
MODELLGESTÜTZTE BETRACHTUNG MÖGLICHER PFADE FÜR EINE DEKARBONISIERUNG DES EUROPÄISCHEN STROMSEKTORS BIS 2050

12. Symposium Energieinnovation, Graz

Benjamin Pfluger,
Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI,
Karlsruhe

Agenda

- Einleitung
- Methodik
- Ergebnisse
- Zusammenfassung und Ausblick

Einleitung

Ziele

1. Baseline Szenario

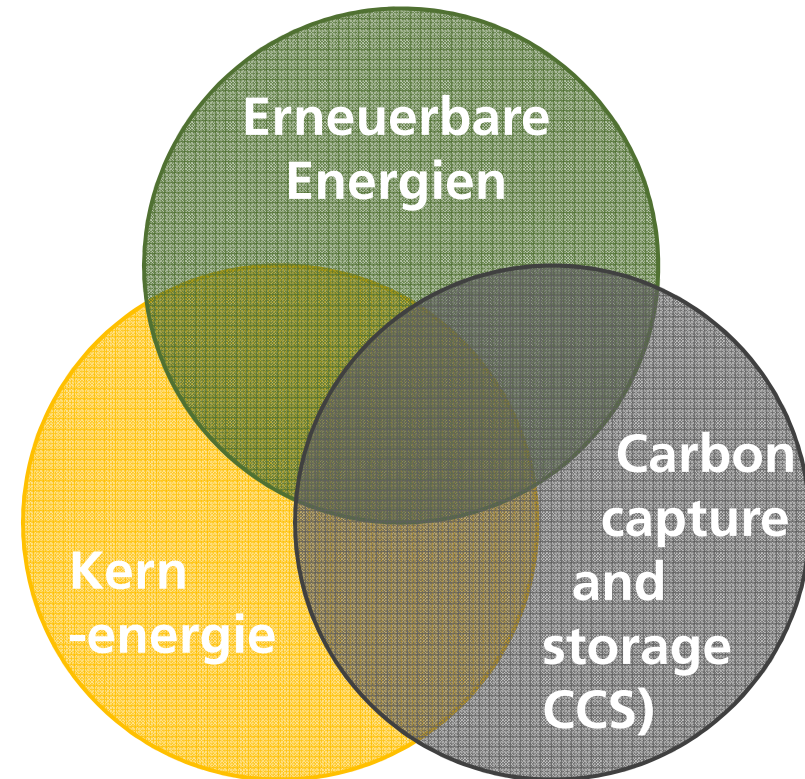
Analyse der langfristigen Auswirkungen existierender Klimaschutzpolitiken auf die Entwicklungen im Stromsektor

- Werden die Emissionen stark genug gesenkt?
- Was sind die Gründe für ein mögliches Nichterreichen der Ziele?

2. Strengthened Intensities (SI) Szenario

Analyse mit veränderten Intensitäten existierender Klimaschutzpolitiken, welche eine (nahezu) vollständige Dekarbonisierung erreichen

- Welche Politiken sind notwendig?
- Welche Auswirkungen hat die Dekarbonisierung auf den Stromsektor?



