

DIE KOSTEN DER NTC-KONZEPTION FÜR EUROPA

Gerald FEICHTINGER, Udo BACHHIESL, Petra GSODAM, Heinz STIGLER

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

Kurzfassung

Die Umsetzung eines europaweiten Elektrizitätsbinnenmarkts, welcher seit Beginn der Liberalisierung der europäischen Elektrizitätswirtschaft im Jahr 1996 angestrebt wird, ist aktuell durch NTC basierte grenzüberschreitende Handelsrestriktionen beschränkt. Dies hat zur Folge, dass ein europaweit kostenminimaler Kraftwerkseinsatz verhindert wird. In dieser Untersuchung werden einige Auswirkungen durch die Umsetzung eines länderübergreifenden NTC basierten Market-Couplings in Form von variablen Produktionskosten, CO₂-Emissionen sowie eines dadurch entstehenden Redispatchbedarfs exemplarisch aufgezeigt.

Keywords: variable Produktionskosten, NTC, CO₂ Emissionen, Redispatch, ATLANTIS

1 Einleitung

Die 1996 von der Europäischen Union (EU) verabschiedete Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 96/92/EG gilt als der Beginn des Liberalisierungsprozesses der europäischen Elektrizitätswirtschaft. Grundlage dafür war die Vollendung eines europäischen Binnenmarktes auf den Grundsätzen des freien Verkehrs von Waren, Personen, Dienstleistungen und Kapital sowie die Sicherstellung von Eigentum und Wohlstand. Dies implizierte die Umsetzung eines wettbewerbsorientierten europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes unter Gewährleistung der Versorgungssicherheit, Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Wirtschaft und der Wahrung des Umweltschutzes. Der darauf aufbauende Erlass der Beschleunigungsrichtlinie 2003/54/EG zielte auf eine umfassende Steigerung der Energieeffizienz und Dienstleistungsqualität sowie auf eine Strompreissenkung ab. Die 2009 erlassene Richtlinie 2009/72/EG forcierte zusätzlich einen diskriminierungsfreien sowie transparenten Netzzugang für alle Marktteilnehmer und definierte neue Vorgaben für eine effizientere Nutzung von grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten innerhalb der EU.

In einem gewissen Widerspruch zur Umsetzung eines gesamteuropäischen Elektrizitätsbinnenmarkts steht das im Jahr 2001 von den European Transmission System Operators (ETSO, heute ENTSO-E) verabschiedete und in der Folge europaweit umgesetzte Konzept der Net Transfer Capacities (NTC). Dieses Konzept dient der Beschränkung der maximal verfügbaren Übertragungskapazität zwischen zwei Strommarktgebieten [2]. Aufgrund von (historisch bedingt) geringer bzw. fehlender grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten war der ursprüngliche Gedanke der Beschränkung des grenzüberschreitenden Stromhandels als Anreizregulierung für den weiteren grenzüberschreitenden Netzausbau sowie zur Sicherung der bestehenden Elektrizitätsversorgungsstruktur durchaus legitim. Aus rein ökonomischer Sicht ist das Ziel eines wettbewerbsorientierten grenzüberschreitenden

Elektrizitätsbinnenmarktes allerdings die reine Kostenminimierung Eine Beschränkung der grenzüberschreitenden Handelskapazitäten verursacht somit unnötige Mehrkosten.

In dieser Untersuchung werden einige wichtige Ergebnisse durch die Umsetzung eines europaweiten NTC-Konzepts anhand analysiert und exemplarisch illustriert.

2 Ausgangslage und Methodik

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.

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

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

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.

