

QUANTIFIZIERUNG DES NUTZENS VON LEITUNGEN IM VERBUNDNETZ MIT DEM SIMULATIONSMODELL ATLANTIS

12. Symposium Energieinnovation an der TU Graz,
15.-17. Februar 2012

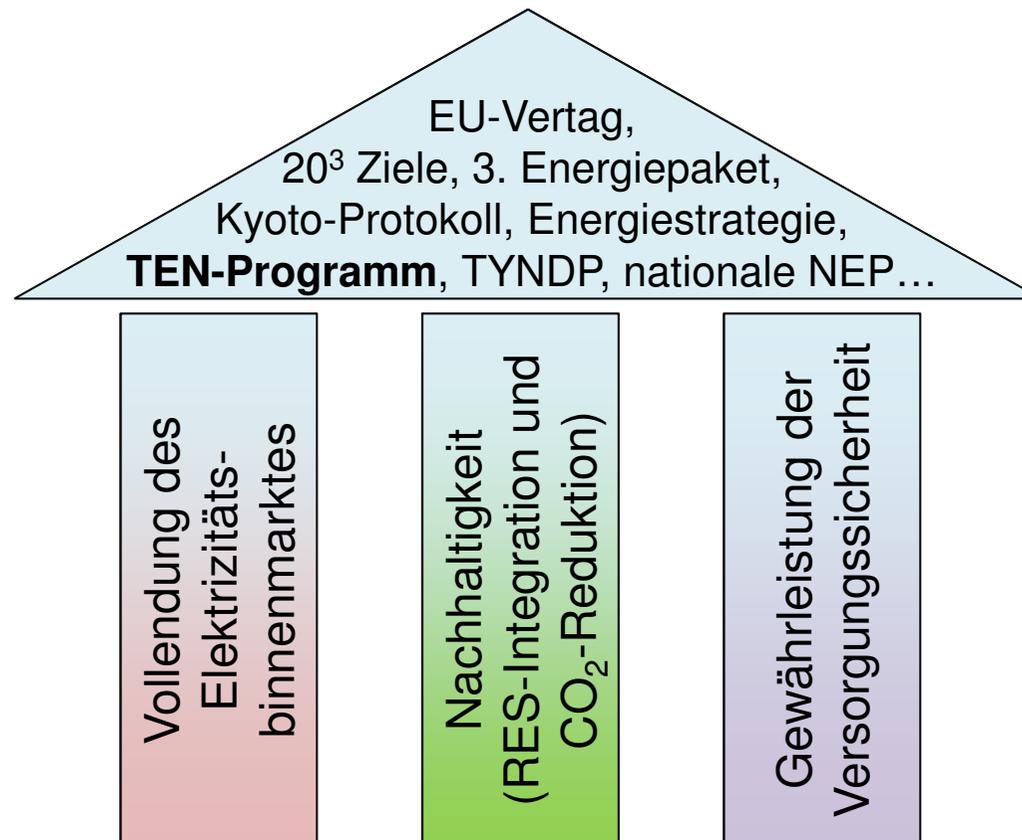
Gernot Nischler, Udo Bachhiesl, Heinz Stigler

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation
Technische Universität Graz



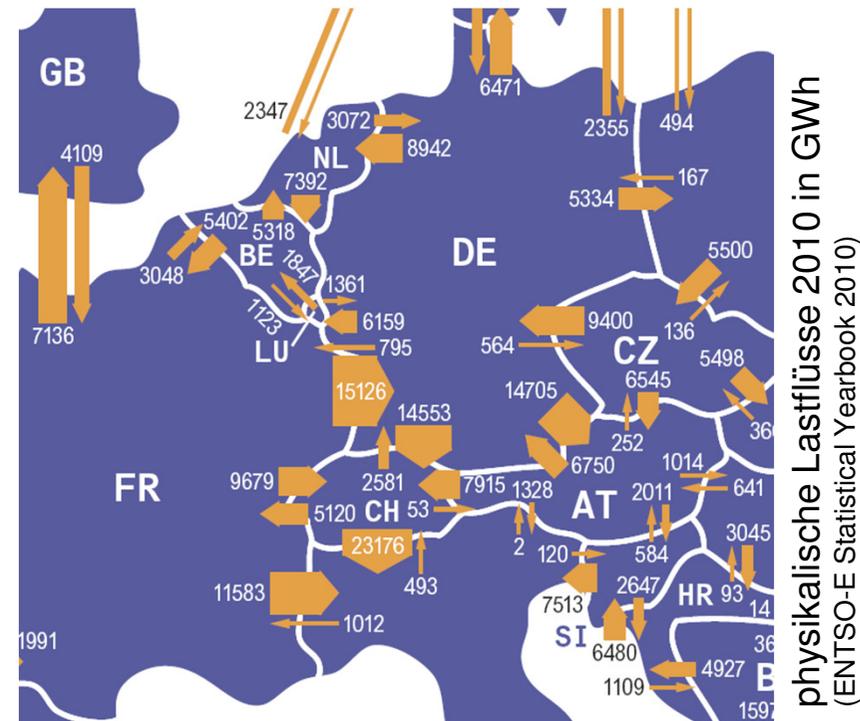
- Rahmenbedingungen für den Netzausbau in der EU
- Aktuelle Entwicklung bei Transeuropäischen Netzwerken
- Beschreibung des verwendeten Szenarios
- Methodische Vorgehensweise in ATLANTIS
- Ergebnisse
 - Wirkung von Netzausbau auf die Integration erneuerbarer Energien
 - Wirkung von Netzausbau auf die CO₂-Emissionen
 - Wirkung von Netzausbau auf die Erzeugungskosten
- Zusammenfassung und Fazit

- Nachhaltige Entwicklung des Elektrizitätssystem im Vordergrund der Energie- und Klimapolitik der EU



- Vorschlag der EU-Kommission vom 19.10.2011
- Übergeordnetes Ziel: Straffung von Genehmigungsverfahren
- Beweggründe einmal mehr:
Vollendung des Binnenmarktes, Versorgungssicherheit und Erschließung der erneuerbaren Energien
- 4 vorrangige Stromkorridore, innerhalb dieser werden sog. **Vorhaben von gemeinsamem Interesse (VGI)** definiert
- besonders relevant für Genehmigungsverfahren ist die Schaffung einer Rechtsbasis für **öffentliches Interesse** am Netzausbau

- stark ausgeprägte Nord-Süd Transite über den Alpenbogen in ENTSO-E
- Zunahme durch massiven Ausbau von RES im Norden Europas zu erwarten
- deren Integration erfordert Netzausbau
- einer der 4 Stromkorridore ist der **NSI East Electricity**
- Nord-Süd-Stromverbindungsleitungen in Mitteleuropa und Südosteuropa: Verbindungsleitungen in Nord-Süd- und Ost-West-Richtung zur **Vervollständigung des Binnenmarktes** und zur **Integration der Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen**
- Betroffene Länder u.a. DE, CZ, AT, IT, SI...



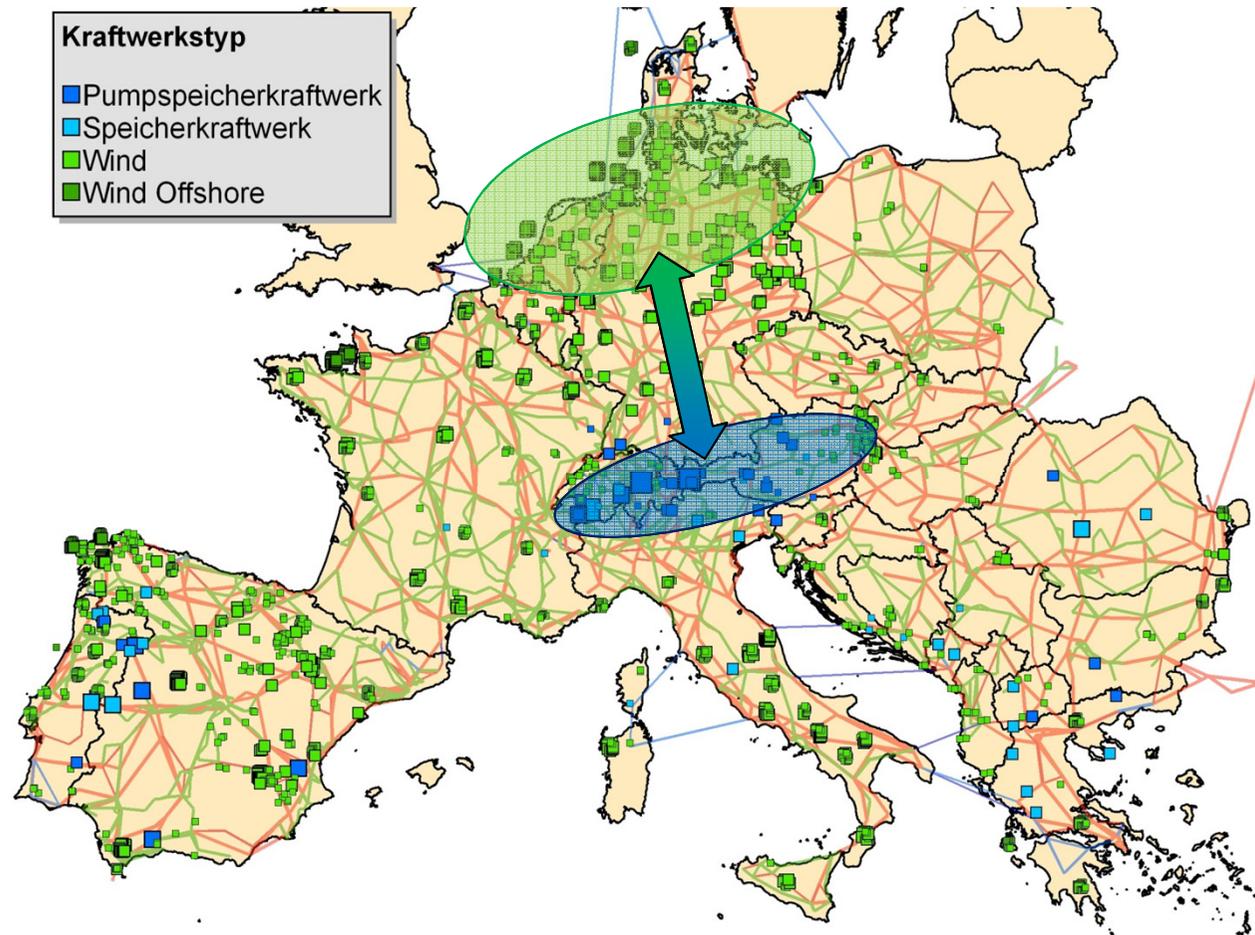
- Szenarioraum: **Baseline Scenario EU Energy Trends 2030**
- Deutschland und Schweiz: Ausstieg aus Kernenergie
- Brennstoff- und CO₂-Preise: **normal – moderater Anstieg**
- Netzausbau in ENTSO-E basiert auf **TYNDP 2010**
 - 20.000 km zur Integration von RES,
 - 28.500 km zur Vollendung des Binnenmarktes und
 - 26.000 km zur Versorgungssicherheit beitragen

