

DIPLOMARBEIT

Einfluss der Übertragungsnetzerweiterung im Mittelmeerraum und von solaren Importen aus Nordafrika auf den kontinentaleuropäischen Kraftwerkseinsatz

Influence of Cross-Border Transmission Grid Extension in the Mediterranean Region and Solar Electricity Imports from Northern Africa to the Power Plants Dispatch in Continental Europe

Ausgeführt am Institut für
Energiesysteme und Elektrische Antriebe
Arbeitsgebiet: Energy Economics Group (EEG)
der Technischen Universität Wien
unter der Anleitung von
Priv.-Doz. Dipl.-Ing. Dr. Johann Auer

durch

Bettina Burgholzer, BSc
Rauscherstraße 9/16
1200 Wien

Wien, 23. Oktober 2013

Vorwort

Ich möchte mich an dieser Stelle sehr herzlich bei allen bedanken, die mich auf jegliche Art und Weise bei der Erstellung meiner Diplomarbeit unterstützt haben.

Sehr herzlich möchte ich mich bei meinem Betreuer Herrn Priv.-Doz. Dipl.-Ing. Dr. Johann Auer für sein Engagement und die wertvollen Anregungen bedanken.

Bei Herrn Georg Lettner möchte ich mich für Vorschläge und Anregungen bezüglich der Modellierung bedanken.

Besonderer Dank gebührt meinen Eltern. Sie haben mir das Studium an der Technischen Universität Wien ermöglicht und sind mir mit Rat und Tat immer zur Seite gestanden. Auch meinem Lebensgefährten möchte ich herzlich für seine Unterstützung und Aufmunterungen danken.

Kurzfassung

Um die Klimaziele des Kyoto-Protokolls in Europa erfüllen zu können, ist es notwendig, den Ausstoß von Treibhausgasen wie Kohlenstoffdioxid (CO_2 , dient als Referenzwert), Methan (CH_4), Stickstoffmonoxid (N_2O) und Stickstofftrifluorid (NF_3) zu reduzieren. Auch im europäischen Stromerzeugungssektor existieren diesbezüglich noch Einsparungs- und Substitutionspotentiale. Dadurch wurden in den letzten Jahren mehrere Initiativen gegründet, die sich mit der Frage auseinandersetzen, in wie fern die solare Stromerzeugung (Photovoltaik und CSP (Concentrated Solar Power)) im Mittleren Osten und in Nordafrika zu einer nachhaltigeren Stromversorgung in Europa beitragen könnte. Doch aufgrund des arabischen Frühlings wurde es in letzter Zeit eher ruhig um die Initiativen.

In dieser Arbeit werden die Auswirkungen der solaren Stromerzeugung in Nordafrika auf die kontinentaleuropäischen Strommarktpreise im Großhandel untersucht. Zusätzlich werden auch die europäischen Übertragungsnetze und deren Weiterentwicklung, besonders im Mittelmeerraum, genauer analysiert. Dazu wird ein mit der algebraischen Optimierungssprache GAMS programmiertes Fundamentalmodell verwendet. Es werden zwei Modelle erklärt: das eine ermittelt das betriebswirtschaftliche Optimum für den Übertragungsnetzbetreiber bei gegebener Kraftwerksstruktur und kostenminimalen Kraftwerkseinsatz (Variante 1) und das andere das volkswirtschaftliche Optimum unter der Annahme, das Übertragungsnetz sei eine „Kupferplatte“ (Variante 2). Für die energiewirtschaftliche Praxis ist nur ersteres (Variante 1) relevant.

Das Gemischt Ganzzahlige Optimierungsmodell wird mit Daten aus dem Jahr 2012 validiert und anschließend erfolgen Analysen für das Jahr 2030. Hierbei werden mehrere Szenarien untersucht. In Variante 1 wird mit der Annahme begonnen, dass die geplanten Übertragungsnetzausbauprojekte des ENTSO-E (Vereinigung der europäischen Übertragungsnetzbetreiber) bis 2030 nicht umgesetzt werden können. Im nächsten Schritt werden die Einflüsse des kontinentaleuropäischen Übertragungsnetzausbaus untersucht und schlussendlich wird auch die solare Stromerzeugung in Nordafrika mit Übertragungsleitungen im Mittelmeer betrachtet. Dabei wird bei der solaren Stromerzeugung zwischen Photovoltaik- und CSP-Anlagen anhand ihrer technischen Eigenschaften unterschieden. Für Variante 2 werden zwei Szenarien betrachtet: ersteres befasst sich ebenfalls mit der Fragestellung, wie sich der Kraftwerkseinsatz verhält, wenn keine solaren Importe aus Nordafrika im Jahr 2030 möglich sind. Das zweite Szenario berücksichtigt eine installierte Leistung von 20 GW an Photovoltaikanlagen in Nordafrika.

Die Modellergebnisse liefern einen deutlichen Hinweis darauf, dass die höchsten CO_2 -Einsparungen mit installierten CSP-Anlagen im Mittleren Osten und Nordafrika erzielt werden können. Dieser Ausbau wiederum impliziert den Übertragungsnetzausbau im Mittelmeerraum, um den erzeugten Strom auch nach Europa importieren zu können. Auch auf die Großhandelspreise der Strombörsen werden sich die solaren Importe auswirken. Die Marktpreisniveaus können in manchen Regionen deutlich gesenkt werden.

Doch aufgrund der volatileren Stromerzeugung von Erneuerbaren Energietechnologien müssen die flexiblen fossilen Kraftwerke gewisse Leistungskapazitäten in Reserve halten, damit die Stabilität des Netzbetriebs gewährleistet werden kann.

Abstract

To meet the climate targets of the Kyoto Protocol in Europe, it's necessary to reduce the emissions of greenhouse gases such as carbon dioxide (CO₂, serves as a reference value), methane (CH₄), nitrous oxide (N₂O) and nitrogen trifluoride (NF₃). Also in the European electricity generation sector there exist corresponding saving and substitution potentials. As a result, several initiatives have been established in recent years dealing with the question, how far solar electricity generation based on Photovoltaic and CSP (Concentrated Solar Power) in the Middle East and Northern Africa could contribute to a more sustainable electricity supply in Europe. Due to the Arab Spring, it was rather quiet about the initiatives.

In this thesis, the impact of solar electricity generation in Northern Africa on the Continental European wholesale electricity market prices is investigated. Additionally, the European transmission networks and their further development, particularly in the Mediterranean area, are analysed in detail. A fundamental market model is used for the analysis, which is programmed with the algebraic modelling language GAMS. Two models are explained: the first one determines the profit maximizing optimum for the transmission grid operator for a given power plant portfolio and cost-minimizing power plant dispatch (Variant 1) and the second one the welfare maximizing optimum based on the assumption that the transmission grid is a "copper plate" (Variant 2). Only the first one is relevant for practice in energy economics.

The Mixed-Integer Optimization Model is evaluated with data from 2012 and then some scenario analyses for the year 2030 are made. Therefore, several scenarios will be examined. Variant 1 starts with the assumption, that the planned expansion projects of the transmission network from ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) can't be implemented until 2030. In the next step, the influence of the Continental European transmission network expansion is examined. Finally, solar electricity generation in Northern Africa and the transmission lines in the Mediterranean area are considered. A distinction is made between Photovoltaic and CSP plants based on their technical properties. For Variant 2 two scenarios are considered: the first one also deals with the question on the power plant dispatch in case of no solar imports from Northern Africa in 2030. The second scenario considers an installed capacity of 20 GW of photovoltaic systems in Northern Africa.

The results of the model provide a clear indication that the highest CO₂ savings can be achieved with installed CSP plants in the Middle East and Northern Africa. This implies the expansion of the transmission network in the Mediterranean region in order to enable the imports of solar electricity generation to Europe. The solar imports, furthermore, affect the wholesale prices of the electricity exchanges. The wholesale electricity price levels can be significantly decreased in some regions. However, due to the volatile electricity generation of renewable energy technologies the flexible fossil power plants are expected to maintain a certain reserve capacity in order to guarantee stability in transmission network operation.

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung	1
1.1. Motivation	1
1.2. Fragestellung und Ansatz	1
1.3. Aufbau	2
2. Hintergrund	3
3. Fundamentalmodell	6
3.1. Modellannahmen	7
3.2. Variante 1: Kostenminimale Kraftwerkseinsatzplanung	10
3.2.1. Indizes, Parameter und Variablen	10
3.2.2. Zielfunktion	12
3.2.3. Nebenbedingungen	12
3.3. Variante 2: Die fiktive Kupferplatte	15
4. Modellergebnisse	16
4.1. Status quo 2012 - Variante 1	16
4.1.1. Erzeugungsprofil	17
4.1.2. Stündliche Grenzkosten je Knoten	21
4.1.3. Auslastung des Übertragungsnetzes	22
4.1.4. Engpassrendite - CR	25
4.2. Status quo 2012 - Variante 2	26
4.2.1. Erzeugungsprofil	26
4.2.2. Stündliche Grenzkosten je Knoten	31
4.2.3. Auslastung des Übertragungsnetzes	32
4.2.4. Engpassrendite - CR	34
4.3. Simulation 2030 - Variante 1	35
4.3.1. Ohne Leitungsausbau	36
4.3.2. Mit Leitungsausbau in Europa	44
4.3.3. Mit Leitungsausbau in Europa und nach Nordafrika (PV)	49
4.3.4. Mit Leitungsausbau in Europa und nach Nordafrika (CSP)	53
4.4. Simulation 2030 - Variante 2	57
4.4.1. Ohne Leitung von Nordafrika nach Europa	58
4.4.2. Mit Leitung von Nordafrika nach Europa	65
5. Gegenüberstellung und Synthese der Ergebnisse 2030	68
6. Schlussfolgerung	72
Literaturverzeichnis	74
A. Anhang	79

Abkürzungsverzeichnis

ATC	Available Transfer Capacity
CE	Central Europe
CR	Congestion Rent
CSP	Concentrated Solar Power
Dii	Desertec-Industrie-Initiative
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
EEX	European Energy Exchange
ENTSO-E	European Network Of Transmission System Operators For Electricity
ESPT	Spanien und Portugal
GAMS	General Algebraic Modeling System
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
IT	Italien
K	Kapazität
KR	Konsumentenrente
MENA	Mittlerer Osten und Nordafrika
MSP	Mittelmeer-Solarplan
NEK	Netto-Export Kurve
NTC	Net Transfer Capacity
NPV	Net Present Value(Barwert)
PR	Produzentenrente
SEE	South-East Europe
SRMC	Short Run Marginal Costs
TSO	Transmission System Operator
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
UfM	Union für das Mittelmeer
VO	Verordnung
WF	Wohlfahrt

1. Einleitung

1.1. Motivation

Auf der Klimakonferenz in Doha, Katar haben die Vertragsstaaten des Kyoto-Protokolls eine 2. Verpflichtungsperiode von 2013-2020 beschlossen. Um die Treibhausgase zu minimieren, ist es erforderlich, den Ausbau erneuerbarer Energietechnologien voran zu treiben. Damit kann eine nachhaltige Elektrizitätsversorgung in Europa zu großen Teilen auf heimischen erneuerbaren Quellen aufgebaut werden. Dieser Ausbau impliziert gewisse Anforderungen an das Übertragungsnetz, zum Beispiel in der Nordsee müssen die Offshore-Windparks mit dem Festland verbunden werden, um die erzeugte Energie zu den Verbraucherzentren liefern zu können. Des Weiteren wird schon seit Jahren über Importe von Solarstrom aus dem Mittleren Osten (englisch: Middle East ME) und Nordafrika (NA) diskutiert. Ein ausgewogener Mix erneuerbarer Ressourcen und flexibler fossiler Regelkapazität erlaubt eine sichere Stromversorgung nach Bedarf, ohne die fossilen Energiequellen und die Umwelt über ein verträgliches Maß hinaus zu beanspruchen. Die Nutzung fossiler Energiequellen für den Spitzenbedarf wird ihren Verbrauch auf ein kompatibles Maß reduzieren. Fossile Brennstoffe werden in Zukunft vorrangig für die Sicherung von Leistung und Regelkapazität eingesetzt, während erneuerbare Quellen zur Minderung ihres Verbrauchs dienen.

Es gibt zwei Initiativen, die für die zukünftige Energieversorgung Europas und des Mittleren Ostens und Nordafrika (MENA) von großer Bedeutung sein könnten: Die am 13. Juli 2008 gegründete „Union für das Mittelmeer“ (UfM) mit ihrem Mittelmeer-Solarplan (MSP) und die Desertec-Industrie-Initiative (Dii), vorgestellt im Jahr 2009. Hinzu kommt seit 2010 die in „Medgrid“ umbenannte „Transgreen-Initiative“ zur Analyse der technischen, ökonomischen und institutionellen Machbarkeit eines Stromnetzes zwischen Europa und Nordafrika.

1.2. Fragestellung und Ansatz

Im Rahmen der Diplomarbeit werden nicht nur unterschiedliche Ausbauszenarien des Übertragungsnetzes im Mittelmeerraum für das Jahr 2030 analysiert, sondern auch der Einfluss von solaren Importen aus Nordafrika. Dazu wurde ein Fundamentalmodell mit der algebraischen Modellierungssprache GAMS (General Algebraic Modeling System) erstellt. Bei der Ermittlung des kostenminimalen Kraftwerkseinsatzplanes werden zwei Ziele verfolgt, einerseits die Suche nach dem betriebswirtschaftlichen Optimum (Variante 1) und andererseits das Lösen des volkswirtschaftlichen Optimums (Variante 2).

Ein zentraler Fokus liegt auf den solaren Importen aus dem Mittleren Osten und Nordafrika. Es wird analysiert, welche Auswirkungen die Importe auf die kontinentaleuropäischen Preise haben. Wie schon oben erwähnt, wurden bereits mehrere Initiativen ge-

gründet, die sich mit den Ausbauprojekten von Solarenergie in den nordafrikanischen Staaten beschäftigen.

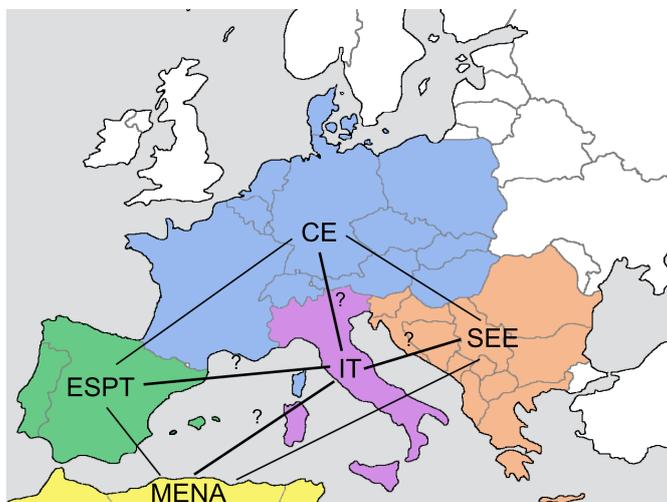


Abbildung 1.1.: Einteilung in Regionen

In dieser Arbeit wird der UCTE-Bereich in vier Regionen aufgeteilt (siehe Abbildung 1.1). Italien stellt den Mittelpunkt des fünf Punkte Systems dar. Somit werden ausgehend von Italien die Übertragungskapazitäten und Auswirkungen der Importe betrachtet.

