



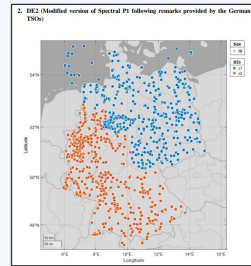
# Strompreiszonen in Deutschland

Nadja Helmer, Kirstin Ganz

# Welchen Einfluss hätte ein Strompreiszonensplit auf Deutschland?

## Hintergrund / Motivation

- Aktuell läuft der Bidding Zone Review, nach welchem entschieden wird, ob Strompreiszonen in DE sowie einige andere europäische Länder eingeführt werden



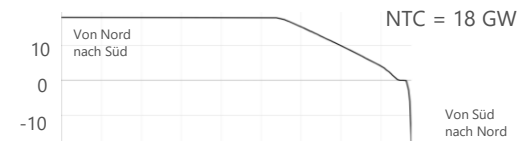
- Von den verschiedenen Optionen, wird die 2-Zonen-Option betrachtet
- Grundlage ist ein Szenario ohne CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele

## Forschungsfragen

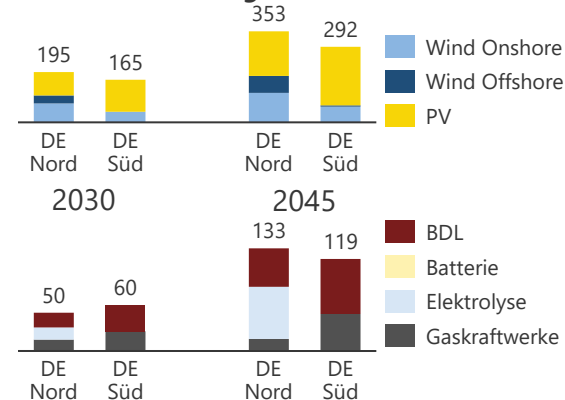
- Wie stark werden sich die beiden deutschen Zonen voneinander entkoppeln?
- Wie unterscheidet sich das zukünftige Energiesystem in Nord und Süd?
- Wie verändern sich die Strompreise?

## Ergebnisse und Fazit

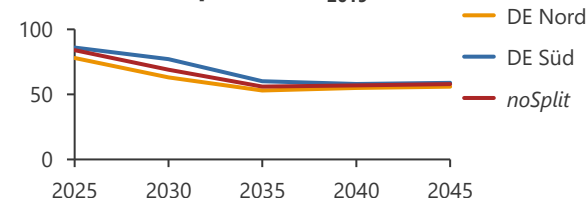
### Netto Stromhandel in 2030



### Installierte Leistung in GW



### Mittlere Strompreise in €<sub>2019</sub>/MWh



- Die angenommenen Übertragungskapazitäten sind wesentlich für die Entwicklung des Energiesystems der einzelnen Zonen und die resultierenden Strompreise
- Bei einem freien EE-Zubau (ab 2035) wird im Szenario Split durch regionale Kostenunterschiede etwas mehr Wind Onshore zugebaut als in noSplit.
- Ohne Strompreiszonensplit wird in Deutschland in 2030 ohne eine Vorgabe von Mindestausbauzielen noch keine Elektrolyse zugebaut. Im Szenario *Split* dagegen werden im Jahr 2030 aufgrund der niedrigen Residuallast im Vergleich zu *noSplit* im Norden bereits 16 GW zugebaut.
- Bidirektionale EVs (BDL) sind in beiden Szenarien aufgrund der verhältnismäßig geringen systemischen Investitionskosten und des hohen Potenzials die bevorzugte Flexibilitätsoption. Aus diesem Grund werden hier keine Großbatteriespeicher zugebaut. Dies entspricht nicht der aktuellen Entwicklung des Speichermarkts in Deutschland.
- Durch den Marktzonensplit steigen die Strompreise im Süden um maximal 8 €/MWh in 2030 und sinken im Norden um maximal 6 €/MWh gegenüber dem Szenario *noSplit*. Durch die Teilung in zwei Strompreiszonen sinken die Redispatchkosten und damit die Netzentgelte für die Verbraucher. Diese Kosteneinsparung gilt für beide Zonen und muss bei Berechnung der Kosten für Verbraucher mit berücksichtigt werden.