- Vergleich von zwei ATLANTIS Simulationen:
 - eine ohne TEN-E Netzausbau am Alpenbogen
 - eine mit TEN-E Netzausbau am Alpenbogen
- unter sonst gleichen Rahmenbedingungen
Kraftwerkspark-, Verbrauchsentwicklung,
Netzausbauprojekte, Entwicklung der NTCs,
Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise
- Drei grundsätzliche Kernfragen zum Nutzen von Netzausbau:
 1. *Bewirkt der Netzausbau eine bessere RES-Integration?*
 2. *Verändern sich durch den Netzausbau die CO₂-Emissionen?*
 3. *Verändert der Ausbau die Gesamtkosten der Stromerzeugung?*

- Market Coupling liefert Handelsfahrpläne
- Redispatch: netzsicherheitsrelevanter Eingriff in den Kraftwerkseinsatz entgegen dem Marktpreis
- Können durch den TEN-E Korridor Netzengpässe verringert werden, dann sinkt der Aufwand für Redispatch
 - dadurch sinken die Erzeugungskosten
 - dadurch sinken **oder** steigen die CO₂-Emissionen, abhängig von der Reihung der thermischen Kraftwerke (Gas und Kohle) in der Merit Order
- Ein Anstieg der RES-Einspeisung, ist auf die Verringerung von Engpässen zurückzuführen

Wind- und PSKW-Projekte bis 2030

9



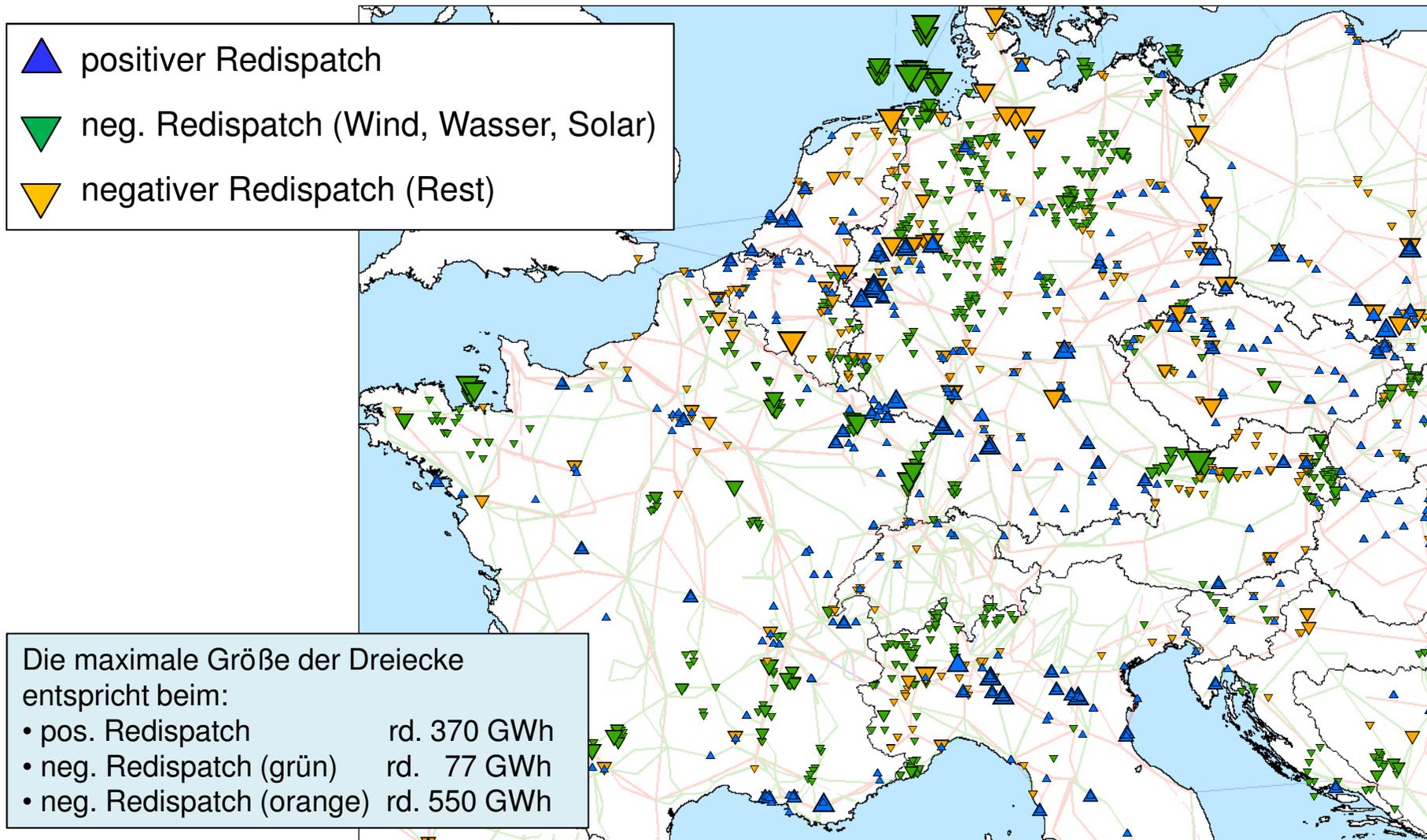
Netzausbau hält mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien nicht Schritt. Die Folge ist eine Zunahme der netzsicherheitsrelevanten Produktionseinschränkungen oder Abschaltungen von EE-Anlagen

- Asymmetrie zwischen RES-Ausbau und Netzausbau
- Windkraft, Wasserkraft, Photovoltaik in Merit Order der variablen Erzeugungskosten an vorderster Stelle
- RES wettbewerbsfähig, sofern die **Netzicherheit gewährleistet** ist und genügend Bedarf/Speichermöglichkeit
- daraus folgt: mehr RES-Erzeugung durch Netzausbau bedeutet weniger Redispatch
- Insgesamt können in den ersten 10 Betriebsjahren des Netzkorridors rd. **7.700 GWh** zusätzliche RES-Erzeugung in das Netz von ENTSO-E CE integriert werden

Redispatch ohne TEN-E Korridor

11

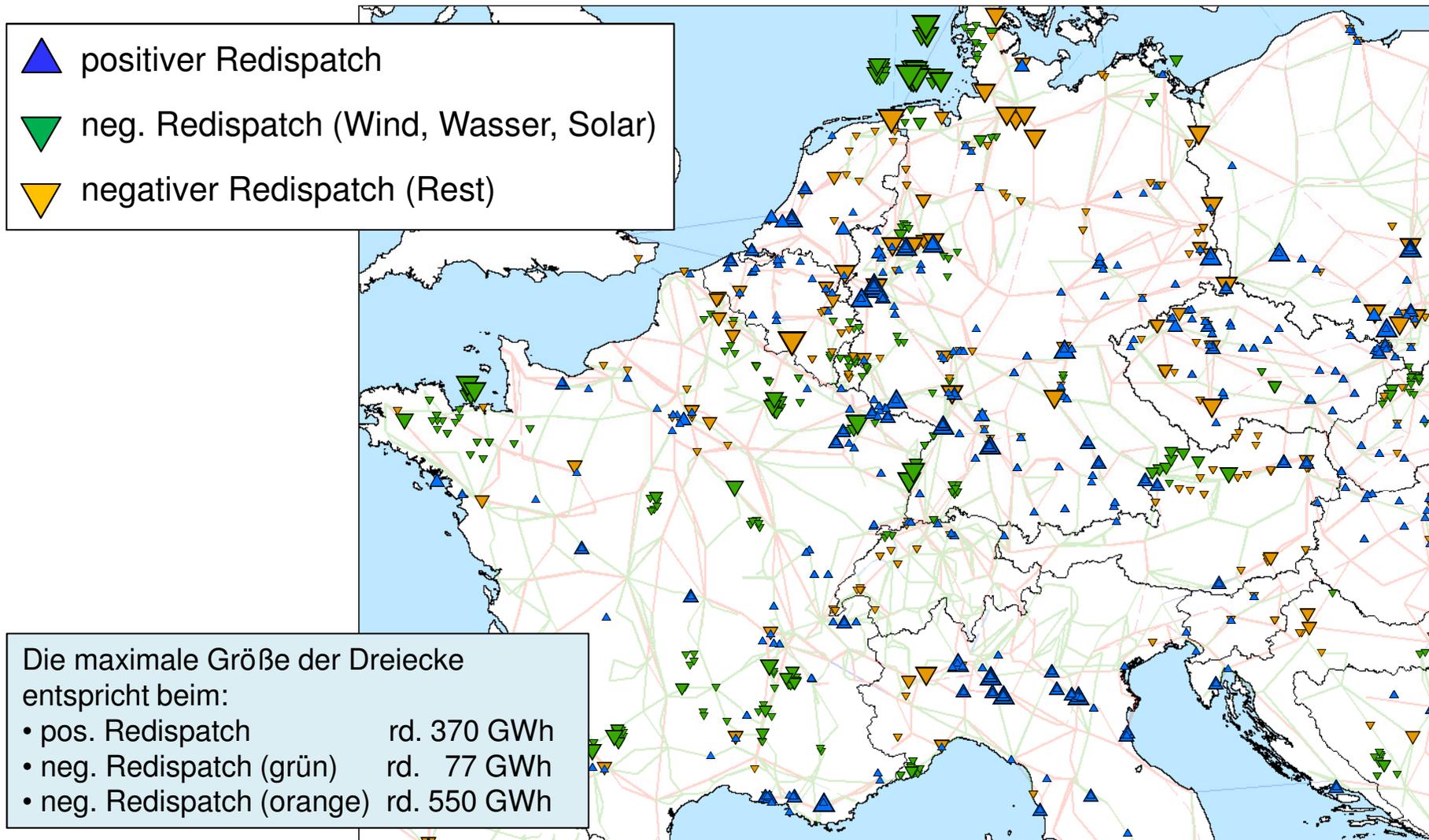
kumulierte Redispatch-Energie je Kraftwerk im Jahr 2030 Winter **Offpeak**

