

DER NUTZEN DER „PROJECTS OF COMMON INTEREST“- LEITUNGEN FÜR EUROPA

Gerald FEICHTINGER, Udo BACHHIESL, Karthik S. BHAT, Heinz STIGLER

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation/TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz,
gerald.feichtinger@tugraz.at, <http://www.IEE.TUGraz.at>

Kurzfassung

Der Ausbau des europäischen Stromverbundnetzes umfasst einige wichtige Ausbauprojekte, welche von der EU als „Projects of Common Interest“ gekennzeichnet wurden. Diese Projekte sollen einen signifikanten Beitrag im Zuge der vollständigen Realisierung eines gesamteuropäischen Energiebinnenmarkts liefern. Anhand von einigen relativ einfach gehaltenen Simulationen mit dem Elektrizitätswirtschaftsmodell ATLANTIS werden diese positiven Effekte in Form von reduzierten variablen Stromproduktionskosten, CO₂-Emissionen, Redispatch sowie geringeren Leitungsauslastungen bestätigt.

Keywords: PCI, Produktionskosten, CO₂-Emissionen, Redispatch, ATLANTIS

1 Einleitung

Die Umsetzung der Energie-Strategien 2020 (20,20,20), 2030 (40,27,27) und 2050 (-80% bis -95% CO₂-Emissionen) der Europäischen Union (EU) forciert eine „Dekarbonisierung“ der europäischen Ökonomien, einen ambitionierten Ausbau von erneuerbaren Energien (EE) und erfordert eine umfassende Realisierung eines integrierten gesamteuropäischen Energiebinnenmarkts. Um das Erreichen dieser ambitionierten Klima- und Energieziele zu gewährleisten, hat die EU im Zuge ihrer Strategie für den Ausbau der Transeuropäischen Energienetze (TEN-E) ein umfassendes Energieinfrastrukturpaket verabschiedet. Dieses beinhaltet alle wichtigen Infrastrukturkorridore und definiert zugleich alle förderbaren Infrastrukturprojekte für den Ausbau des transeuropäischen Elektrizitäts- und Erdgasnetzes, um vorhandene Inselregionen in den bestehenden Netzverbund zu integrieren und den europäischen territorialen Zusammenhalt zu verstärken.

Aus diesem Grund wurde von der EU eine umfassende Liste mit „Projects of Common Interest“ (PCI) – oder auch Vorhaben des gemeinsamen Interesses (VGI) – erstellt, welche insgesamt 195 wirtschaftlich tragbare Schlüsselprojekte umfasst. Alle darin enthaltenen Stromleitungsausbauprojekte sind dem Ten Year Network Development Plan (TYNDP) entnommen, welcher biennial vom Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E oder European Network of Transmission System Operators for Electricity) veröffentlicht wird. Die PCI-Projekte zählen zu den vorrangigen Infrastrukturvorhaben und stellen somit einen signifikanten Beitrag zur vollständigen Realisierung des integrierten gesamteuropäischen Energiebinnenmarkts dar. Damit einhergehend formulierte die EU neue Ziele in Form von Stromverbundgraden zwischen allen EU-Mitgliedsstaaten für 2020 mit 10% und 2030 mit 15%. Durch einen gezielten Ausbau von insbesondere grenzüberschreitenden Stromleitungen sollen diese ambitionierten Zielvorgaben erreicht werden. Zusätzlich werden die Versorgungssicherheit innerhalb des europäischen Verbundnetzes erhöht, erneuerbare

Energiequellen integriert und die europäische Importabhängigkeit von fossilen Brennstoffen sowie die CO₂-Emissionen wesentlich reduziert.

Einige Effekte dieser PCI-Leitungsprojekte werden in den nachfolgenden Kapiteln anhand einer relativ einfach gehaltenen Untersuchung mit dem Simulationsmodell ATLANTIS analysiert und graphisch dargestellt.

2 Simulationsmodell ATLANTIS

Als Grundlage für die durchgeführten Untersuchungen dienen Simulationen mit dem Elektrizitätswirtschaftsmodell ATLANTIS. In diesem Kapitel erfolgt eine kompakte Einführung zu diesem Simulationspaket anhand einer allgemeinen Modellbeschreibung sowie einer Darstellung des den Simulationen zu Grunde liegenden Referenzszenarios. Zusätzlich wird aufgezeigt, wie sich das PCI-Ausbauszenario vom Referenzszenario unterscheidet.

2.1 ATLANTIS

ATLANTIS ist ein umfassendes techno-ökonomisches real- und nominalwirtschaftliches Simulationsmodell der kontinentaleuropäischen Elektrizitätswirtschaft. Dieses komplexe Modell berücksichtigt neben den physikalischen Gegebenheiten verschiedene wirtschaftliche Marktmechanismen der Elektrizitätswirtschaft und ermöglicht es, sehr realitätsnahe Simulationen durchzuführen. Im Simulationsmodell werden insgesamt 31 Länder im synchronen Gebiet der ENTSO-E-CE¹, mehr als 10.000 Bestandskraftwerke sowie 8.000 zukünftige Kraftwerke, über 6.100 Höchstspannungsleitungen auf 400 kV- und 220 kV-Ebene sowie mehr als 2.800 Netzknoten mit zugehörigem Endverbrauch berücksichtigt. Die im Modell integrierten wirtschaftlichen Modelle sind länderübergreifende Markt- und Handelsmodelle sowie ein Bilanzierungsmodell, welches die größten und wichtigsten Elektrizitätsunternehmen innerhalb Europas abbildet und eine real- und nominalwirtschaftliche betriebliche Vorscheurechnung ermöglicht.

Der Simulationshorizont wurde mit 2006 bis 2030 definiert, wobei der Zeitraum von 2006 bis 2010 als Kalibrierungsperiode für alle durchgeführten Simulationen gilt. Innerhalb der Simulation basierend die Berechnungen auf monatlichen stündlichen Dauerlinien, die in vier Perioden (je zwei Starklast sowie zwei Schwachlast-Perioden) unterteilt werden. Die Modellberechnungen basieren somit auf Periodenmittelwerten.

2.2 Referenzszenario

Das in ATLANTIS hinterlegte Referenzszenario orientiert sich an den nationalen Allokationsplänen zum Ausbau der erneuerbaren Energien (EE), um ein Erreichen der EU-20-20-20 Klimaziele zu gewährleisten. Die Entwicklung der Brennstoff- sowie CO₂-Preise basiert auf den Annahmen des Szenario-Rahmens zum Netzentwicklungsplan 2012 (NEP2012). Anhand eines ökonometrischen Brennstoffpreismodells werden länderspezifische Preischarakteristika der Primärenergieträger (Gas, Kohle, Öl, Uran) abgebildet. Die gewählten

¹ European Network of Transmission System Operators for Electricity – Continental Europe (ehemaliges Gebiet der UCTE)

Brennstoffpreisstrukturen nehmen keinen direkten Einfluss auf die Kraftwerksreihenfolge von Gas- und Kohlekraftwerken innerhalb der Merit-Order.

Das Referenzszenario berücksichtigt eine Stagnation beim Ausbau der fossilen Elektrizitätsproduktionskapazitäten. Ältere thermische Kraftwerke werden nur teilweise durch neue thermische Kraftwerke ersetzt, während der überwiegende Teil ersatzlos außer Betrieb gestellt wird. Der Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere der Solarthermie, Photovoltaik und Windkraft (sowohl On- als auch OffShore) werden stark forciert, um einerseits den Anteil an erneuerbaren Energien zu erhöhen und andererseits den Anteil der CO₂-Emissionen aus der Elektrizitätsproduktion erheblich zu reduzieren. Eine übersichtliche Darstellung der jährlichen Entwicklung der installierten Engpassleistung nach Kraftwerkstechnologie in Kontinentaleuropa bietet dazu Abbildung 1. Die installierte Leistung von fossilen und nuklearen Produktionstechnologien (Gas, Köhl, Öl) stagniert, während die installierte Leistung bei erneuerbarer Technologien ausgebaut wird. Der Anteil an EE Technologien erhöht sich somit signifikant, während sich im Umkehrschluss der Anteil an fossilen Technologien reduziert.