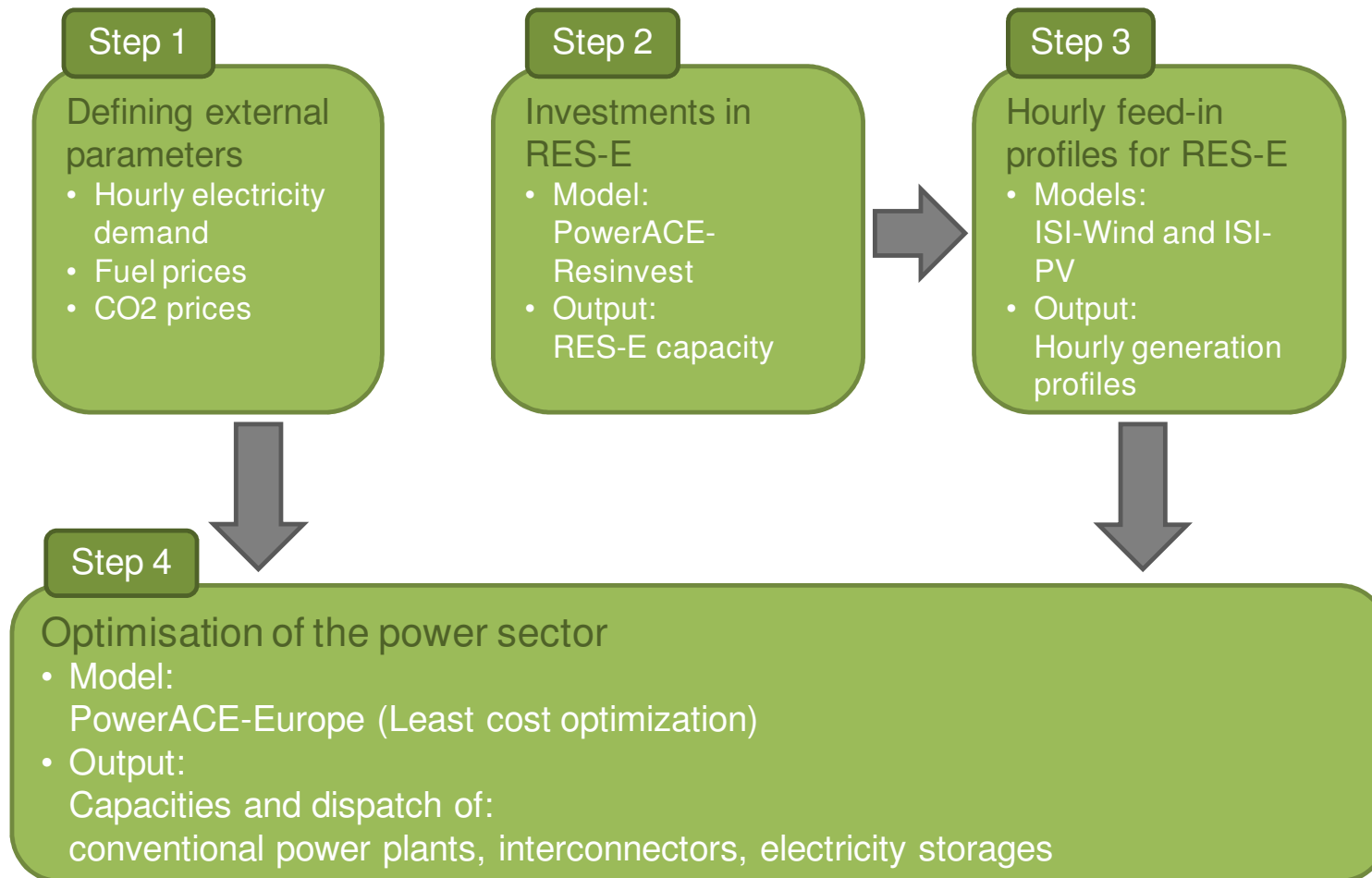
Angebotsseitige Dekarbonisierung

Agenda

- Einleitung
- Methodik
- Ergebnisse
- Zusammenfassung und Ausblick

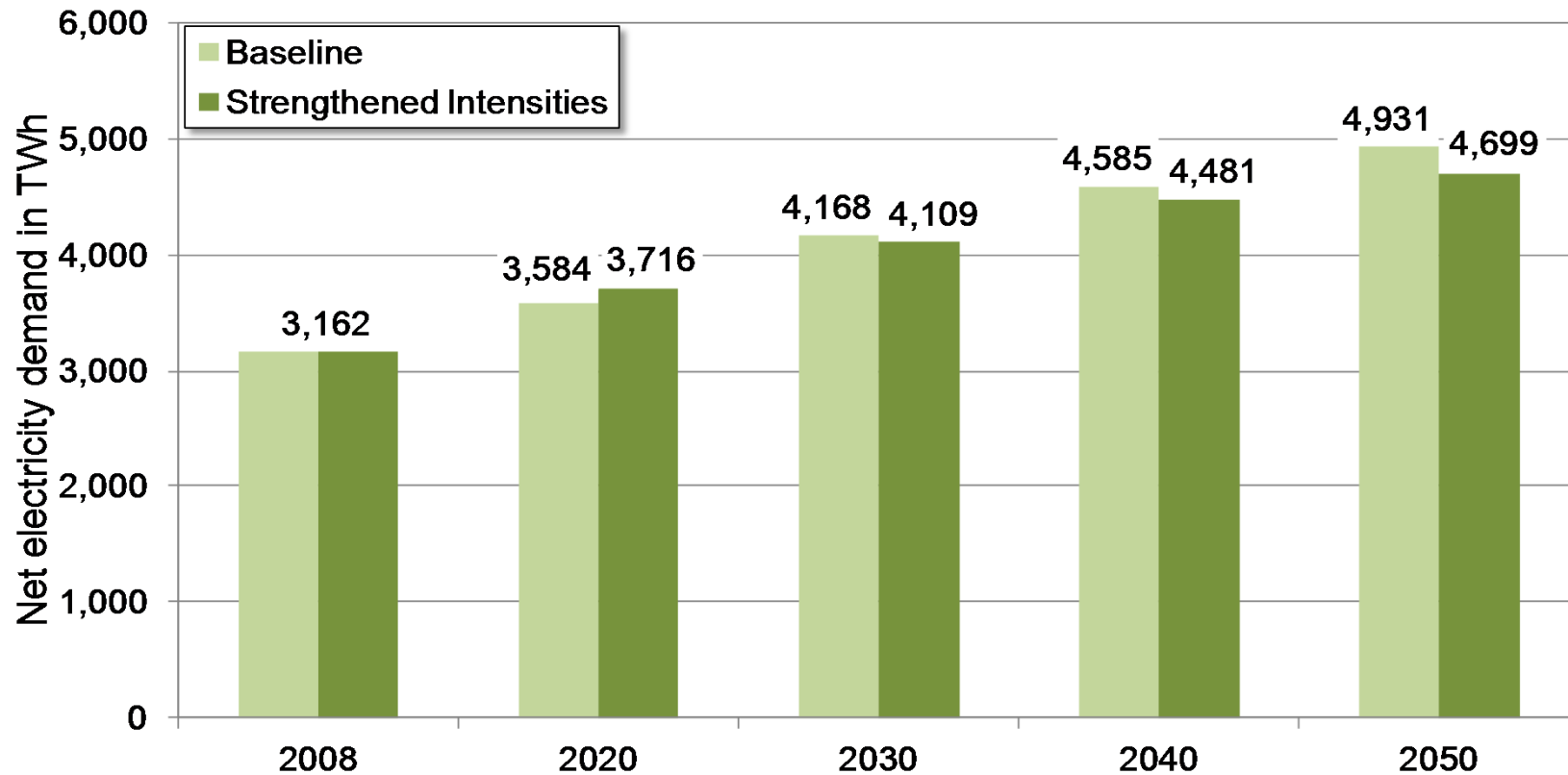
Methodik

Mehrstufiger Modellansatz



Methodik

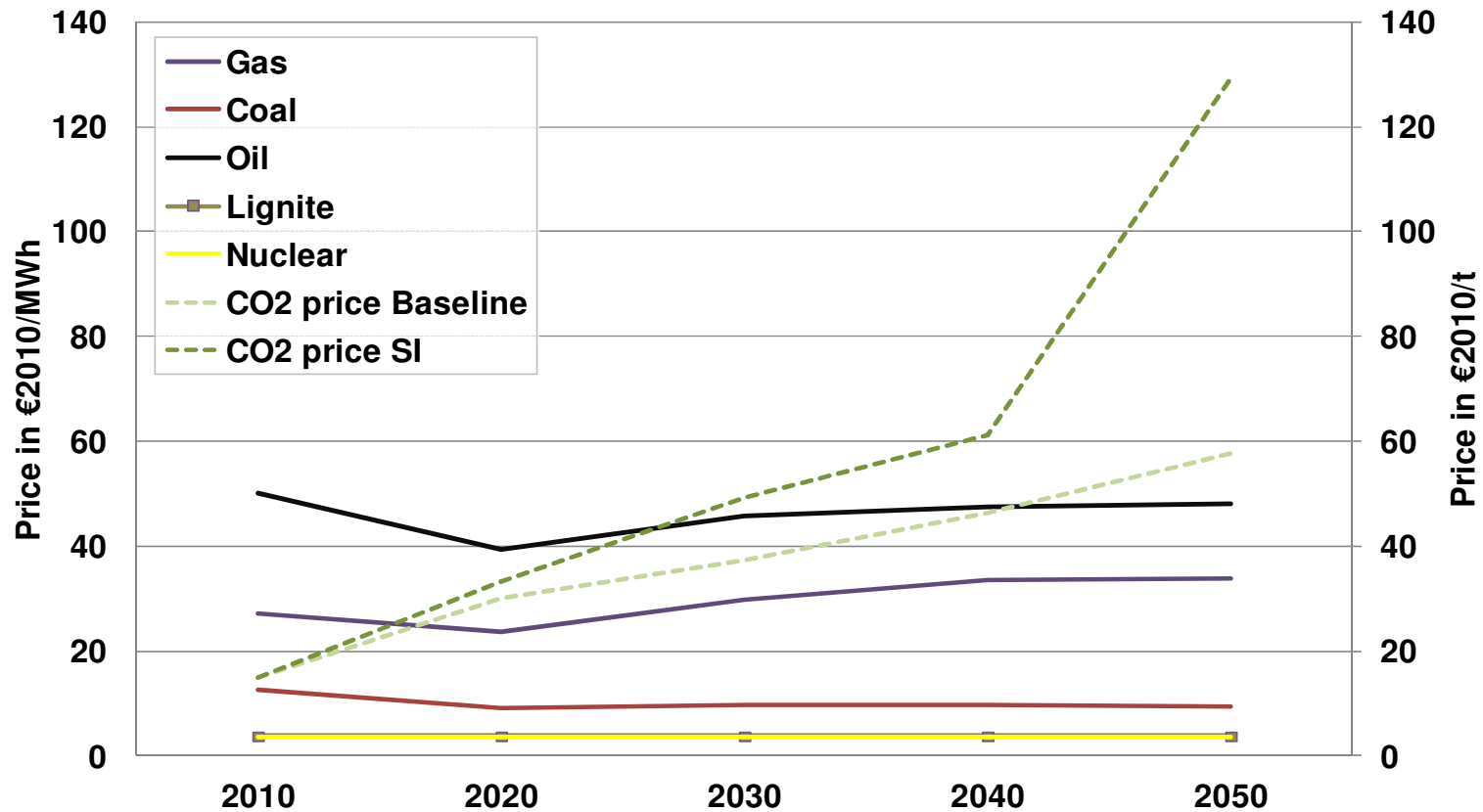
Inputparameter: Nachfrage



→ Umwandlung in stundenscharfe Nachfrage durch Lastprofile von ENTSO-E, sowie von nationalen Übertragungsnetz- und Strombörsenbetreibern.

Methodik

Inputparameter: Brennstoff und CO₂-Preise



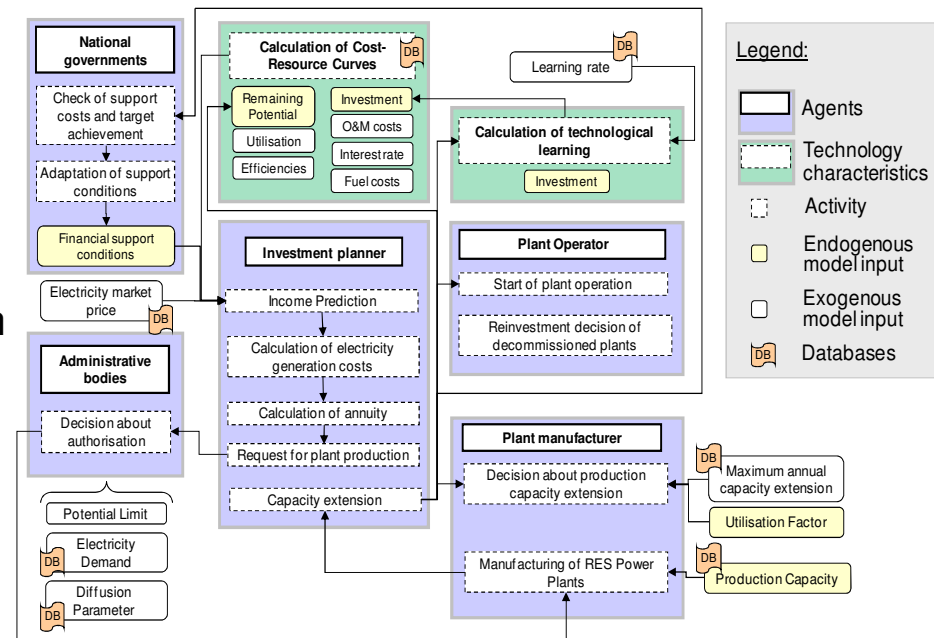
Quellen: Planbureau voor de Leefomgeving und IEA (2010)

Methodik

EE-Diffusionsszenarien

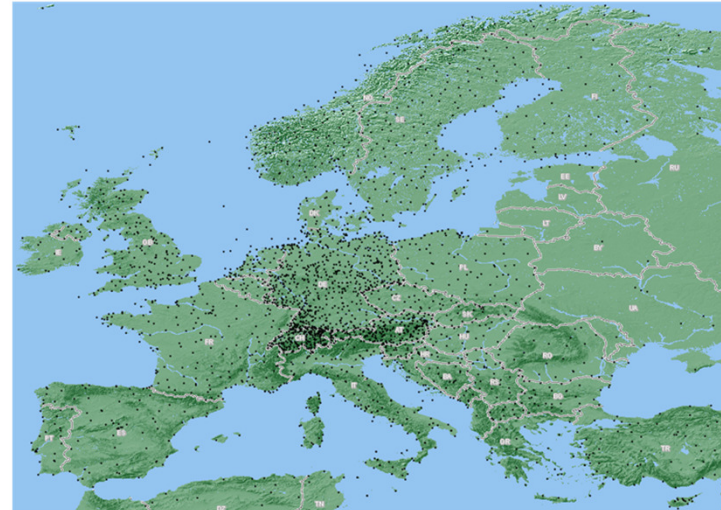
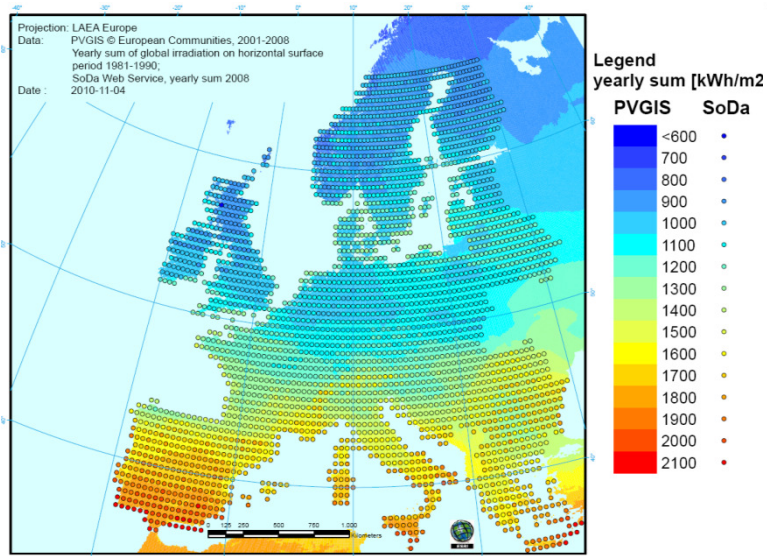
PowerACE-ResInvest

- Agentenbasiertes Diffusionsmodell
- 14 EE-Technologien in über 5.000 Kostenpotentialstufen
- Detaillierte Datenbanken zu aktuellen Fördersystemen (FIT, Zertifikatehandel)
- “Investoragenten“ suchen die lukrativsten Investitionen
- “Staatsagenten“ passen Förderpolitiken ggf. an