1.3. Aufbau

Das nächste Kapitel beschäftigt sich mit den energiewirtschaftlichen Hintergründen und wie die derzeitige Lage der Übertragungsleitungen im Mittelmeerraum aussieht. Aber auch die Entwicklung der nordischen Interconnectoren wird kurz beleuchtet.

Im dritten Kapitel wird das zugrundeliegende Fundamentalmodell erklärt und die Modellannahmen erläutert. Des Weiteren werden zwei Varianten des Fundamentalmodells für die späteren Analysen beschrieben. Die ganzzahligen Optimierungsprobleme der beiden Varianten werden mit der algebraischen Modellierungssprache GAMS programmiert.

Im Anschluss wird im vierten Kapitel das beschriebene Modell mit Daten aus dem Jahr 2012 validiert. Danach folgt die Analyse und Auswertung der Modellergebnisse der Simulationen (beide Varianten) des Jahres 2030. Es werden die regionalen Erzeugungsprofile, die stündlichen Grenzkosten, die Auslastung des Übertragungsnetzes und die Engpassrenditen betrachtet.

Das nachfolgende Kapitel beschäftigt sich mit der Gegenüberstellung und Synthese der Simulationsergebnisse des Analysejahres 2030.

Das abschließende sechste Kapitel beschäftigt sich mit den Schlussfolgerungen, die aus dieser Arbeit gezogen werden können.

2. Hintergrund

Während vor allem die Gründung der privatwirtschaftlichen Desertec-Industrie-Initiative große mediale Wellen geschlagen hat, ist es in Zeiten der Finanzkrise und des Arabischen Frühlings um die Strom-aus-der-Wüste-Initiativen ruhiger geworden. Das Ziel von Desertec ist es, Strom aus Wind- und Solarenergie in den Wüstengebieten der arabischen Staaten zu produzieren. Diese Energie soll dann lokal genutzt und nach Europa exportiert werden.

Der Mittelmeer-Solarplan sieht vor, bis zum Jahr 2020 20 Gigawatt (GW) - eine Menge, die etwa der Kapazität von 15 großen Kohlekraftwerken entspricht - an neuen erneuerbaren Energiekapazitäten aufzubauen, während sich die Desertec-Initiative als langfristiges Ziel auf die Fahnen geschrieben hat, im Jahr 2050 15 Prozent des europäischen Strombedarfs mit Strom aus den Wüsten zu decken. Studien des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) zeigen, dass dieses Ziel technisch und wirtschaftlich realisierbar ist und ökonomische sowie ökologische Vorteile für alle Partner bietet.

Um die erneuerbare Energie von den Erzeugungsregionen zu den Lastzentren in Europa transportieren zu können, werden neue Netzinfrastrukturen in Form von Seekabeln im Mittelmeerraum benötigt. Zur Zeit existiert nur eine doppelte 1,4 GW Wechselstromleitung, die Afrika mit Europa über die Straße von Gibraltar verbindet. Das ist für größere Importmengen nicht ausreichend.

Neue Leitungen werden den europäischen Markt für erneuerbare Elektrizität aus dem Süden öffnen. Bessere Übertragungsnetze werden die Stabilität und Zuverlässigkeit des Energiesystems stärken und einen großen Elektrizitätsmarkt im Süden kreieren, um die Energienachfrage zum bestmöglichen Preis zu decken.

Die Initiative Medgrid hat auf ihrer Website einen Auszug ihrer betrachteten Ausbaupläne im Mittelmeerraum veröffentlicht (siehe Abbildung 2.1).



Abbildung 2.1.: Auszug der von Medgrid geplanten Übertragungsleitungen

Aber nicht nur im Mittelmeerraum wird der Ausbau benötigt, sondern auch die kontinentaleuropäischen Übertragungsnetze müssen saniert und ausgebaut werden. Dazu hat die Vereinigung der europäischen Übertragungsnetzbetreiber, European Network

Of Transmission System Operators For Electricity (ENTSO-E), den Ten-year Network Development Plan (TYNDP) verfasst, welcher auf die nationalen Investitionspläne aufbaut und die Mitglieder und Stakeholder auf mögliche Engpässe im System aufmerksam machen. Details dazu sind z.B. auf der ENTSO-E Website (www.entsoe.eu) zu finden.

Situation in der Nordsee - Offshore

Im Norden Europas sind die Übertragungsnetzausbaupläne in der Entwicklung bereits viel weiter fortgeschritten, als im Mittelmeerbereich. Die meisten der gebauten Offshore-Windparks liegen sehr nahe an den Küsten und wurden bereits einzeln in die regionalen Netze beziehungsweise im europäischen Netz integriert.

Zukünftige Offshore-Windparks werden jedoch noch größere Kapazitäten umfassen und mehr als 200 km vom Festland entfernt liegen. Speziell für diese Windanlagen könnte eine Bündelung der Energie bereits im Meer effizienter sein, als jeweils separate Verbindungen zum Festland. Dieses so genannte Hub-Verbindungssystem kann die Kosten, Raumnutzung und Auswirkungen auf die Umwelt erheblich reduzieren.

Mit diesen weiteren Ausbauszenarien in Nordeuropa beschäftigte sich das Offshore-Grid Projekt (www.offshoregrid.eu). 2011 wurde der Endbericht der eingehenden Analyse vom OffshoreGrid Projekt veröffentlicht. Es wurde untersucht, wie ein kosteneffizientes Übertragungsnetz in der Nordsee und im Baltischen Meer implementiert werden könnte. Das ist ein großer Meilenstein in der Entwicklung eines zuverlässigen vermaschten Energiesystems in Europa, welches auch die Integration von steigenden Anteilen erneuerbarer Energien ermöglicht. Die Ergebnisse des Endberichtes könnten ein koordiniertes Vorgehen bei der Planung von Offshore-Windenergieanlagen im Mittelmeerraum hervorrufen.

Effekte von Übertragungsnetzerweiterungen im Mittelmeerraum

Zunächst sei angeführt, wie die Europäische Union eine Verbindungsleitung definiert ([10], Artikel 2 (1)):

„Verbindungsleitung“ bezeichnet eine Übertragungsleitung, die eine Grenze zwischen Mitgliedstaaten überquert oder überspannt und die nationalen Übertragungsnetze der Mitgliedstaaten verbindet.

und Engpässe werden so definiert:

„Engpass“ ist eine Situation, in der eine Verbindung zwischen nationalen Übertragungsnetzen wegen unzureichender Kapazität der Verbindungsleitungen und/oder der betreffenden nationalen Übertragungsnetze nicht alle Stromflüsse im Rahmen des von den Marktteilnehmern gewünschten internationalen Handels bewältigen kann.

Laut TYNDP 2012 konnten über 100 Engpässe im europäischen Stromnetz bis Ende des Jahrzehnts identifiziert werden, die unter anderem aus der vermehrten Integration erneuerbarer Energietechnologien resultieren. Ein gutes Beispiel dafür ist die Nord-Süd Verbindung in Deutschland, um die großen Kapazitäten an windreichen Tagen von Nord- nach Süddeutschland transportieren zu können, werden stabile Hochspannungsnetze und hohe Kapazitäten benötigt. Ziele des TYNDP sind die Sicherstellung eines transparenten Übertragungsnetzes und die Unterstützung von Projektentscheidungen auf regionaler und internationaler Ebene.

Um Auswirkungen von Übertragungsnetzausbauten analysieren zu können, kann ein Fundamentalmodell verwendet werden. Bei diesen Modellen handelt es sich aufgrund der Kraftwerkseinheiten zumeist um ein Ganzzahliges Optimierungssystem. Die Zielfunktion für die ökonomische Kraftwerkseinsatzplanung kann auf zwei Arten definiert werden:

- *Minimierung der gesamten Erzeugungskosten:* Unter der Annahme, dass die vorgegebene Last gedeckt werden muss, werden die gesamten variablen Stromerzeugungskosten minimiert. Kosten in dem Sinne beinhalten sowohl direkte Kosten als auch Opportunitätskosten, z.B. für CO₂-Zertifikate.
- *Maximierung der Gewinnspannen der Großhandelspreise:* Diese Formulierung wird meist von Produzenten mit kleinen Marktanteilen gewählt, um mittelfristig die Erzeugungseinnahmen durch den Handel am Terminmarkt zu optimieren und abzusichern.

Die mathematische Beschreibung der Kraftwerkscharakteristiken ist in beiden Definitionen ähnlich, jedoch die Zielfunktion ist anders. In dieser Arbeit wird die Minimierung der gesamten Erzeugungskosten als Zielfunktion gewählt. Des Weiteren wurden zwei Varianten von Optimierungssystemen modelliert. Die erste Variante minimiert unter gegebenen Übertragungskapazitäten die Stromerzeugungskosten. Variante 2 hingegen berechnet die fiktiven Übertragungskapazitäten, die notwendig wären, um die Erzeugungskosten auf ein Minimum zu reduzieren. In Variante 1 wird somit das betriebswirtschaftliche Optimum ermittelt und in der zweiten das volkswirtschaftliche Optimum. Worum es sich dabei genau handelt wird im nächsten Kapitel noch näher erläutert.

Das Modell ermittelt nicht nur die stündlichen Erzeugungsprofile, sondern berechnet auch die stündlichen kurzfristigen Grenzkosten (SRMC), die sich aufgrund des regionalen Kraftwerkseinsatzes ergeben. Dabei setzt das aktivierte Kraftwerk mit den höchsten kurzfristigen marginalen Kosten den Marktpreis. Somit können Rückschlüsse aus den Veränderungen der Übertragungsnetzkapazitäten auf die Strompreise geschlossen werden. Die unterschiedlichen Preisniveaus in den Regionen beeinflussen auch die Einnahmen der einzelnen Übertragungsnetzbetreiber. Je höher die Preisdifferenzen in zwei betrachteten Ländern ist, desto höhere Engpassrenditen kann der Betreiber erwirtschaften. Solche Ergebnisse können bei der Entscheidungsfindung neuer Projekte sehr hilfreich sein.

3. Fundamentalmodell

[3] Unter dem Marktpreis versteht man den Gleichgewichtspreis (der sogenannte „Market Clearing Price“), also den Schnittpunkt der Angebotskurve mit der Nachfragekurve (siehe Abbildung 3.1). Mit Fundamentalmodellen lassen sich zwar keine Marktpreisprognosen erstellen, aber sie werden unter anderem dazu verwendet, Handelsstrategien zu entwickeln oder dienen der Entscheidungsfindung bezüglich Investitionen und Aquisitionen.

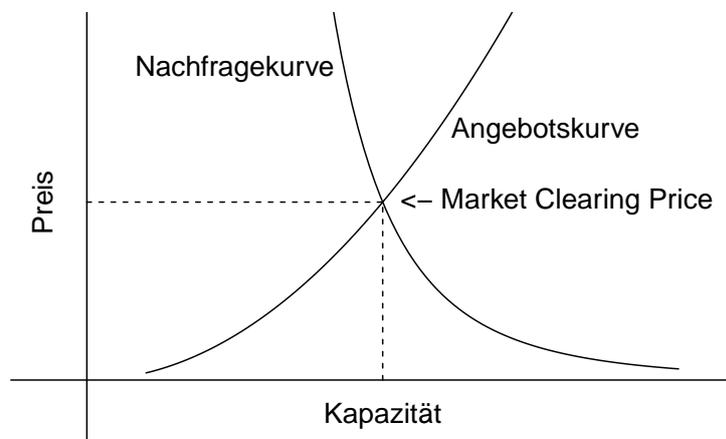


Abbildung 3.1.: Kumulierte Angebots- und Nachfragekurve

Die nachfolgende Abbildung 3.2 zeigt einige der wichtigsten Preistreiber in Strommärkten. In diesem Zuge möchte ich noch Engpässe bezüglich des Übertragungsnetzes zwischen einzelnen Bilanzgruppen besonders hervorheben, wodurch sich auch wesentliche Unterschiede im Preisniveau ergeben. Da die interregionalen Stromflüsse nicht nur die Nachfrage sondern auch das Angebot beeinflussen.

Den wichtigsten Preistreiber bildet die Zusammensetzung des Erzeugungssystems. Denn die langfristige Entwicklung eines Erzeugungssystems wird durch diverse Faktoren, wie zum Beispiel Ressourcenverfügbarkeit, Lastentwicklung, Erzeugungskosten, Marktstruktur und Energiepolitik beeinflusst. In einem existierendem System kann die Angebotskurve durch die Marktstruktur und durch das Verhalten einzelner Marktteilnehmer gesteuert werden. Unter der Annahme eines vollkommenen Marktes bieten alle Marktteilnehmer Elektrizität zu den kurzfristigen Grenzkosten (SRMC) an.

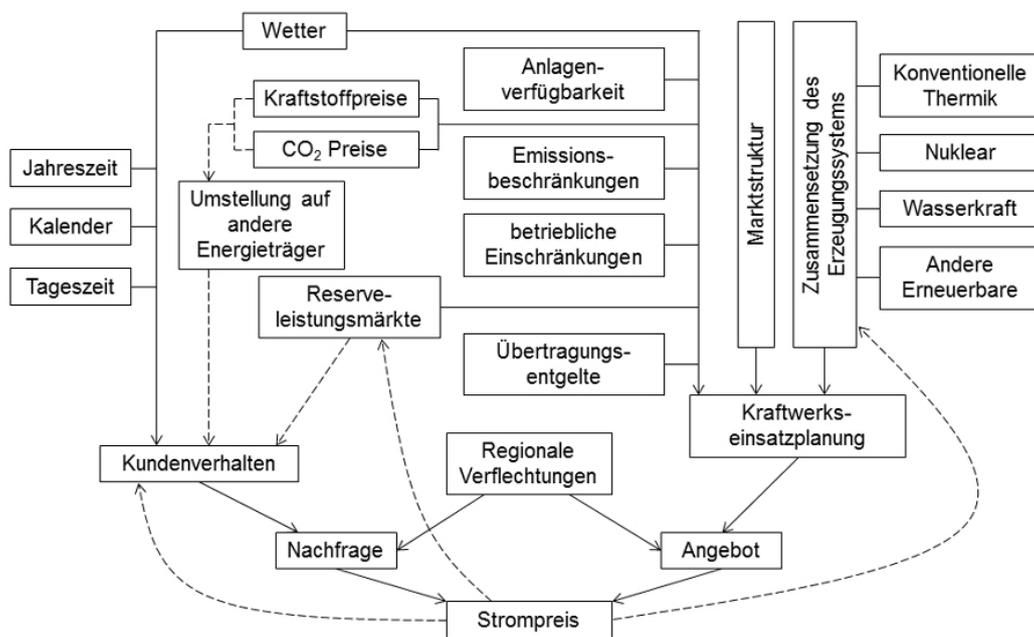


Abbildung 3.2.: Preistreiber in Strommärkten

3.1. Modellannahmen

Folgende Annahmen werden für das Modell getroffen:

- unelastische Nachfrage
- als repräsentative Monate für die 4 Jahreszeiten pro Analysejahr werden März (Frühling), Juni (Sommer), September (Herbst) und Dezember (Winter) betrachtet, d.h. insgesamt 2928 Stunden je Analysejahr
- pro Analysejahr werden die CO₂-Preise und Brennstoffkosten konstant gehalten
- um die Altersstruktur der thermischen Kraftwerke zu berücksichtigen werden je drei Kraftwerkseinheiten für Gas, Steinkohle (Coal) und Braunkohle (Lignite) pro Region generiert
- die Mindesterzeugung der Kraftwerke wird mit 5 % der maximalen Kapazität festgelegt
- die Ramp Raten (Gradient der Erhöhung bzw. Verminderung) werden mit 10 % der Differenz von maximaler Kapazität und Mindesterzeugung angenommen

Um den Rechenaufwand gering zu halten, wird der gesamte UCTE-Bereich in 4 Regionen eingeteilt. Die nordafrikanischen Staaten werden in der Region MENA zusammengefasst, wobei dieser nur als Angebotsknoten und nicht als Nachfrageknoten im Weiteren berücksichtigt wird.