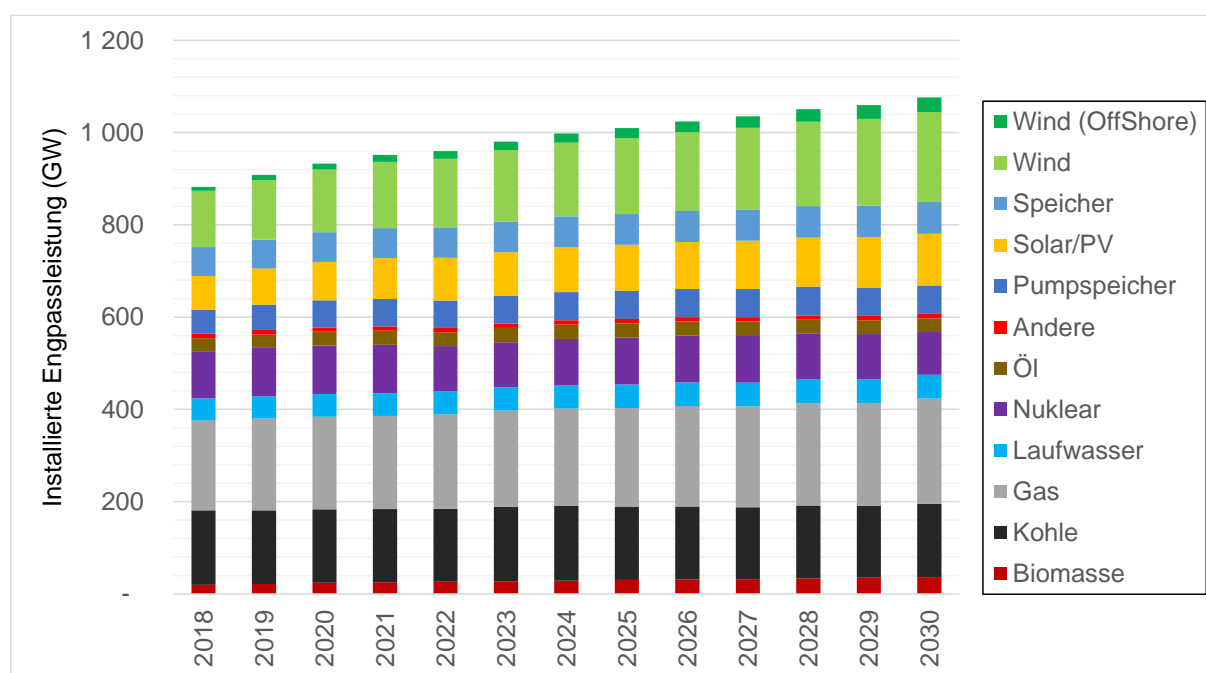


Abbildung 1: Installierte Engpassleistung im Referenzszenario bis 2030

Neben der Entwicklung der gesamten installierten Leistung spielt die geographische Verteilung der Kraftwerkstechnologien in Kontinentaleuropa eine zentrale Rolle bei der Analyse von neuen Leitungsprojekten. *Abbildung 2* visualisiert die Verteilung des in ATLANTIS hinterlegten Kraftwerksparks nach Produktionstechnologie. Darin stechen insbesondere Gebirgszüge wie die Alpen (Deutschland, Italien, Frankreich und Österreich) oder Pyrenäen (Spanien) oder Flüsse mit einem konzentrierten Aufkommen der Wasserkraft (aller Art) hervor. Thermische Kraftwerkskapazitäten sind sehr bedarfsnah an Verbrauchszentren positioniert. Der Ausbau der EE-Technologien unterscheidet sich je nach Land sehr stark, wobei der Ausbau der Wind OffShore-Technologie in der Nordsee (Belgien, Dänemark, Deutschland und Niederlande) und im Atlantik (Frankreich, Spanien und Portugal) sehr gut zu erkennen ist. Die Verteilung der

Photovoltaik/Solarthermie fällt unterschiedlich aus, wobei in Deutschland diese aufgrund der Fülle an anderen Kraftwerken sehr schwer zu erkennen ist, in Spanien hingegen die sonnenstarke südliche Gegend (Andalusien und Extremadura) hervorstechen.

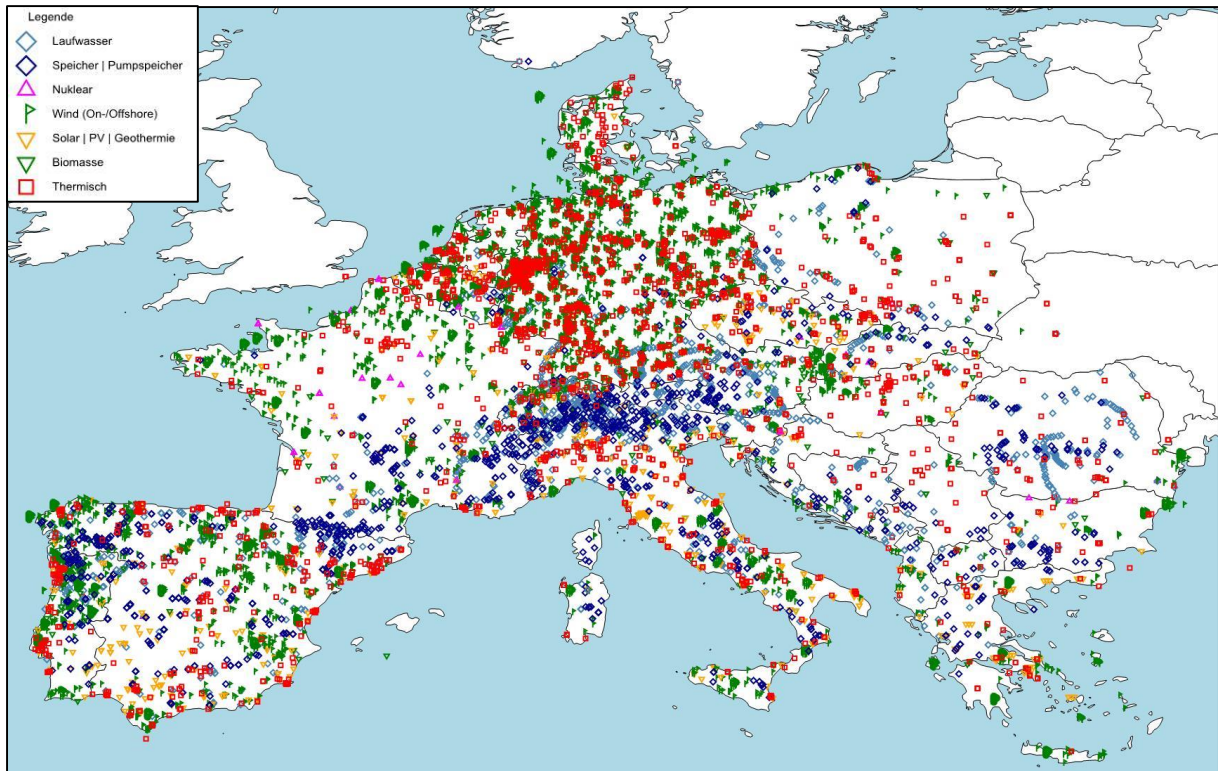


Abbildung 2: Verteilung des Kraftwerksparks im Referenzszenario im Jahr 2030

Das hinterlegte Höchstspannungs-Übertragungsnetz im Referenzszenario ist in *Abbildung 3* dargestellt. Darin wird farblich zwischen Leitungen verschiedener Spannungsebenen (380kV, 220kV und 110kV) sowie Hochspannungs-Gleichstromübertragungsleitungen (HGÜ) unterschieden. Der zukünftige Ausbau des in ATLANTIS integrierten Übertragungsnetzes basiert im Wesentlichen auf den Daten zum zehnjährigen Netzentwicklungsplan TYNDP des Jahres 2010 (teilweise 2012) der ENTSO-E. In Deutschland wurden dabei beispielsweise keine nationalen HGÜ-Trassen berücksichtigt.