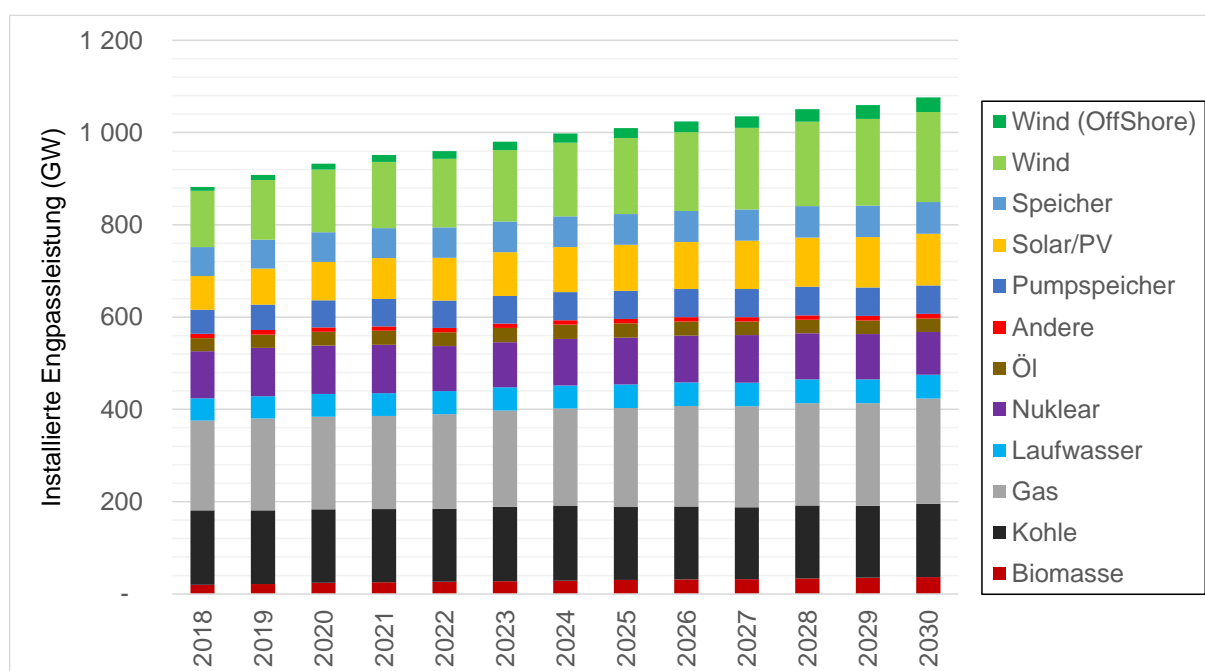


Abbildung 1: Installierte Engpassleistung im Referenzszenario bis 2030

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 stehen 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.