Die Zusammenfassung der europäischen Staaten zu Regionen impliziert einen optimalen Ausbau der Übertragungsleitungen zwischen den einzelnen Staaten. Also eine vorherrschende „fiktive Kupferplatte“ innerhalb der Regionen, welche aber derzeit noch nicht zur Gänze gegeben ist. In den zusammengefassten Staaten pro Region gibt es

aber aufgrund geringer Engpässe innerhalb der Region de facto dieselben Großhandelspreisniveaus. Dadurch kann von einer einheitlichen Marktregion gesprochen werden. Diese Tatsache ist jedoch vernachlässigbar, da sich diese Arbeit im wesentlichen mit der zentralen Verknüpfung bezüglich Italien, wobei Italien den Mittelpunkt darstellt (siehe Abbildung 1.1), beschäftigt und den Ausbau des Übertragungsnetzes im Mittelmeerraum.

Aufteilung der Staaten in Regionen:

- IT - Italien
- ESPT - Spanien und Portugal
- SEE - Slowenien, Griechenland, Bulgarien, Kroatien, Rumänien, Serbien, Albanien, Montenegro, Mazedonien, Bosnien-Herzegowina
- CE - Österreich, Frankreich, Schweiz, Deutschland, Belgien, Luxemburg, Niederlande, Tschechien, Slowakei, Polen, Ungarn, Dänemark (West)
- MENA - Nordafrika

Die Aggregation der Kraftwerkskapazitäten (Quelle: EEG-Datenbank, APG Scenario Green Länderdaten, inkl. Sterbedaten für Gas-, Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke) der einzelnen Technologien zu den Regionen ergibt nachfolgende Ausbaupfade (existierende Wasserkraftwerke unterliegen nicht der Sterberate):

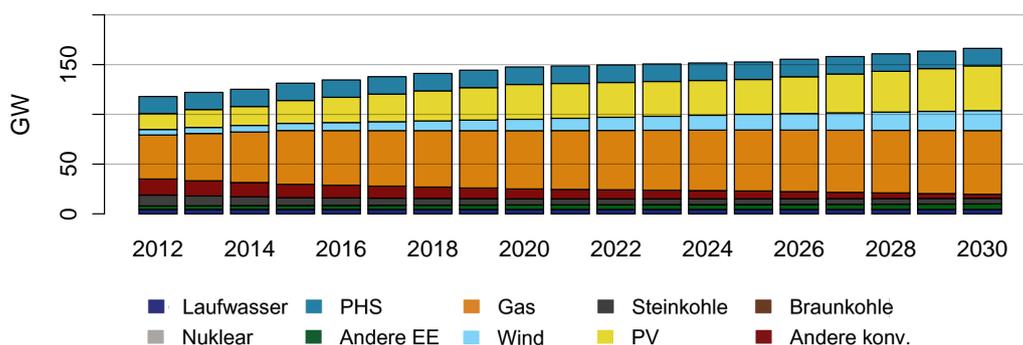


Abbildung 3.3.: Ausbaupfad der Kapazitäten in Italien

Wie in Abbildung 3.3 ersichtlich, sind Gaskraftwerke die vorherrschende Technologie in Italien. Die installierte Kapazität beträgt 2012 44 GW und wird bis 2030 auf 64 GW ansteigen. Die Erneuerbaren Energietechnologien werden 2030 auf knapp 92 GW geschätzt und machen somit 55 % der gesamten installierten Leistung aus. Besonders Photovoltaikanlagen werden vermehrt ausgebaut.

Auf der iberischen Halbinsel (Abbildung 3.4) bietet sich ein etwas anderes Bild. Dort liegt der Anteil an Erneuerbaren Technologien bereits 2012 bei rund 50 % der installierten Leistung und wird 2030 auf circa 68 % geschätzt. In dieser Region überwiegt die Windenergie.

In Abbildung 3.5 ist ein leichter Rückgang der Braunkohlekraftwerke in Südosteuropa erkennbar. Wie in den bereits betrachteten Regionen werden auch dort Investitionen in Wind- und Photovoltaikanlagen getätigt, womit Südosteuropa 2030 einen Anteil von in etwa 57 % Erneuerbarer Energie vorweisen kann.

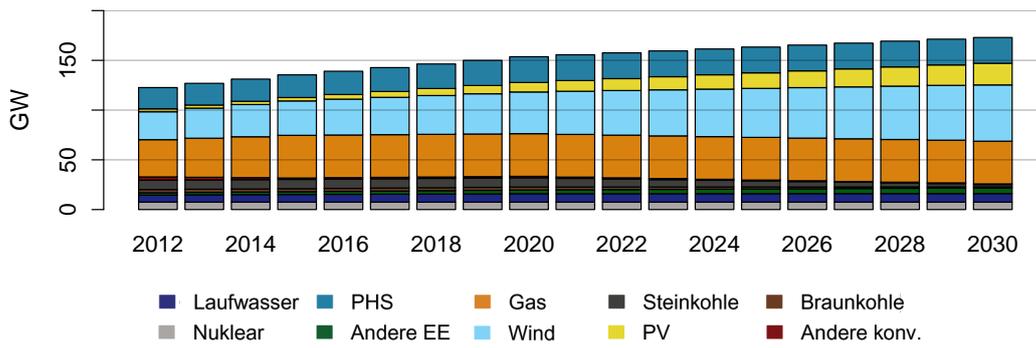


Abbildung 3.4.: Ausbaupfad der Kapazitäten der iberischen Halbinsel

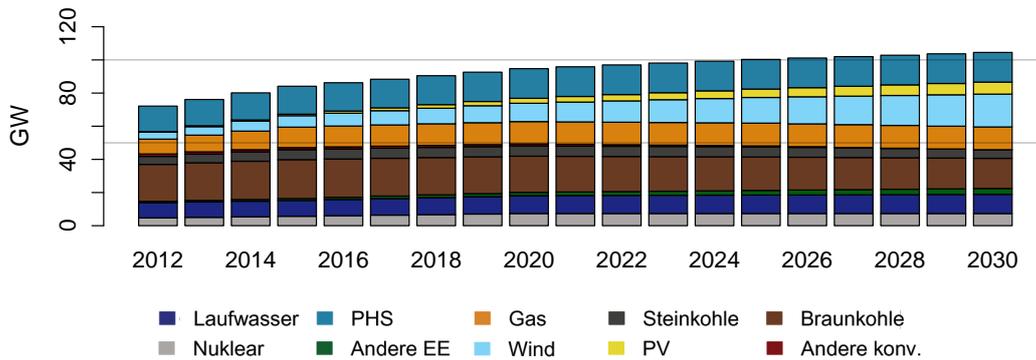


Abbildung 3.5.: Ausbaupfad der Kapazitäten in Südosteuropa

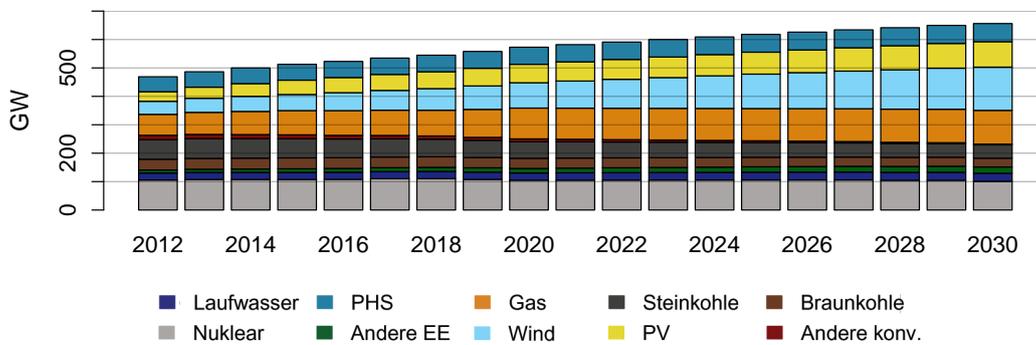


Abbildung 3.6.: Ausbaupfad der Kapazitäten in Zentraleuropa

In West- und Zentraleuropa ist deutlich erkennbar, dass 2012 die Nukleartechnologie einen großen Teil der installierten Kapazität ausmacht. Aber der Anteil an Erneuerbaren Energien für 2030 wird auf 54 % prognostiziert. Im Gegenzug werden Braun- und Steinkohlekraftwerke, aber auch Kernkraft- und andere konventionelle Kraftwerke verringert.

3.2. Variante 1: Kostenminimale Kraftwerkseinsatzplanung

Die kostenminimale Kraftwerkseinsatzplanung bedeutet im Wesentlichen, dass in jeder Stunde jene Kraftwerke aktiviert werden, welche die geringsten Kosten (Start-, Brennstoff-, CO₂- und sonstige Wartungs- und Instandhaltungskosten) verursachen, damit die benötigte Strommenge erzeugt werden kann und somit keine Engpässe entstehen. Über den gesamten Optimierungshorizont darf auch keine der Nebenbedingungen verletzt werden, wie zum Beispiel die Ramp-Up/-Down Raten, die Mindestlauf- und stillstandszeiten, die Energieinhalte der Speicherkraftwerke sowie andere Rahmenbedingungen.

Wie in jeder Modellierung können natürlich nicht alle technischen Details in einem Modell erfasst werden, aber im folgenden wird versucht, die Wirklichkeit so gut als möglich abzubilden.

Da jede Kraftwerkseinheit eine binäre Variable darstellt, ergibt sich ein Gemischt Ganzzahliges Optimierungsmodell (MIP - Mixed Integer Programming) mit linearen Nebenbedingungen.

Bei Variante 1 handelt es sich um ein Optimierungsmodell, das versucht, ein betriebswirtschaftliches Optimum zu finden (d.h. die Engpassrendite wird maximiert). Wobei man unter der Engpassrendite den Gewinn des Übertragungsnetzbetreibers (TSO = Transmission System Operator) durch das Betreiben einer Übertragungsleitung versteht (siehe Abbildung 3.7). Sie setzt sich zusammen aus der Differenz der Preisniveaus der betrachteten Märkte und der Übertragungskapazität.

$$\text{Engpassrendite} = |p_A - p_B| \cdot K$$

$$\text{Betriebswirtschaftliches Optimum} = \max \text{Engpassrendite}$$

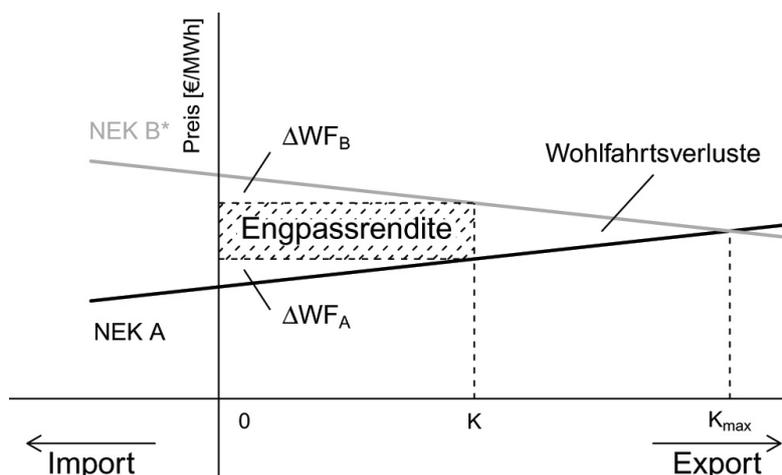


Abbildung 3.7.: Netto-Exportkurven zweier Märkte [5]

3.2.1. Indizes, Parameter und Variablen

Um die Lesbarkeit der Formeln zu erleichtern werden alle Indizes und Parameter kursiv geschrieben.