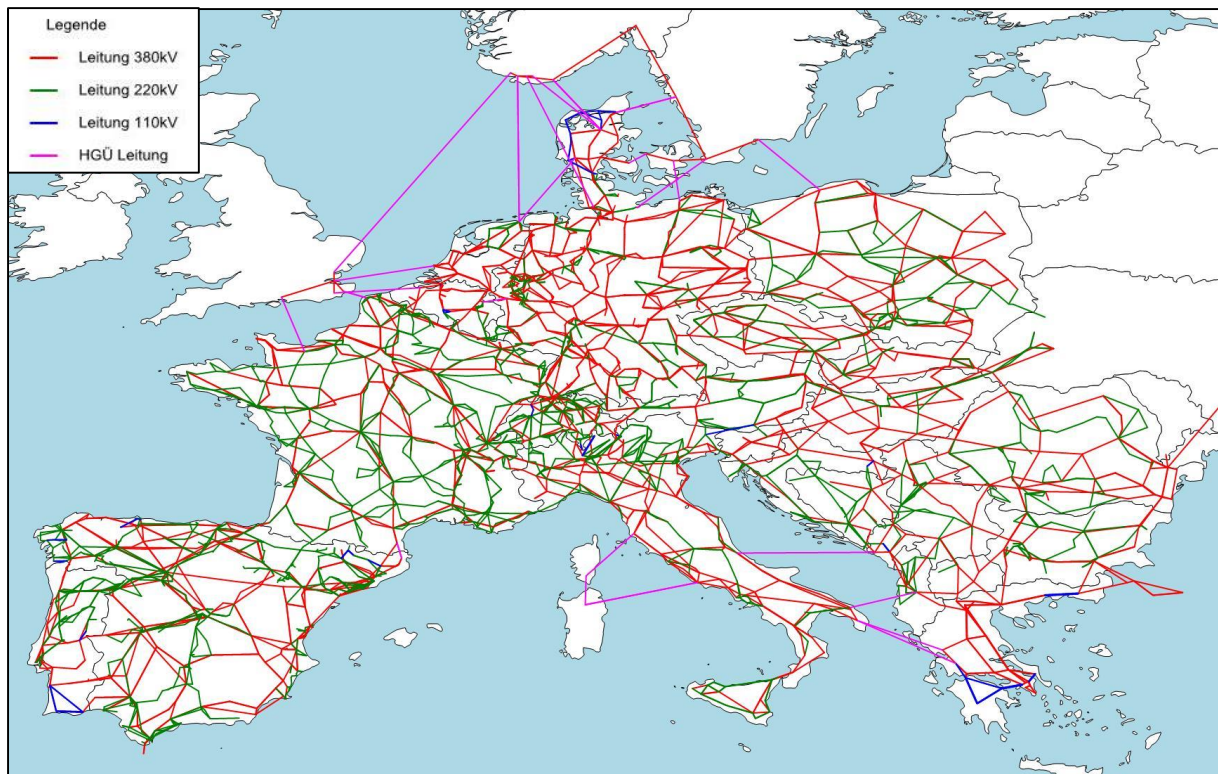


Abbildung 3: Höchstspannungs-Übertragungsnetz im Referenzszenario im Jahr 2030

2.3 Kraftwerkseinsatzmodelle

In weiterer Folge sind drei unterschiedliche Kraftwerkseinsatzmodelle von ATLANTIS relevant: (Stigler et al, 2015)

Ein europäischer *Elektrizitätsbinnenmarkt* wird anhand eines DC Optimized Power Flow (DC-OPF) basierten Lastflussoptimierungsmodells unter Berücksichtigung des europäischen Übertragungsnetzes simuliert (Modell „CuPI+Netz“). Die mit diesem Modellansatz erzielten Ergebnisse entsprechen dem – unter Berücksichtigung der physikalischen Netzrestriktionen – günstigsten erzielbaren Kraftwerkseinsatz.

Der grenzüberschreitende Stromhandel wird anhand eines NTC (Net Transfer Capacities oder Nettoübertragungskapazität)² basierten Market Coupling Ansatzes realisiert (Modell „CuPI+NTC“). Dabei wird Kontinentaleuropa nach Ländern in Preiszonen unterteilt, die anhand von NTCs miteinander gekoppelt werden. Diese Handelskapazitäten werden innerhalb des Modells implizit versteigert. Diesem Modellansatz entspringen zonenabhängige Marktpreise, ein wohlfahrtsoptimierter grenzüberschreitender Kraftwerkseinsatz sowie kommerzielle Stromhandelsflüsse zwischen den benachbarten und via NTC verbundenen Handelszonen.

Die kommerziellen grenzüberschreitenden Stromhandelsflüsse werden in einem vierten Modellansatz zusätzlich berücksichtigt. Hierbei erfolgt wiederum eine DC-OPF-basierte Lastflussrechnung, mit der Einschränkung, dass für alle Handelszonen die vorhin berechneten spezifischen Stromhandelsmengen eingehalten werden müssen (Modell „NTC+Netz“). Diese zusätzliche Nebenbedingung verursacht aufgrund der NTC-Handelsbeschränkungen

² Ein NTC ist die maximal verfügbare Handelskapazität zwischen zwei Handelszonen.

innerhalb der Preiszonen ein sogenanntes Redispatch-Aufkommen, wodurch aufgrund von Netzengpässen günstigere durch teurere Kraftwerkskapazitäten ersetzt werden müssen und somit einen wesentlich teureren Kraftwerkseinsatz verursachen. Innerhalb von ATLANTIS wird ein möglichst kosten-minimaler Redispatch angestrebt, wobei im Falle von Netzengpässen auch ein (wesentlich kostenintensiverer) internationaler Redispatch durchgeführt wird.

2.4 PCI-Leitungsprojekte

Alle wichtigen PCI-Ausbauprojekte werden über den TYNDP der ENTSO-E veröffentlicht. Einige der darin enthaltenen PCI-Projekte wurden bereits im Referenzszenario berücksichtigt³. Alle in ATLANTIS neu integrierten PCI-Leitungsprojekte sind übersichtlich in *Abbildung 4* dargestellt. Die Farbgebung nach Spannungsebene (380kV, 220kV, 110kV) sowie Leitungstyp (AC vs. DC) ermöglicht eine relative einfache Unterscheidung. Der Leitungsausbau in Form von PCI-Projekten konzentriert sich sehr stark auf den mittel- und osteuropäischen Bereich, wobei (fast) durchgehend Projekte auf 380kV Ebene sowie DC-Leitungen realisiert werden.

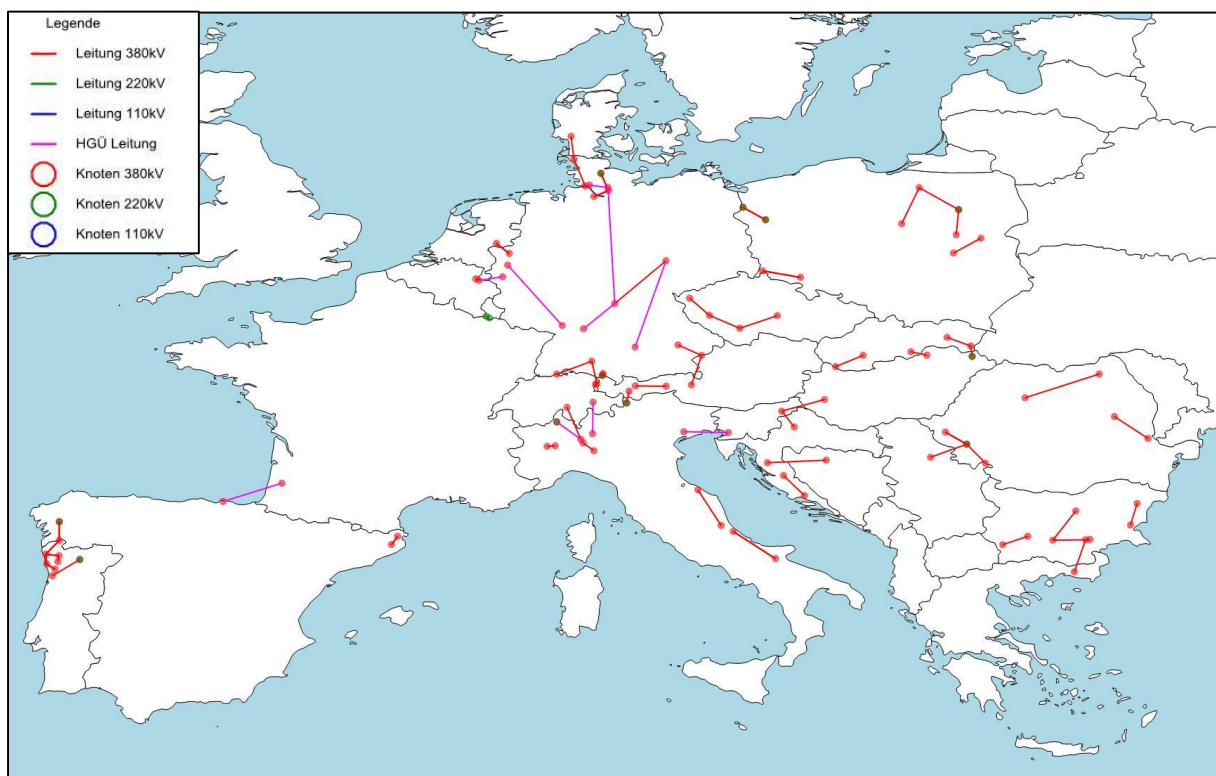


Abbildung 4: Übersicht aller neu berücksichtigten PCI-Leitungsprojekte in ATLANTIS

Eine kompakte Übersicht der PCI-Projekte nach Inbetriebnahmejahr und Zielland zwischen 2014 und 2028 bietet *Tabelle 1*. Darin enthalten ist auch die Anzahl der grenzüberschreitenden Leitungsprojekte (CB), allerdings ohne näher deklariertes Start- und Zielland. Ein sehr starker

³ Eine Übersicht zu allen in ATLANTIS berücksichtigten PCI-Projekten befindet sich im Anhang in *Abbildung 14*.

Zubau erfolgt in Deutschland (16 Leitungen), gefolgt von Polen (11) und Portugal (9), während in Österreich mit der Salzburgleitung und der Inntaltrasse zwei neue Projekte integriert werden.