# Allgemeine Rahmendaten



Europäische Marktberechnung mit Aufteilung von Deutschland in 2 Zonen im Szenario *Split*



Vorgabe der Übertragungskapazitäten (NTC) zwischen DE Nord und DE Süd



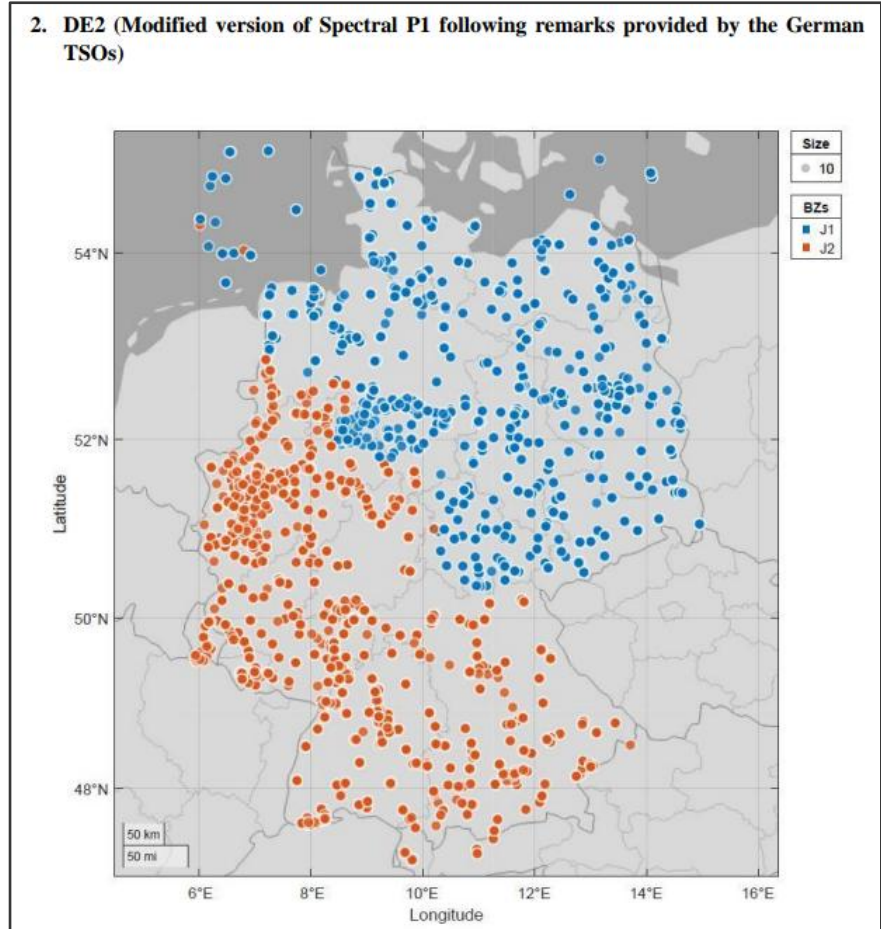
Keine Vorgabe von THG-Reduktionszielen



Ausbau der Erneuerbaren Energien bis 2030 fix vorgegeben basierend auf politischen Zielen. Danach dienen die Ziele als Mindestausbau.



Elektrische Flexibilitäten können frei zugebaut werden in beiden Zonen. Für bidirektional ladende Fahrzeuge sind Obergrenzen vorgegeben.