Indizes:

$h = h1, \dots, h2928 \dots$ Stunde
 $r = IT, ESPT, SEE, CE, MENA = r1 \dots$ Region
 $kw_u \dots$ Kraftwerkseinheit

Parameter:

$AnfEInh \dots$ Anfangsstand des Speichers in Prozent (Quelle: E-Control)
 März = 45 %, Juni = 50 %, September = 92 %, Dezember = 80 %
 $EndEInh \dots$ Endstand des Speichers in Prozent
 März = 32 %, Juni = 75 %, September = 90 %, Dezember = 70 %
 $CCO_2 \dots$ CO2-Kosten in EUR pro t CO2 (Quelle: EEX)
 $SRMC_{r,kw_u} \dots$ kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung
 $StartCost_{r,kw_u} \dots$ Startkosten
 $NTC_{r,r1} \dots$ Net Transfer Capacity von Region r nach r1
 $primEprice_{r,kw_u} \dots$ primäre Energiepreis
 $PCap_{r,kw_u} \dots$ maximale Leistung

 $MinStable_{r,kw_u} \dots$ Mindestleistung
 $Emiss_{r,kw_u}, Eff_{r,kw_u} \dots$ Emissionsfaktor bzw. Wirkungsgrad
 $RampRate_{r,kw_u} \dots$ maximale Leistungsänderung
 $MinLzfz_{r,kw_u}, MinStz_{r,kw_u} \dots$ Mindestlaufzeit bzw. -stillstandszeit
 $PumpEff_r, TurbEff_r \dots$ Pumpen- und Turbineneffizienz
 $PumpCap, TurbCap \dots$ maximale Pump- bzw. Turbinierleistung
 $Emin, Emax \dots$ minimaler bzw. maximaler Speicherinhalt

Positive Variablen:

$P_{r,kw_u,h} \dots$ Leistung konventioneller Kraftwerke
 $RoR_{r,h} \dots$ Leistungsprofil Laufkraft
 $LAST_{r,h} \dots$ Nachfrage zur Stunde h in der Region r
 $WIND_{r,h} \dots$ Windeinspeisung
 $PV_{r,h} \dots$ PV-Einspeisung
 $ExPreis_{r,h} \dots$ Exportpreise

 $Export_{r,r1,h} \in [0, NTC_{r,r1}] \dots$ Exportmenge von r nach r1
 $EInhalt_{r,h} \in [Emin, Emax] \dots$ Energieinhalt des Reservoirs
 $PHSTurb_{r,h} \in [0, TurbCap] \dots$ Turbinierleistung
 $PHSPump_{r,h} \in [0, PumpCap] \dots$ Pumpleistung
 $CStart_{r,kw_u,h} \in [0, RampRate_{r,kw_u}] \dots$ Startleistung

Binäre Variable:

$KWOn_{r,kw_u,h} \in \{0, 1\} \dots$ KW Ein/Aus

3.2.2. Zielfunktion

Das Ziel einer ökonomischen Kraftwerkseinsatzplanung ist die Minimierung der Erzeugungskosten. Im Modell werden zwei Komponenten von Kosten betrachtet: die kurzfristigen Grenzkosten (SRMC = Short Run Marginal Costs), welche von der Erzeugung $P_{r,kw_u,h}$ abhängen, und die Startkosten. Die Hauptaspekte sind hierbei die Brennstoffkosten, die CO₂-Kosten, die Emissionsfaktoren und Wirkungsgrade der Kraftwerke. Die kurzfristigen Grenzkosten werden wie folgt berechnet:

$$SRMC_{r,kw_u} = \frac{primEprice_{r,kw_u} + Emiss_{r,kw_u} \cdot C_{CO2}}{Eff_{r,kw_u}} \quad \forall(r, kw_u). \quad (3.1)$$

Dadurch ergibt sich folgende Zielfunktion:

$$\begin{aligned} \min \text{Gesamtkosten} \stackrel{!}{=} & \sum_{kw_u, h, r} P_{r,kw_u, h} \cdot SRMC_{r,kw_u} \\ & + C_{Start_{r,kw_u, h}} \cdot StartCost_{r,kw_u}. \end{aligned} \quad (3.2)$$

3.2.3. Nebenbedingungen

Die Lastungleichung (3.3) bedingt, dass in jeder Stunde des Optimierungszeitraumes die Nachfrage an Elektrizität gedeckt ist. Sie kann auch als Gleichungsnebenbedingung formuliert werden, aber um Unlösbarkeiten zu vermeiden, wird die Formulierung als Ungleichung meistens verwendet. Die zweite Summe der rechten Seite beschreibt hierbei den Saldo zwischen Export und Import, die letzte Summe das Residuum von Pump- und Turbinierleistung.

$$\begin{aligned} LAST_{r,h} \leq & \sum_{kw_u} P_{r,kw_u, h} + RoR_{r,h} + WIND_{r,h} + PV_{r,h} \\ & + \sum_{r1} (-Export_{r,r1,h} + Export_{r1,r,h}) \\ & + \sum_{phs_u} PHSTurb_{r,phs_u, h} - PHSPump_{r,phs_u, h} \quad \forall(r, h) \end{aligned} \quad (3.3)$$

Um die Exportpreise zu bestimmen, wird in jeder Region und Stunde ermittelt, welches der eingeschalteten Kraftwerke ($KWOn_{r,kw_u, h} = 1$) die höchsten kurzfristigen Grenzkosten hat.

$$ExPreis_{r,h} \geq SRMC_{r,kw_u} \cdot KWOn_{r,kw_u, h} \quad \forall(r, h) \quad (3.4)$$

Kapazitätsbeschränkungen und Start-up Variablen thermischer Kraftwerke

Die wichtigste Beschränkung eines thermischen Kraftwerkes stellt die Kapazitätsbeschränkung dar. Die Ungleichung (3.5) beschreibt die obere Grenze der elektrischen Erzeugung $P_{r,kw_u, h}$ mit $PCap_{r,kw_u}$, wenn die Einheit eingeschaltet ist ($KWOn_{r,kw_u, h} = 1$), ansonsten mit 0. Thermische Kraftwerke haben zusätzlich eine untere Grenze (3.6), unter welcher keine stabile Erzeugung möglich ist. Das heißt die Kraftwerkseinheit muss

mindestens mit einer Leistung von $MinStable_{r,kw_u}$ laufen, ansonsten wird die Einheit abgeschaltet ($KWOn_{r,kw_u,h} = 0$).

$$P_{r,kw_u,h} \leq PCap_{r,kw_u} \cdot KWOn_{r,kw_u,h} \quad \forall(r, kw_u, h) \quad (3.5)$$

$$P_{r,kw_u,h} \geq MinStable_{r,kw_u} \cdot KWOn_{r,kw_u,h} \quad \forall(r, kw_u, h) \quad (3.6)$$

Die Startvariable $CStart_{r,kw_u,h}$ bestimmt den Leistungszuwachs von Stunde $h - 1$ auf h , multipliziert mit den Startkosten können diese zusätzlichen Kosten in der Zielfunktion einkalkuliert werden.

$$CStart_{r,kw_u,h} \geq (P_{r,kw_u,h} - P_{r,kw_u,h-1}) \quad \forall(r, kw_u, h) \quad (3.7)$$

Maximalen Ramp-Up/-Down Raten thermischer Kraftwerke

Thermische Kraftwerke können ihre Leistung von einer Stunde auf die nächste nur bis zu einem gewissen Grad erhöhen beziehungsweise vermindern. Um diese technische Beschränkung im Modell berücksichtigen zu können, werden nachfolgende Nebenbedingungen eingefügt.

$$P_{r,kw_u,h} \leq P_{r,kw_u,h-1} + RampRate_{r,kw_u} + (1 - KWOn_{r,kw_u,h-1}) \cdot \max(0, MinStable_{r,kw_u} - RampRate_{r,kw_u}) \quad \forall(r, kw_u, h) \quad (3.8)$$

$$P_{r,kw_u,h} \geq P_{r,kw_u,h-1} - RampRate_{r,kw_u} - (1 - KWOn_{r,kw_u,h}) \cdot \max(0, MinStable_{r,kw_u} - RampRate_{r,kw_u}) \quad \forall(r, kw_u, h) \quad (3.9)$$

Die rechte Seite der Ungleichung (3.8) bildet die obere Grenze bezüglich der Leistungserhöhung von Stunde $h - 1$ auf Stunde h . Analog dazu beschreibt die Nebenbedingung (3.9) die untere Schranke.

Mit obiger Formulierung wird gewährleistet, dass die Kraftwerkseinheiten auch eingeschaltet- oder ausgeschaltet werden können, wenn $RampRate_{r,kw_u}$ kleiner ist als $MinStable_{r,kw_u}$. Diese potentielle höhere Leistungsänderung kann durch die jeweiligen Ausdrücke $\pm(1 - KWOn_{r,kw_u,h-1}) \cdot \max(0, MinStable_{r,kw_u} - RampRate_{r,kw_u})$ aktiviert werden.

Mindestlauf- und Mindeststillstandszeiten thermischer Kraftwerke

Viele thermische Kraftwerke haben Restriktionen bezüglich der Start- und Abschaltfrequenzen. Sie bewahren die Kraftwerke vor Systemfehlern und -schäden oder werden aufgrund von anderen technischen Gründen eingesetzt. Die Mindestlauf- und Mindeststillstandszeiten werden mit den zwei nachfolgenden Nebenbedingungen festgelegt

$\{h1 : h1 \geq h \wedge h1 < h + MinLfsz_{r,kw_u}\} :$

$$\sum_{h1} KWOn_{r,kw_u,h1} \geq MinLfsz_{r,kw_u} \cdot (KWOn_{r,kw_u,h} - KWOn_{r,kw_u,h-1}) \quad \forall(r, kw_u, h1) \quad (3.10)$$

und

$\{h1 : h1 \geq h \wedge h1 < h + MinStz_{r,kw_u}\}$:

$$\sum_{h1} KWOn_{r,kw_u,h1} \leq MinStz_{r,kw_u} \cdot (1 + KWOn_{r,kw_u,h} - KWOn_{r,kw_u,h-1}) \quad \forall(r, kw_u, h1) \quad (3.11)$$

Restriktionen der Pumpspeicherkraftwerke

Zusätzlich zur Pumpen- und Turbinenleistungsbeschränkung kommt noch die Restriktion, dass nicht mehr turbinieren kann als im Speicherbecken Energie in Form von Wasser enthalten ist. Diesen Sachverhalt beschreibt Ungleichung (3.12).

$$PHSTurb_{r,h} \leq Einhalt_{r,h-1} \quad \forall(r, h) \quad (3.12)$$

Die wichtigste Einschränkung von Speicherkraftwerken ist die nachfolgende Gleichung, welche auch Speicherbilanzgleichung genannt wird.

$$\begin{aligned} Einhalt_{r,h} = & Einhalt_{r,h-1} + PHSPump_{r,h} \cdot PumpEff \\ & - PHSTurb_{r,h} / TurbEff \quad \forall(r, h) \end{aligned} \quad (3.13)$$

3.3. Variante 2: Die fiktive Kupferplatte

Die fiktive Kupferplatte bedeutet, dass in keiner Stunde ein Engpass einer Übertragungsleitung hervorgerufen werden kann. Das bedeutet, es kann in jeder Stunde so viel Elektrizität über eine Leitung fließen, wie benötigt wird. Daher sucht Variante 2 nicht das Betriebswirtschaftliche Optimum sondern das Volkswirtschaftliche Optimum, welches sich durch Maximierung der Konsumenten- und Produzentenrente ergibt (siehe Abbildung 3.7). Demnach nähern sich die unterschiedlichen Preisniveaus der Märkte einander an, was folgendes bedeutet $|p_A - p_B| \rightarrow 0$, sogenannte Preiskonvergenz.

Die Investitionskosten des Übertragungsnetzausbaus werden jedoch in der Modellierung nicht berücksichtigt.

Auch bei dieser Variante handelt es sich wieder um ein Gemischt-Ganzzahliges Optimierungsmodell, wobei ausgehend von Variante 1 noch Änderungen in den Nebenbedingungen erfolgten.

Unterschied zu Variante 1

Eine neue Variable $vNTC_{r,r1}$ wurde definiert, womit die Übertragungskapazitäten nicht mehr wie in Variante 1 exogen vorgegeben werden, sondern das Modell die fiktive Kupferplatte berechnet.

$$vNTC_{r,r1} \geq \text{Export}_{r,r1,h} \quad \forall(r, r1) \quad (3.14)$$

Somit ist die Variable $NTC_{r,r1}$ kein beschränkender Parameter mehr, sondern übernimmt die Codierung, ob eine Leitung möglich ($NTC_{r,r1} = 1$) ist oder nicht ($NTC_{r,r1} = 0$). Mögliche Leitungen sind:

von / nach	IT	ESPT	SEE	CE
IT		1	1	1
ESPT	1		0	1
SEE	1	0		1
CE	1	1	1	

Tabelle 3.1.: Werte des Parameters $NTC_{r,r1}$ für Variante 2

4. Modellergebnisse

Das ganzzahlige Optimierungsproblem wurde mit der algebraischen Modellierungssprache GAMS (General Algebraic Modeling System) programmiert. Andere mögliche wären AMPL (A Mathematical Programming Language) oder Maximal. Aber auch in Matlab wäre es möglich, mit Hilfe der Optimization Toolbox das Modell zu berechnen.

Dieses Kapitel erläutert die Ergebnisse der folgenden Simulationen:

- 2012 Variante 1 und 2
- 2030 Variante 1 (existierende Übertragungskapazitäten):
 - ohne Leitungsausbau
 - mit Leitungsausbau in Europa
 - mit Leitungsausbau in Europa und nach Nordafrika (PV)
 - mit Leitungsausbau in Europa und nach Nordafrika (CSP)
- 2030 Variante 2 (fiktive Kupferplatte, die endogen berechnet wird):
 - ohne Leitung nach Nordafrika
 - mit Leitung nach Nordafrika

Alle Ergebnisdarstellungen der Simulationen beinhalten Erzeugungsprofile oder Erzeugungsdelta bezüglich vorhergehender Simulationen, die stündlichen Grenzkosten je Region, die Auslastungen der einzelnen Übertragungsleitungen und die sich ergebenden Engpassrenditen.

4.1. Status quo 2012 - Variante 1

Um das in Kapitel 3 beschriebene Optimierungsmodell validieren zu können, wird das Jahr 2012 gewählt, da für dieses Jahr alle benötigten Daten zur Verfügung standen. Weiters werden im nächsten Abschnitt nur die Ergebnisse von Italien mit den von ENTSO-E veröffentlichten monatlichen Statistiken [8] und mit den Großhandelspreisen der Stromhandelsbörsen verglichen. Die aggregierten Werte der derzeitigen Übertragungsleitungen zwischen den Regionen sind in Tabelle 4.1 angeführt.

von / nach	IT	ESPT	SEE	CE
IT		0	0.66	3.09
ESPT	0		0	0.50
SEE	1.08	0		2.40
CE	6.96	1.30	2.80	

Tabelle 4.1.: Übertragungskapazitäten 2012 [in GW] (Quelle: NTC Matrix, www.entsoe.eu)

4.1.1. Erzeugungprofil

Aus den Abbildungen 4.1-4.4 sind die Tages- und Wochenprofile sehr schön zu erkennen. Auch die Wochenenden, mit deutlich niedrigeren Lastspitzen lassen sich bestens identifizieren.