Methodik

Stundenscharfe PV- und Windprofile



Photovoltaik

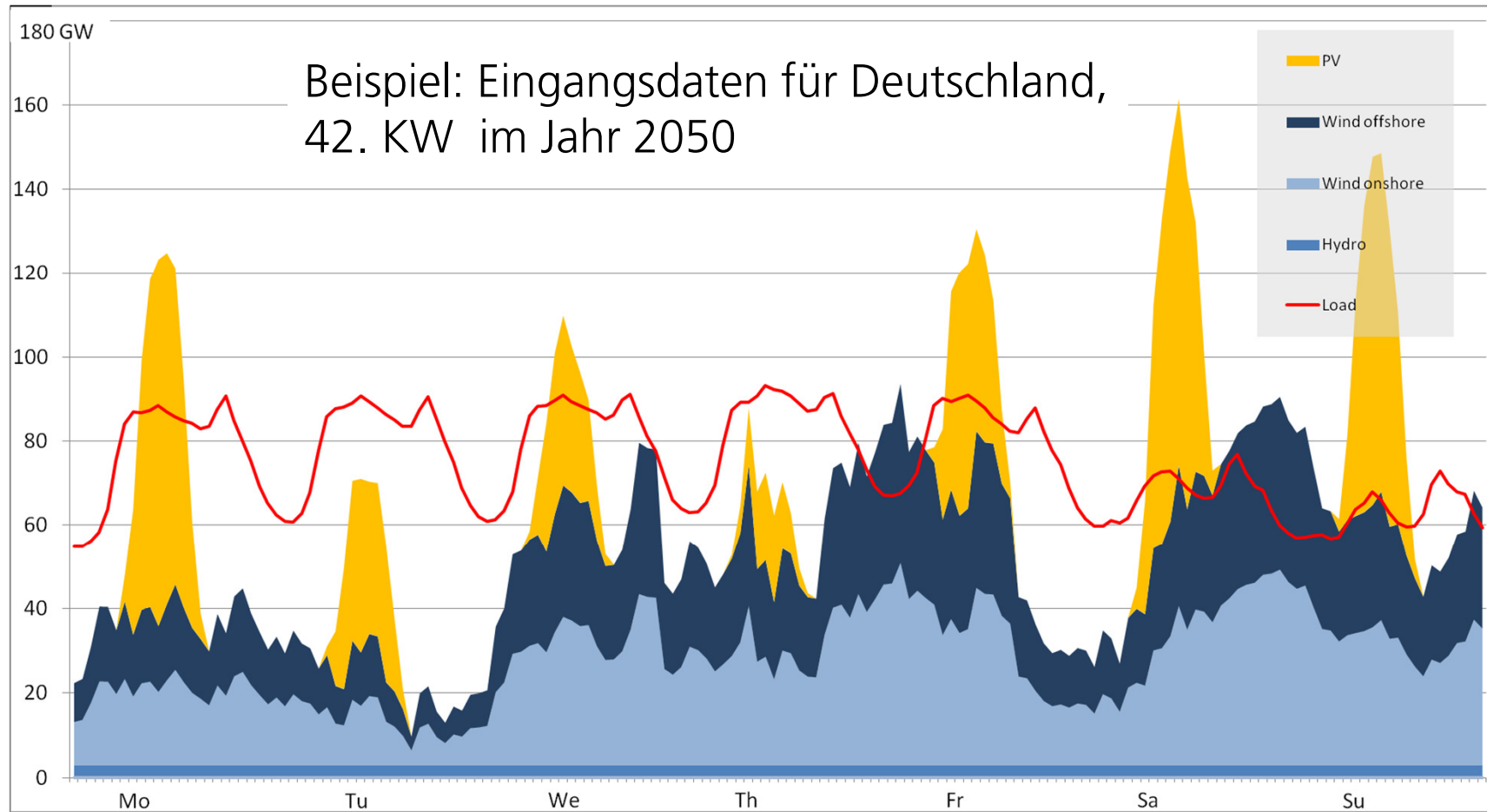
- Stündliche Satellitendaten für 2006 - 2010 für ca. 3.000 Messpunkte
- Berechnung der Erzeugung aus Modultypen, Ausrichtung, Temperatur, etc.

Windenergie

- Daten aus über 3.000 Wetterstationen von Meteomedia
- Berechnung der Erzeugung aus Turbinentyp, Rauigkeitslängen, Luftdichte, etc.

Methodik

Eingangsdaten für die Optimierung



Methodik

PowerACE-Europe

PowerACE-Europe

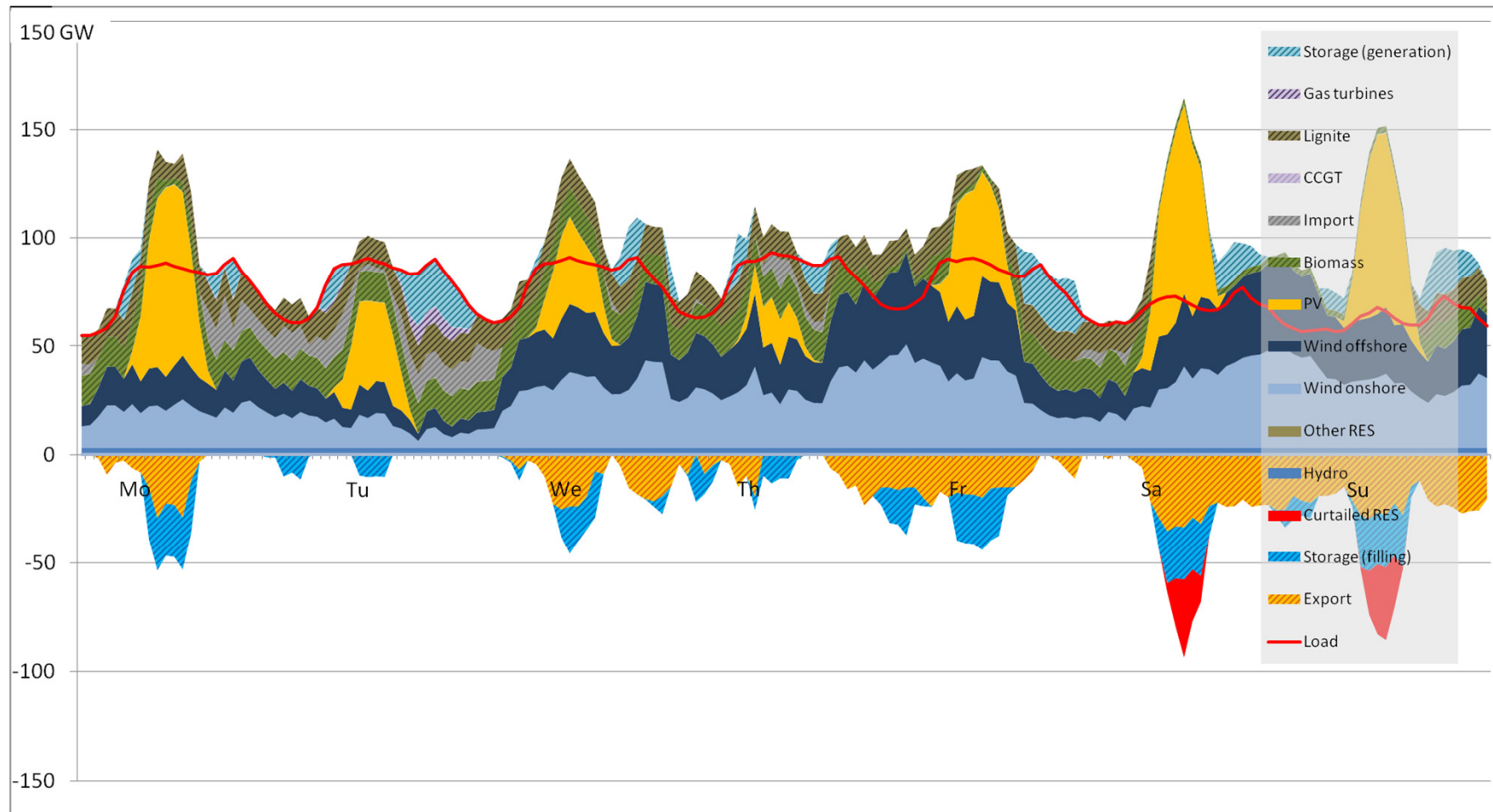
- Betrachtung der EU-27 plus Norwegen und Schweiz (EU-27+2)
- Simultane Optimierung der Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050 in stündlicher Auflösung
- Datenbanken zu existierenden Kraftwerken, Pumpspeichern und Interkonnektoren
- Konventionelle Kraftwerksoptionen:
 - Kernkraft
 - Kohle (ohne und mit CCS)
 - Braunkohle (ohne und mit CCS)
 - Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk (ohne und mit CCS)
 - Gasturbine

Zielfunktion

Minimierung aller (diskontierten) Kosten der Stromerzeugung, -übertragung und -speicherung (CAPEX, OPEX, Brennstoffe und Emissionsrechte)

Methodik

Beispiel: Deutschland, 42. KW 2050, SI Sz.