Quelle: ACER

# Forschungsfragen im Bereich Strompreiszonen



**1**

**Wie stark werden sich die beiden deutschen Zonen voneinander entkoppeln?**

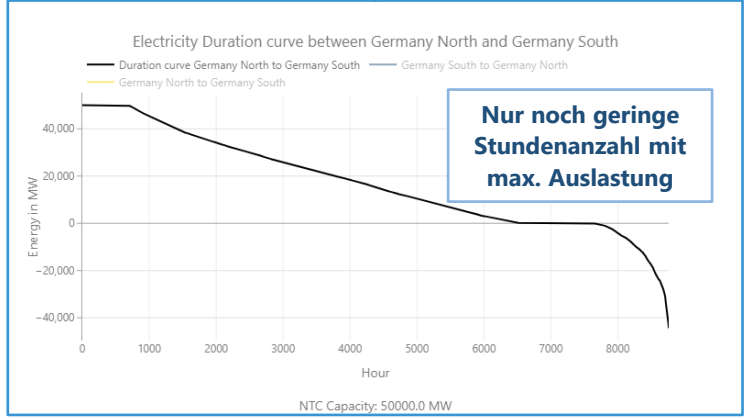
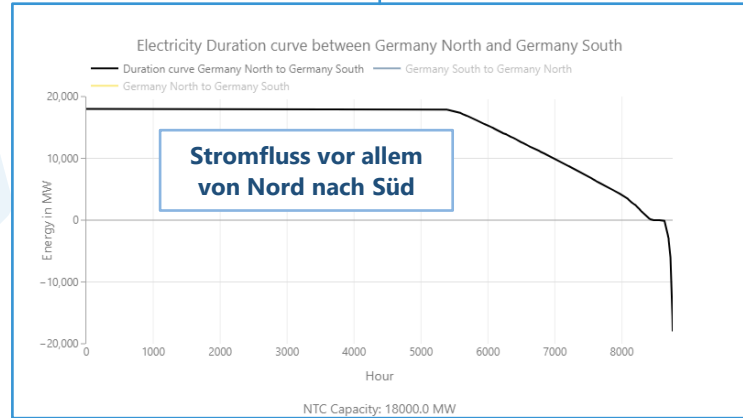
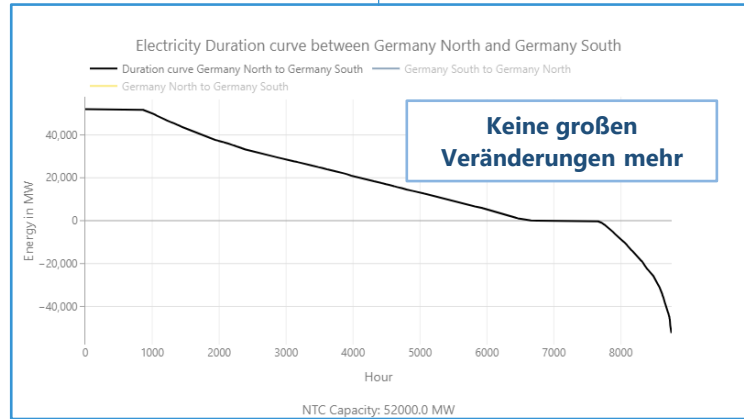
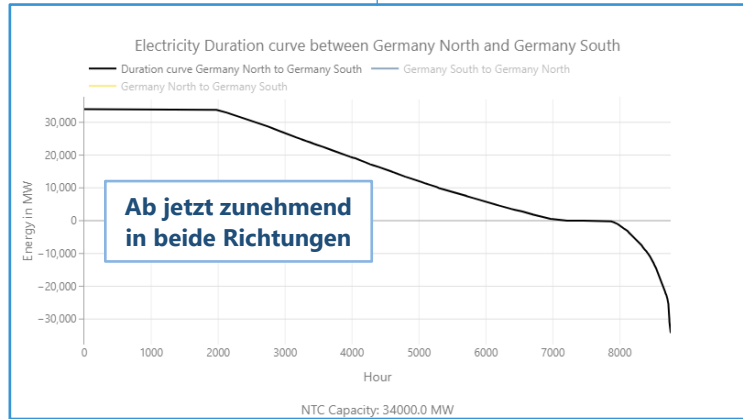
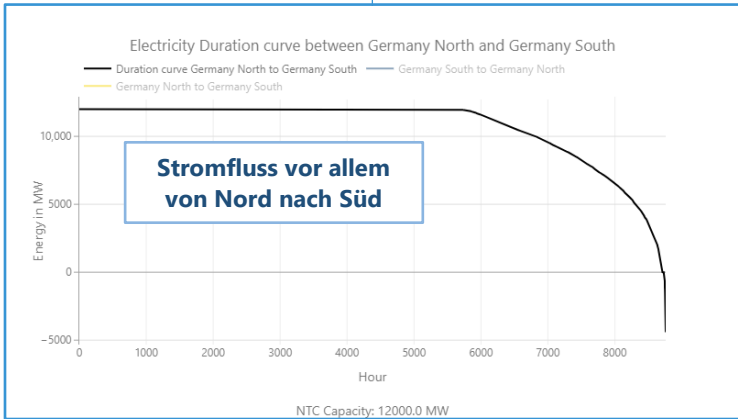
**2**