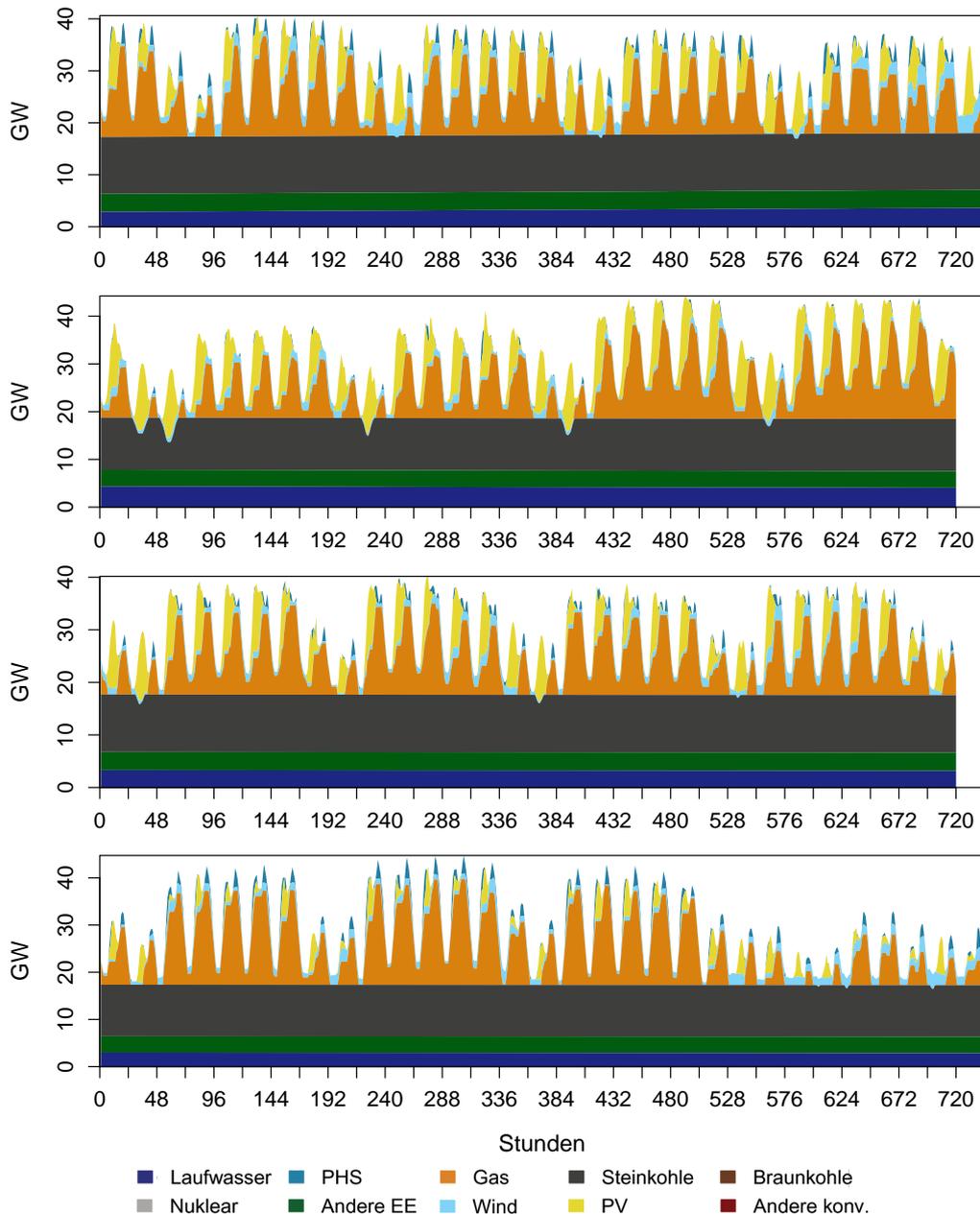


Abbildung 4.1.: Erzeugungprofile Variante 1 für Italien in den Monaten März, Juni, September und Dezember 2012

Wie man anhand von Italien sieht, decken die Steinkohle-, Laufkraftwerke und andere Erneuerbare die Basislast und die Gaskraftwerke und Pumpspeicher aufgrund ihrer flexibleren Fahrweise die Spitzenlasten.

Im Unterschied zum italienischen Profil decken in Spanien und Portugal Kern-, Lauf- und Braunkohlekraftwerke die Basislast. Wobei Strom aus Wind- und Solarenergie, wenn vorhanden, in allen Regionen sofort in das Netz eingespeist werden. Um die Fluktuationen der Windenergieanlagen auszugleichen werden Steinkohle- und Pumpspeicherkraftwerke eingesetzt.

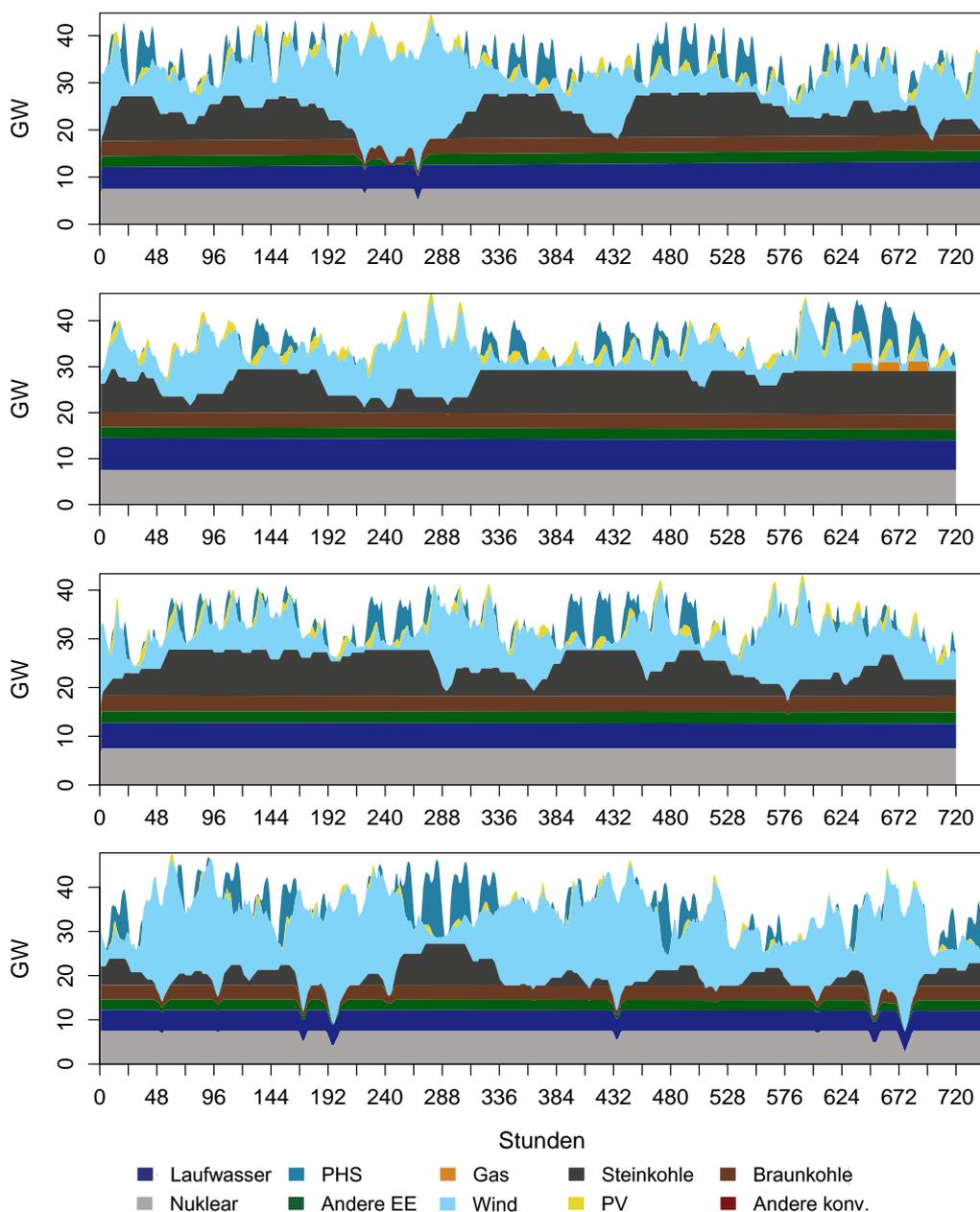


Abbildung 4.2.: Erzeugungprofile Variante 1 für die Iberische Halbinsel in den Monaten März, Juni, September und Dezember 2012

In den Stunden 192 bis 288 im Monat März wird durch die hohe Windenergieeinspeisung nicht nur die Leistung der Stein- und Braunkohlekraftwerke gesenkt, sondern auch die Erzeugung der Kernkraftwerke wird zweimal verringert. In der Praxis würde das thermische Kraftwerk im Regelfall nicht zurückgefahren werden um Wärmeverluste

zu minimieren, die somit entstehenden Überkapazitäten könnten zusätzlich am Regenergiemarkt - der in dieser Modellierung vernachlässigt wird - angeboten werden. Hingegen müssen die Pumpspeicherkraftwerke die verringerte Leistung der Windparks in den Stunden 240 bis 336 im repräsentativen Wintermonat Dezember ausgleichen. Würde über einen längeren Zeitraum die Windenergie entfallen, könnte nicht beliebig lange mit Pumpspeicherkraftwerken im Sinne einer nachhaltigen Speicherbewirtschaftung turbinieren, vielmehr müsste auf Alternativen wie zum Beispiel Importe zurückgegriffen werden.

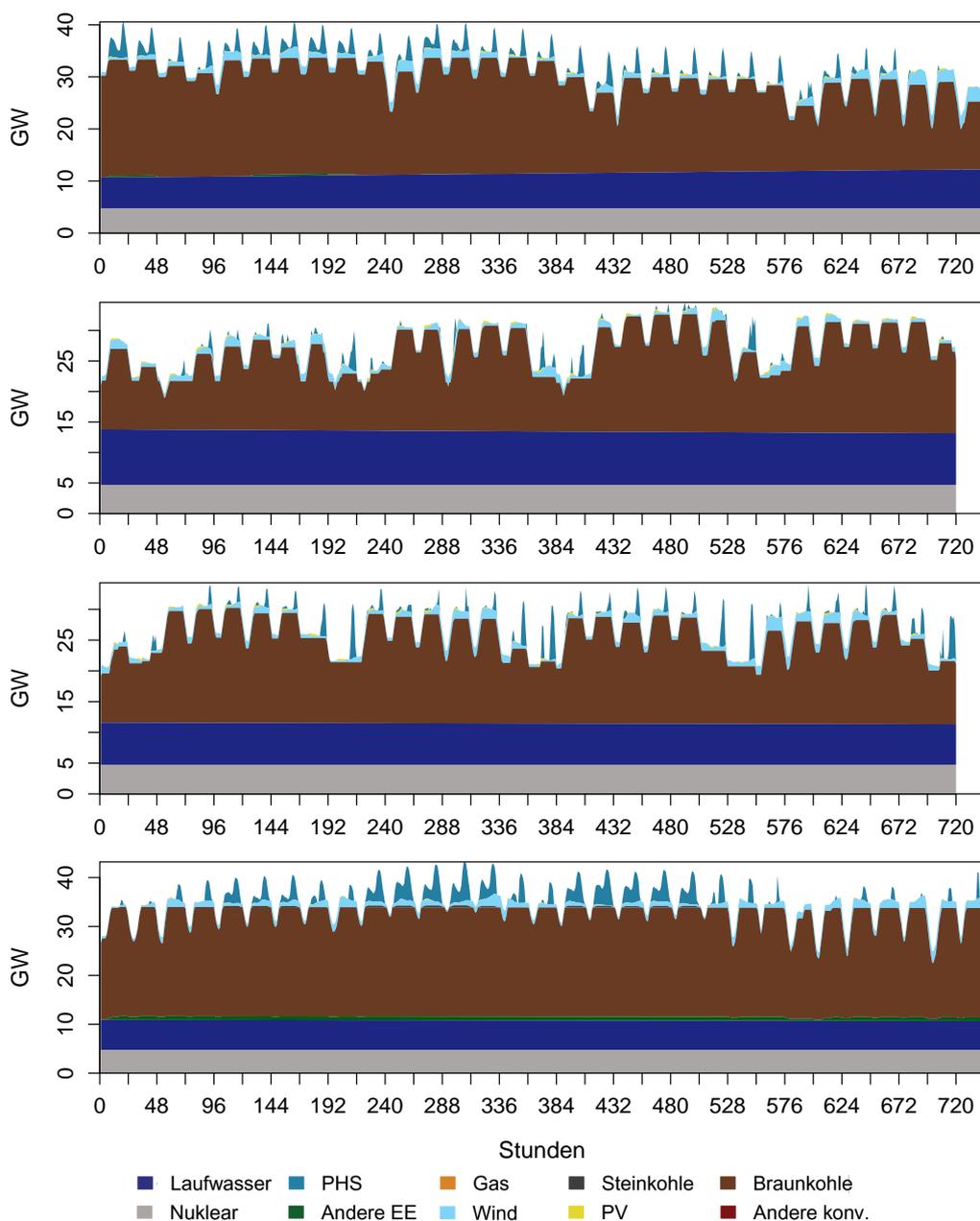


Abbildung 4.3.: Erzeugungsprofile Variante 1 für Südosteuropa in den Monaten März, Juni, September und Dezember 2012

Ähnlich wie in der Region ESPT decken auch in Südosteuropa Kern- und Laufkraftwer-

ke die Basislast. Die Braunkohlekraftwerke, welche in dieser Region hohe installierte Kapazitäten aufweisen, passen ihre Fahrweise an den Lastverlauf an. Jene Lastspitzen, die nicht von Braunkohlekraftwerken gedeckt werden können, gleichen Pumpspeicher aus.

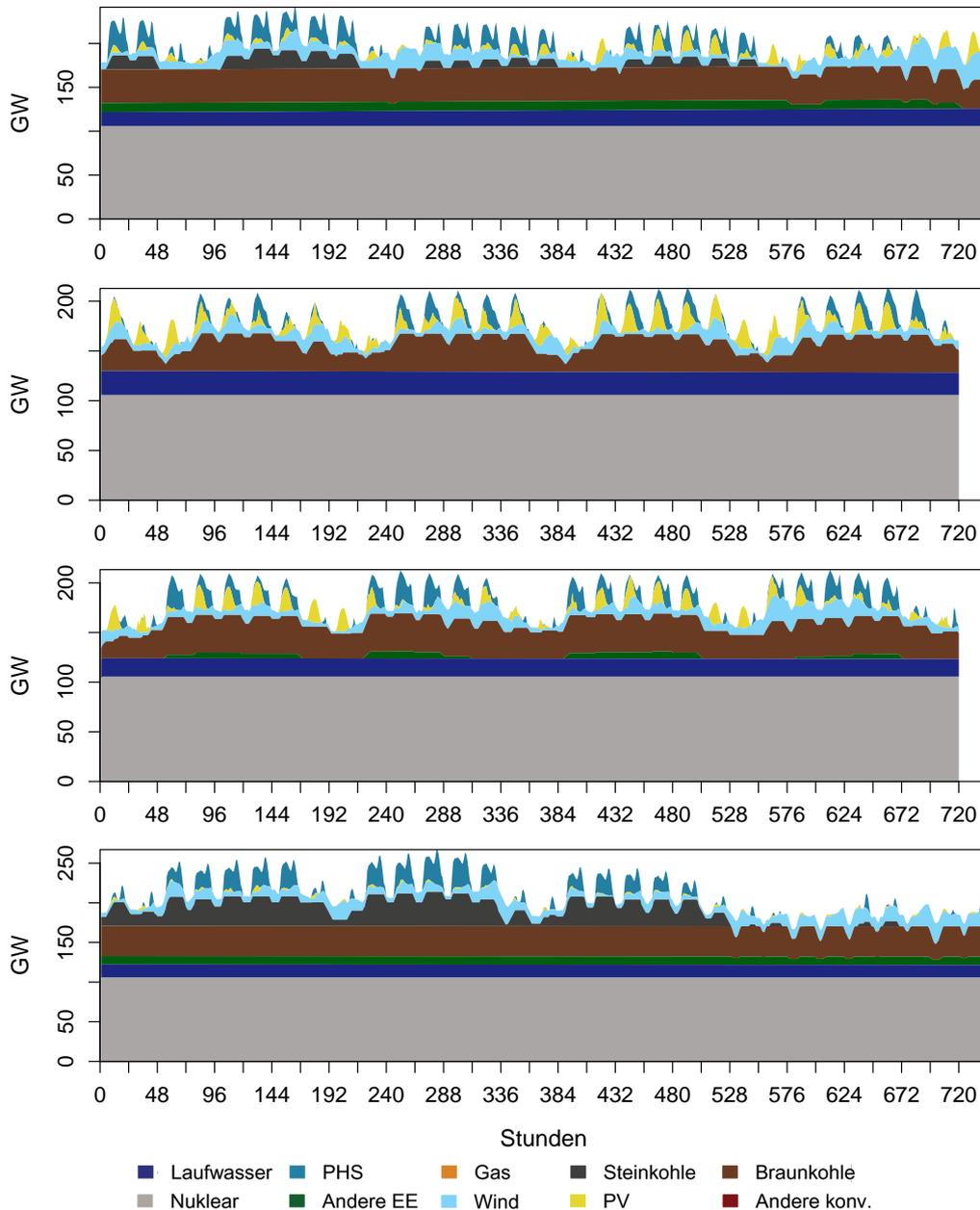


Abbildung 4.4.: Erzeugungsprofile Variante 1 für Zentraleuropa in den Monaten März, Juni, September und Dezember 2012

In Zentraleuropa verändern sich die Abbildungen dahingehend, dass die Kapazitäten der Kernkraft, Laufwasser und andere Erneuerbare auf über 120 GW Leistung je Stunde ansteigen, welche wie in Südosteuropa die Basislast abdecken. Da in den nördlichen Staaten der Region die Sonneneinstrahlung über die Wintermonate um ein vielfaches geringer ist, liefert die Solarenergie die höchste Erzeugung im Juni und September.