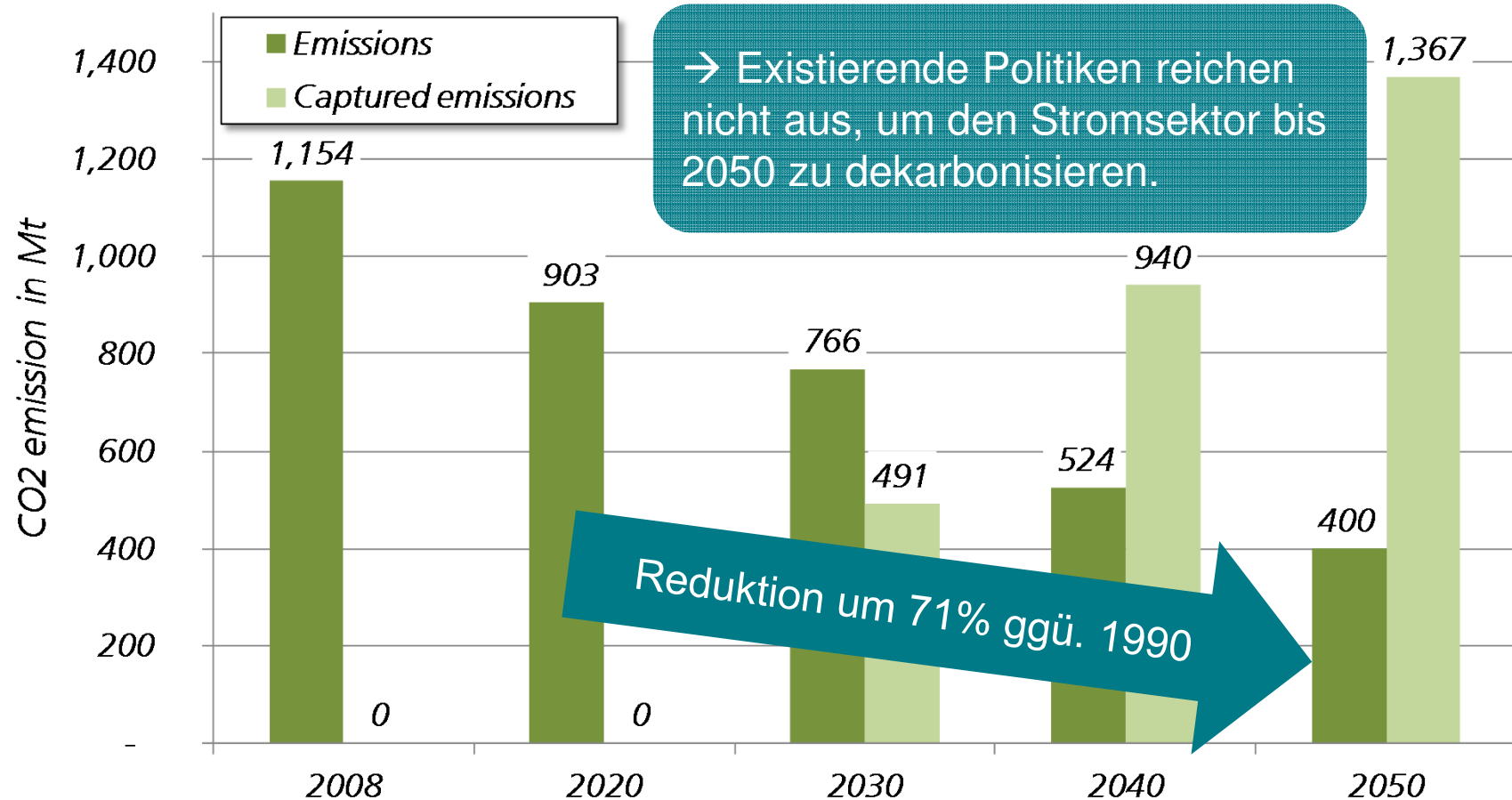


Agenda

- Einleitung
- Methodik
- Ergebnisse
- Zusammenfassung und Ausblick

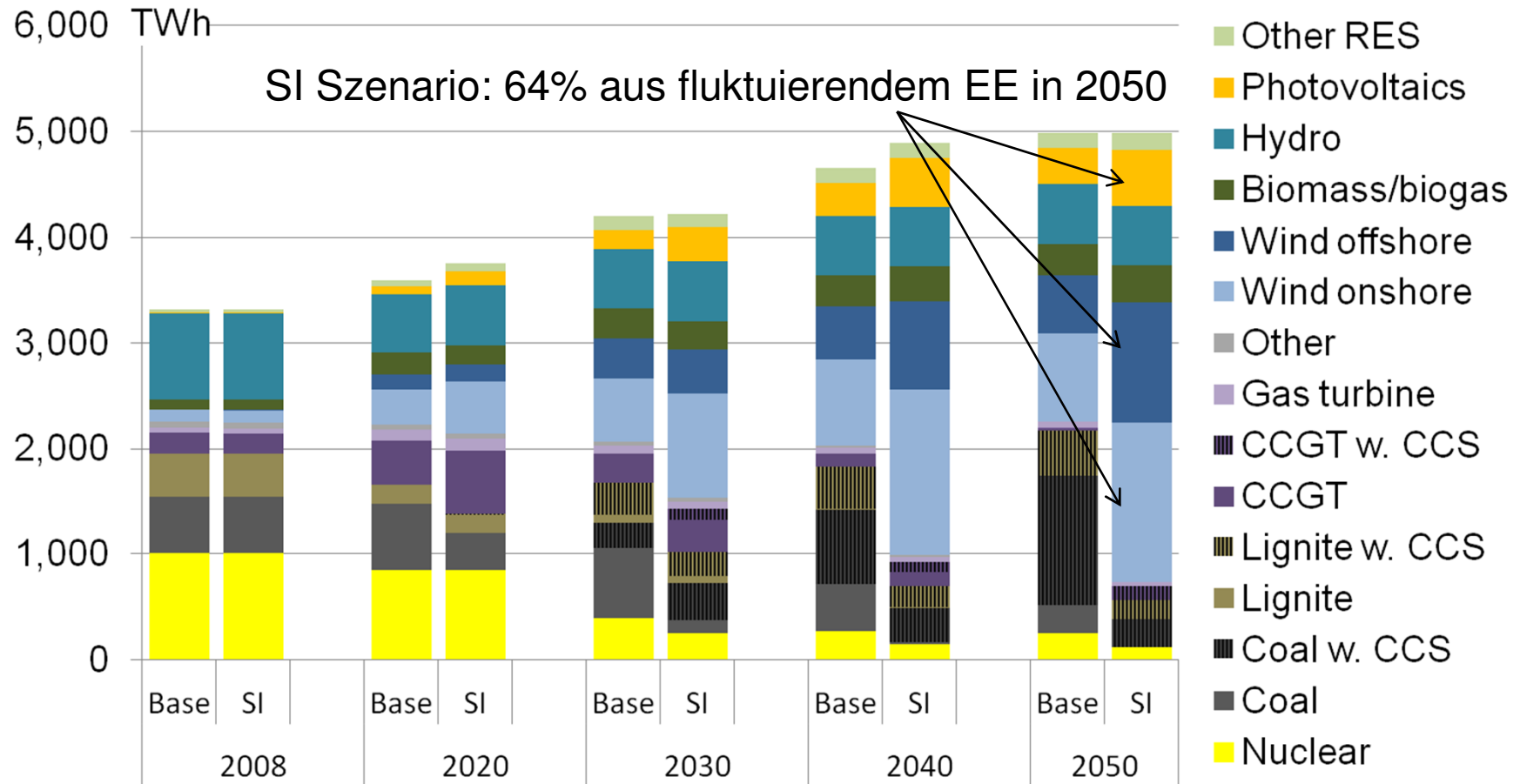
Ergebnisse

CO₂-Emissionen Baseline



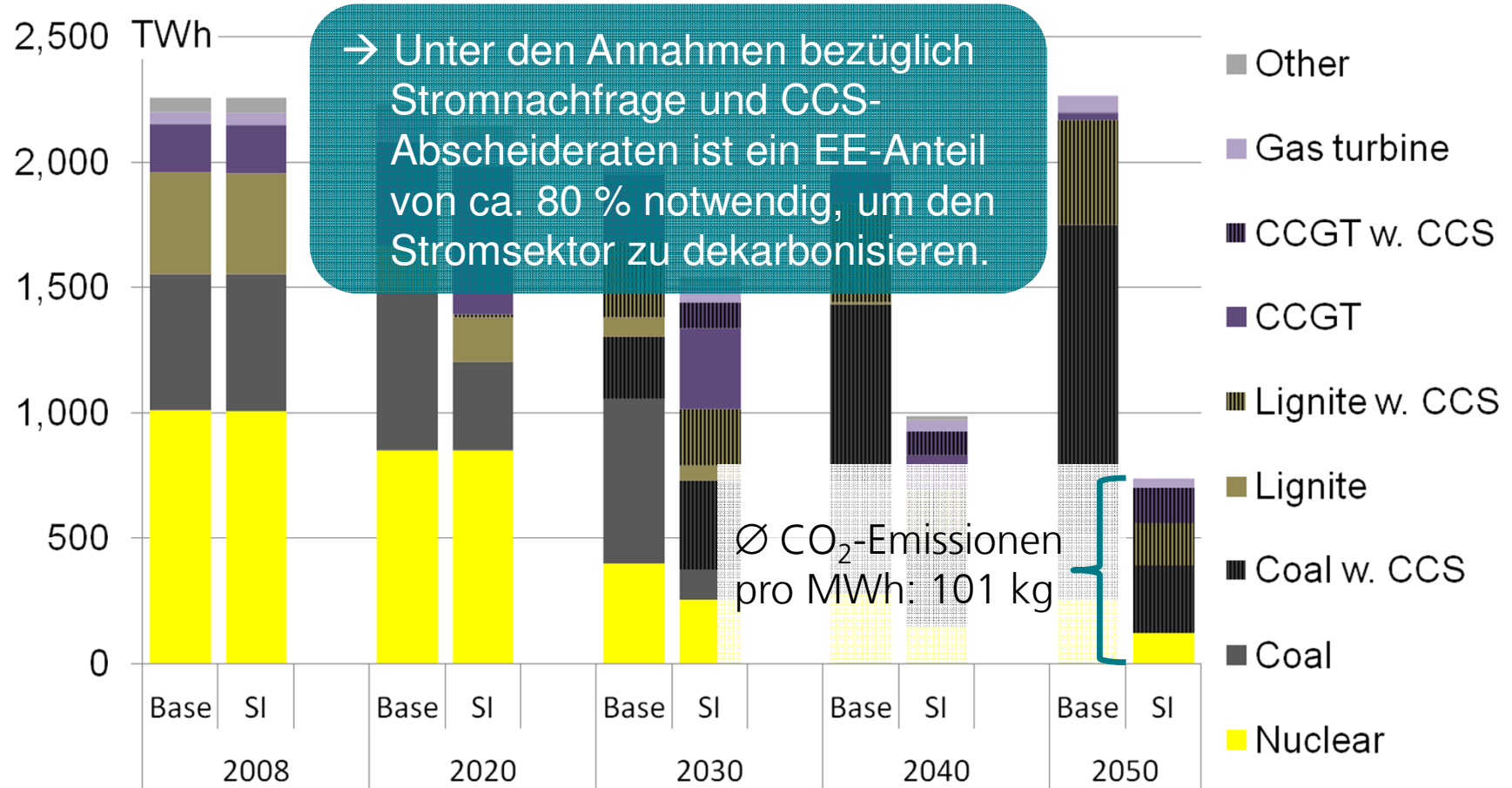
Ergebnisse

Erzeugungsmix in den Szenarien