**Wie unterscheidet sich das zukünftige Energiesystem in Nord und Süd?**

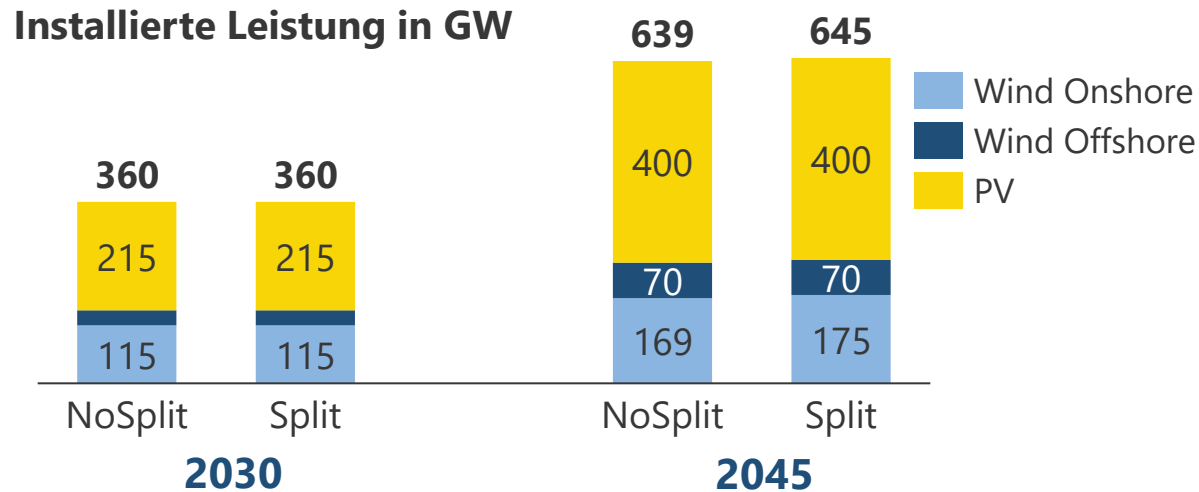
**3**

**Wie verändern sich die Strompreise?**

# Wie stark werden sich die beiden deutschen Zonen voneinander entkoppeln?



# Wie unterscheidet sich das zukünftige Energiesystem bei einem Strompreiszonensplit?



## Vergleich zu Deutschland ohne Split

### Zubau Erneuerbarer Energien:



Der Zubau an Erneuerbaren Energien ist in beiden Szenarien bis 2030 fest vorgegeben basierend auf politischen Zielen



Nach 2030 können Wind und PV über die politischen Ziele hinaus endogen zugebaut werden.