4.1.2. Stündliche Grenzkosten je Knoten

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass in Italien die stündlichen marginalen Kosten am höchsten sind. Die zweithöchsten ergeben sich für Spanien und Portugal. Dem folgen Südost- und Zentraleuropa. Wobei sich die Grenzkosten im Dezember am häufigsten einander annähern, was auf den vermehrten Einsatz thermischer Kraftwerke über die Wintermonate zurückzuführen ist.

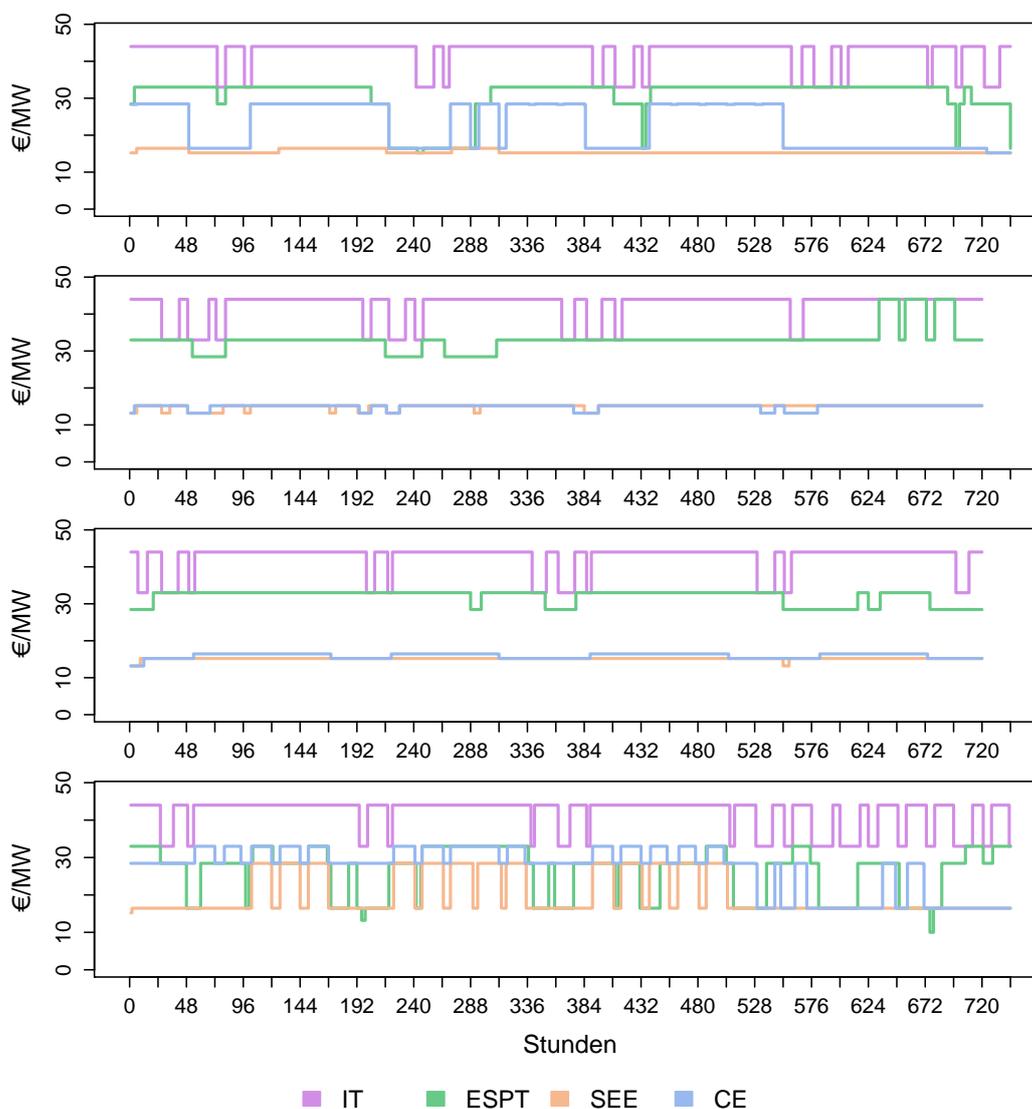


Abbildung 4.5.: stündliche Grenzkosten Variante 1 der Regionen für die Monate März, Juni, September und Dezember 2012

Vergleicht man diese Ergebnisse mit den Großhandelspreisen (siehe Abbildung A) der Stromhandelsbörsen, erkennt man, dass das Modell die historischen Preisniveaus korrekt abbildet.

4.1.3. Auslastung des Übertragungsnetzes

Bei der Betrachtung der Auslastungen stehen sofort die Übertragungsleitungen von SEE nach IT/CE und von CE nach IT/ESPT ins Auge, welche mehr als 600 Stunden zu 100 % im repräsentativen Frühjahrsmonat März ausgelastet sind. Von IT nach SEE/CE fließen hingegen - außer im Juni kleinere Mengen - minimale Kapazitäten. Die Leitungen CE-SEE und ESPT-CE sind für 13 und 64 Stunden zu 100 % im März ausgelastet.

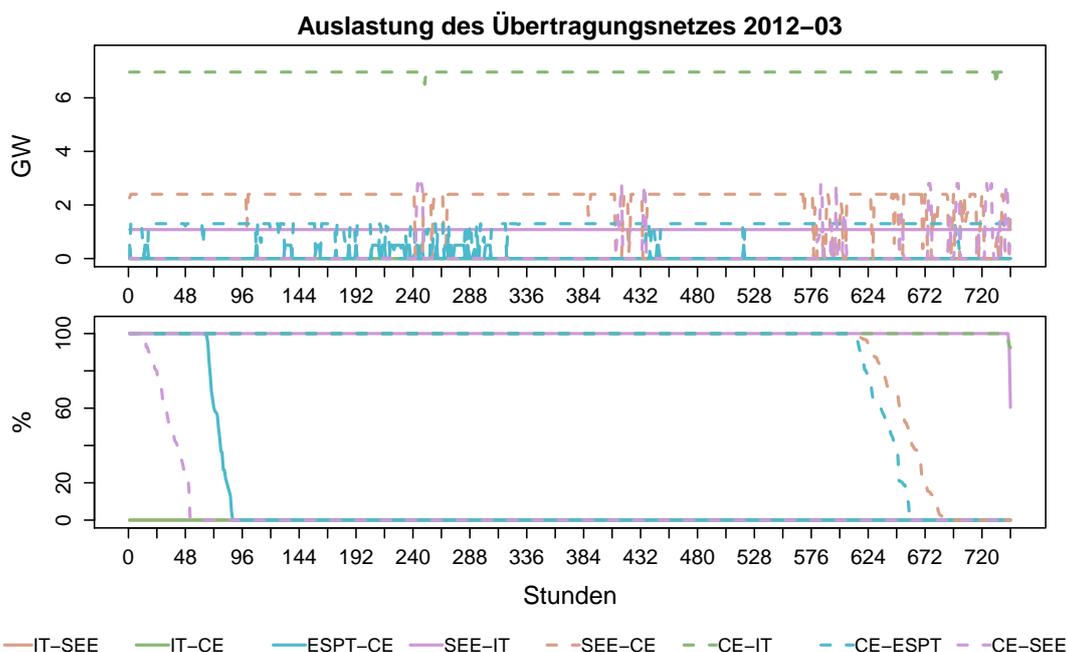


Abbildung 4.6.: stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 1 März 2012

Die physikalischen Flüsse von Südosteuropa nach Zentraleuropa verringern sich um ein Vielfaches im Juni (Abbildung 4.7), erhöhen sich dann wieder leicht im betrachteten Monat September (Abbildung 4.8) und erreichen im Wintermonat Dezember (Abbildung 4.9) eine fast idente Auslastung wie im März.

Dieser Sachverhalt kann mit Abbildung 4.5 erklärt werden: Es wird im Juni und September weniger Strom von SEE nach CE exportiert, da der mittlere Abstand der Preisniveaus von SEE und CE sehr viel kleiner ist als im Winter- und Frühjahrsmonat. Ähnliche Überlegungen können mit den restlichen Verbindungen durchgeführt werden.

Um die Modellflüsse mit den tatsächlichen physikalischen Energieflüssen validieren zu können, wird Abbildung A.1 im Anhang verwendet. Diese zeigt, dass Italien mit knapp 4719 GWh an Importen (123 GWh Export) im März 2012 ein reiner Stromimporteur war, auf dasselbe Ergebnis kommt auch das Modell.

Ein Vergleich der Monate März und Dezember (Abbildung 4.6 und 4.9) mit Juni und September (Abbildung 4.7 und 4.8) zeigt den Einfluss Erneuerbarer Energietechnologien hervorragend. Durch ihre hohe Fluktuation bietet sich ein deutlich unruhigeres Bild der Auslastungen über die Sommer- und Herbstmonate.

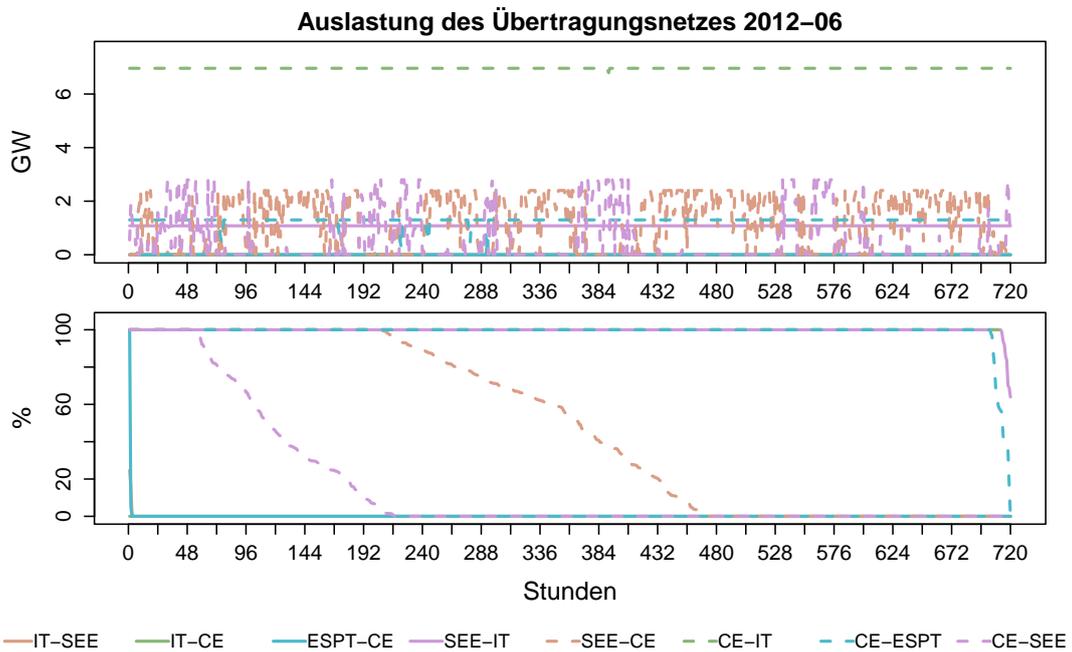


Abbildung 4.7.: stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 1 Juni 2012

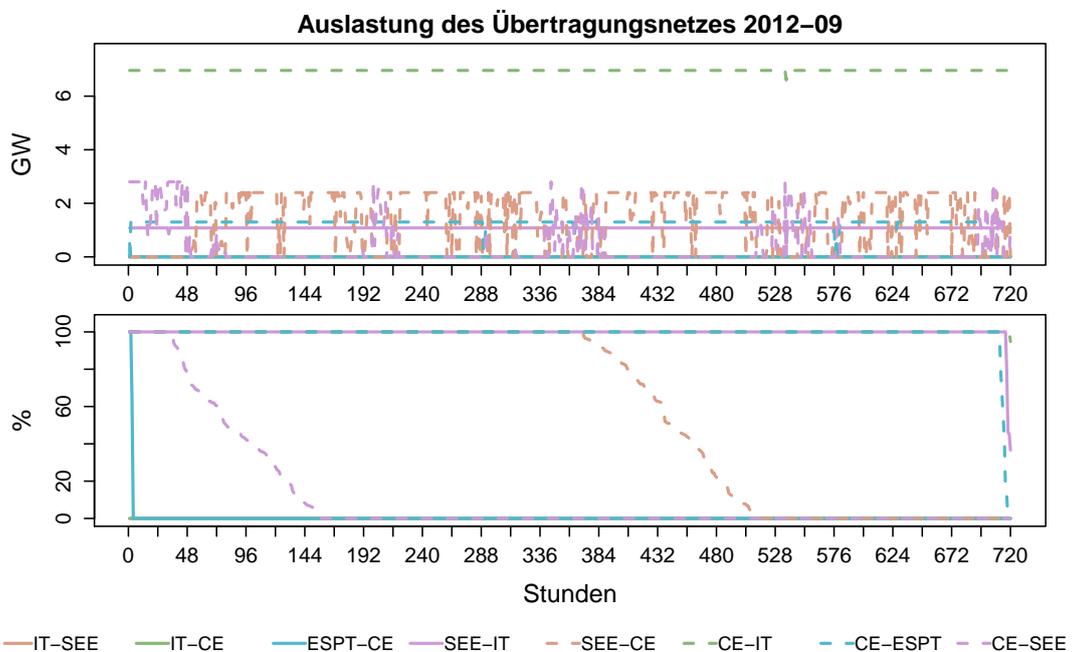


Abbildung 4.8.: stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 1 September 2012