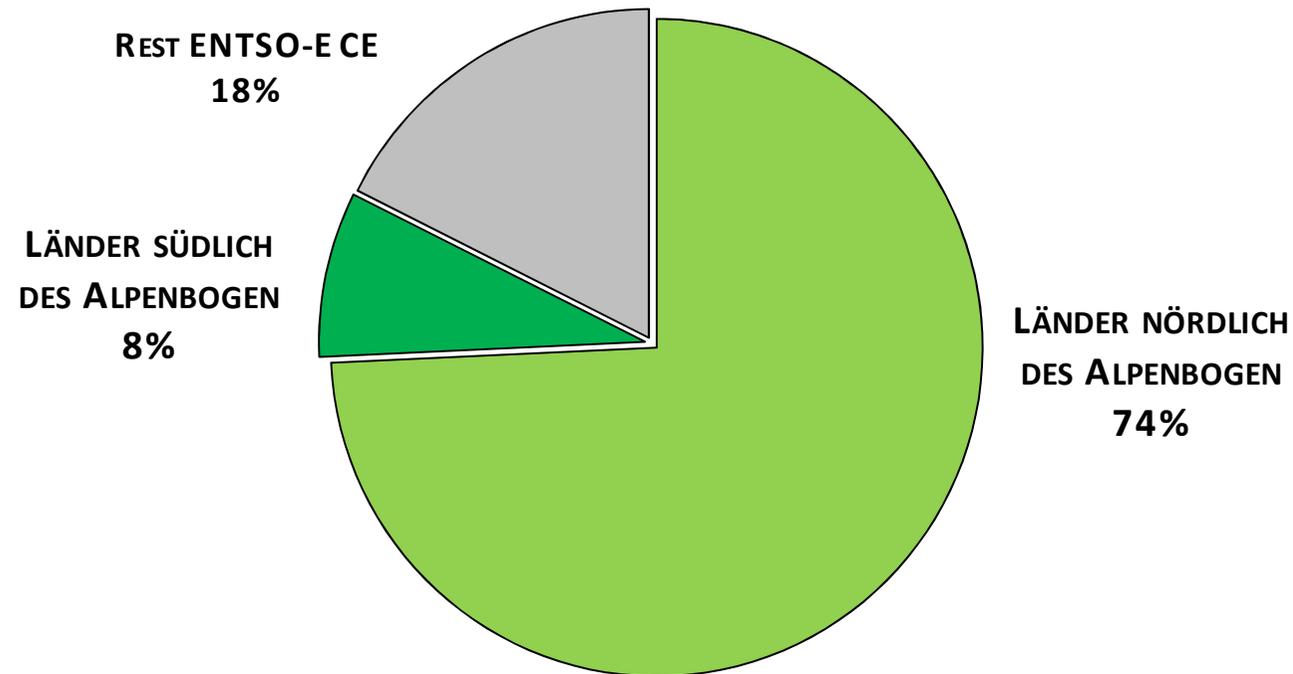


Redispatch mit TEN-E Korridor

12

kumulierte Redispatch-Energie je Kraftwerk im Jahr 2030 Winter **Offpeak**





- weitreichende Wirkung des TEN-E Korridors am Alpenbogen
- dennoch: direkt vom Netzausbau betroffene Länder am Alpenbogen profitieren am meisten
- Hauptvorteil liegt nördlich des Alpenbogens, d.h. nördlich ausgeprägter Nord-Süd-Engpässe in ENTSO-E CE

- verändert Netzausbau den Kraftwerkseinsatz verändern sich die CO₂-Emissionen
- abhängig vom Brennstoffpreis, CO₂-Preis und der Altersstruktur der thermischen Kraftwerke **sinken oder steigen** die CO₂-Emissionen

Schlussfolgerungen und Ergebnisse:

- Zusätzliche RES-Integration wirkt jedenfalls CO₂-reduzierend
- Insgesamt können in den ersten 10 Betriebsjahren des TEN-E Korridors **9,2 Mio. tCO₂** in ENTSO-E CE eingespart werden

- Vermeiden von Redispatch ist gleichbedeutend mit einer Reduktion der Erzeugungskosten in ENTSO-E CE
- Netzinvestition erhöht abhängig vom nationalen Tarifregulierungsschema die Netzkosten
- ebenso abhängig von der nationalen Tarifregulierung sinken bei Reduktion des Aufwandes für Redispatch die Netzkosten

Schlussfolgerungen und Ergebnisse:

- ermöglicht der Netzausbau am Alpenbogen einen wohlfahrtsökonomisch besseren Kraftwerkseinsatz in ENTSO-E CE dann sinken die Stromerzeugungskosten
- Die Simulationen zeigen in den ersten 10 Betriebsjahren der TEN-E Verbindung eine Kostenersparnis in Höhe von **1,2 Mrd. EUR₂₀₁₁** in ENTSO-E CE

Energie- und klimapolitische Ziele der EU und Absichten der Förderung von TEN-E-Infrastrukturprojekten:

- Förderung der Nachhaltigkeit (EE-Integration, CO₂-Emissionen)
- Förderung des Elektrizitätsbinnenmarktes
- Gewährleistung der Versorgungssicherheit

Auswirkungen des TEN-E Korridors in ENTSO-E CE in den ersten 10 Betriebsjahren

- zusätzliche RES-Einspeisung: **7,7 TWh**
- kumulierte CO₂-Einsparungen: **9,2 Mio. t CO₂**
- Erzeugungskostensparnis: **1,2 Mrd. EUR₂₀₁₁**

Fazit: Netzausbau leistet einen wesentlichen Beitrag für das Erreichen der energie- und klimapolitischen Ziele der EU

VIELEN DANK FÜR IHRE AUFMERKSAMKEIT



*„Die Verabschiedung der unionsweiten Liste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse begründet das **öffentliche Interesse** und die Notwendigkeit dieser Vorhaben innerhalb der betroffenen Mitgliedsstaaten und wird von allen Parteien entsprechend anerkannt“ (EU-Kommission, 2011)*

- Auch hinsichtlich Umweltschutz (FFH, WRRL) gelten VGI als Vorhaben im **überwiegenden öffentlichen Interesse**, sofern alle in den Richtlinien genannten Voraussetzungen erfüllt sind.
- Diese Festlegung erlaubt eine bessere Abwägung der öffentlichen Interessen im Zusammenhang der Genehmigung von Netzausbauvorhaben

Eckdaten einer Simulation:

Anzahl der Lastflussrechnungen bei einer Simulation von 2010 – 2030 mit 12 Monaten à 4 Perioden (zwei Peak und zwei Off-Peak):