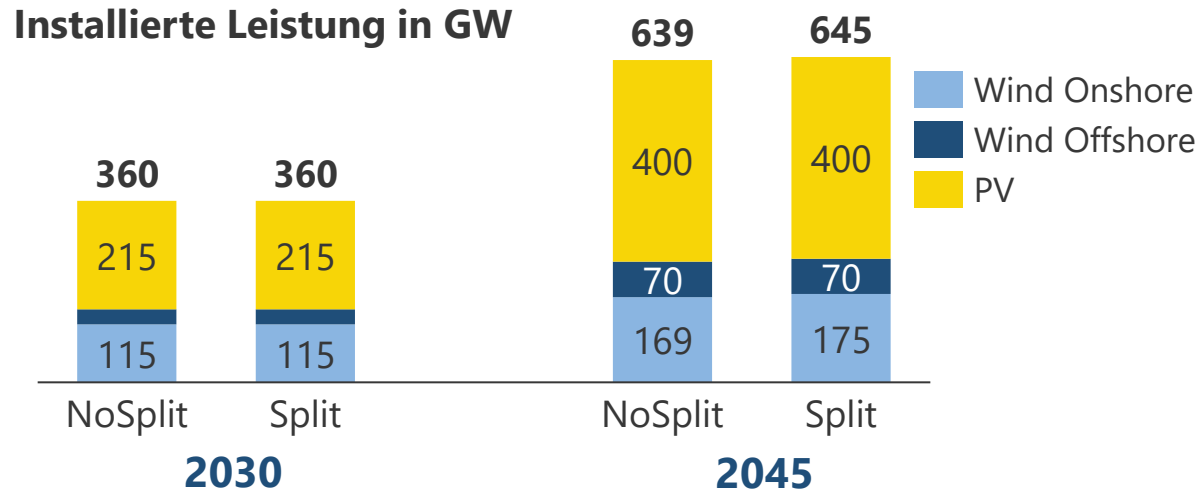


Die Kosten für Wind Onshore sind regional unterschiedlich. Die mittleren Kosten im Norden sind dabei günstiger als der gesamtdeutsche Mittelwert.



Im Szenario *Split* werden durch die Kostendifferenzen für Windanlagen im Jahr 2045 etwa 6 GW mehr Wind Onshore zugebaut.

# Wie unterscheidet sich das zukünftige Energiesystem bei einem Strompreiszonensplit?

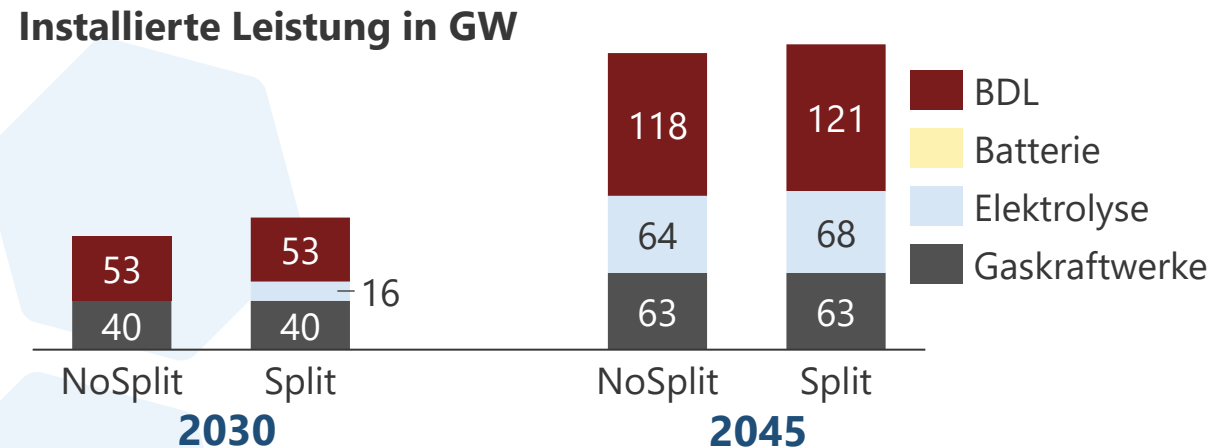


## Vergleich zu Deutschland ohne Split

### Zubau flexibler Assets:



- 2030: Durch die im Vergleich zu *noSplit* niedrige Residuallast im Norden wird im Szenario *Split* bereits Elektrolyse zugebaut. In *noSplit* findet Elektrolysezubau erst ab 2035 statt.
- 2045: Wegen des höheren Zubaus von Wind Onshore wird im Szenario *Split* mehr Wasserstoff inländisch erzeugt (Importsaldo von 25 TWh nach DE im Vergleich zu 45 TWh in *noSplit*).