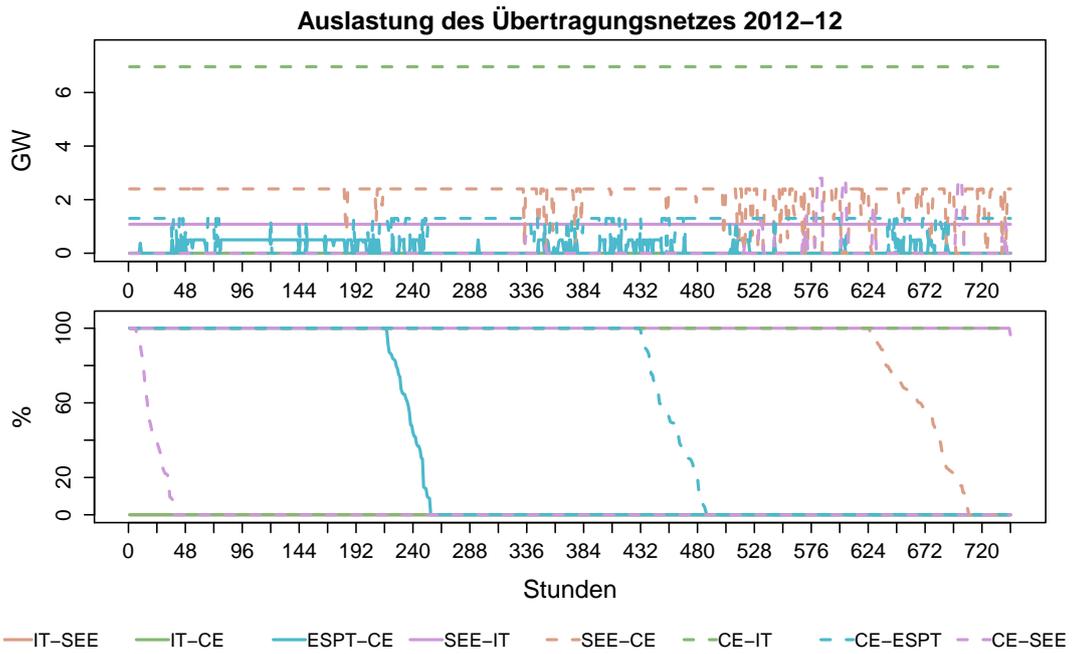


Abbildung 4.9.: stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 1 Dezember 2012

4.1.4. Engpassrendite - CR

Die höchsten Renditen können im Juni und September erwirtschaftet werden, was auf die hohen Preisdifferenzen zwischen den Knoten im Sommerhalbjahr zurückzuführen ist. Sie sind wesentlich höher als in den Wintermonaten, da die meisten thermischen Kraftwerke - welche den Preis setzen - in Betrieb sind und somit die Preise konvergieren.

Besonders die Betreiber der Leitungen CE-IT und SEE-IT können die höchsten Engpassrenditen einnehmen, was sich auch durch die vorhererwähnten Ergebnisse erklären lässt: In IT sind die höchsten stündlichen Grenzkosten, in CE und SEE wiederum die niedrigsten. Die Übertragungskapazität von CE nach IT ist mit 6.96 GW die am besten ausgebaute Verbindung zwischen den Regionen. Die Leitung SEE-IT ist mit 1.08 GW begrenzt.

Zwei Komponenten sind somit erforderlich: eine möglichst große Preisdifferenz und eine ausreichende Übertragungskapazität.

Von-Nach	März 2012	Juni 2012	September 2012	Dezember 2012
IT-SEE	0.0	0.0	0.0	0.0
IT-CE	0.0	0.0	0.0	0.0
ESPT-CE	0.0	0.0	0.0	0.7
SEE-IT	21.5	21.2	21.2	17.4
SEE-CE	12.3	0.0	1.0	11.9
CE-IT	102.3	137.3	133.2	75.8
CE-ESPT	7.7	16.9	14.9	1.4
CE-SEE	0.0	0.1	0.0	0.0

Tabelle 4.2.: Engpassrendite Variante 1 für die Monate März, Juni, September und Dezember 2012 [in Mio. €]

4.2. Status quo 2012 - Variante 2

Ausgehend von den gleichen Basisdaten wie in Abschnitt 4.1 werden bei Variante 2 die Kapazitäten der Übertragungsleitungen für die „fiktive Kupferplatte“ berechnet. Dementsprechend ändern sich durch die höheren Importe und Exporte auch die Erzeugungsprofile der Regionen. Durch die Änderungen der Erzeugungsprofile verändern sich wiederum die Niveaus der stündlichen Grenzkosten.

4.2.1. Erzeugungprofil

Vergleicht man nachfolgende Abbildung 4.10 mit Abbildung 4.1, wird deutlich, dass durch die Unbegrenztheit der Übertragungsleitungen die Stromerzeugung durch Gaskraftwerke in Italien zur Gänze entfällt. Die Basislast decken nur mehr die Laufwasserkraftwerke und andere Erneuerbare, wie zum Beispiel Biomasse. Auch die Erzeugung der Steinkohlekraftwerke wird deutlich reduziert. Im Gegenzug werden Pumpspeicherkraftwerke vermehrt eingesetzt. Wenn ausreichend Strom zu günstigen Konditionen vorhanden ist, wird vom Unterbecken in das Oberbecken gepumpt und in den hochpreisigen Stunden turbinert. Auf diese Art werden die höchsten Pumpspreads (Deckungsbeiträge) erzielt, welche sehr wichtig für die Rentabilität dieser Kraftwerke sind.

Durch die stark zerklüfteten Lastspitzen in den Regionen IT, ESPT und SEE (siehe Abbildung 4.10, 4.11 und 4.12) erkennt man, dass große Mengen in diesem Simulationslauf an Strom importiert werden.

In Spanien und Portugal werden, wie auch in Italien, die Steinkohlekraftwerke über den gesamten betrachteten Zeithorizont gedrosselt.

Allerdings bietet sich in Südosteuropa ein ganz anderes Bild, dort werden die Braunkohlekraftwerke und andere Erneuerbare beinahe durchgehend auf maximaler Leistung gehalten. Unter anderem werden sogar im Wintermonat die Steinkohlekraftwerke gestartet, welche in Variante 1 nicht zum Einsatz kommen.

Die kleinsten Veränderungen des Erzeugungssprofils ergeben sich jedoch für Zentraleuropa (Abbildung 4.13). Die Leistung der Braunkohlekraftwerke wird nahezu konstant am Maximum gehalten und die Steinkohlekraftwerke liefern mehr Strom als in Variante 1.

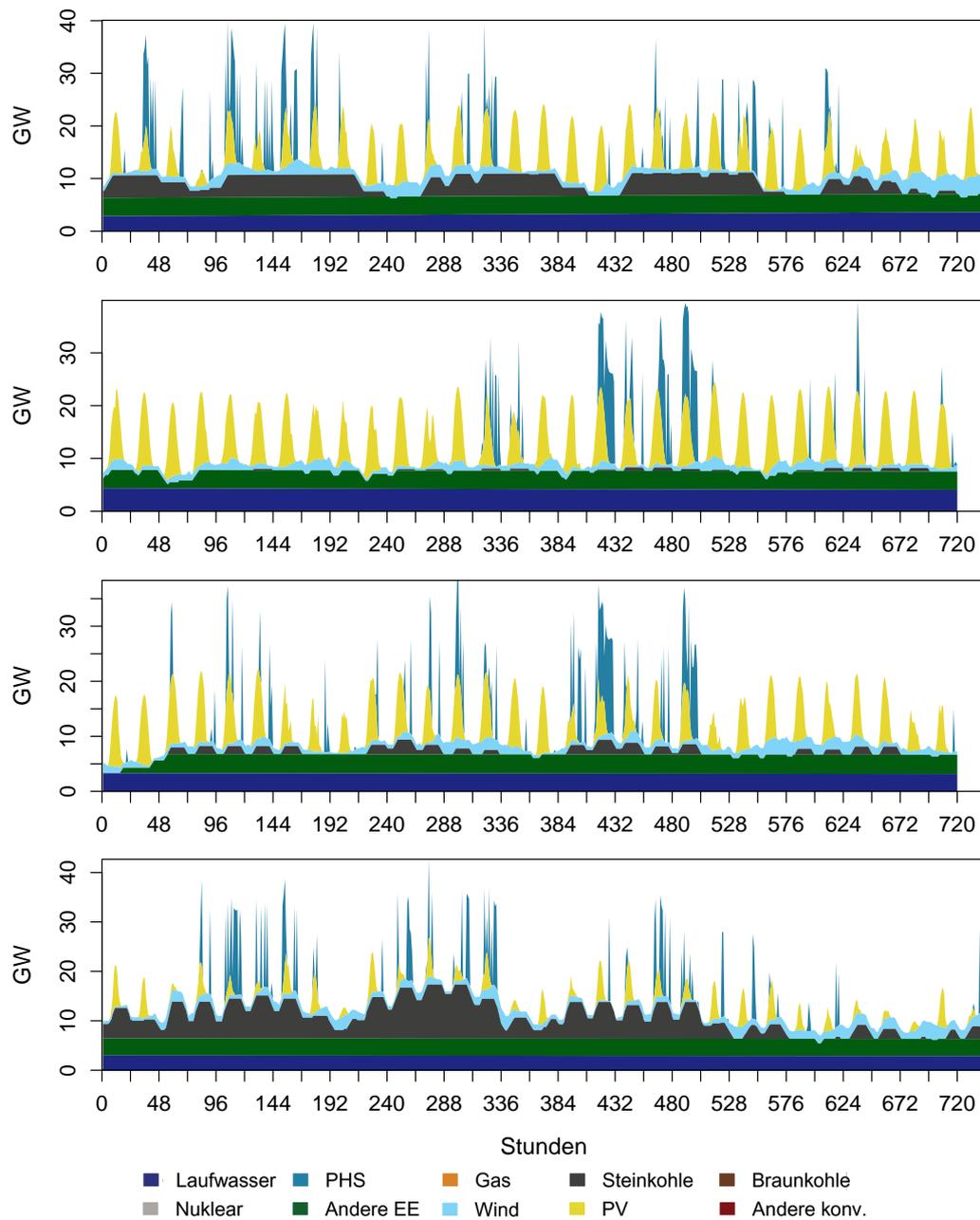


Abbildung 4.10.: Erzeugungprofile Variante 2 für Italien in den Monaten März, Juni, September und Dezember 2012

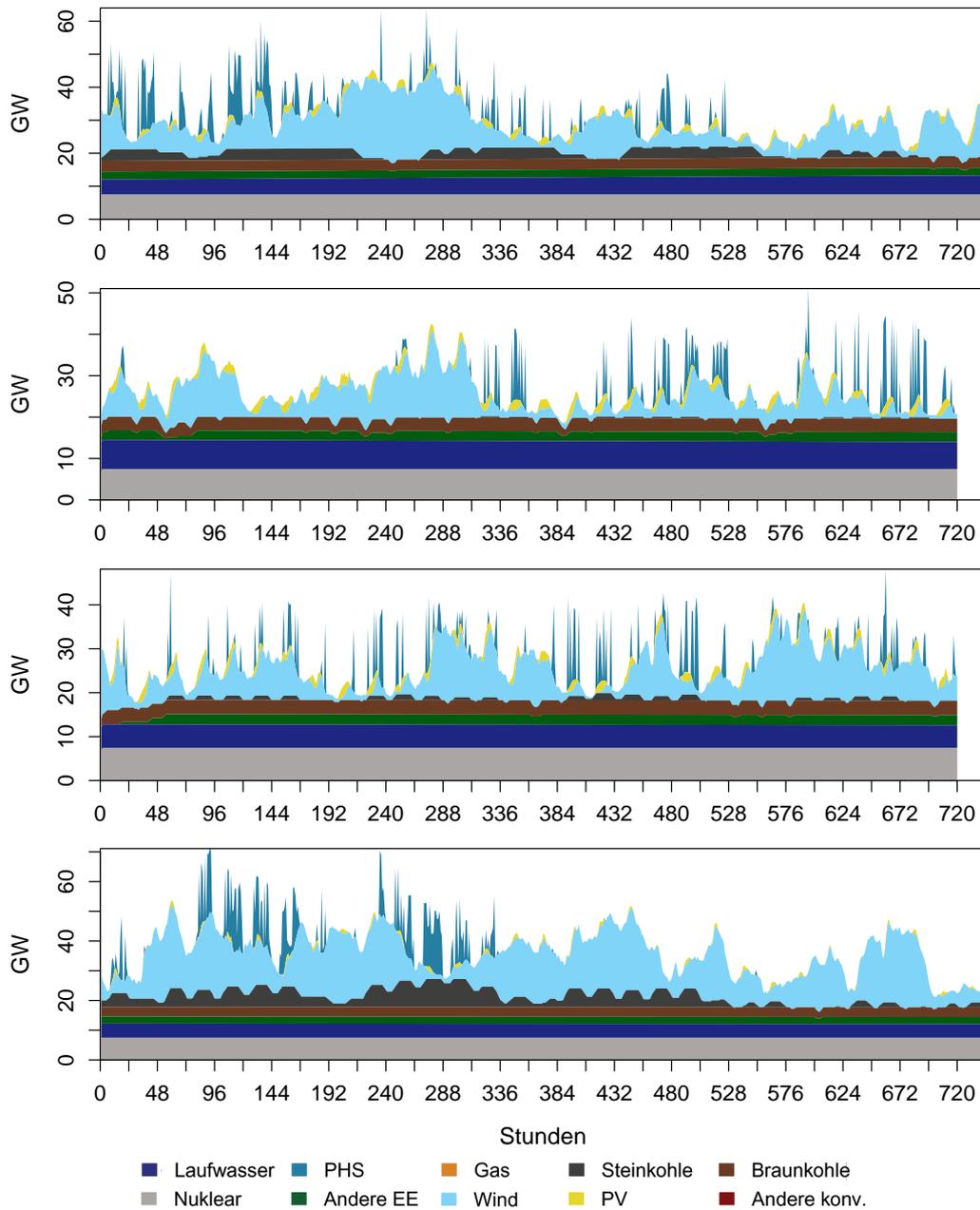


Abbildung 4.11.: Erzeugungprofile Variante 2 für die Iberische Halbinsel in den Monaten März, Juni, September und Dezember 2012