Tabelle 1: Anzahl an PCI-Leitungsprojekten nach Inbetriebnahme und Land

Jahr	AT ⁴	BE	BG	CZ	DE	ES	HR	HU	IT	LU	PL	PT	RO	SK	CB ¹
2014						2									
2015					1						1	4			
2016			2			3						4		1	4
2017					4						3		2		1
2018			1		1				1						5
2019				1	1				4		1				
2020	1	1	2		2		1	1			6	1	1	1	1
2021	1												1		2
2022					5				3	1			2		4
2023					2										1
2024				1											
2028				1											
Total	2	1	5	3	16	5	1	1	8	1	11	9	6	2	18

¹ Grenzüberschreitende Leitungsprojekte (cross border)

Durch die Realisierung einiger grenzüberschreitender PCI-Leitungsprojekte ändern sich die für das Stromhandelsmodell relevanten NTC-Übertragungskapazitäten zwischen den von den Trassen betroffenen Ländern. *Tabelle 2* bietet eine kompakte zeitliche Übersicht mit der Änderung der NTC-Werte zwischen den Ländern mit spezifischen grenzüberschreitenden Leitungsprojekten. Hierbei wurden entsprechende Erfahrungswerte je nach Leitungstyp hinterlegt⁵. Die stärksten NTC-Änderungen werden hierbei durch grenzüberschreitende DC-Leitungen verursacht.

2.5 Methodische Vorgehensweise

Die nachfolgende Analyse basiert auf einem relativ einfach gehaltenen Vergleich einiger Ergebnisse aus dem Referenzszenario mit jenen eines PCI-Leitungsausbauszenarios. In letzterem wurden dabei nur die oben gezeigten PCI-Leitungsausbauprojekte integriert.

⁴ Eine Übersicht der internationalen Länderkürzel bietet *Tabelle 3* im Anhang.

⁵ Der NTC-Wert wird bei gewöhnlichen AC-Leitungen um 30% bzw. bei DC-Leitungen um 100% der thermischen Übertragungskapazität angepasst.

Tabelle 2: Änderungen der NTC-Werte durch PCI-Leitungsprojekte

Jahr	von	nach	Δ NTC
2016	PT	ES	720
2016	SI	HR	798
2016	SI	HU	798
2017	RO	RS	414
2018	AT	IT	450
2018	DE	AT	1.230
2018	DE	DK	900
2018	IT	CH	1.000
2018	SK	HU	832
2020	SK	HU	832
2021	BA	HR	396
2021	BG	EL	600
2022	AT	CH	1.050
2022	CH	IT	450
2022	DE	AT	1.050
2022	SI	IT	1.000
2023	ES	FR	2.000

3 Ergebnisübersicht

Alle nachfolgenden Ergebnisse werden in Form einfacher Differenzen analysiert. Diese Differenzen beziehen sich immer vom PCI-Ausbauszenario auf das zuvor dargestellte Referenzszenario. Nachfolgend liegt das Hauptaugenmerk der Analyse auf die Effekte bei den variablen Produktionskosten, Stromproduktionsmix, CO₂-Emissionen, Redispatchbedarf sowie Lastflussdifferenzen gelegt.

3.1 Variable Produktionskosten

Die Integration der PCI-Leitungsprojekte hat einen erheblichen Einfluss auf die gesamteuropäischen variablen Stromproduktionskosten. In diesem Zusammenhang sind die variablen Kosten je Kraftwerk in ATLANTIS als Summe aus Brennstoffkosten, CO₂-Kosten und variablen Wartungs- und Betriebskosten definiert, die in Abhängigkeit von der Kraftwerkstechnologie entsprechend variieren.

Eine kompakte Übersicht zu den Einsparungspotentialen bei den variablen Produktionskosten bietet *Abbildung 5*. Abhängig vom gewählten Kraftwerkseinsatzmodell können jährlich Kostenreduktionen von 0,25 bis 2,25 Mrd. EURO erzielt werden. Im Modellansatz eines „freien“ Elektrizitätsbinnenmarkts („CuPI+Netz“) können durch diesen gezielten Leitungsausbau zwischen 2020 und 2030 insgesamt knapp 10.7 Mrd. EURO an Produktionskosten eingespart werden. Kosteneinsparung von in etwa derselben Höhe können durch leitungsspezifische Anpassung der grenzüberschreitenden NTC basierten Handelskapazitäten im Market-Coupling Ansatz („CuPI+NTC“) möglich. Die umfangreichsten Einsparungen werden aufgrund von geänderten Handelsrestriktionen und einem dadurch ebenfalls geänderten Leitungspassaufkommen im Modell „NTC+Netz“ mit mehr als 12 Mrd. EURO erzielt. Auffallend ist der

sich unterscheidende zeitliche Verlauf zwischen den einzelnen Modellen. Insbesondere der Redispatch-Ansatz wird von den Leitungsausbauprojekten wesentlich beeinflusst.

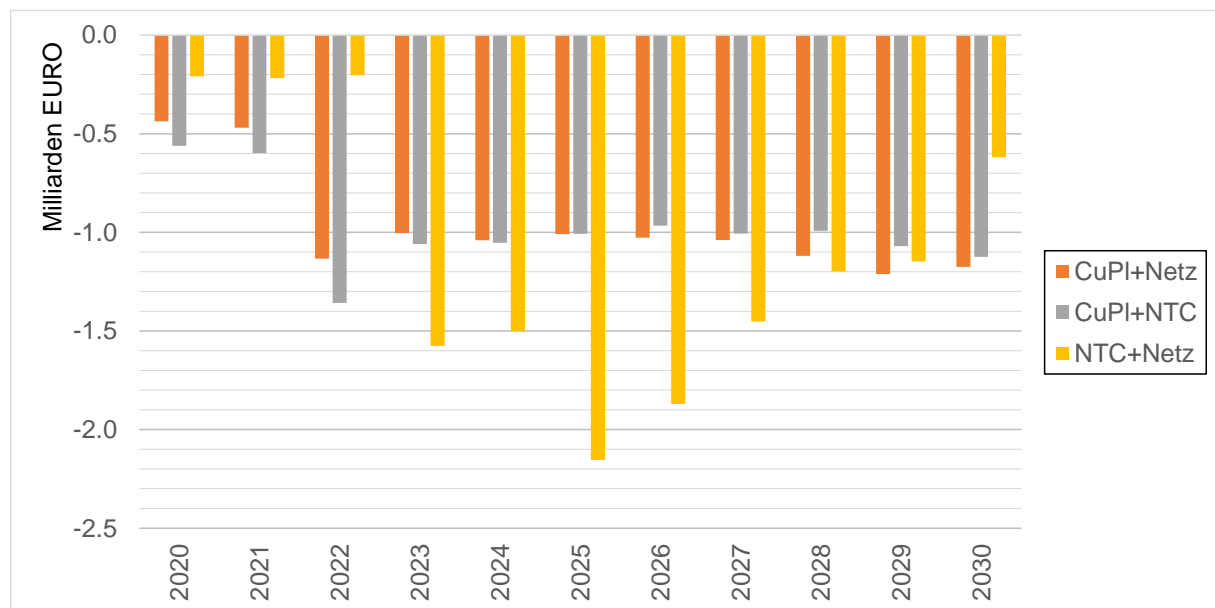


Abbildung 5: Einsparungen an variablen Produktionskosten durch PCI-Leitungen

3.2 Stromerzeugungsmix

Der Ausbau des Verbundnetzes verhindert etwaige Leitungsengpässe in ganz Kontinentaleuropa. Die nachfolgenden Darstellungen verdeutlichen den Einfluss der PCI-Leitungsprojekte. Zunächst wird der Stromerzeugungsmix aus dem Referenzszenario illustriert. Darauf aufbauend werden die absoluten Stromproduktionsabweichungen je Kraftwerkstechnologie dargestellt.

Der Stromerzeugungsmix des „freien“ Elektrizitätsbinnenmarkts „CuPI+Netz“ ist für Kontinentaleuropa übersichtlich in *Abbildung 6* dargestellt. Es wird darin der kontinuierliche steigende Anteil der erneuerbaren Stromproduktion (insbesondere durch einen forcierten Ausbau von Windkraft) dargestellt. Außerdem ist eine Stagnation bei den fossilen Energieträgern zu erkennen. Die Abweichungen des Redispatch-Modellansatzes („NTC+Netz“) zum „freien“ Binnenmarkt sind in *Abbildung 7* dargestellt. Günstige erneuerbare Produktionskapazitäten (Photovoltaik, Wasser- und Windkraft) werden in diesem Modell aufgrund von Handelsrestriktionen und daraus resultierenden Leitungsengpässen durch fossile Kraftwerke (Gas, Kohle) ersetzt, wobei zwischen 1% und 3% der gesamten Stromproduktion von diesem modellspezifischen „Technologiewechsel“ betroffen sind.