Der Zubau von bidirektionalen Fahrzeugen (BDL) unterscheidet sich zwischen den Szenarien kaum\*.

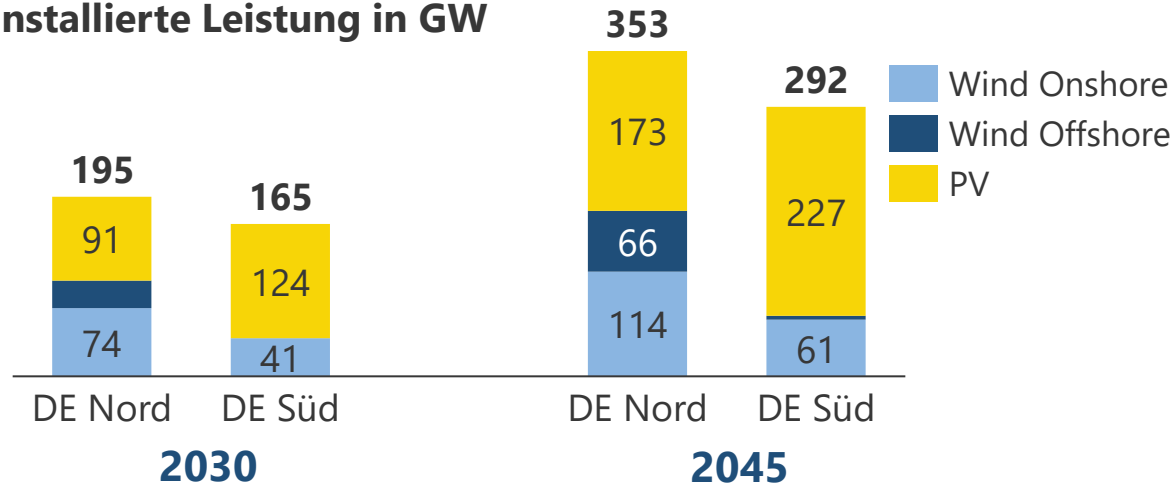


Keine relevanten Unterschiede beim Kraftwerkszubau.

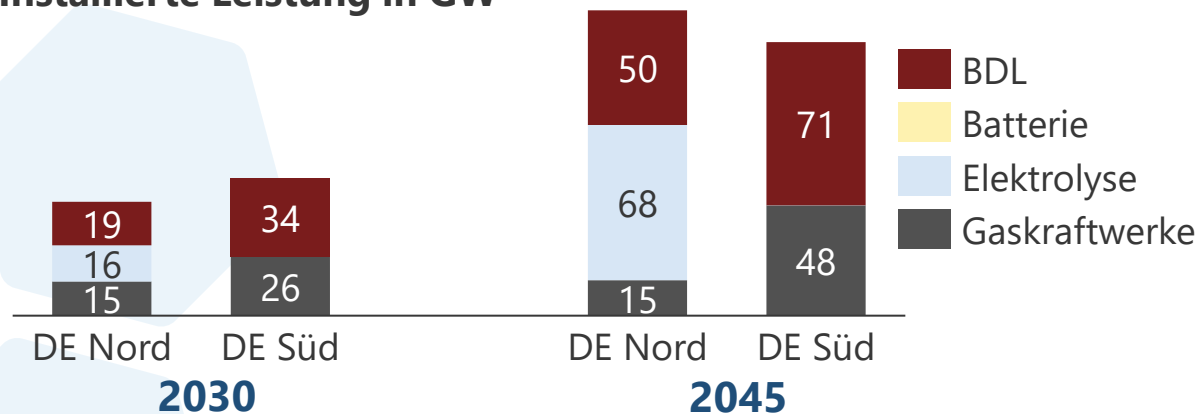
\*Aufgrund des hohen Ausbaupotenzials und der geringeren Investitionskosten, werden bidirektionale Fahrzeuge gegenüber Großbatteriespeichern bevorzugt. Letztere werden in den betrachteten Szenarien nicht endogen zugebaut. Dies spiegelt nicht den aktuellen Speichermarkt in Deutschland wider.