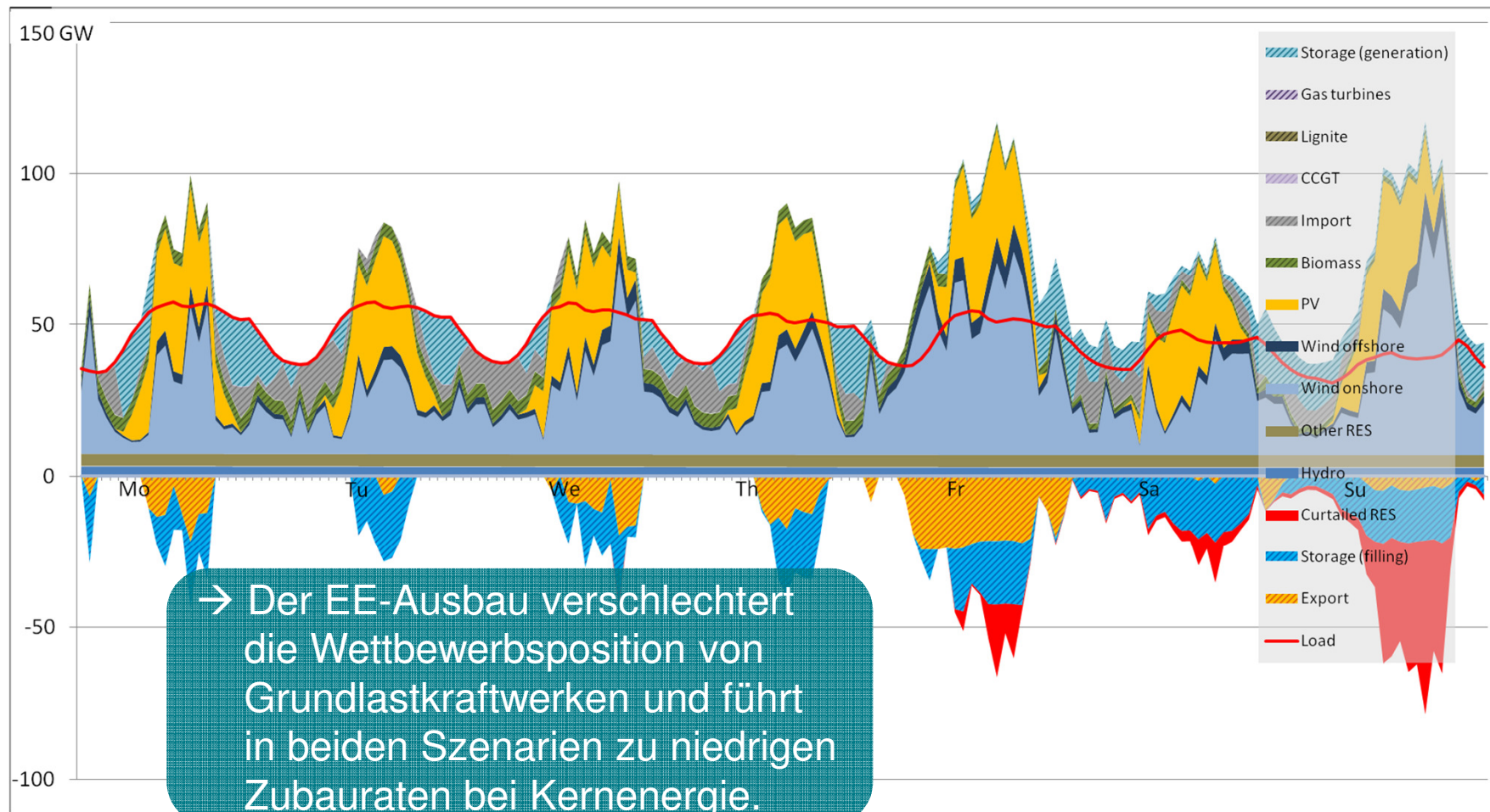
Ergebnisse

Konventioneller Erzeugungsmix



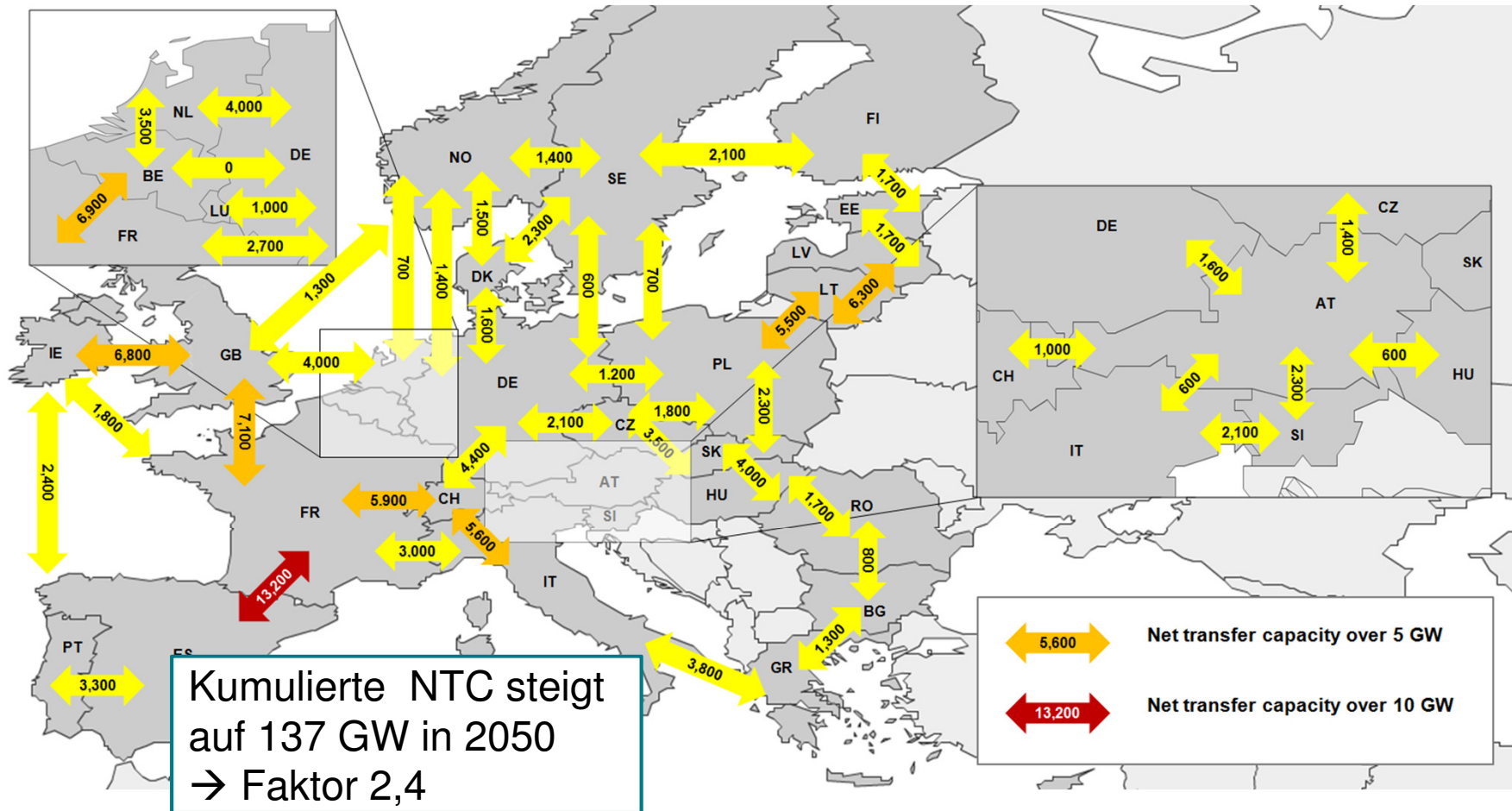
Ergbnisse

Beispiel: Spanien, 27. KW 2050, SI Szen.



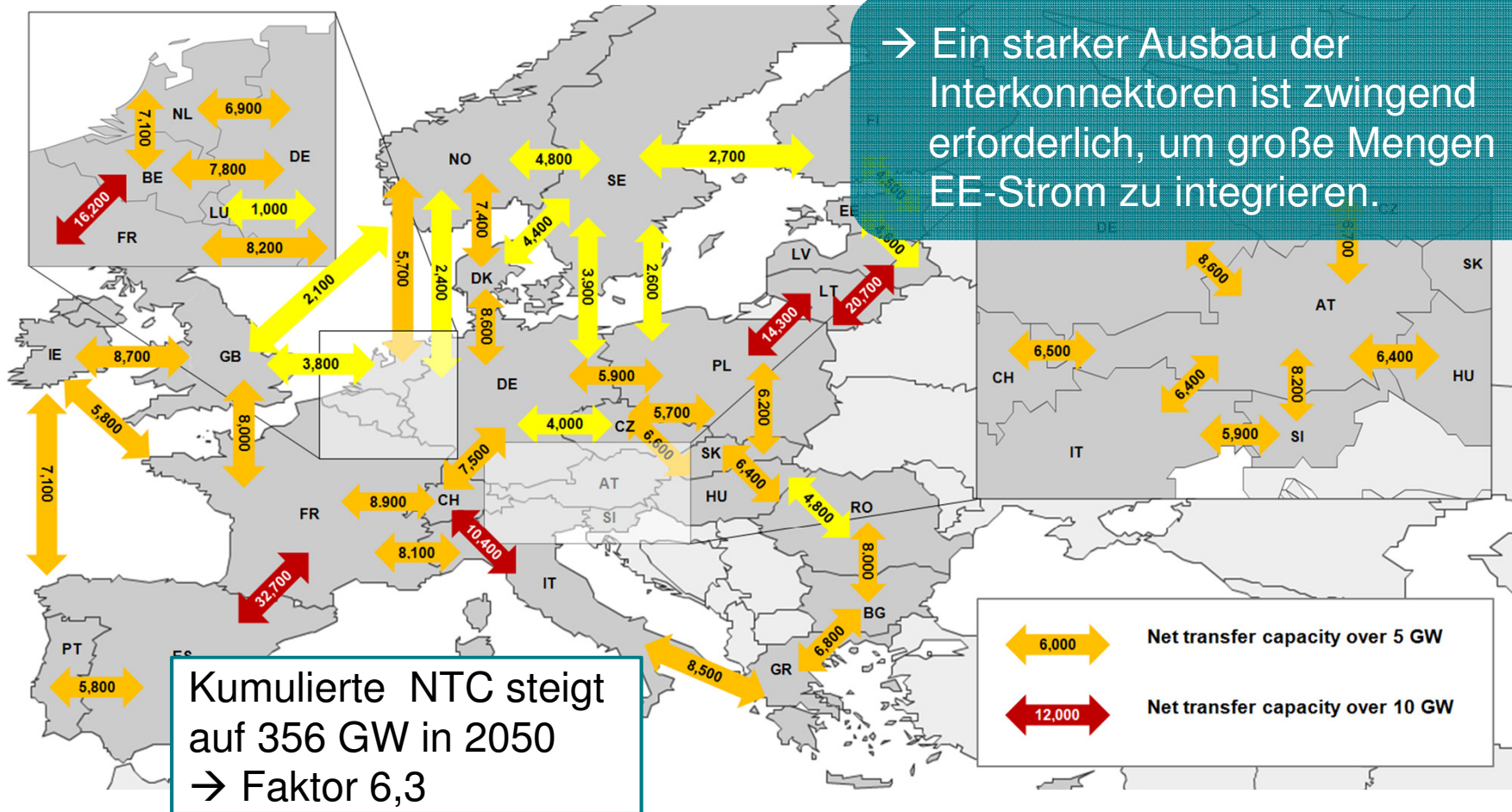
Ergebnisse

NTC in 2050 (Baseline)



