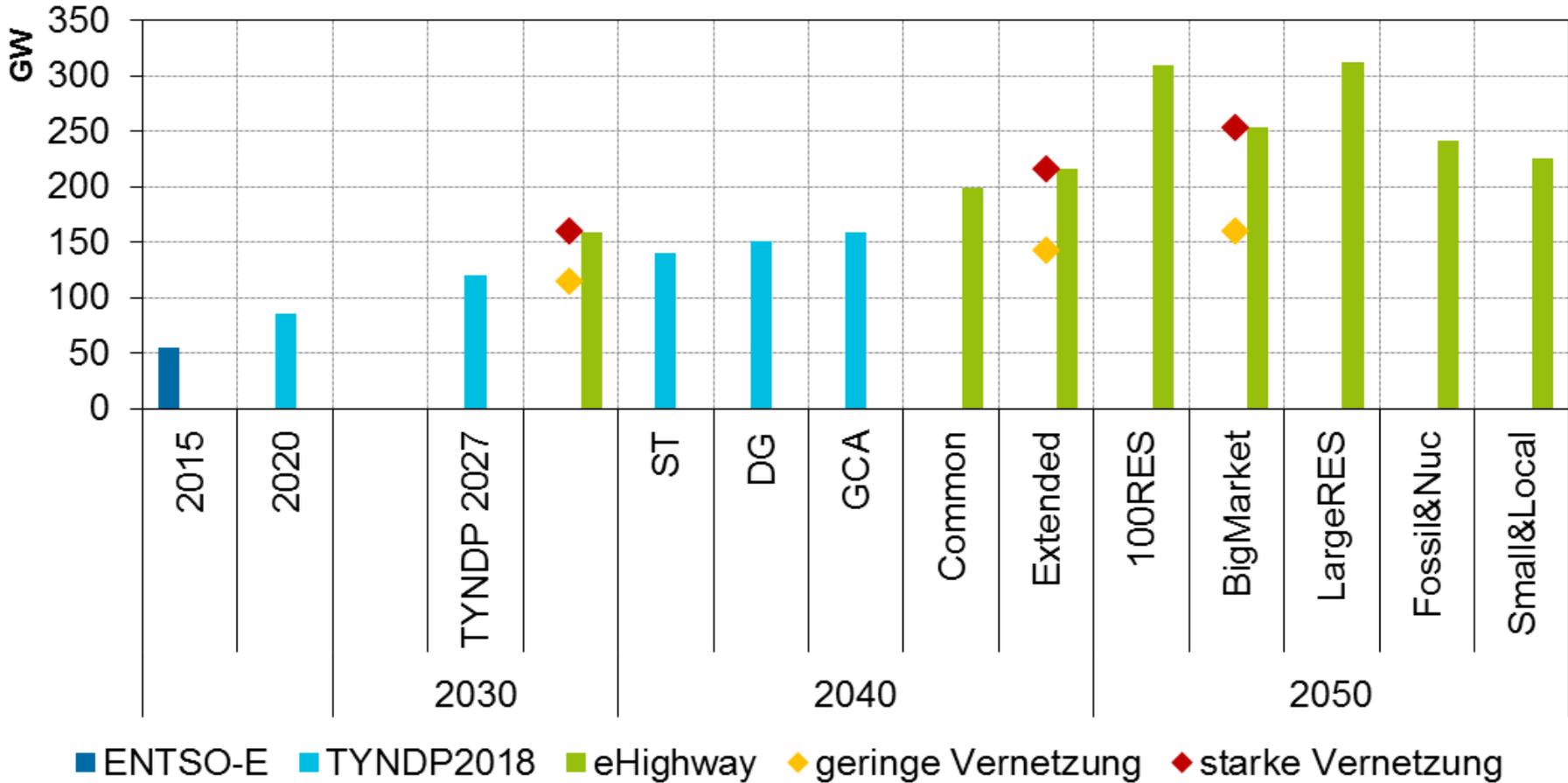
Öko-Institut e.V.
Geschäftsstelle Freiburg