# Wie unterscheidet sich das zukünftige Energiesystem im Norden und Süden?

Installierte Leistung in GW



Installierte Leistung in GW



## Auswertung Zonenvergleich

**Zubau Erneuerbarer Energien:** Ausbau bis 2030 fest vorgegeben, danach durch endogenen Zubau ...



PV vermehrt im Süden



Wind vermehrt im Norden

## Zubau flexibler Assets:



Zubau von BDL in 2030 bis zur Obergrenze, danach weiterer Zubau, der die Obergrenze nicht erreicht.



Durch die hohe EE-Erzeugung im Vergleich zur Stromlast, werden Elektrolyseure nur im Norden zugebaut. Im Süden wird die Wasserstoffnachfrage ausschließlich durch Importe gedeckt (welche zu 60 % aus DE Nord stammen).

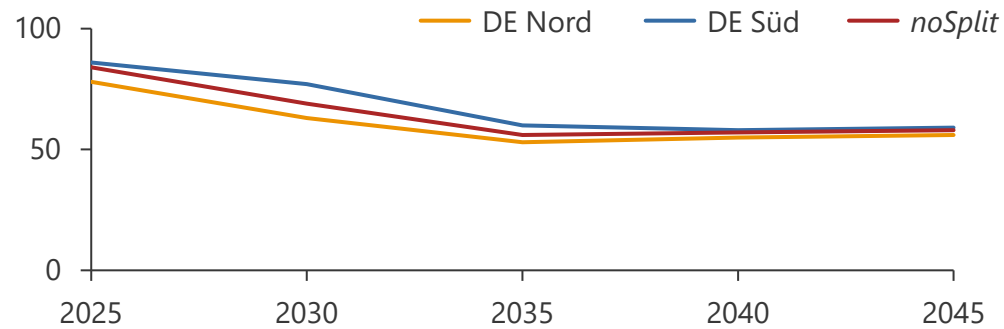


Höherer Zubau von Kraftwerken im Süden.



# Wie verändern sich die Strompreise?

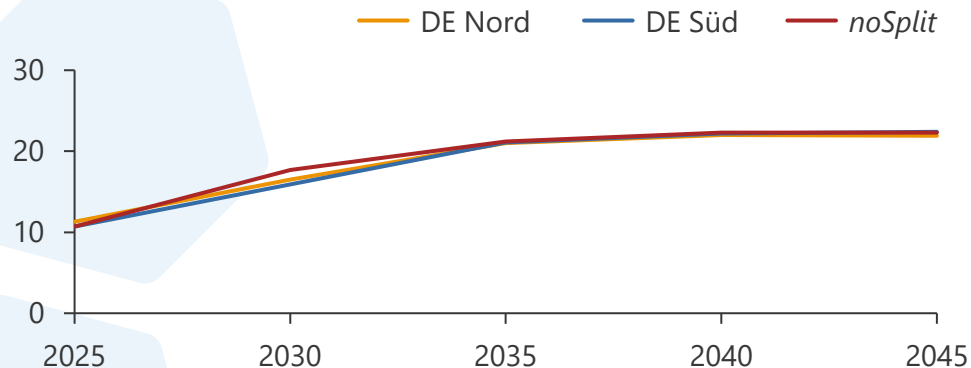
## Mittlere Strompreise in €<sub>2019</sub>/MWh