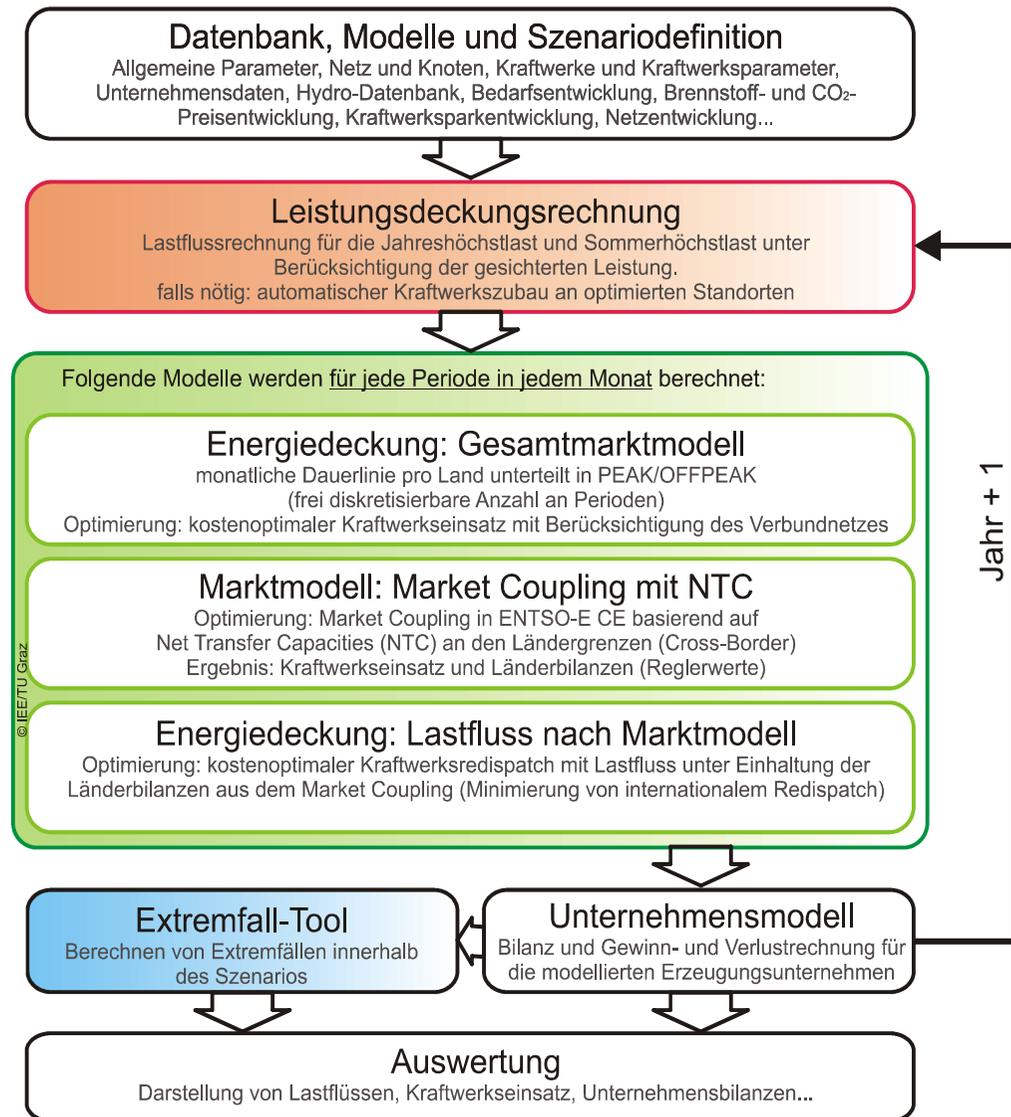
Leistungsdeckung: 42
Energiedeckung Gesamt: 1.050
Energiedeckung MC: 1.050

Zusätzlich werden 1.050 Marktmodelle (Market Coupling mit NTC) berechnet

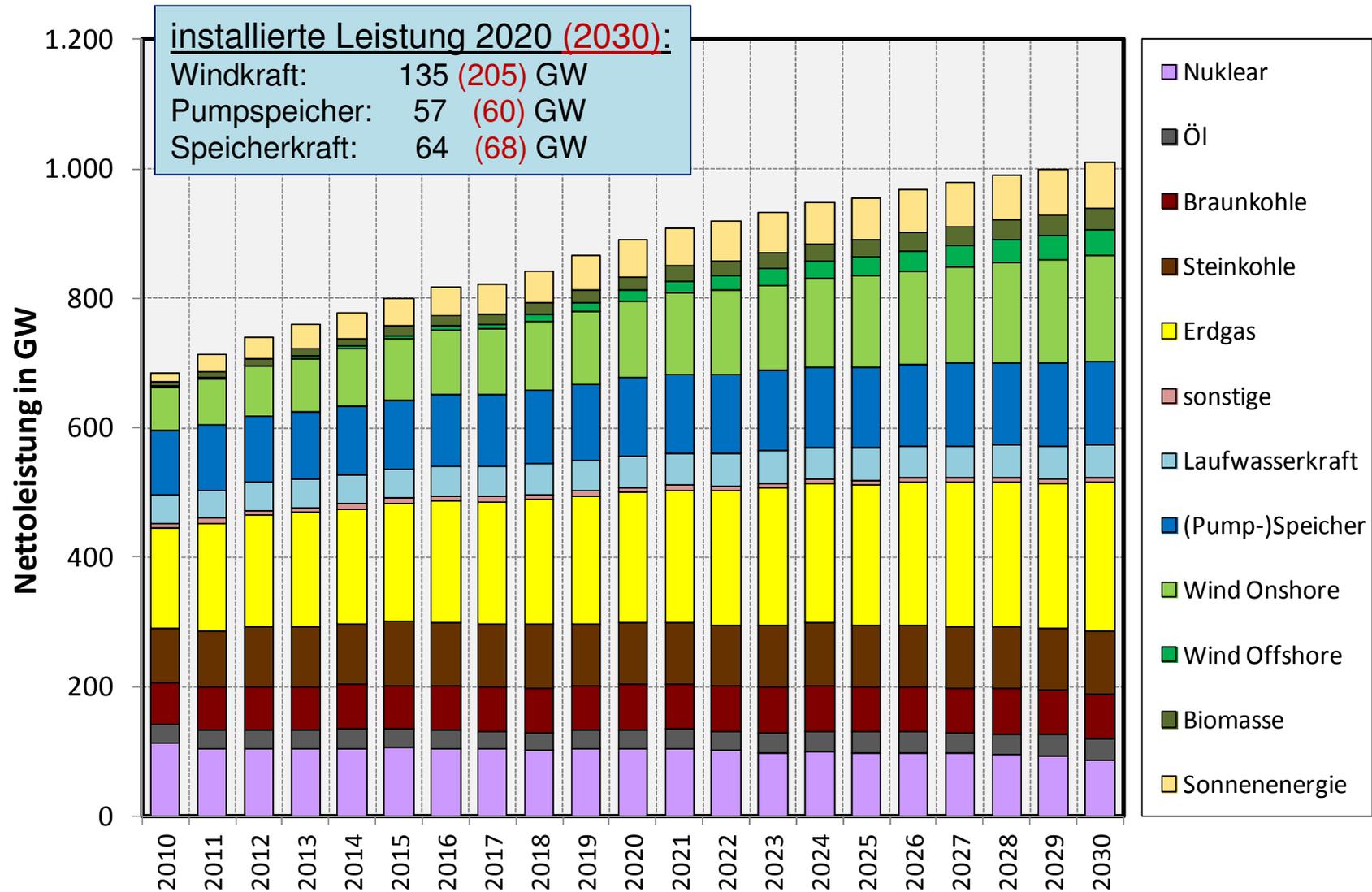
Simulationsdauer: ca. 35 Stunden

verwendete Software:

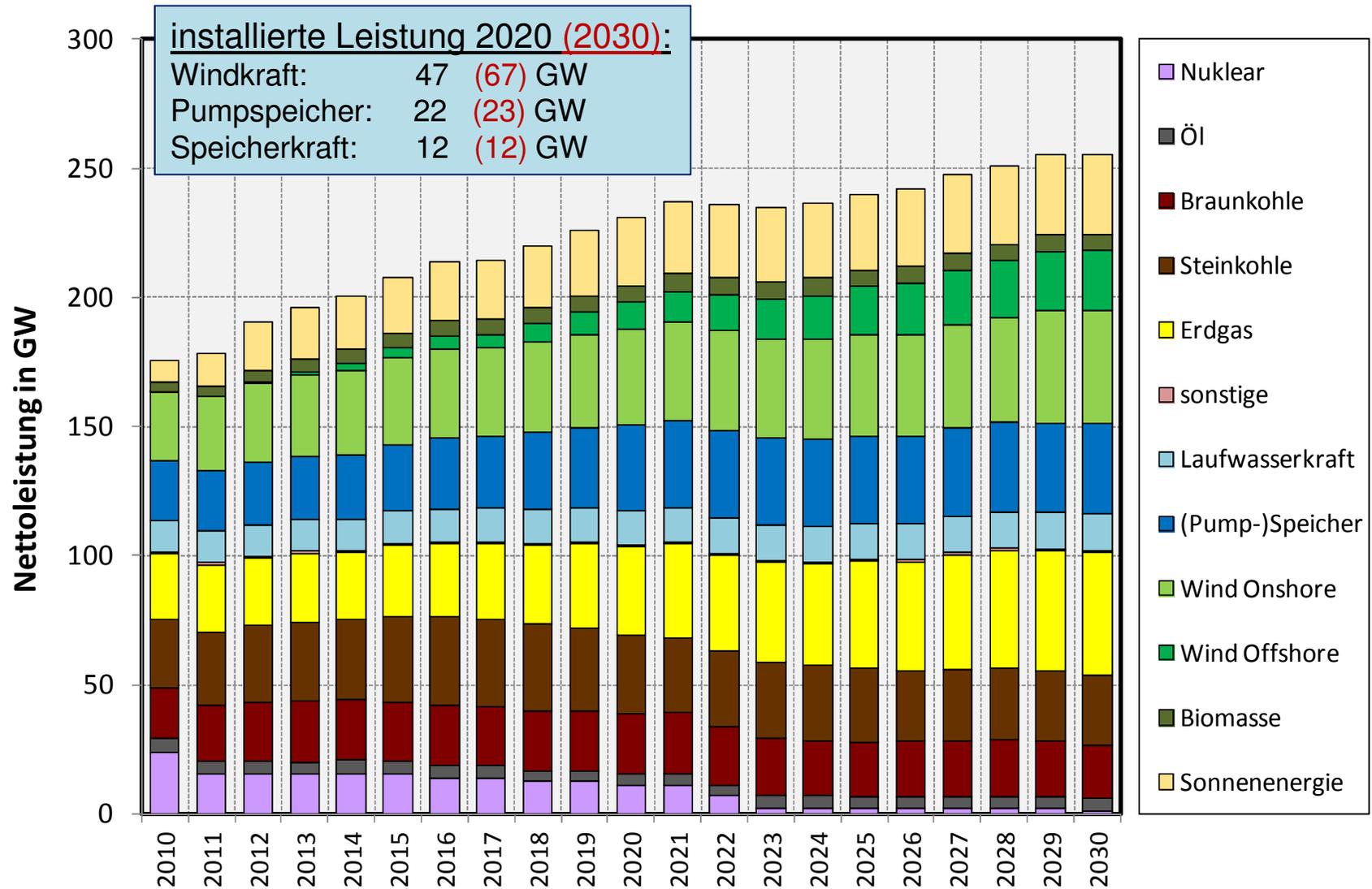
MS SQL-Server und MS Access/VBA, GAMS, Matlab, ArcGIS, Excel