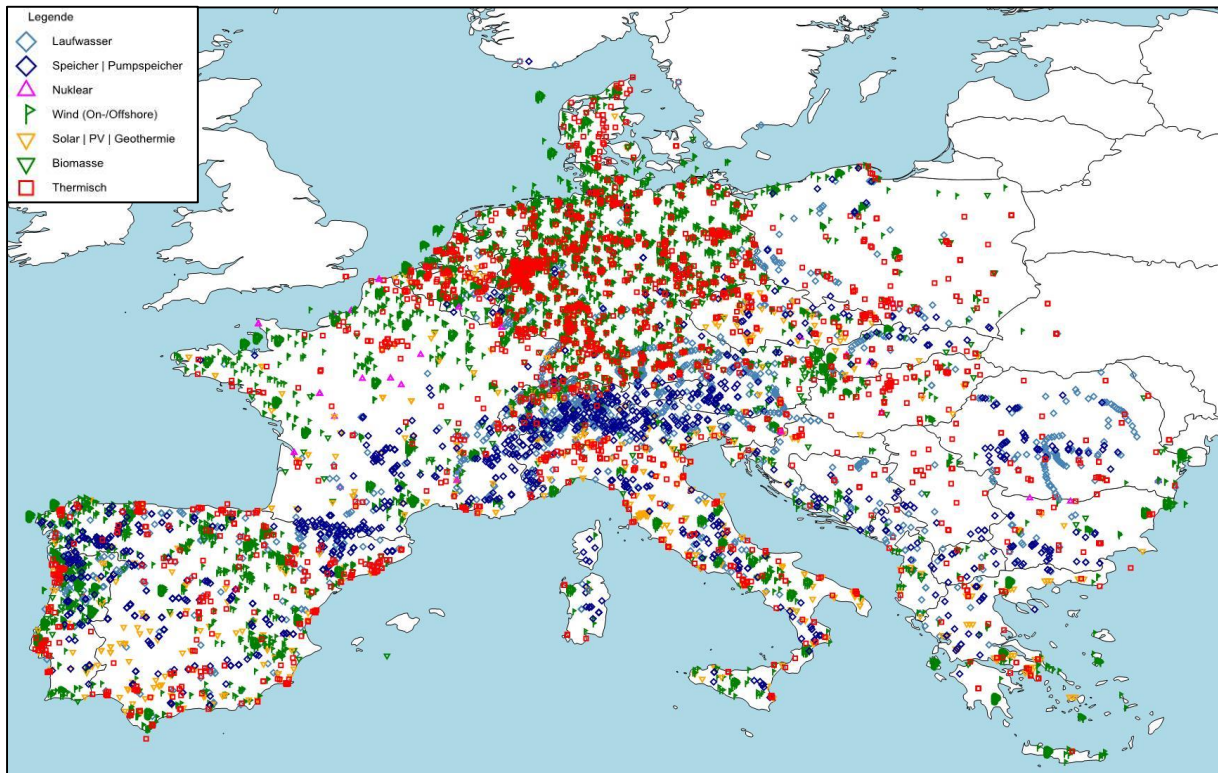


Abbildung 2: Verteilung des Kraftwerkparcs im Referenzszenario im Jahr 2030

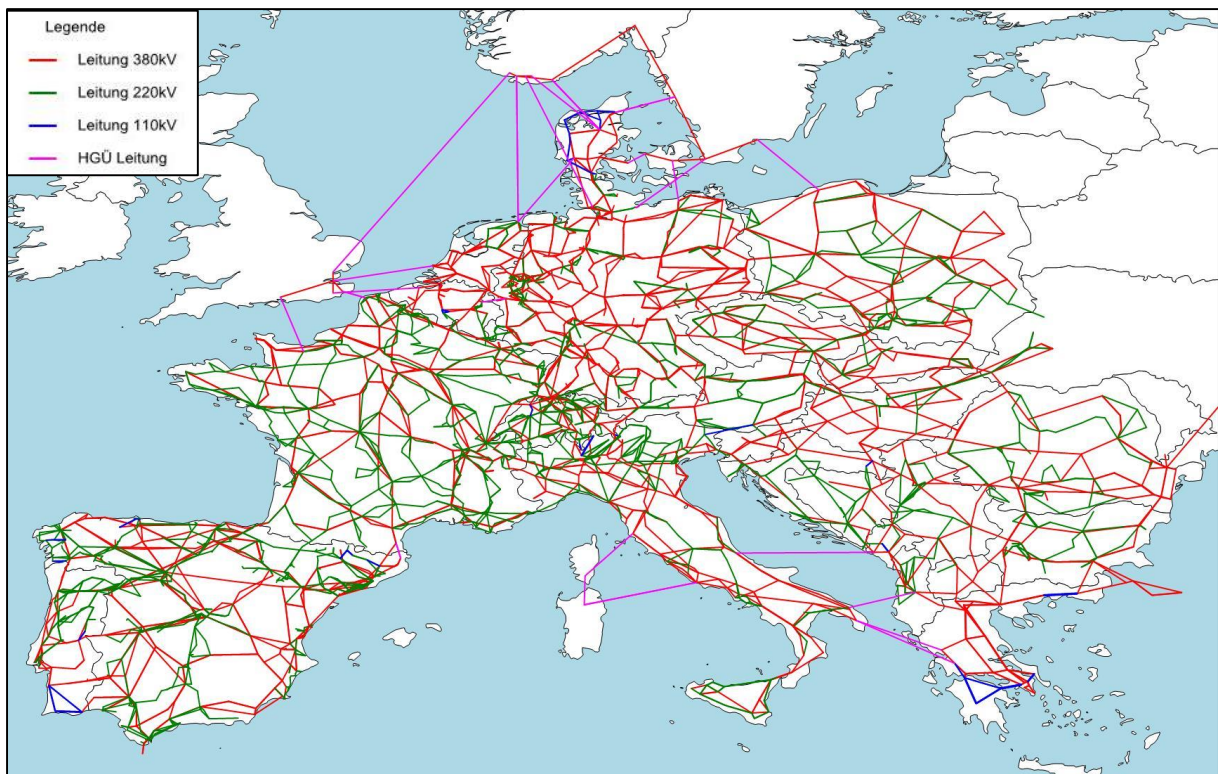


Abbildung 3: Höchstspannungs-Übertragungsnetz im Referenzszenario im Jahr 2030

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.

2.3 Kraftwerkseinsatzmodelle

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

Eine wohlfahrtsoptimierende Kraftwerkstauschbörse ermöglicht die Berechnung eines europaweit wohlfahrtsoptimalen Kraftwerkseinsatzes. Diesem theoretischen Berechnungsansatz wird eine europaweite Kupferplatte ohne jegliche physikalische Übertragungseinschränkung unterstellt (Modell „CuPlatte“), wodurch alle günstigsten europaweit verfügbaren Kraftwerkskapazitäten uneingeschränkt für die Strombedarfsdeckung verwendet werden können.