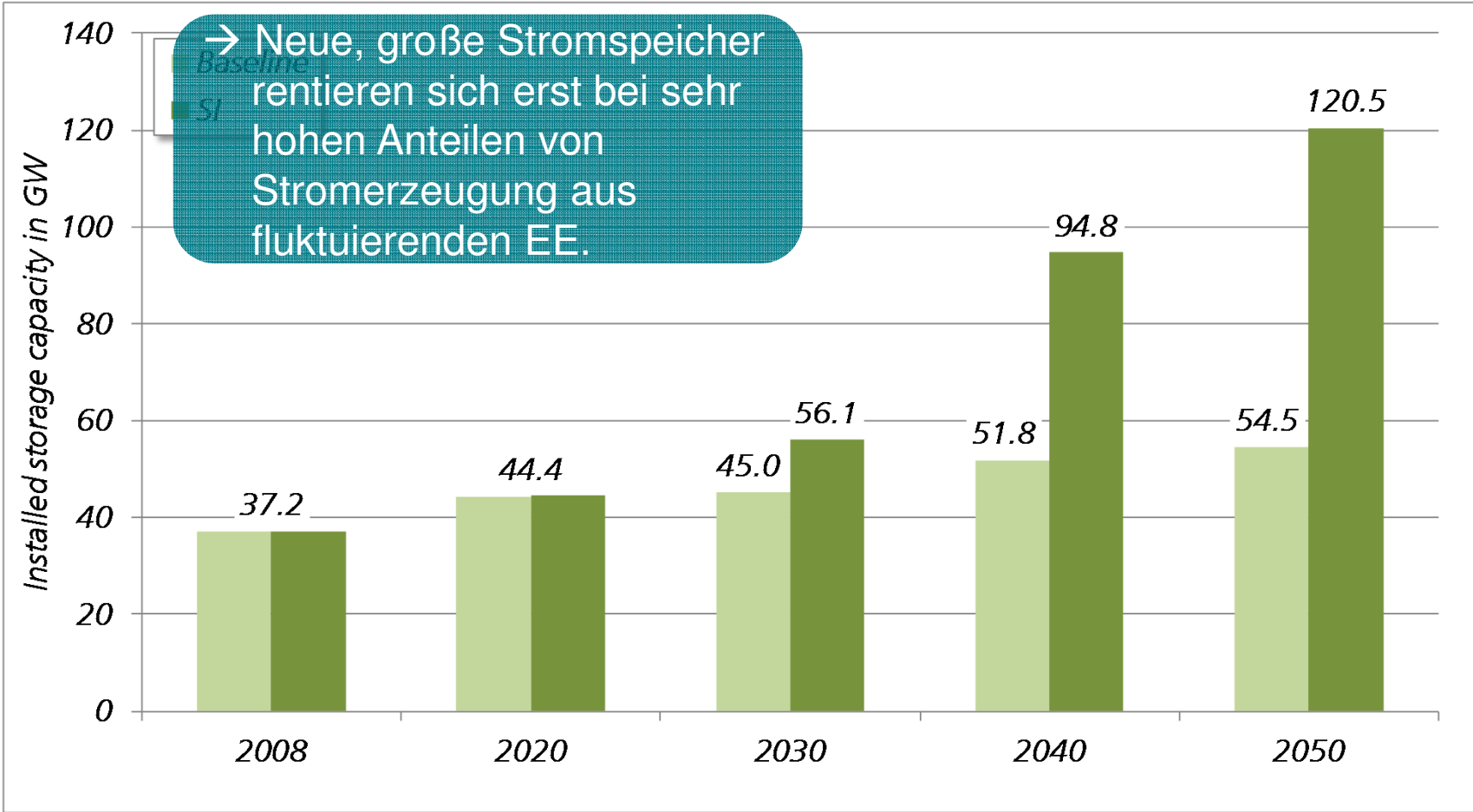
Ergebnisse

NTC in 2050 (SI Szenario)



Ergebnisse

Stromspeicher



Agenda

- Einleitung
- Methodik
- Ergebnisse
- Zusammenfassung und Ausblick

Zusammenfassung und Ausblick

Hauptschlussfolgerungen

- Existierende Politikmaßnahmen reichen bei derzeitigen Intensitäten nicht aus, um den Stromsektor bis 2050 zu dekarbonisieren.
- Unter den angenommenen Parametern bzgl. Stromnachfrage und CCS-Abscheideraten sind ein EE-Anteil von ca. 80 % und ein schnell steigender CO₂-Preis erforderlich, um eine Emissionsreduktion um 95 % gegenüber 1990 zu erreichen.
- Der steigende Anteil fluktuierender EE verschlechtert die Wettbewerbsfähigkeit von Grundlastkraftwerken, insbesondere der Kernenergie.
- Ein starker Ausbau der Interkonnectoren ist zwingend erforderlich, um große Mengen EE-Strom zu integrieren.
- Neue, große Stromspeicher rentieren sich erst bei sehr hohen Anteilen von Stromerzeugung aus fluktuierenden EE.

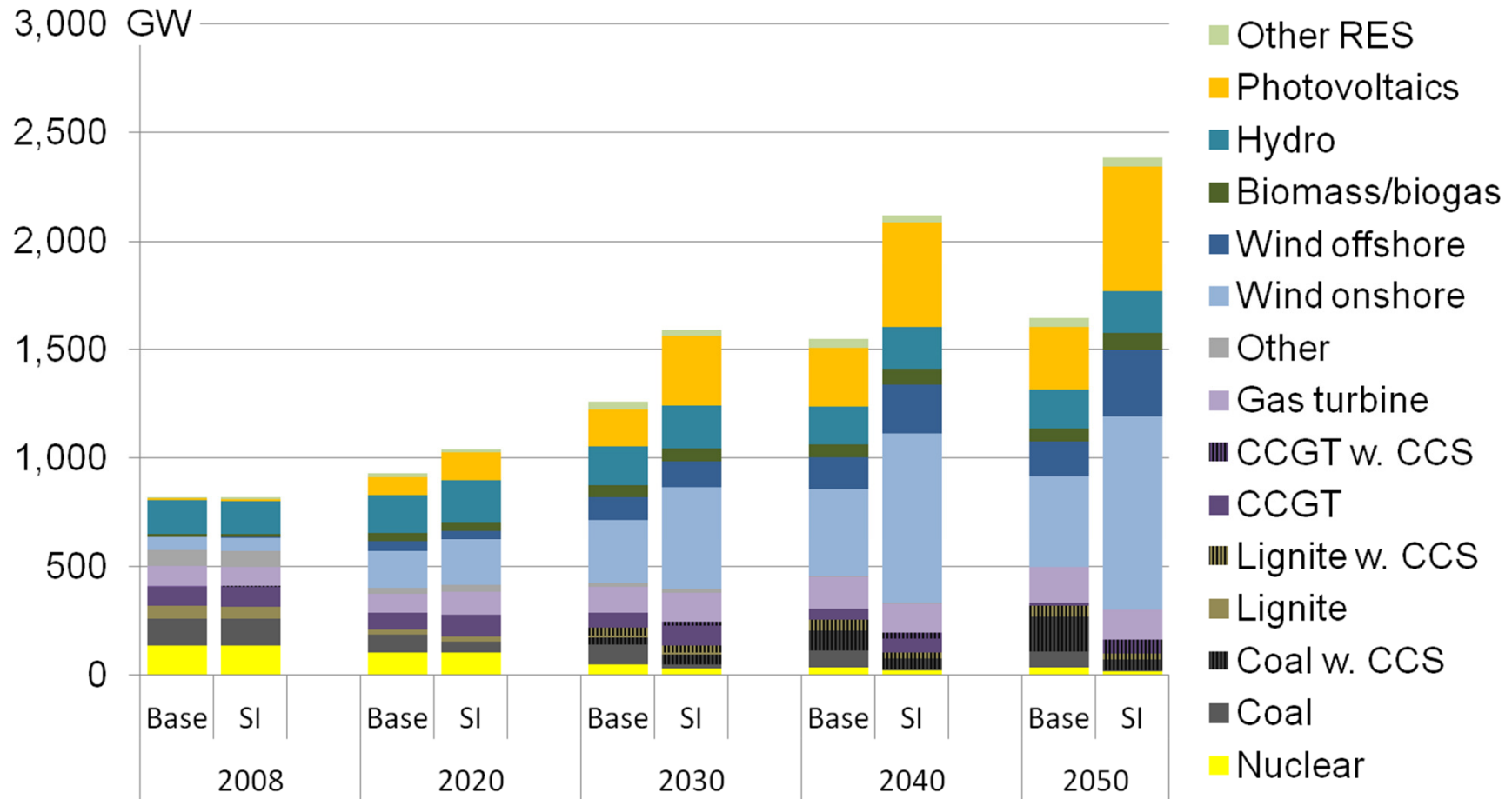
Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