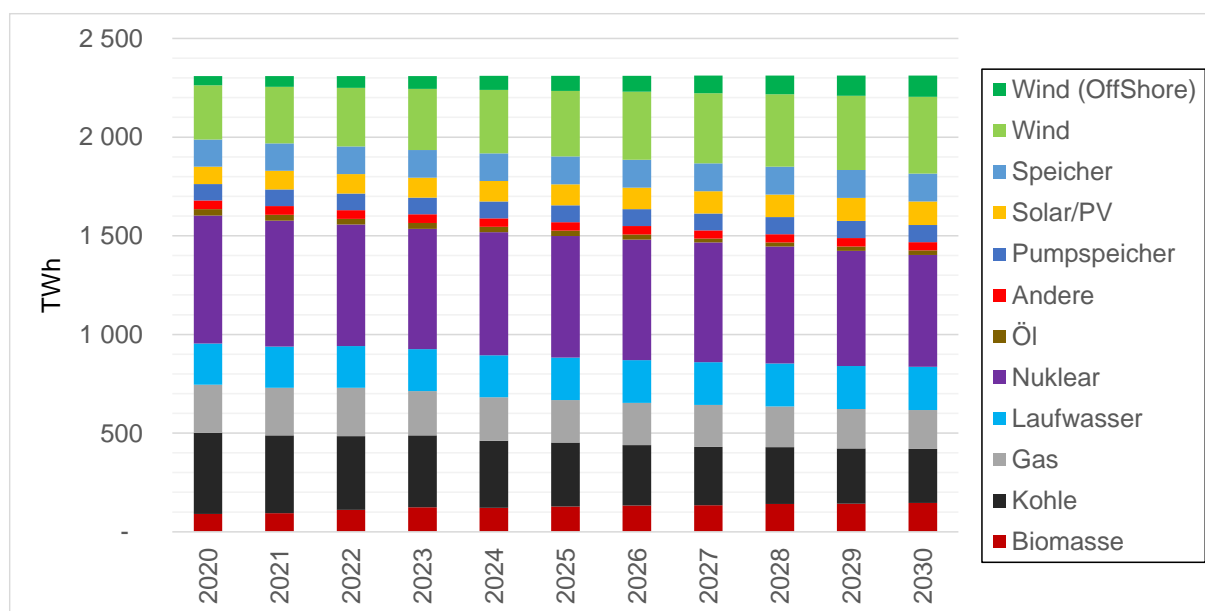


Abbildung 6: Stromerzeugungsmix im Modell „CuPI+Netz“ im Referenzszenario

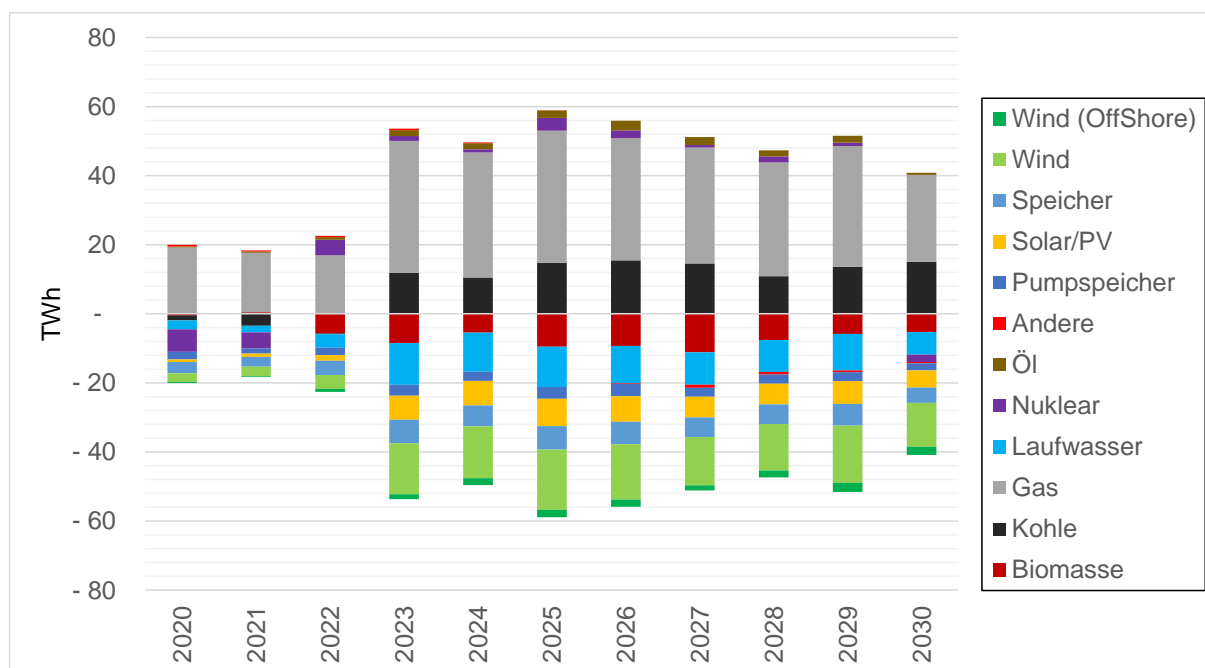


Abbildung 7: Änderung des Stromerzeugungsmix von „CuPI+Netz“ zu „NTC+Netz“ im Referenzszenario

Die technologiespezifischen Auswirkungen der Integration der PCI-Leitungsprojekte fallen sehr unterschiedlich aus. Im freien Binnenmarkt (Abbildung 8) wird die fossile Stromproduktion durch einen vermehrten Einsatz von Nuklear- und Windkraft ersetzt, wobei der maximale „Technologietausch“ mit knapp 21 TWh im Jahr 2029 erfolgt. Im Redispatch-Ansatz, dargestellt in Abbildung 9, besteht ein wesentlich höheres Potential mit bis zu 33 TWh im Jahr 2025. Darin werden fossile Technologien sowie Biomasseanlagen wesentlich häufiger durch Windkraftwerke sowie Photovoltaikanlagen ersetzt.

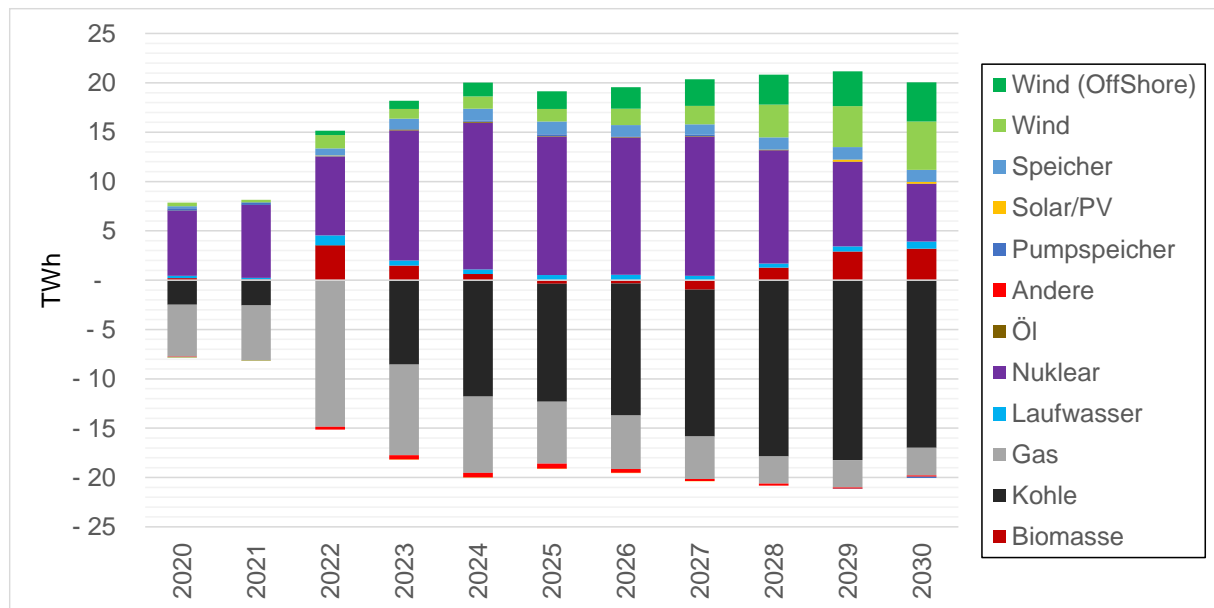


Abbildung 8: Änderung im Stromerzeugungsmix durch PCI-Leitungen im Modell „CuPI+Netz“