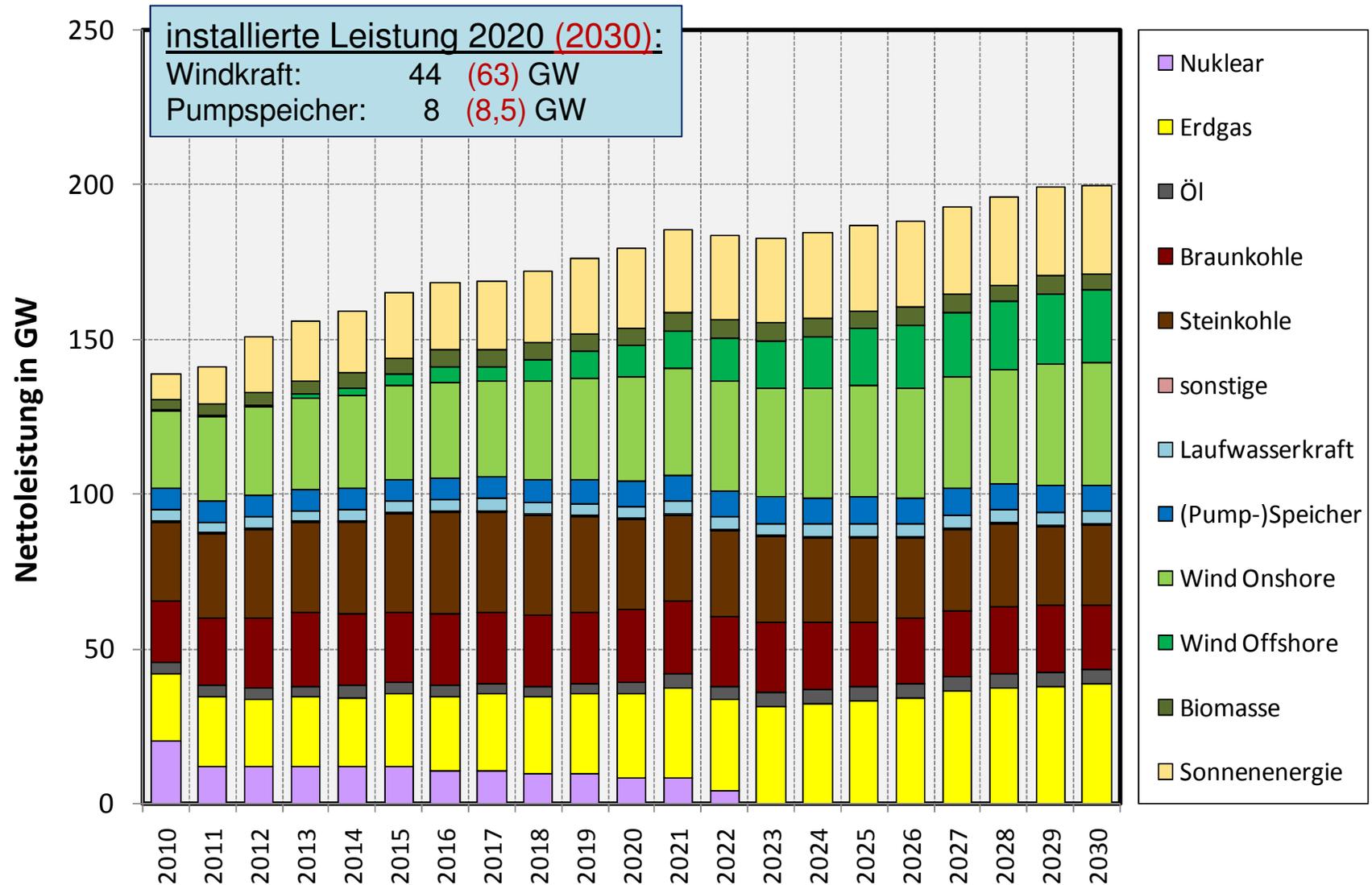
KW-Park Entwicklung in ENTSO-E CE



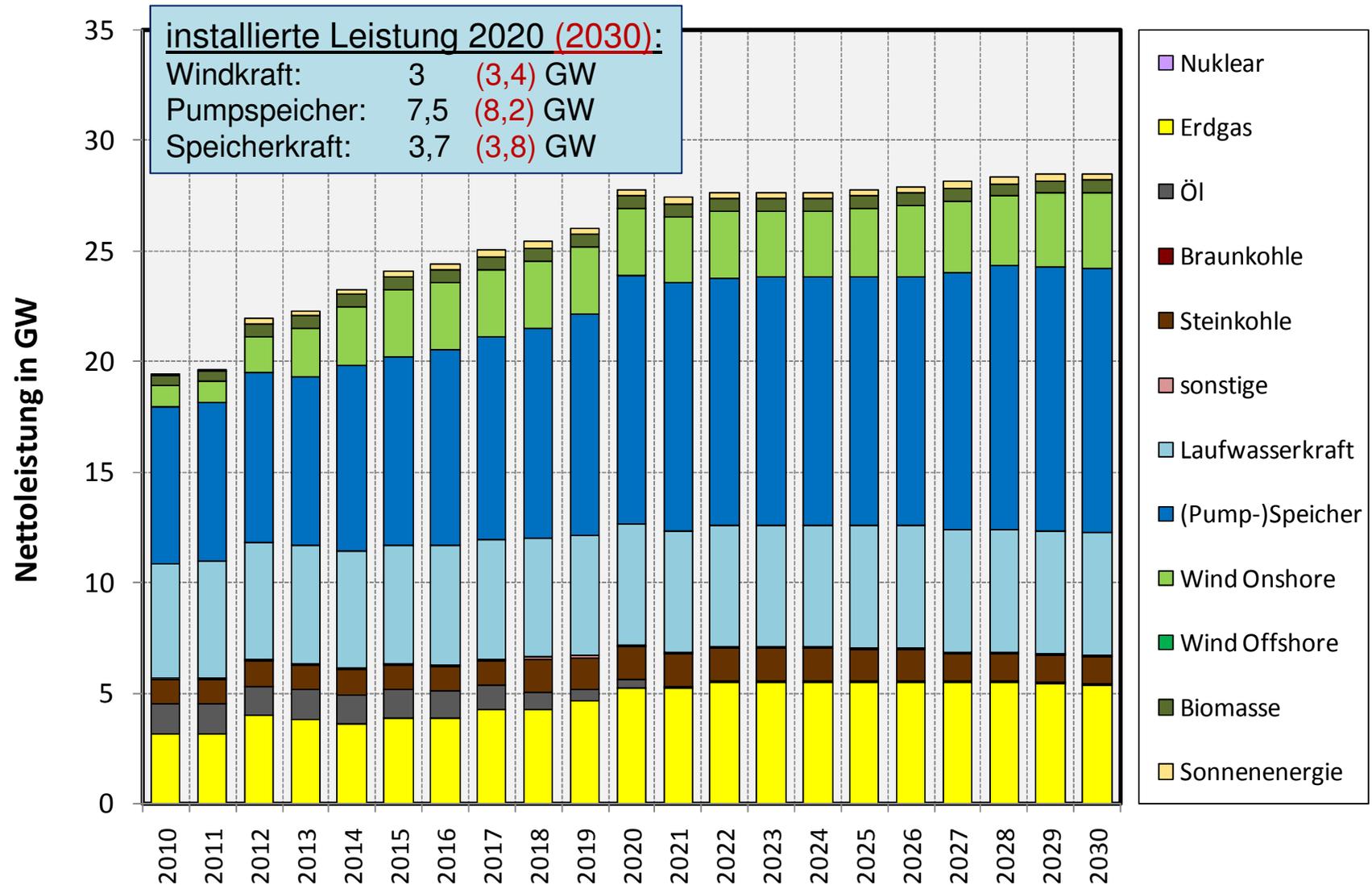
KW-Park Entwicklung in D-A-CH



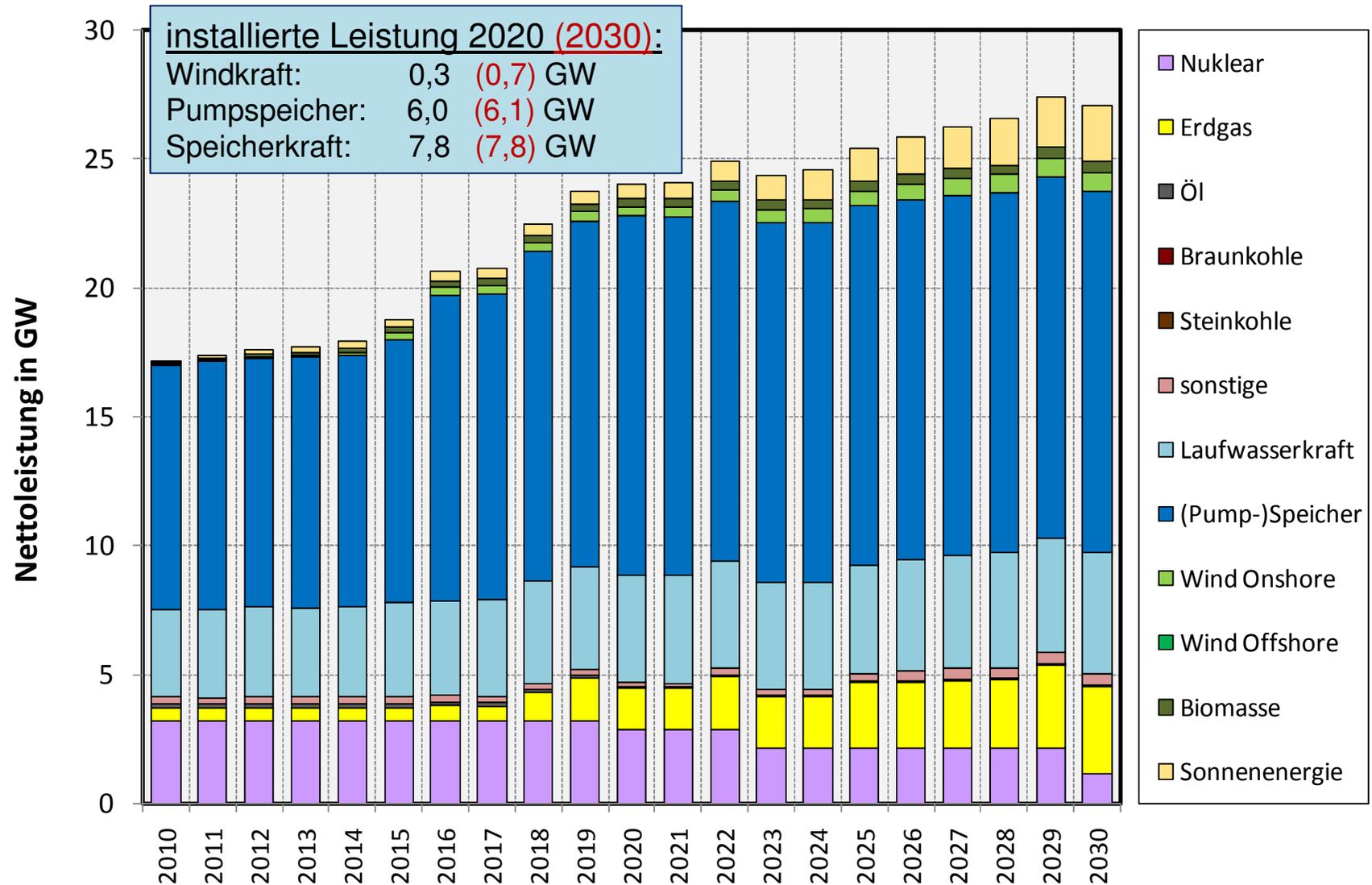
KW-Park Entwicklung in Deutschland



KW-Park Entwicklung in Österreich

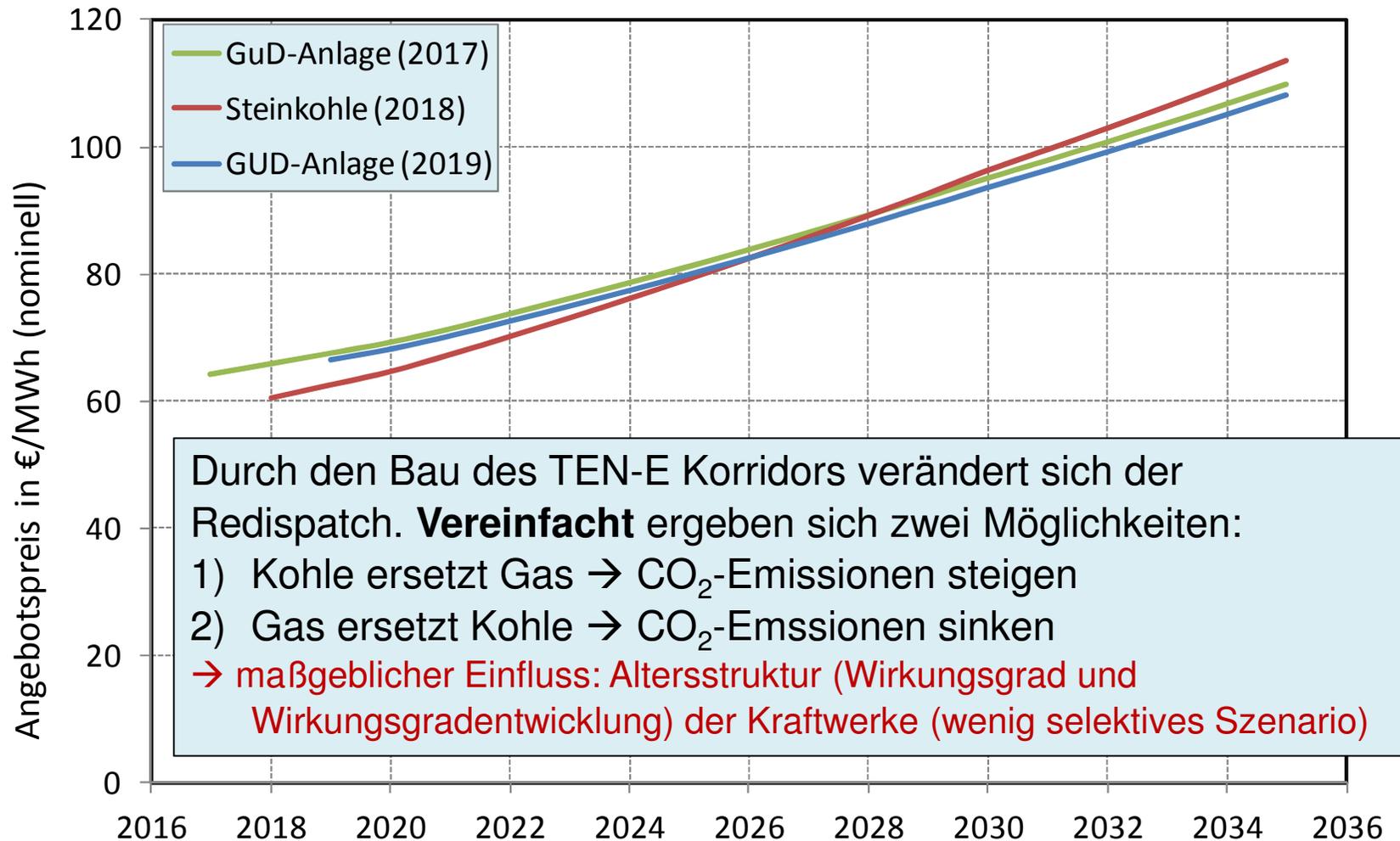