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 Nettoübertagungskapazität)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 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 internationaler (und wesentlich kostenintensiverer) Redispatch durchgeführt wird.

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

2.4 Methodische Vorgehensweise

Die nachfolgende Analyse basiert auf einer relativ einfach gehaltenen Darstellung einiger Modellergebnisse aus dem Referenzszenario.

3 Ergebnisübersicht

Die wirtschaftlichen Auswirkungen („Mehrkosten“) der Umsetzung eines NTC-basierten elektrizitätswirtschaftlichen Ordnungsrahmens in Kontinentaleuropa werden anhand der Ergebnisse der vier vorgestellten Modellansätze („CuPlatte“, „CuPI+Netz“, „CuPI+NTC“, „NTC+Netz“) vergleichend analysiert. Der Fokus der Analyse liegt dabei auf den variablen Kraftwerkseinsatzkosten, der produzierten Energie je Kraftwerkstechnologie (Technologie- oder Strommix), den CO₂-Emissionen und dem Redispatch-Aufkommen.

3.1 Variable Produktionskosten

Als primäres Simulationsergebnis werden in *Abbildung 4* die gesamten variablen Kraftwerkseinsatzkosten in Kontinentaleuropa aufgezeigt. Die variablen Kosten je Kraftwerk sind in ATLANTIS als Summe aus Brennstoffkosten, CO₂-Kosten und variablen Wartungs- und Betriebskosten definiert, die in Abhängigkeit von der Kraftwerkstechnologie entsprechend variieren.

Gemäß der Modelldefinition entstehen bei der europaweiten Kupferplatte („CuPlatte“) ohne Leitungseinschränkung die geringsten variablen Produktionskosten. Durch Berücksichtigung des Übertragungsnetzes („CuPI+Netz“) erhöhen sich die Kosten zwischen 2018 und 2030 um insgesamt knapp 70 Mrd. EURO oder im Durchschnitt jährlich knapp 10%. Das NTC-basierte Market-Coupling („CuPI+NTC“) bewegt sich mit Mehrkosten von knapp 65 Mrd. EURO (oder durchschnittlich 9,5% pro Jahr). Die jährlichen Mehrkosten bewegen sich dabei im Bereich von 4 bis 6 Mrd. EURO (*Abbildung 5*, links). Unter Berücksichtigung des grenzüberschreitenden Stromhandels sowie des damit verbundenen kostenintensiven Redispatch-Aufkommens („NTC+Netz“) erhöhen sich die variablen Produktionskosten nochmals um knapp 47 Mrd. EURO oder um jährlich 1,5 bis 5,5 Mrd. EURO (*Abbildung 5*, rechts) im besagten Zeitraum.