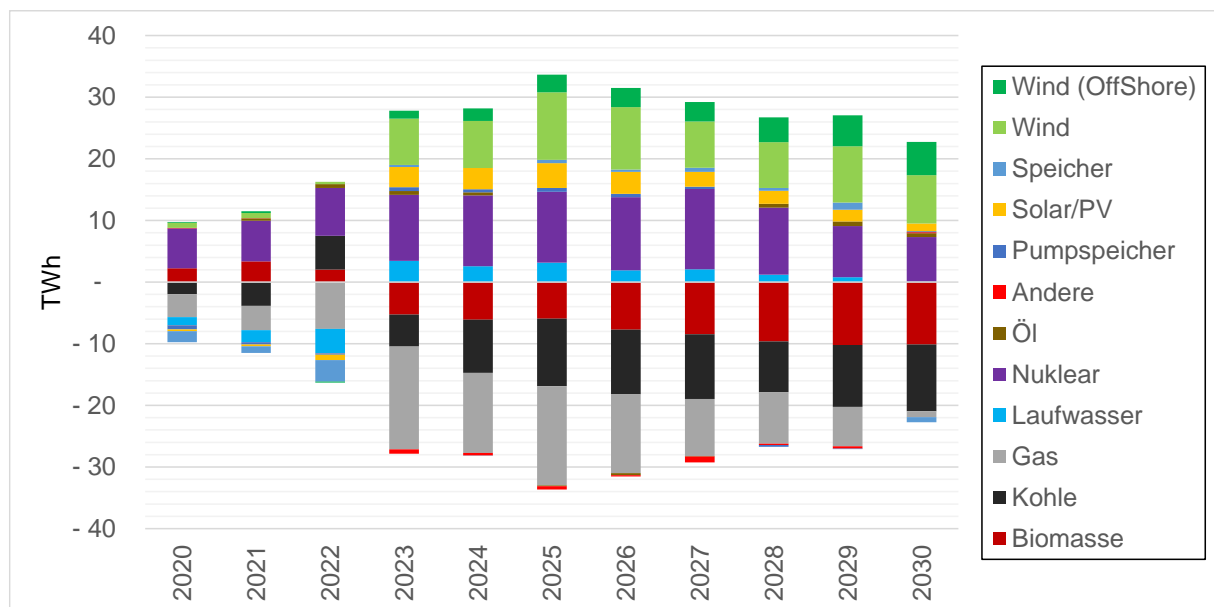


Abbildung 9: Änderung im Stromerzeugungsmix durch PCI-Leitungen im Modell „NTC+Netz“

3.3 CO₂-Emissionen

Auch die emittierten CO₂-Emissionen können durch die Integrationen der PCI-Leitungen erheblich reduziert werden. Wie *Abbildung 10* zeigt, fallen die Einsparungspotentiale modellabhängig sehr ähnlich aus. Eine Ausnahme bildet der Redispatch-Ansatz im Jahr 2022, wobei die Erhöhung der Emissionen mit der Außerbetriebnahme des letzten Nuklearmeilers in Deutschland sowie der dort ebenfalls im selben Jahr installierten HGÜ-Leitungstrasse von Ostdeutschland in den bayrischen Raum. Derselbe Effekt ist – wie oben gezeigt – in der Änderung des Stromerzeugungsmix im Jahr 2022 ersichtlich. Insgesamt können im Zeitraum von 2020

bis 2030 zwischen knapp 113 Megatonnen („NTC+Netz“) und knapp 130 Megatonnen (bei den beiden anderen Modellansätzen) CO₂-Emissionen eingespart werden.

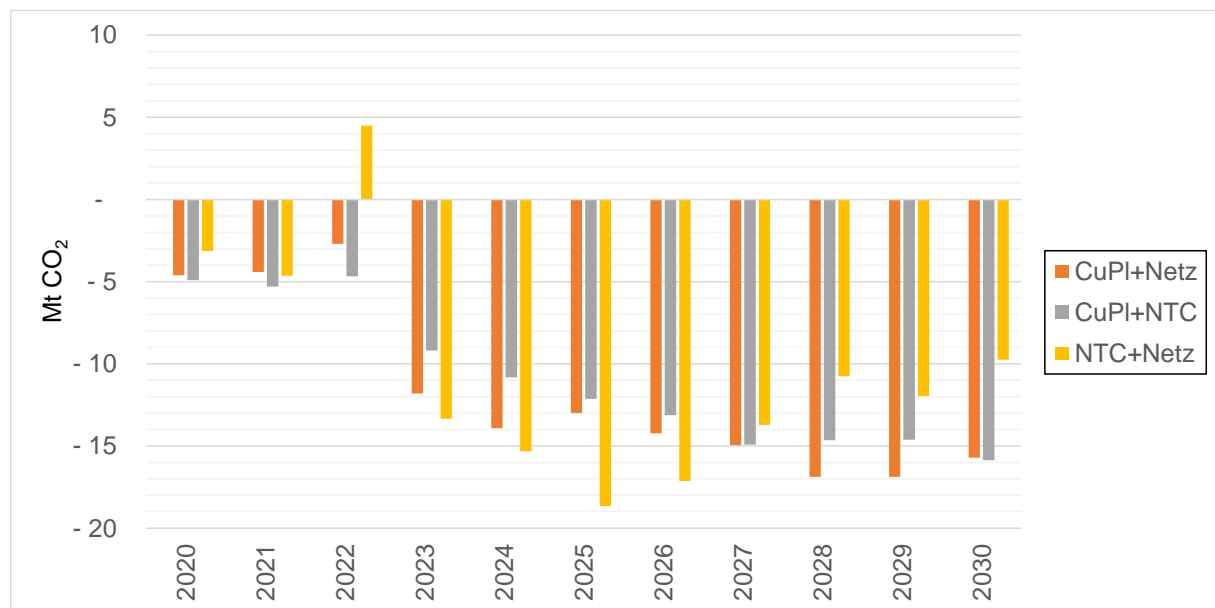


Abbildung 10: Einsparungspotentiale bei CO₂-Emissionen durch PCI-Leitungsprojekte

3.4 Redispatch

Aufgrund der grenzüberschreitenden Stromhandelsrestriktionen („CuPI+NTC“) können nachgelagerte Leitungsengpässe entstehen (Modell „NTC+Netz“). Durch diese Leitungsengpässe kann der geplante Kraftwerkseinsatz laut Merit-Order nicht eingehalten werden, wodurch aus Gründen der Systemstabilisierung günstigere Kraftwerkskapazitäten vor dem Leitungsengpass zurückgefahren und teurere Kraftwerke nach dem Leitungsengpass hochgefahren werden müssen. Dieser Eingriff ist unter dem Begriff Redispatch bekannt.

In ATLANTIS kann anhand des NTC basierten Market Coupling Modells („CuPI+NTC“) sowie durch die nachgelagerte Lastflussrechnung („NTC+Netz“) der jährliche Redispatchbedarf technologieabhängig (grob) abgeschätzt werden. Im Zuge dessen wird zwischen einem positiven (das „zusätzliche“ Betreiben einer Kraftwerkstechnologie) und einem negativen (das netzbedingte „reduzierte“ Betreiben einer Kraftwerkstechnologie) unterschieden. Die Darstellung der Änderung des Redispatchbedarfs ist wesentlich komplexer, nachdem die Auswirkungen sowohl den positiven als auch negativen Redispatch je Kraftwerkstechnologie treffen. Aus Gründen der besseren Übersichtlichkeit ist in *Abbildung 11* somit die saldierten Änderungen (Summe aus positiv plus negativ) des Redispatchbedarfs je Kraftwerkstechnologie dargestellt. Bei allen dargestellten Technologien mit einem positiven Wert bedeutet das ein (saldierte) geringeres negatives Redispatchaufkommen, wohingegen alle Technologien mit einem negativen Wert ein (saldierte) geringeres positives Redispatchaufkommen aufweisen. Einige Technologien weisen einen sogenannten „Switch“ (von positiv auf negativ oder umgekehrt) auf, wie beispielsweise Biomasse oder Gas.