KW-Park Entwicklung in der Schweiz

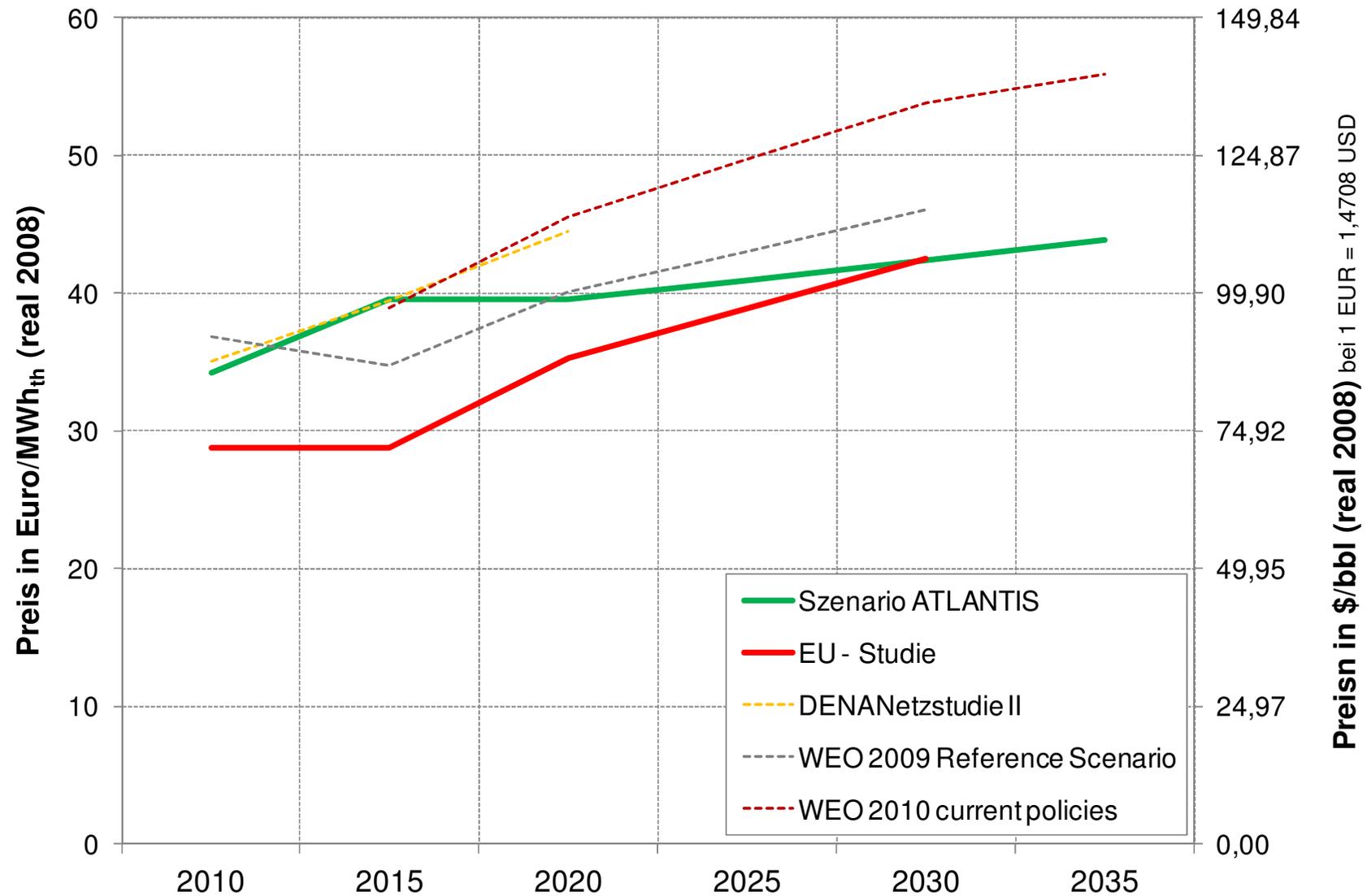


Vergleich Kohle und Gas

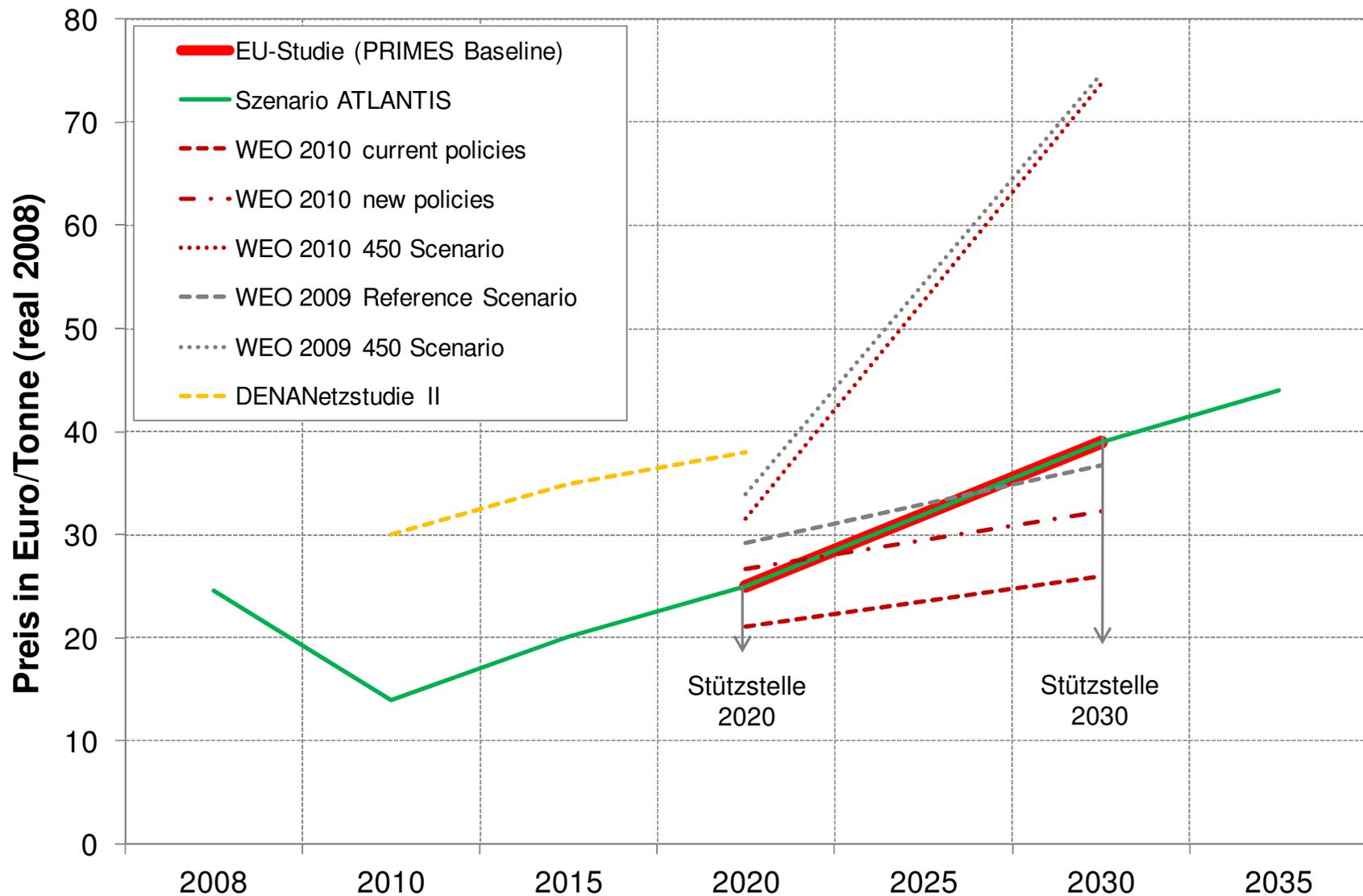
Die Abbildung zeigt den Vergleich der var. Erzeugungskosten (inkl. CO₂) von zwei GuD-Anlagen mit einem Steinkohlekraftwerk