Pfluger@isi.fraunhofer.de

Backup-Folien

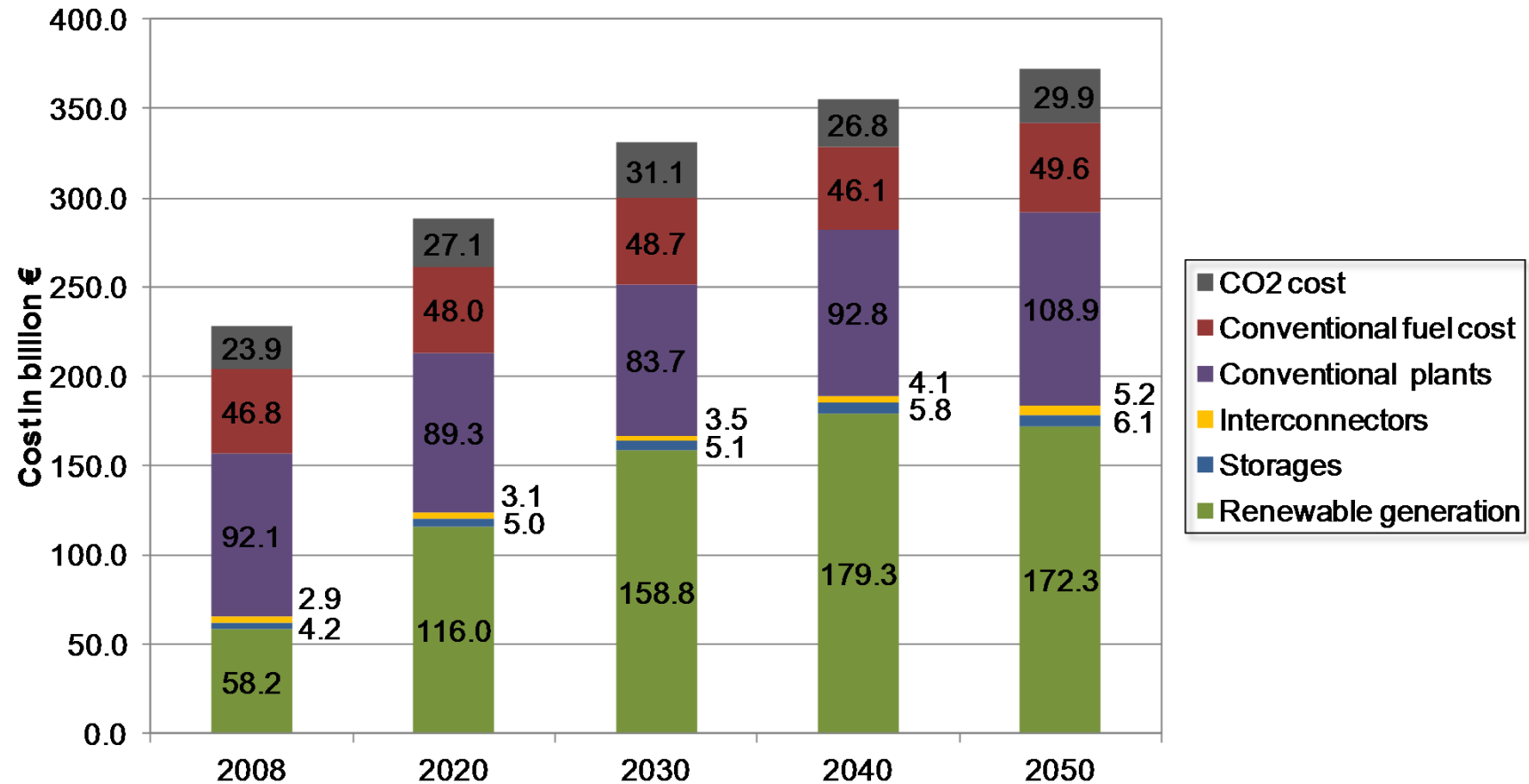
Results

Power plant portfolio comparison



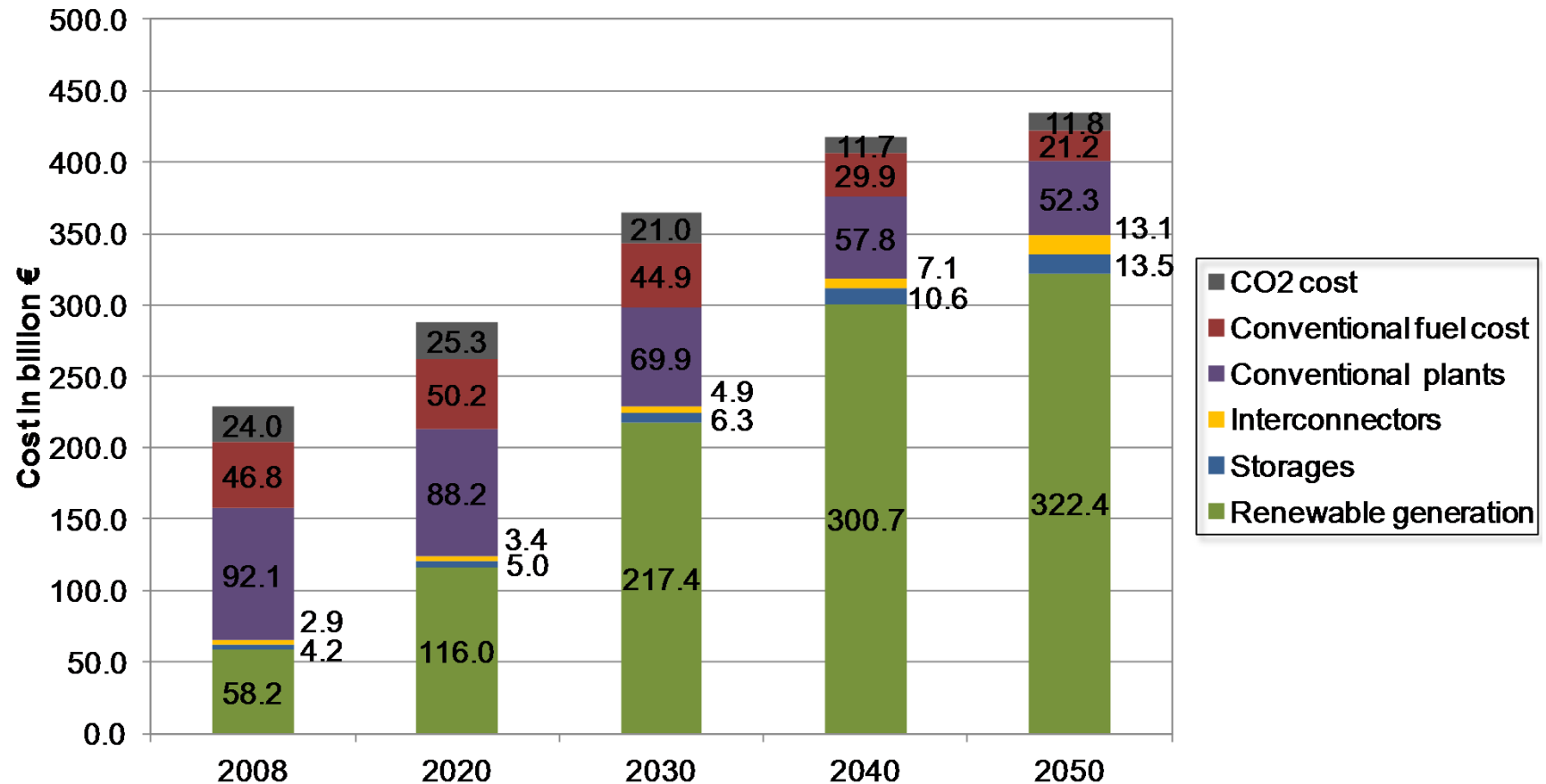
Results

Total costs Baseline



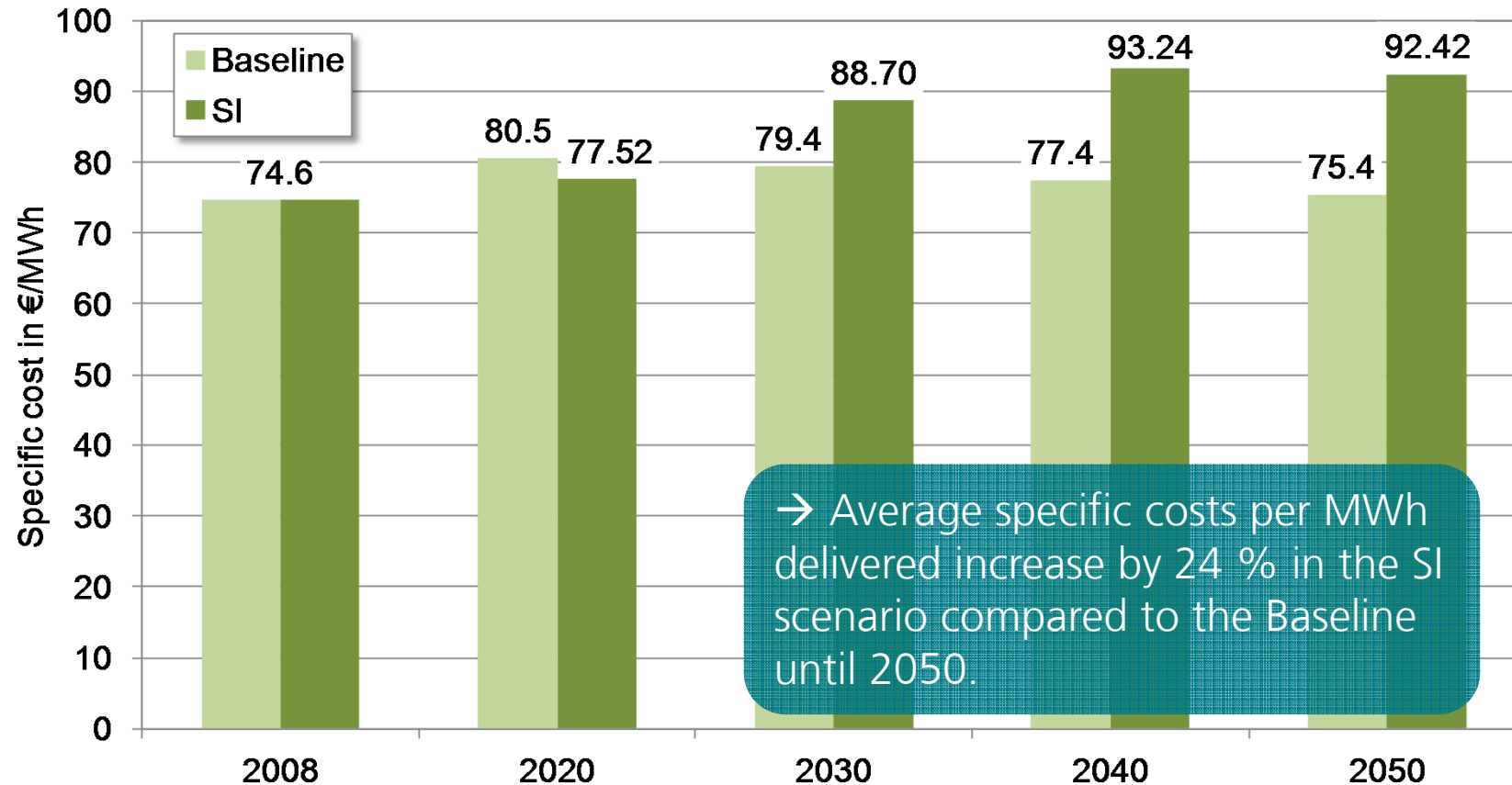
Results

Total costs SI scenario



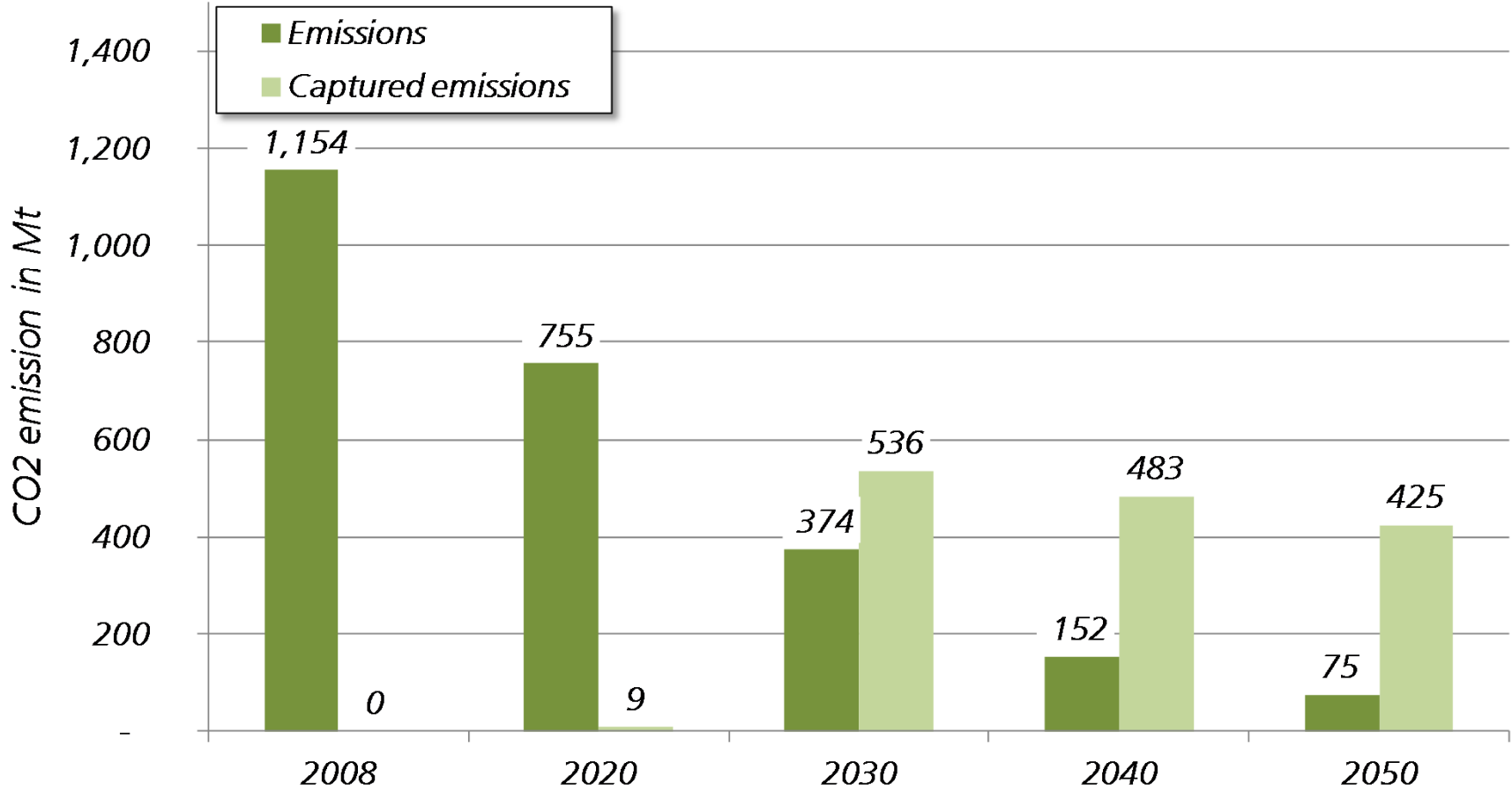
Results

Average cost per MWh



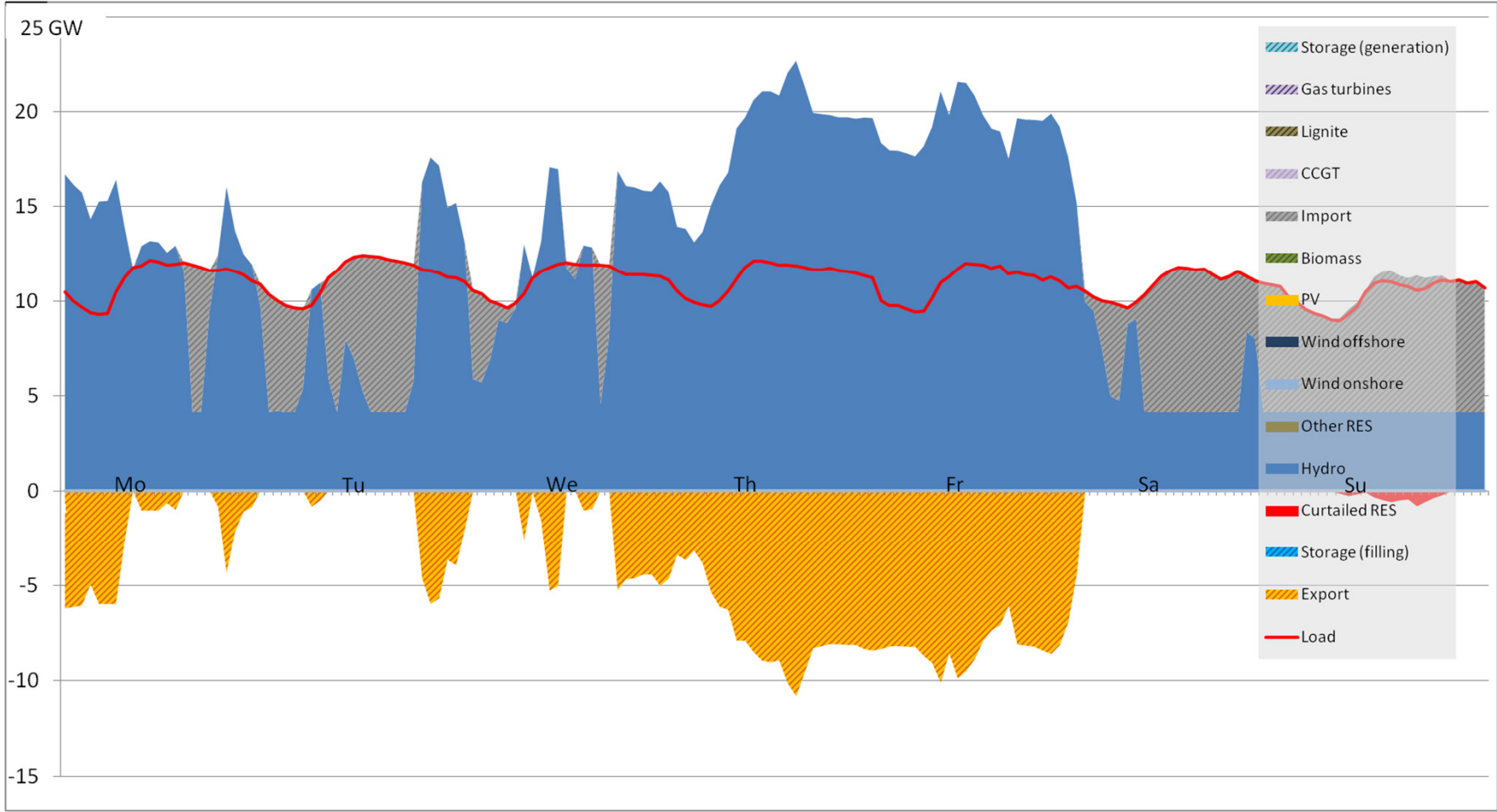
Results

CO₂-emissions SI scenario



Results

Norway as battery?



Plant assumptions

Technology	Year	Investment	O&M	Lifetime	Efficiency	CO ₂ capture rate
Unit		[€/kW]	[(€/kW*a)]	[years]	[%]	[%]
Nuclear power plant	2020	3,500	80	40	35%	0%
	2050	3,500	80	40	35%	0%
Coal	2020	1,300	30	40	46%	0%
	2050	1,250	30	40	47%	0%
Coal w. CCS	2020	2,275	40	40	37%	85%
	2050	2,188	40	40	39%	90%
Lignite	2020	1,600	40	40	44%	0%
	2050	1,450	40	40	45%	0%
Lignite w. CCS	2020	2,800	40	40	35%	85%
	2050	2,538	40	40	37%	90%
CCGT	2020	864	15	30	58%	0%
	2050	750	15	30	61%	0%
CCGT w. CCS	2020	1,149	20	30	50%	88%
	2050	938	20	30	56%	92%
Gas turbine	2020	400	15	30	40%	0%
	2050	350	15	30	42%	0%

Results

Need for curtailment