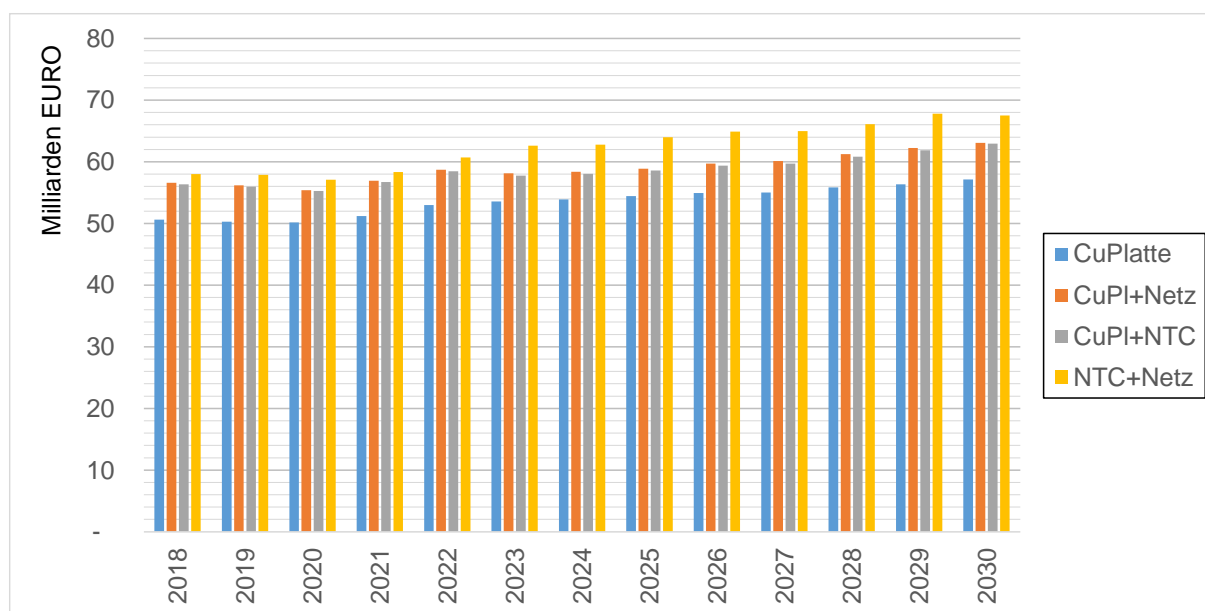


Abbildung 4: Variable Produktionskosten (Mrd. EURO) je Modell

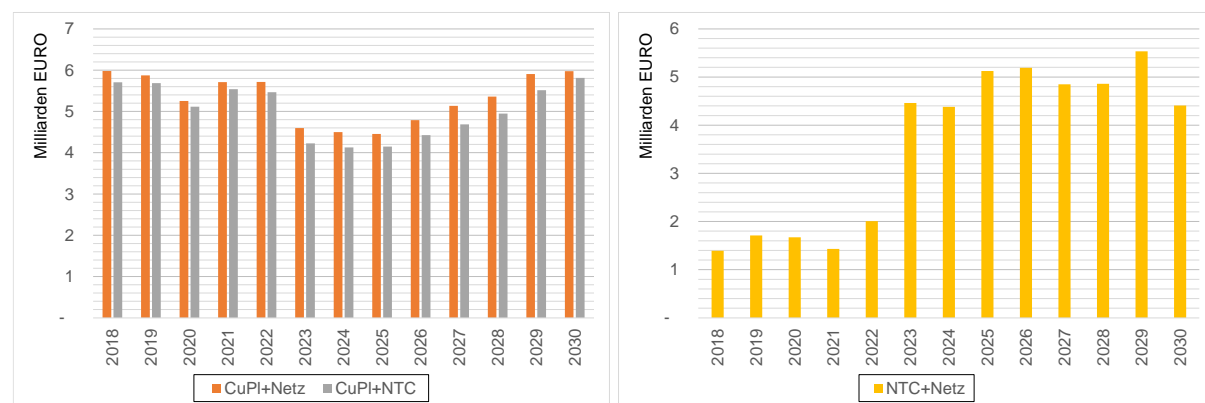


Abbildung 5: (links) Mehrkosten „CuPI+Netz“ bzw. „CuPI+NTC“ zu „CuPlatte“, (rechts) Mehrkosten von „CuPI+Netz“ zu „NTC+Netz“

3.2 Stromerzeugungsmix

Ein weiteres wesentliches Ergebnis sind die Veränderungen im Stromerzeugungsmix (oder auch Technologiemit). Dieser wird für das Modell „CuPI+Netz“ beispielhaft in *Abbildung 6* dargestellt. Im Wesentlichen ist zu erkennen, dass sich die produzierte Strommenge aus fossilen Produktionstechnologien (Kohle und Gas) jährlich reduziert, wohingegen der Anteil an EE insbesondere aus Windenergie deutlich zunimmt.

Der Vergleich mit dem Modell „NTC+Netz“ zeigt eine Veränderung der eingesetzten Produktionstechnologien aufgrund von bestehenden grenzüberschreitenden Handels- und Leitungsrestriktionen. So werden günstige CO₂-arme Technologien wie Wasserkraft, Windkraft, Photovoltaik oder (teilweise) Nuklearkraft sowie Biomasse durch Kohle –und Gas ersetzt. Insgesamt werden zwischen 1% (im Jahr 2018) und 3% (2030) des gesamten Stromproduktionsvolumens aufgrund von Engpässen ersetzt.