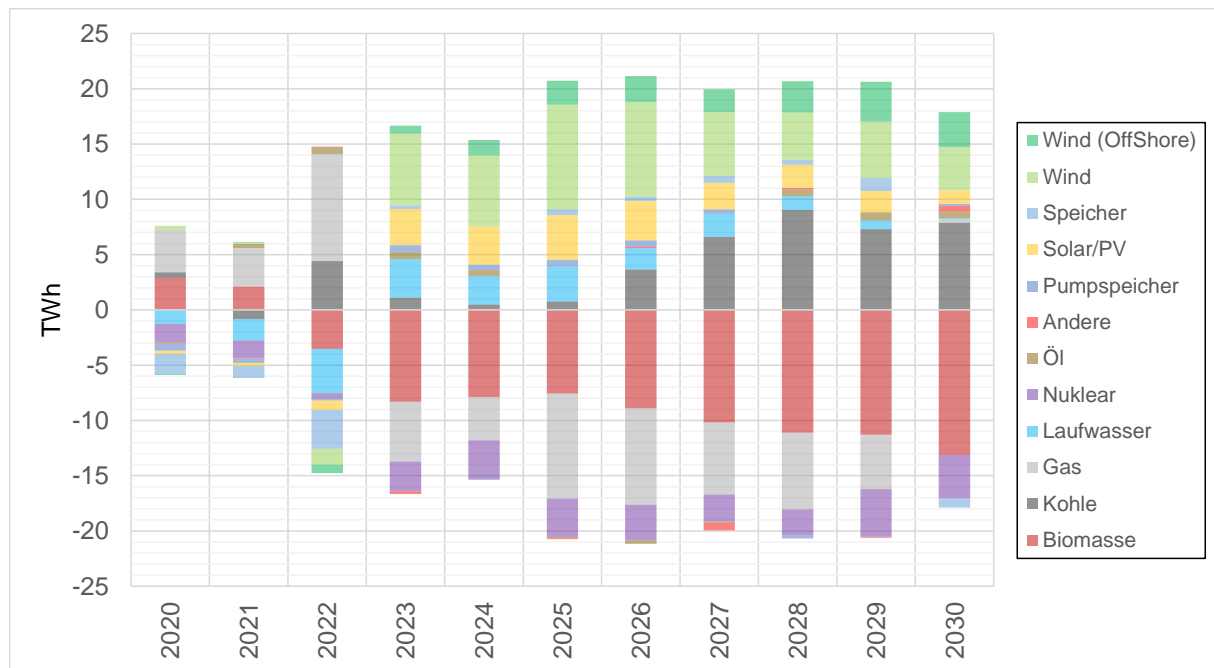


Abbildung 11: (Netto) Änderung des Redispatchbedarfs durch PCI-Leitungsprojekte

3.5 Lastflussdifferenzen

Abschließend werden die Effekte der neu integrierten PCI-Leitungen anhand von sogenannten Lastflussdifferenzen graphisch analysiert. Diese Lastflussdifferenzendarstellung erfolgt anhand einer eigens entwickelten graphischen Visualisierungsumgebung (Feichtinger et al, 2015), wobei ausschließlich relative Lastflussabweichungen dargestellt werden. Das Lastflusssaldo (Lastfluss ohne PCI-Leitungen abzüglich Lastfluss mit PCI-Leitungen) wird im Verhältnis zum resultierenden Lastfluss ohne PCI-Leitungen dargestellt, womit letztendlich die relative „Mehrbelastung“ je Leitung visualisiert wird.

Diese Differenzendarstellung wird für beide in ATLANTIS integrierten Lastflussmodelle basierend auf 5-jahres-Schritten für eine ausgewählte Peak-Periode im Jänner dargestellt. *Abbildung 12* zeigt die Lastflussänderungen für das „freie“ Binnenmarktmodell („CuPI+Netz“). Bereits in dieser Darstellungsabfolge sind die Effekte der PCI-Leitungen deutlich zu erkennen. Die Bilderabfolge in *Abbildung 13* zeigt dieselben durch die Integration von PCI-Leitungen verursachten Effekte für das NTC basierte Redispatchmodell („NTC+Netz“). In diesem Modellansatz sind die positiven Effekte noch deutlicher ersichtlich.

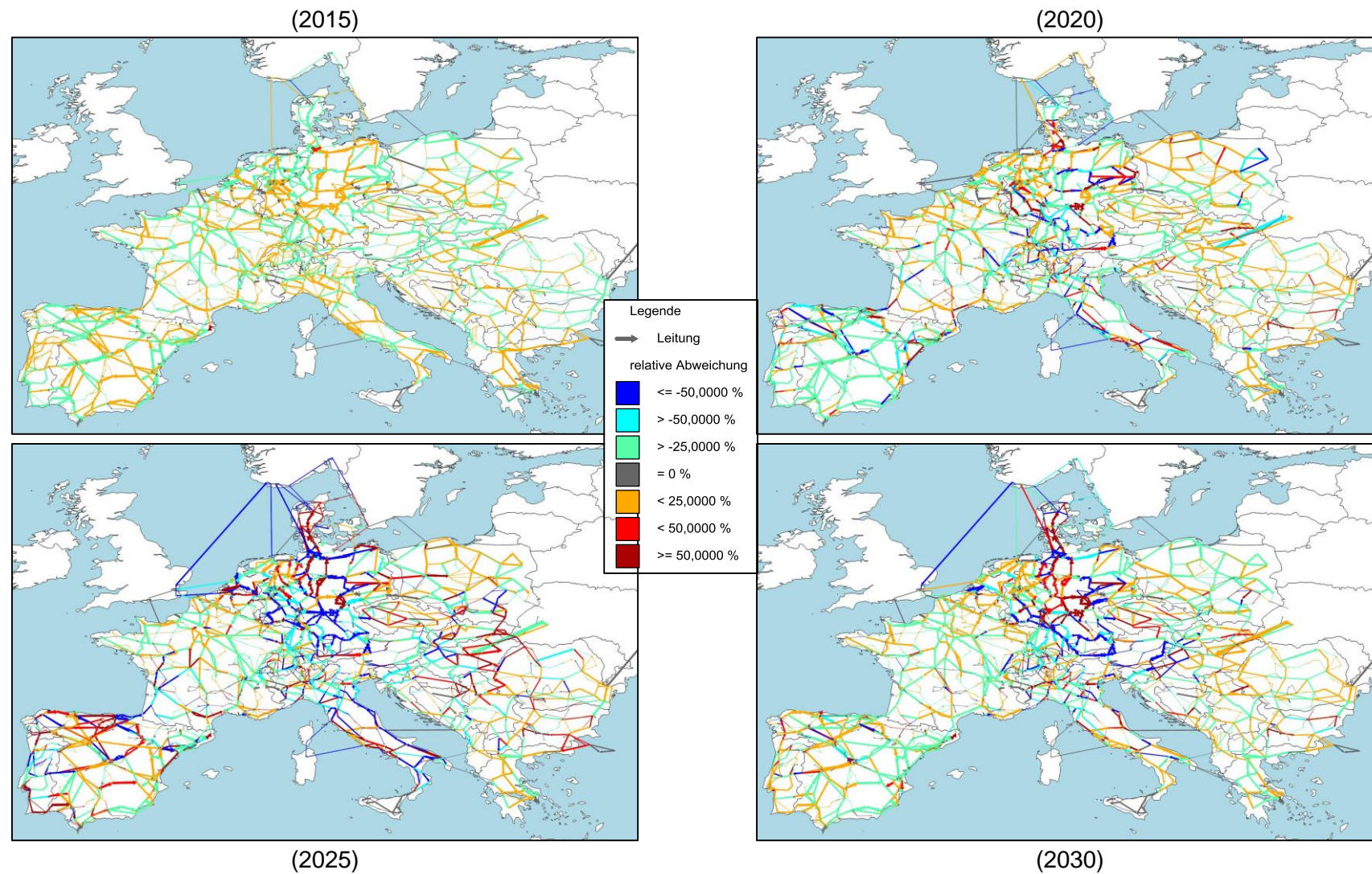


Abbildung 12: Relative Lastflussänderung ohne PCI-Projekte im Verhältnis zu mit PCI-Projekten zwischen 2015 und 2030 für eine ausgewählte Peak-Periode im Jänner (Modell „CuPI+Netz“)