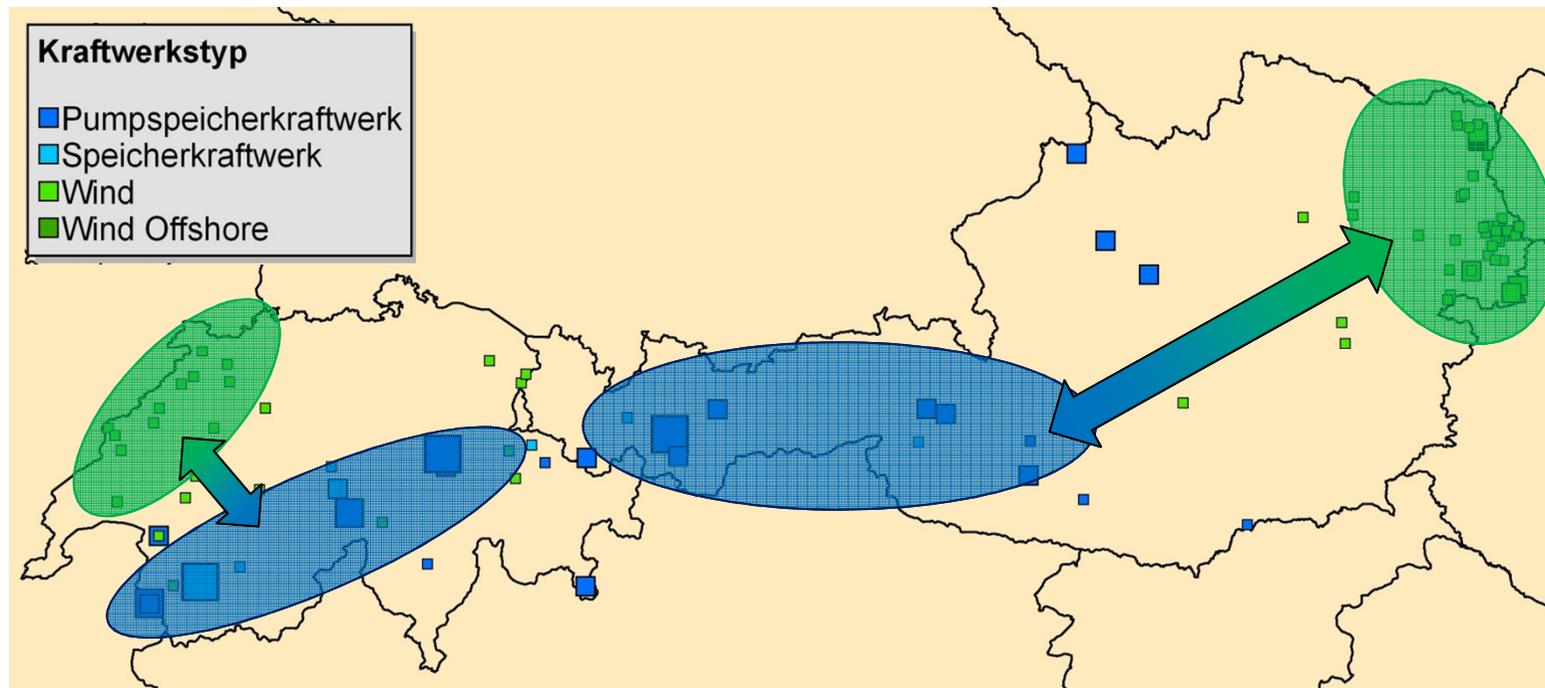
Rohölpreisentwicklung im Szenario



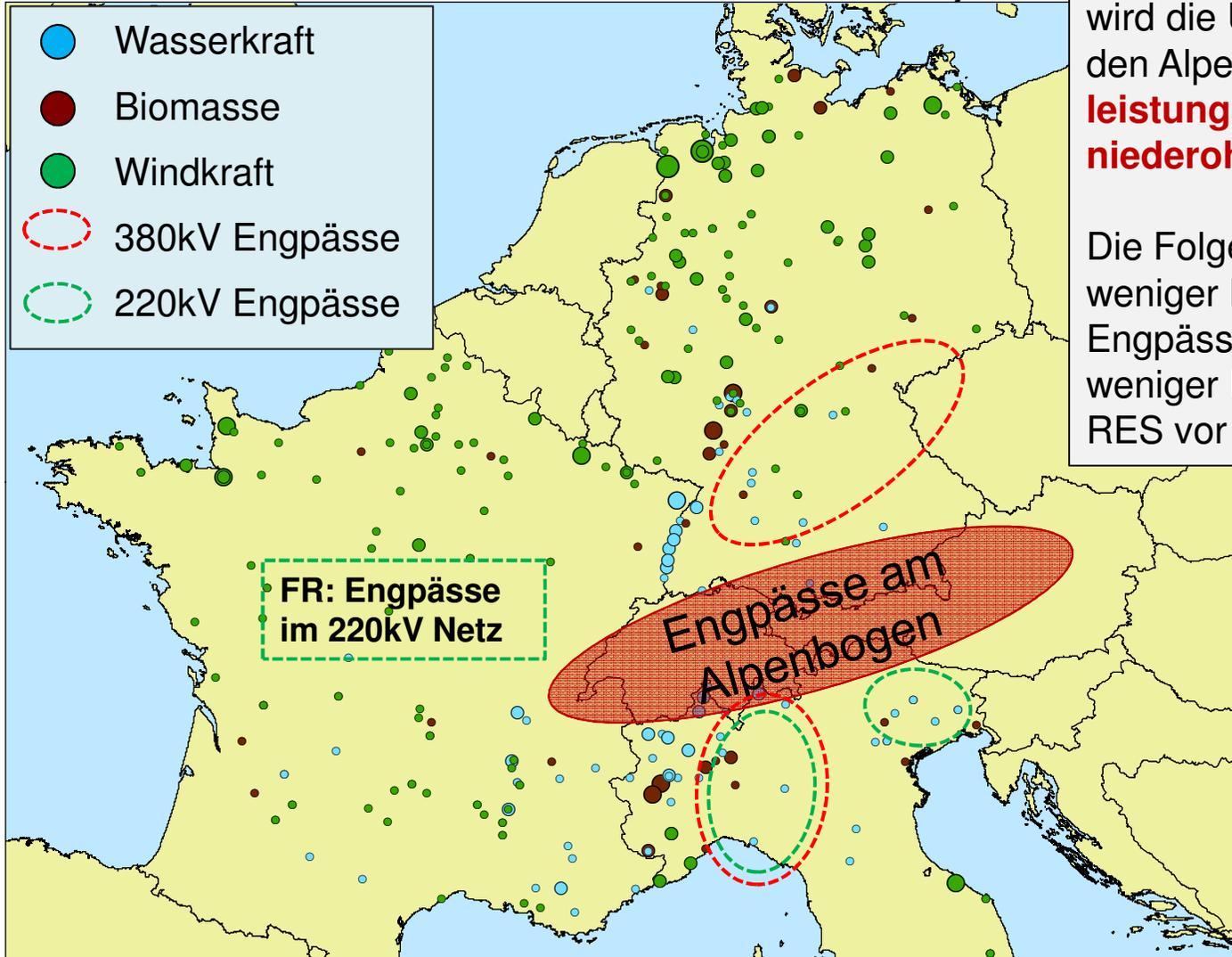
CO₂-Preisentwicklung im Szenario



Auch national gibt es potenzialbedingte Distanzen zwischen dargebotsabhängiger (Wind-) Erzeugung und Pumpspeicherkraftwerken wie am Beispiel von Österreich und der Schweiz zu beobachten



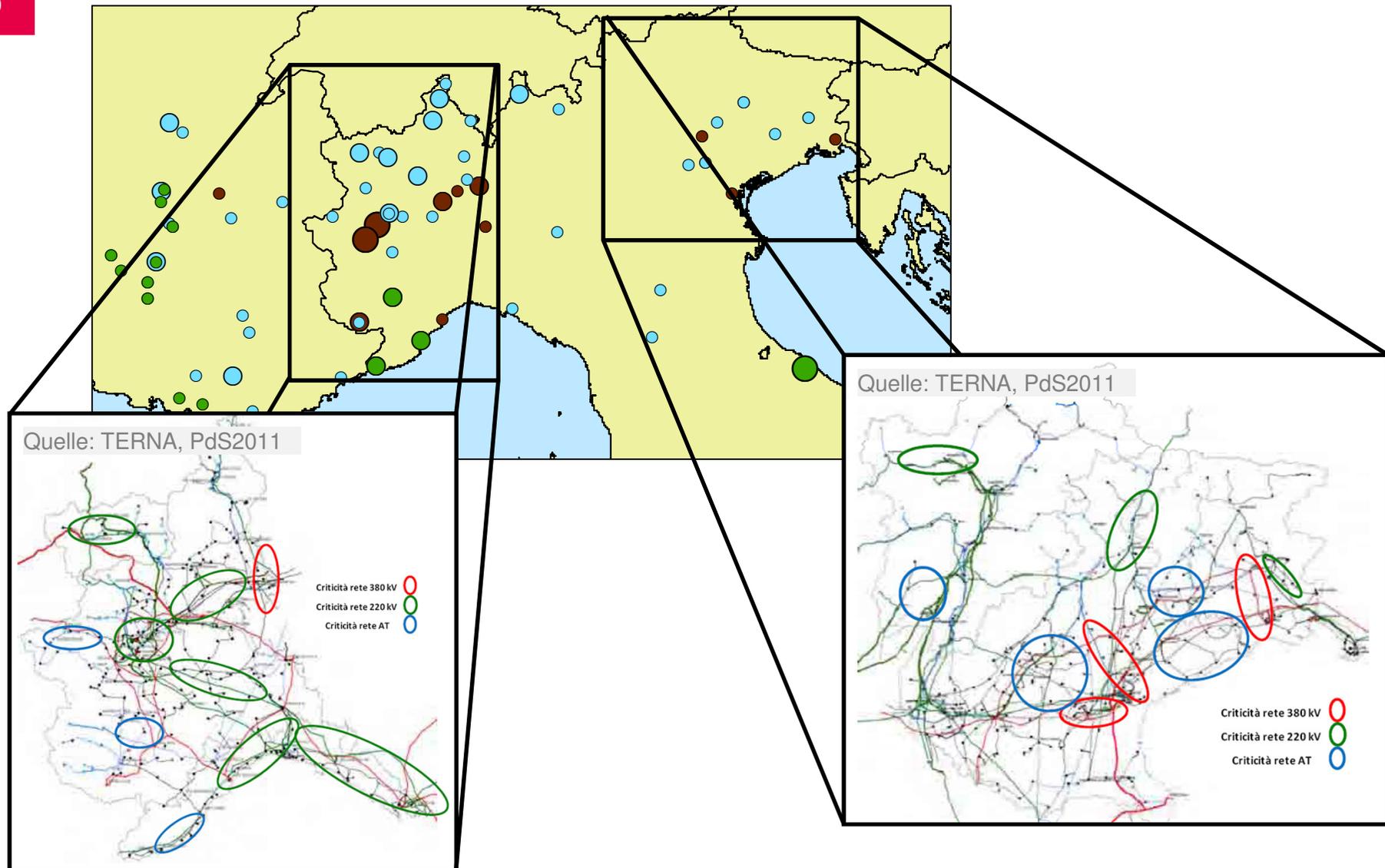
kumulierte Energiedifferenz je Knoten und EE-Kraftwerkstyp
zwischen Simulation ohne und mit TEN-E Korridor in 10 Betriebsjahren



Durch den TEN-E Korridor wird die Übertragung über den Alpenbogen **leistungstärker** und **niederohmiger**

Die Folge sind:
weniger Nord-Süd Engpässe und dadurch weniger Redispatch (von RES vor den Engpässen)

RES-Integration in Italien



- Szenarioraum: **EU Energy Trends 2030 Baseline Scenario**
- Entwicklung des Kraftwerkspark in ENTSO-E CE
 - bis 2010: Daten von ENTSO-E
 - 2011-2030: Baseline Scenario aus EU Energy Trends 2030
- Deutschland: Ausstieg aus Kernenergie
- Schweiz: Aktualisierung der Energieperspektiven 2035 (Auslaufen der Kernenergie bis 2034 und Ersatz durch zentrale Großanlagen und Erneuerbare Energien)
- Verbrauchsentwicklung in ENTSO-E CE
 - bis 2010: Daten von ENTSO-E
 - 2011-2030: Baseline Scenario aus EU Energy Trends 2030
 - Westeuropa: 1,25% p.a. (2011-2020), 0,84% p.a. (2021-2035)
 - Osteuropa: 1,70% p.a. (2011-2020), 1,25% p.a. (2021-2035)

- Szenario: **EU Energy Trends 2030 – Baseline Scenario**