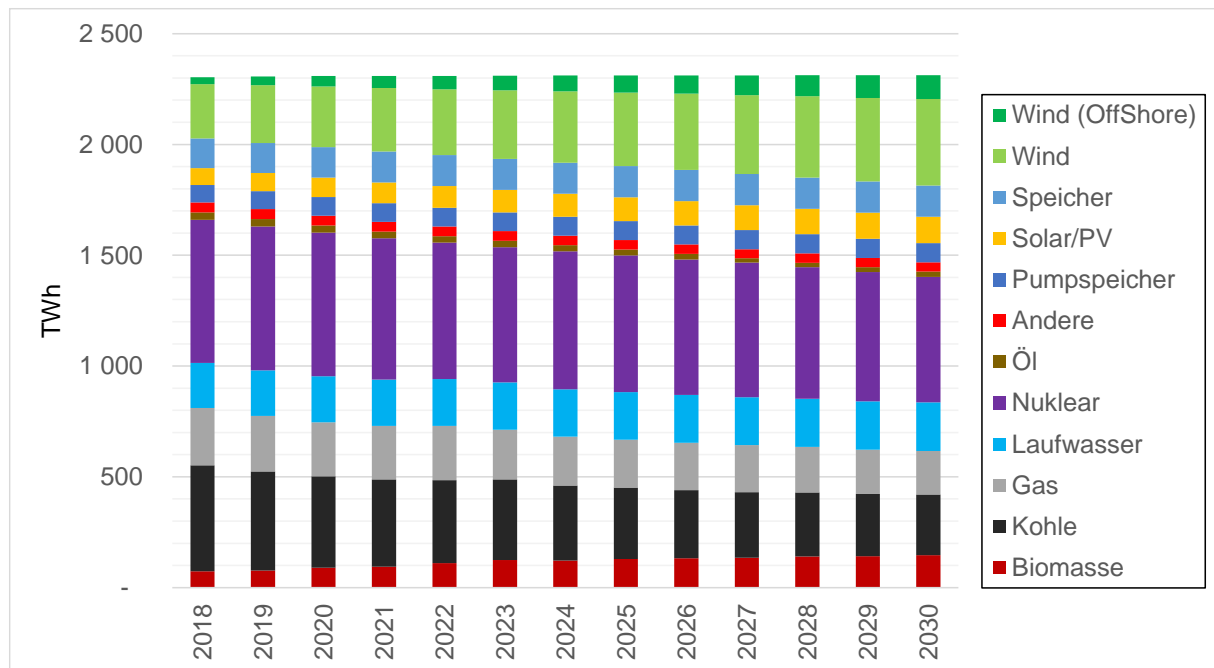


Abbildung 6: Stromerzeugungsmix im Modell „CuPI+Netz“

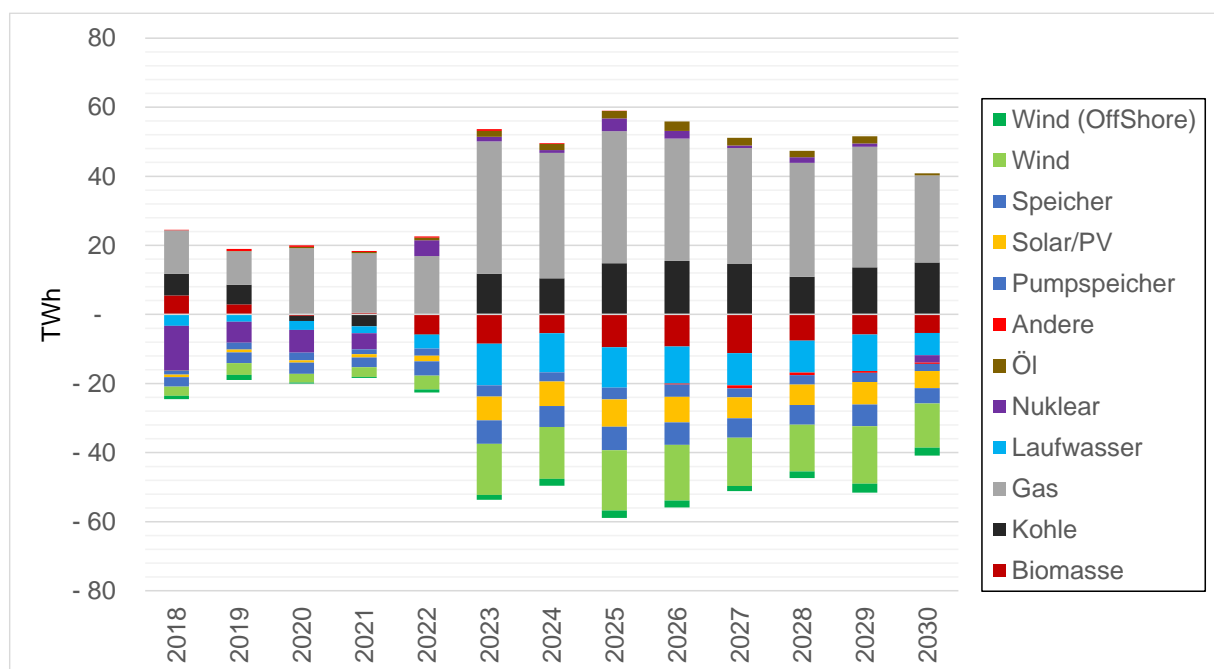
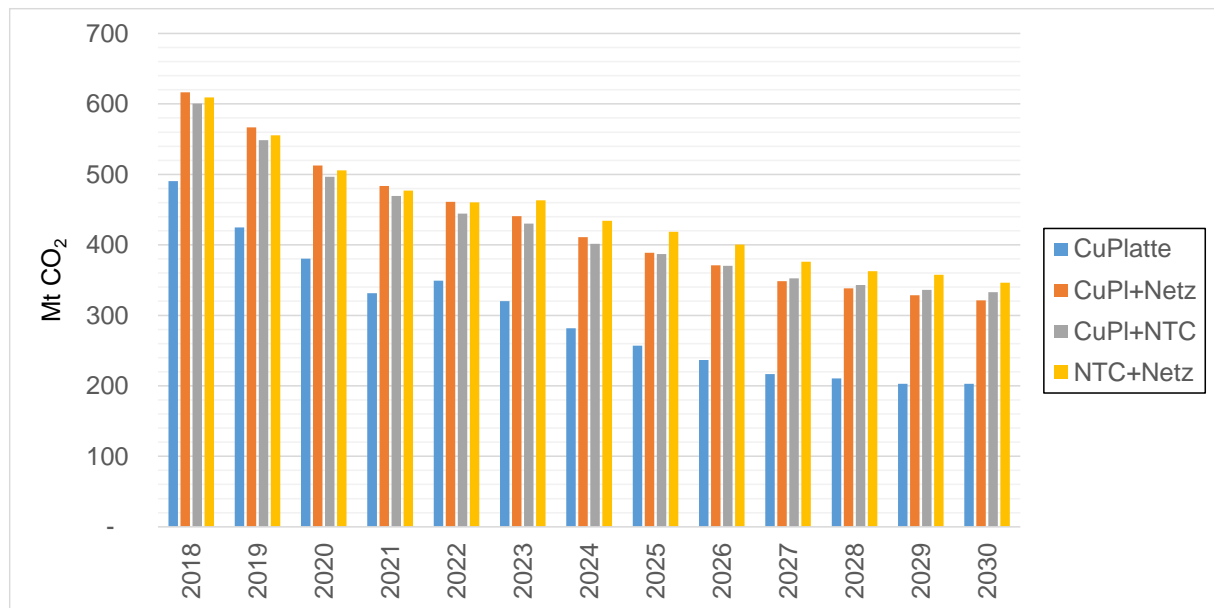


Abbildung 7: Veränderung des Stromerzeugungsmix von „CuPI+Netz“ zu „NTC+Netz“

3.3 CO₂-Emissionen

Die produzierten CO₂-Emissionen reduzieren sich in allen Modellen massiv zwischen 2018 und 2030, aufgrund des forcierten Ausbaus von erneuerbaren Produktionstechnologien. Dabei werden bis 2030 um bis zu 58% (Basis 2018) der Emissionen eingespart („CuPlatte“). Bei den restlichen Modellen beträgt die Emissionsreduktion zwischen 43% („NTC+Netz“) und 48% („CuPI+Netz“). Eine zugehörige kompakte graphische Darstellung bietet *Abbildung 8*.

Abbildung 8: Produzierte CO₂-Emissionen (Mega-Tonnen) je Modell

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. *Abbildung 9* zeigt das jährliche Redispatch-Aufkommen je Technologie zwischen 2018 und 2030. Der stark ansteigende Redispatchbedarf ab 2022 ist auf Engpässe innerhalb Deutschlands zurückzuführen, nachdem im Referenzszenario keine nationalen DC-Leitungsstrassen berücksichtigt wurden. Allgemein zeigt sich, dass insbesondere Biomasse, Kohle und Nuklearkraft in Form von positivem („mehr“) als auch negativem („weniger“) betroffen sind. Gaskraftwerke werden größtenteils als Ersatzkraftwerke eingesetzt, wohingegen Photovoltaik, Wind- und Laufwasserkraftwerke nur eingeschränkt eingesetzt werden können. Insgesamt sind in diesem Zeitraum zwischen 5% (im Jahr 2019) und 8% (2029) der gesamten produzierten Energiemengen von Redispatch betroffen.