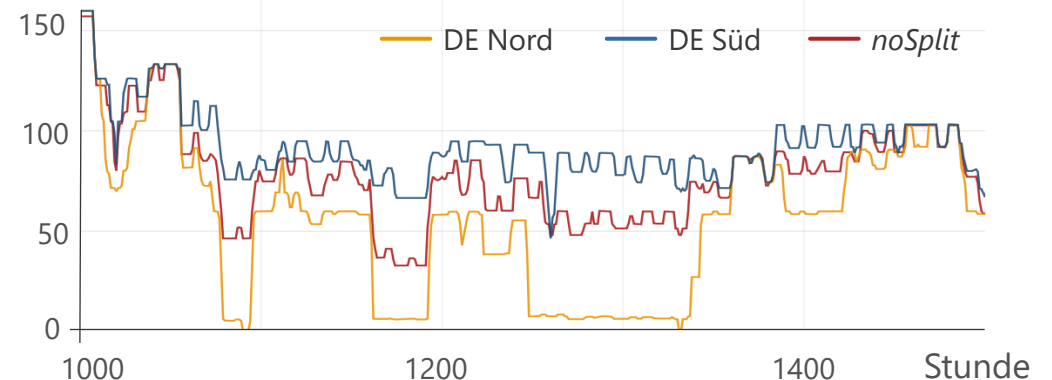
- Durch den Strompreiszonensplit steigen die Strompreise im Süden um maximal 8 €/MWh in 2030 und sinken im Norden um maximal 6 €/MWh gegenüber dem Szenario *noSplit*.
- Durch den Zonensplit sinken die Redispatchkosten und damit die Netzentgelte für die Verbraucher. Diese Kosteneinsparung gilt für beide Zonen und muss bei Berechnung der Stromkosten für Verbraucher mit berücksichtigt werden.
- Die Volatilität der Strompreise bleibt in beiden Szenarien ähnlich.

## Strompreisvolatilität:

### Mittlere tägliche Standardabweichung in €<sub>2019</sub>/MWh



## Auszug der stündlichen Strompreise in €<sub>2019</sub>/MWh für 2030



# Fazit



Bei der Modellierung von Strompreiszonen sind vor allem die möglichen Transportkapazitäten zwischen den Zonen (innerdeutsche NTCs), aber auch die sich entwickelnde Last und die angenommenen Klimaschutzziele essenziell für die Ergebnisse.



Bei einem freien EE-Zubau (ab 2035) wird im Szenario *Split* durch regionale Kostenunterschiede etwas mehr Wind Onshore zugebaut als in *noSplit*. Windkraft ist dabei vor allem im Norden verortet und PV im Süden.



Ohne Strompreiszonen-split wird in Deutschland in 2030 ohne eine Vorgabe von Mindestausbauzielen noch keine Elektrolyse zugebaut. Im Szenario *Split* dagegen werden im Jahr 2030 aufgrund der niedrigen Residuallast im Vergleich zu *noSplit* im Norden bereits 16 GW zugebaut.



Bidirektionale EVs sind in beiden Szenarien aufgrund der verhältnismäßig geringen systemischen Investitionskosten und des hohen Potenzials die bevorzugte Flexibilitätsoption. Aus diesem Grund werden hier keine Großbatteriespeicher zugebaut. Dies entspricht nicht der aktuellen Entwicklung des Speichermarkts in Deutschland.



Durch den Marktzonensplit steigen die Strompreise im Süden um maximal 8 €/MWh in 2030 und sinken im Norden um maximal 6 €/MWh gegenüber dem Szenario *noSplit*. Durch die Teilung in zwei Strompreiszonen sinken die Redispatchkosten und damit die Netzentgelte für die Verbraucher. Diese Kosteneinsparung gilt für beide Zonen und muss bei Berechnung der Kosten für Verbraucher mit berücksichtigt werden.