- Brennstoff- und CO₂-Preise: **normal – moderater Anstieg**
(mit Anpassung an die realen Werte bis 2011)

	2020	2030
Rohölpreis [$\text{\$}_{2011}/\text{bbl}$]	97	104
CO ₂ -Preis [$\text{\text{€}}_{2011}/\text{t}$]	26	41

- Netzausbau in ENTSO-E basiert auf **TYNDP 2010**
- Rund 500 Netzprojekte wovon
 - 20.000 km zur Integration von RES,
 - 28.500 km zur Vollendung des Binnenmarktes und
 - 26.000 km zur Versorgungssicherheit beitragen

- Rechtsverbindlicher Hintergrund ist der EU-Vertrag zur Gründung der Europäischen Union (Artikel 154)

„EU-Binnenmarkt ermöglicht den freien Verkehr von Waren, Personen, Dienstleistungen und Kapital“

- Ansatz 1995: Kriterien für die Förderwürdigkeit von Infrastrukturvorhaben von gemeinschaftlichem Interesse
- Bislang letzte rechtsgültige TEN Entscheidung aus dem Jahr 2006 (Nr. 1364/2006/EG)
- Netzausbau als unverzichtbares Instrument für die *Entwicklung des Binnenmarktes, die Diversifizierung der Energiequellen, Erschließung und Integration von RES und Sicherstellung der Versorgungssicherheit*

- Entwicklung der Merit Order (KW-Park: Leistung und Kosten)
- Entwicklung des Höchstspannungsnetzes in ENTSO-E CE
- NTC-basiertes Engpassmanagement

- DC-Lastfluss (d.h. nur Wirkleistungsfluss, keine Stabilitätsbetrachtungen des Netzes)
- keine Sonderschaltzustände
- keine Schalthandlungen für operatives Engpassmanagement
- primär nationaler Redispatch, grenzüberschreitender Redispatch als Backup für jede Regelzone