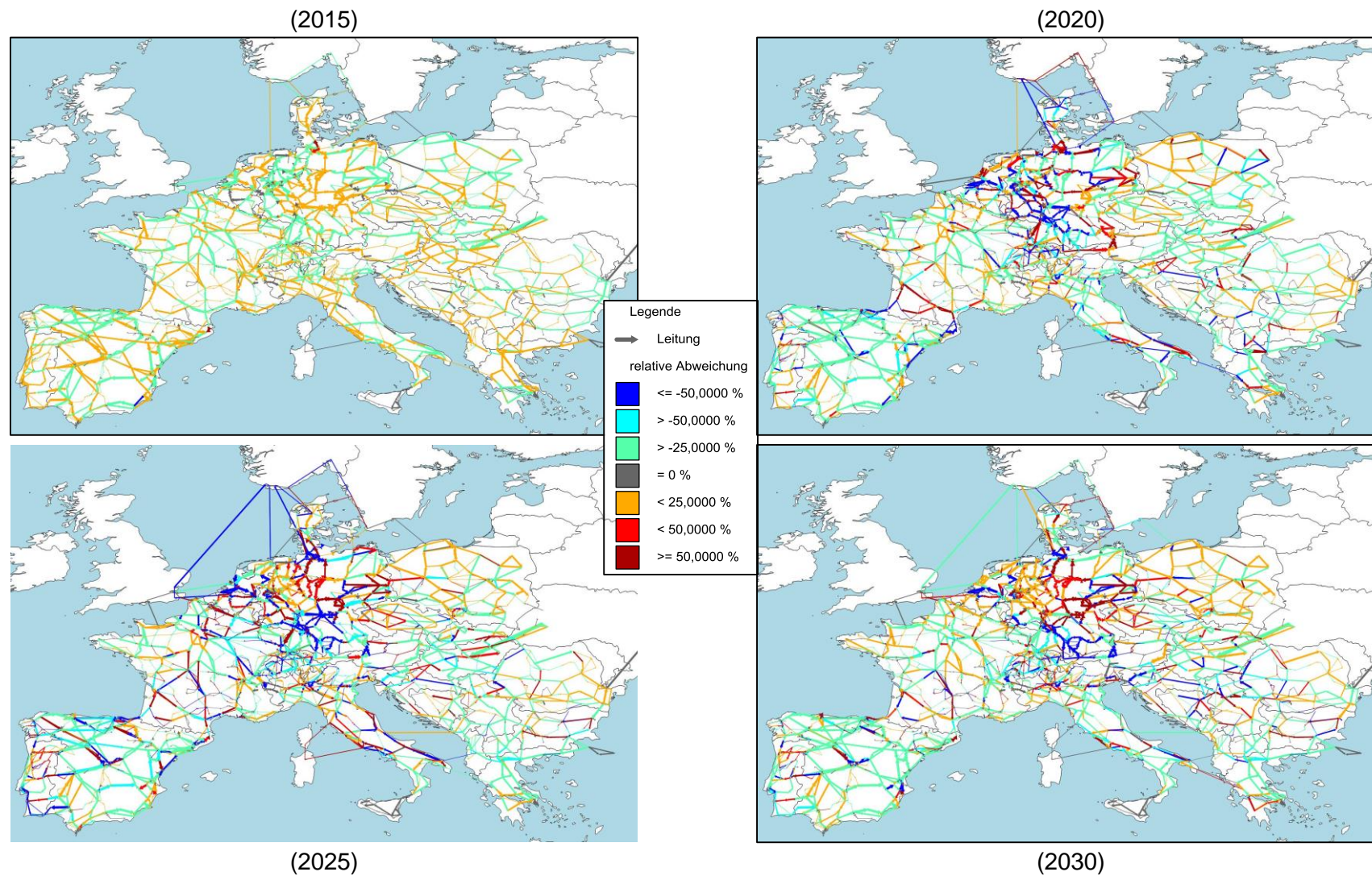


Abbildung 13: Relative Lastflussänderung ohne PCI-Projekte im Verhältnis zu mit PCI-Projekten zwischen 2015 und 2030 für eine ausgewählte Peak-Periode im Jänner (Modell „NTC+Netz“)

4 Zusammenfassung

Anhand von einfachen Simulationen mit dem Elektrizitätswirtschaftsmodell ATLANTIS konnten die durch die geplante Integration der PCI-Leitungsprojekte in den kontinentaleuropäischen Übertragungsnetzverbund verursachten positiven Effekte dargestellt werden. Die variablen Produktionskosten reduzieren sich in allen simulierten Modellansätzen erheblich. Es wurden Kostenreduktionen von bis zu 12 Mrd. EURO innerhalb von 10 Jahren berechnet. Identische positive Effekte in Form von reduzierten CO₂-Emissionen sowie positiven Effekten auf den Stromerzeugungsmix wurden aufgezeigt. Durch den gezielten Ausbau des Verbundnetzes reduziert sich zusätzlich der notwendige Redispatchbedarf, was sich wiederum positiv auf die Stromerzeugungskosten auswirkt. Anhand einer einfachen Lastflussdifferenzen-Analyse konnten längerfristige positive Effekte aufgrund von reduzierten Leitungsbelastungen aufgezeigt werden. Letzteres reduziert zusätzlich die Gefahr von Netzengpässen.

Referenzen

ENTSO-E (2015), Major projects at ENTSO-E – Projects of Common Interest, <https://www.entsoe.eu/major-projects/Pages/default.aspx>

Europäische Kommission (2015a), Achieving the 10% electricity interconnection target, COM(2015) 82 final

Europäische Kommission (2015b), Projects of common interest - Electricity, <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/projects-common-interest>

Europäische Kommission (2015c), Energy Strategy – Secure, competitive and sustainable energy, <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy>

Feichtinger G., Nischler G., Bachhiesl U., Stigler H. (2015), Neue Instrumente zur visuellen Unterstützung der Netzentwicklungsplanung mittels ATLANTIS, 9. IEWT, Wien

Stigler H., Bachhiesl U., Nischler G., Feichtinger G. (2015), ATLANTIS: techno-economic model of the European electricity sector, <http://dx.doi.org/10.1007/s10100-015-0413-8>

Anhang

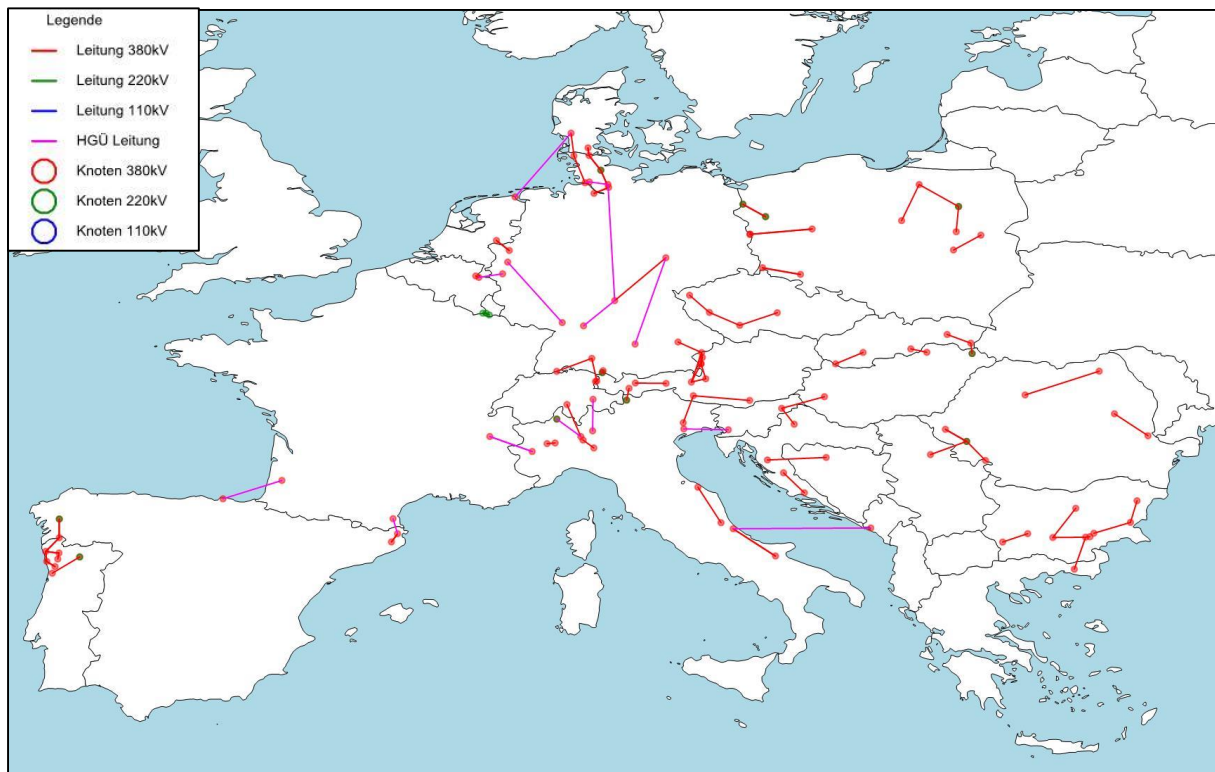


Abbildung 14: Übersicht aller berücksichtigten PCI-Leitungsprojekte in ATLANTIS

Tabelle 3: Internationale Länderkürzel in ATLANTIS

Kürzel	Ländername	Kürzel	Ländername
AL	Albanien	MA	Marokko
AT	Österreich	MD	Moldavien
BA	Bosnien/Herzegovina	ME	Montenegro
BE	Belgien	MK	Mazedonien
BG	Bulgarien	NL	Niederlande
CH	Schweiz	NO	Norwegen
CZ	Tschechische Republik	PL	Polen
DE	Deutschland	PT	Portugal
DK	Dänemark (West)	RO	Rumänien
DO	Dänemark (Ost)	RS	Serbien
EL	Griechenland	SE	Schweden
ES	Spanien	SI	Slowenien
			Slowakische Republik
FR	Frankreich	SK	Slowakische Republik
HR	Kroatien	TR	Türkei
HU	Ungarn	UK	Großbritannien
IT	Italien	UR	Ukraine (West)
LU	Luxemburg		