Telefon: +49 761 45295-280
E-Mail: d.ritter@oeko.de

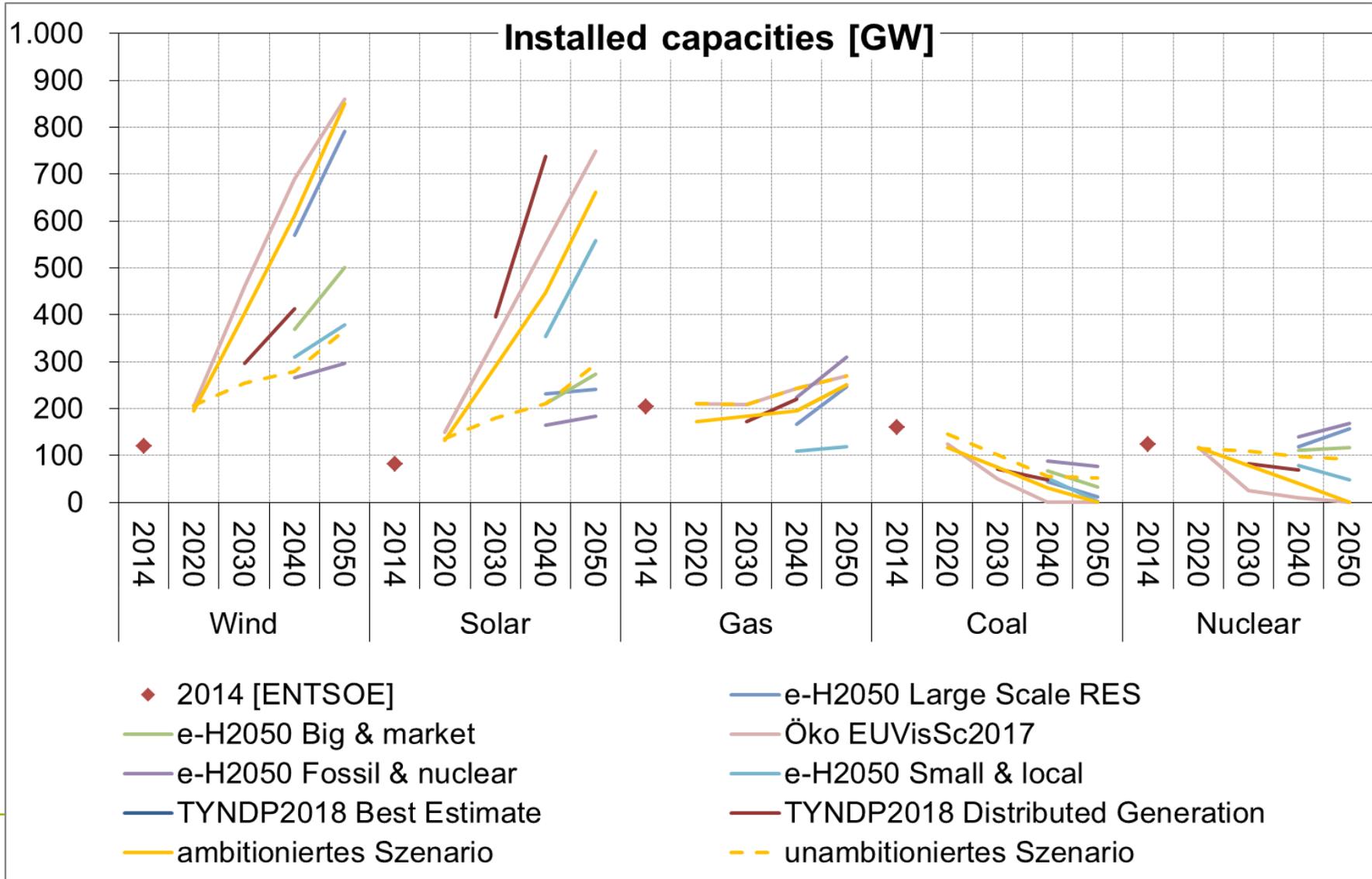
Back Up

Kumulierte NTCs – ENTSO-E Gebiet

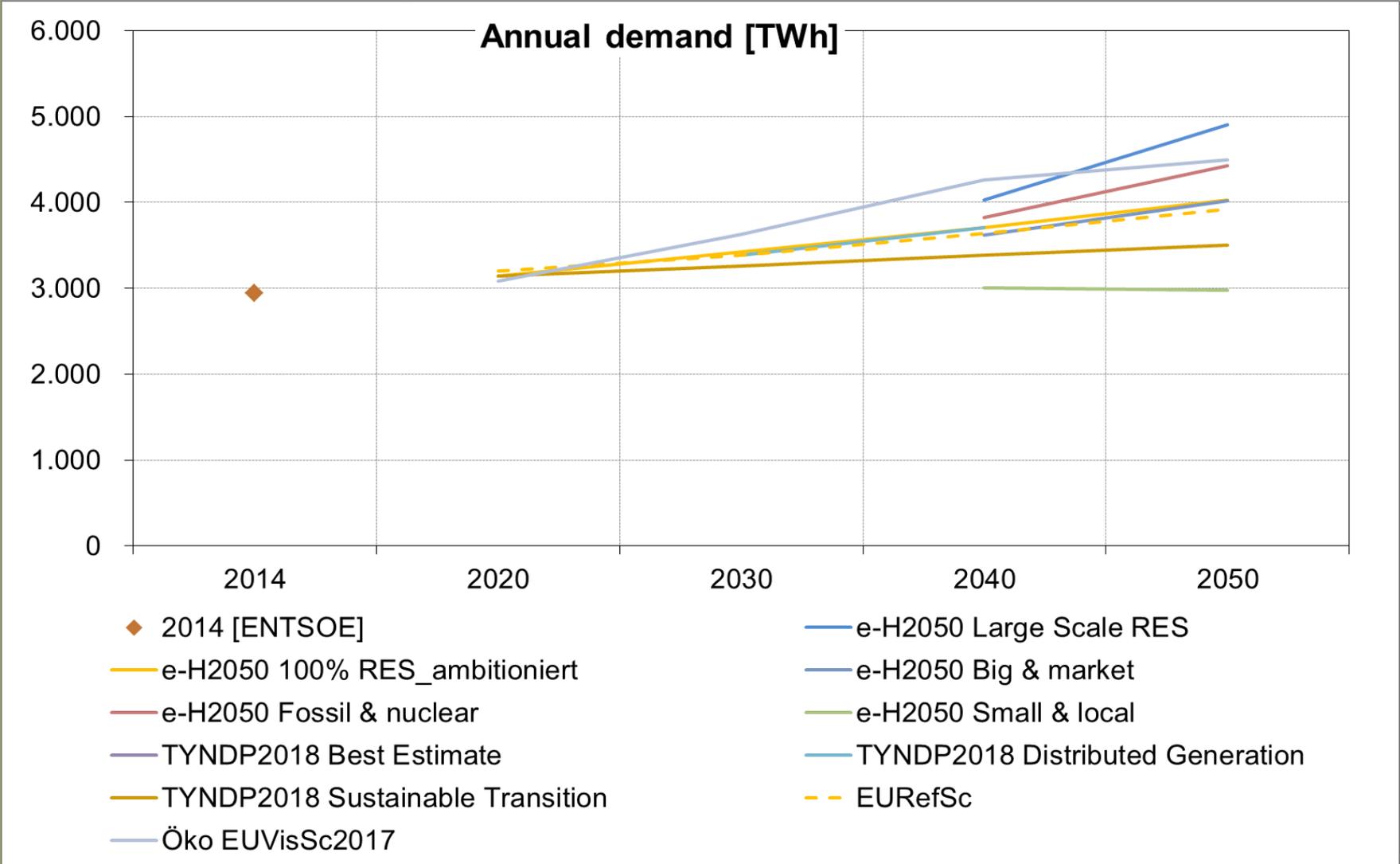
ENTSO-E Gebiet



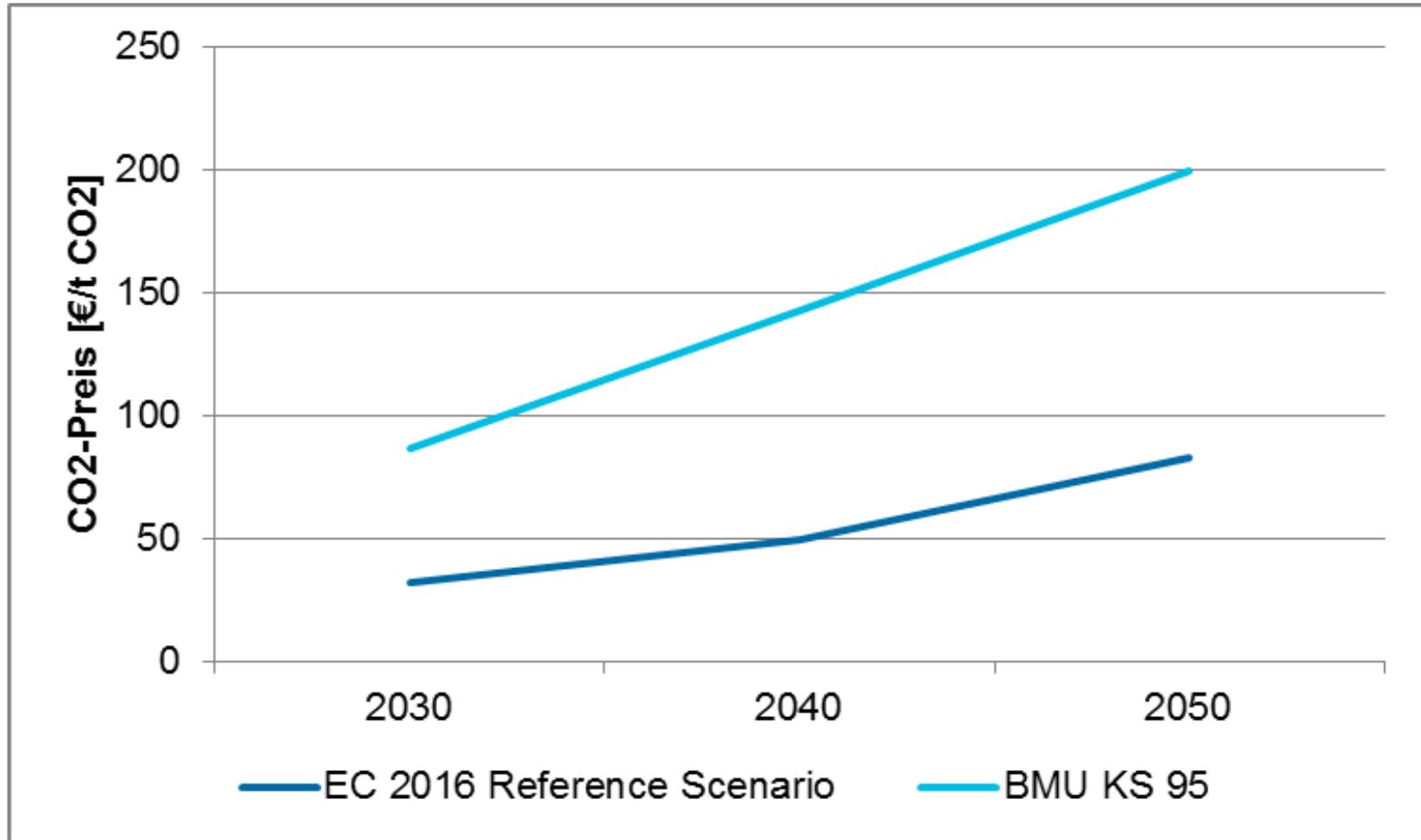
Installierte Leistungen – EU 28



Stromnachfrage – EU 28



CO2-Preise



Weitere Input-Daten

Speichertechnologien:

Technologie	Gesamtwirkungsgrad	Variable Kosten (€/MWh)	Be- und Entladekapazität	Speicherkapazität
Batterie	95%	0,1	10% der installierten PV-Leistung	10% der installierten PV-Leistung * 1h
Power-to-Gas (PtG)	30%	3,0	100% der Jahresspitzenlast	100% der Jahresgesamtlast

Verhältnis NTC/TC:

2016: Ø 31% (ACER Recommendation 02-2016)

2025: min. 70% (Interinstitutionale File: 2016/0379 (COD); Art. 14, 7a)