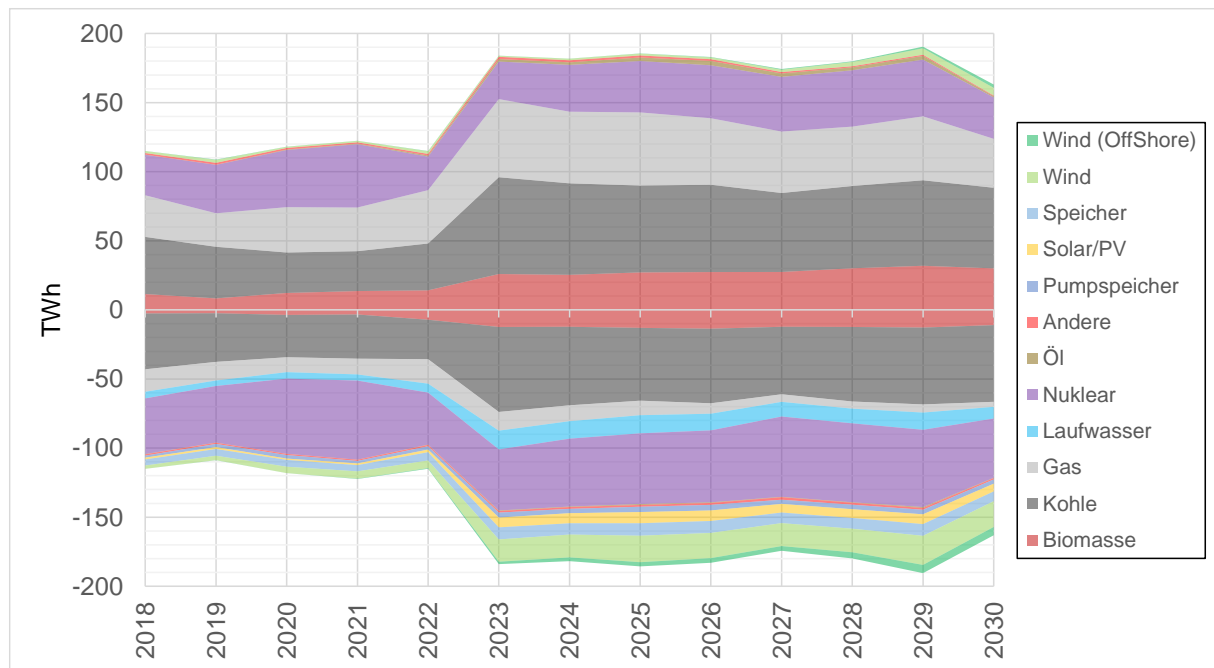


Abbildung 9: Technologieabhängiges Redispatch-Aufkommen bis 2030

4 Zusammenfassung

Die im Zuge dieser Untersuchung durchgeführten langfristigen Simulationen mit dem Elektrizitätswirtschaftsmodell ATLANTIS zeigen zukünftig sehr deutliche Auswirkungen der Umsetzung von europaweiten NTC basierten Handelsrestriktionen. Die berechneten Mehrkosten in Form von variablen Produktionskosten zwischen einem „unbeschränkten“ (freien) Binnenmarkt und einer NTC beschränkten Modellrechnung können für den Zeitraum von 2018 bis 2030 mit mehr als 47 Mrd. EURO bzw. um jährlich 7% beziffert werden. Die CO₂-Emissionen erhöhen sich im Jahr 2030 ebenfalls um mehr als 7%. Des Weiteren werden durch die zu berücksichtigenden grenzüberschreitenden Handelsrestriktionen neue Leitungsgänge verursacht, wodurch günstige Kraftwerkskapazitäten vom Netz genommen werden müssen und durch teurere Kraftwerke ersetzt werden. Gerade die Darstellung der zeitlichen Entwicklung des Redispatchbedarfs verdeutlicht diesen Umstand, indem gezeigt wird, dass vorwiegend fossile Kraftwerke (Kohle, Gas) als Ersatzkraftwerke dienen.

Referenzen

- ETSO (2001), Definitions of Transfer Capacities in liberalised Electricity Markets, Final Report
- 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, DOI 10.1007/s10100-015-0413-8