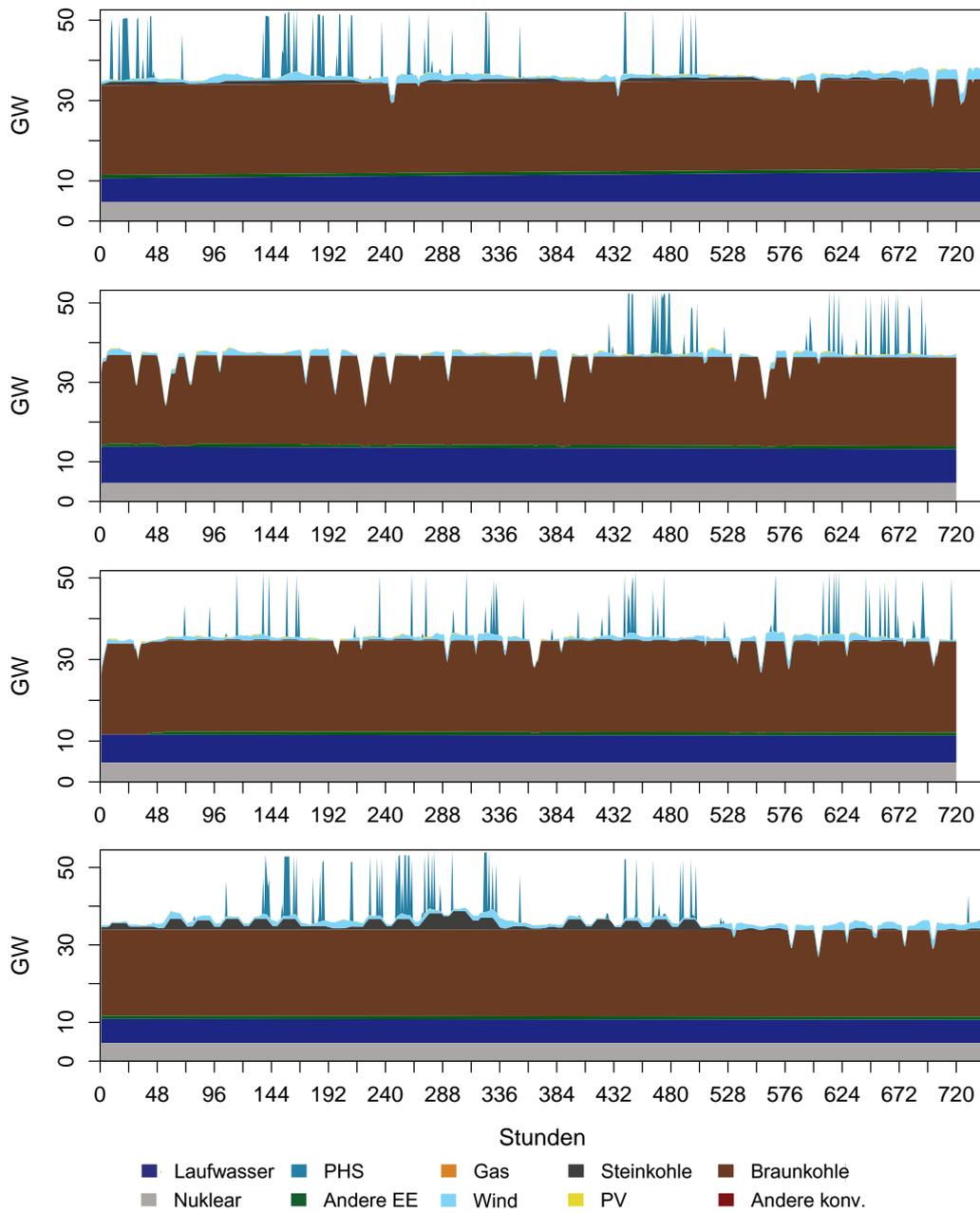


Abbildung 4.12.: Erzeugungprofile Variante 2 für Südosteuropa in den Monaten März, Juni, September und Dezember 2012

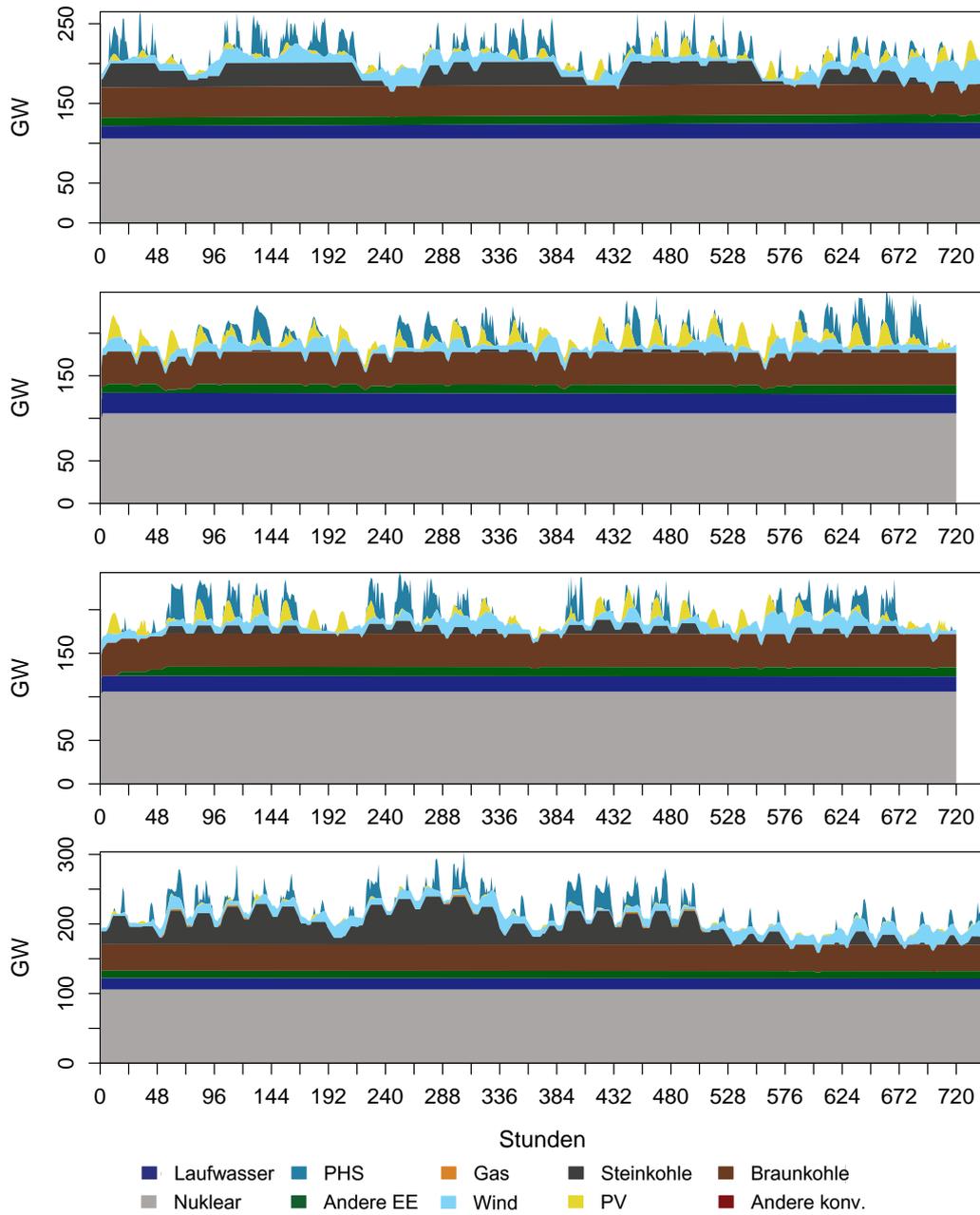


Abbildung 4.13.: Erzeugungprofile Variante 2 für Zentraleuropa in den Monaten März, Juni, September und Dezember 2012

4.2.2. Stündliche Grenzkosten je Knoten

Durch Abbildung 4.14 bestätigt sich die in Abschnitt 3.3 erläuterte Preiskonvergenz, welche ebenso mit den Erzeugungspfeilen gezeigt werden kann. Da in Italien die Erzeugung aus Gaskraftwerken entfällt, ist somit Steinkohle jene preissetzende Technologie. In den restlichen Regionen bestimmen ebenfalls übermäßig Steinkohlekraftwerke den Preis der Erzeugung.

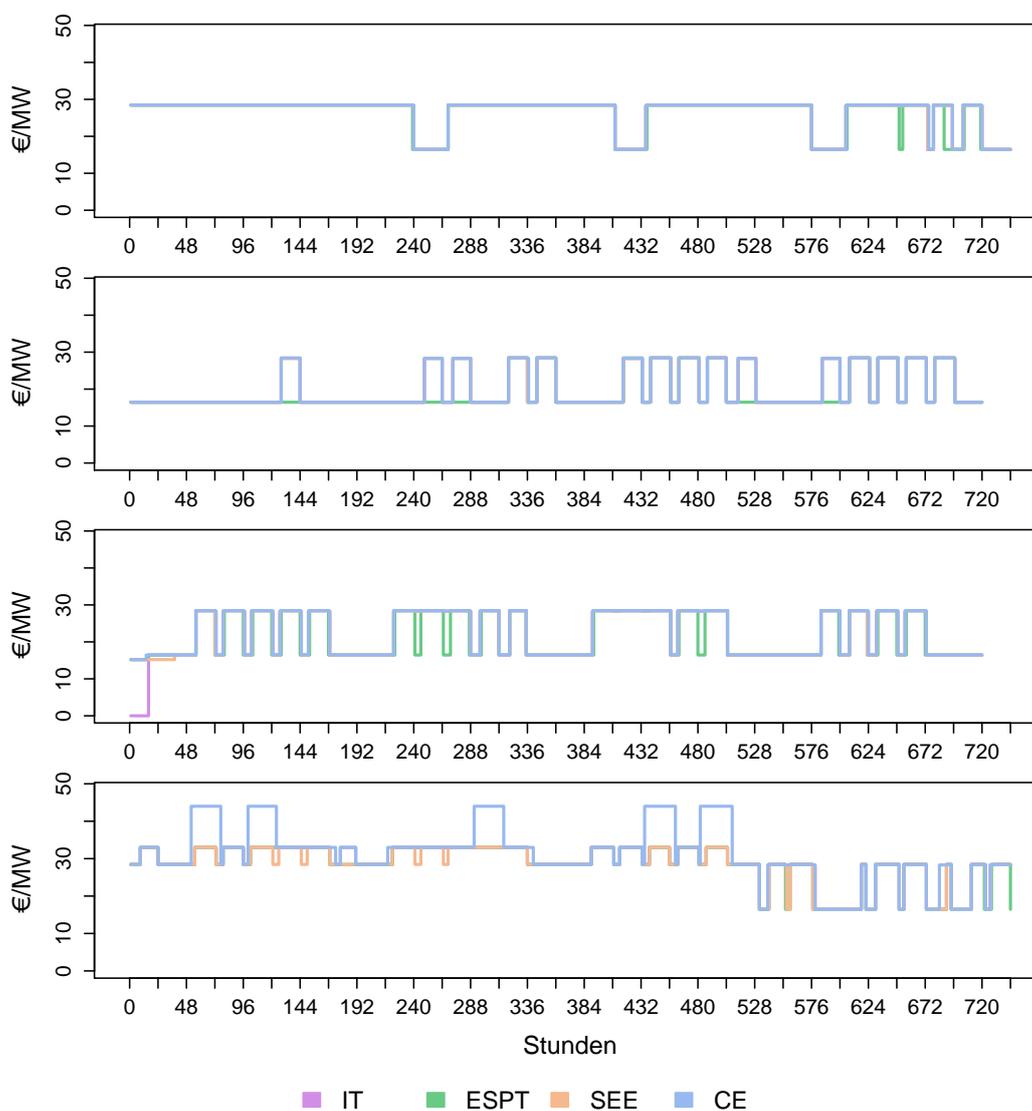


Abbildung 4.14.: stündliche Grenzkosten Variante 2 der Regionen für die Monate März, Juni, September und Dezember 2012

4.2.3. Auslastung des Übertragungsnetzes

Für die endogen berechneten Übertragungsleitungskapazitäten (es handelt sich hierbei um fiktive Werte, welche so in der Praxis nie implementiert werden können) ergeben sich nachfolgende Werte:

von / nach	IT	ESPT	SEE	CE
IT		20	1	9
ESPT	37		0	26
SEE	47	0		26
CE	58	55	39	

Tabelle 4.3.: Übertragungskapazitäten der "fiktiven Kupferplatte" 2012 [in GW]

Die höchsten Werte werden für CE-IT und CE-ESPT kalkuliert. Was im Vergleich zum derzeitigen Ausbaustatus (siehe Tabelle 4.1) eine Erhöhung der Kapazität um mehr als den Faktor 7,33 und 41,30 bedeutet.

Natürlich kann in diesem Fall aufgrund der Modifikation des Modells nicht damit gerechnet werden, dass Übertragungsleitungen für mehrere Stunden zu 100 % ausgelastet sind. Trotzdem ergeben sich im März für alle Leitungen - ausgenommen für die Verbindung IT-SEE - über mehrere Stunden hohe prozentuelle Auslastungen; ebenfalls in den restlichen Monaten Juni, September und Dezember.

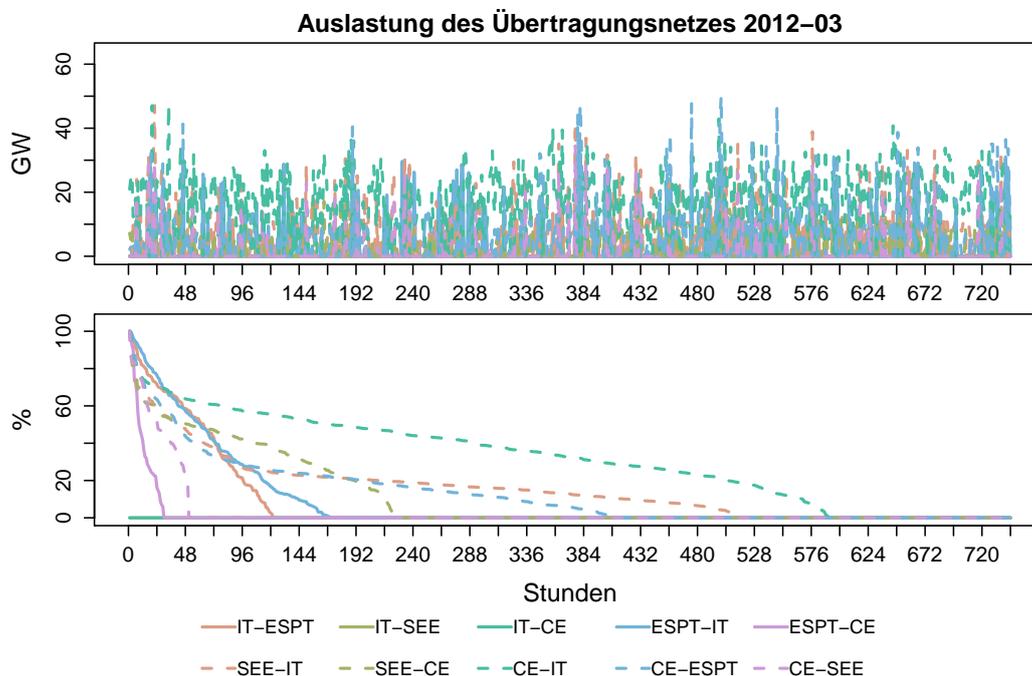


Abbildung 4.15.: stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 2 März 2012

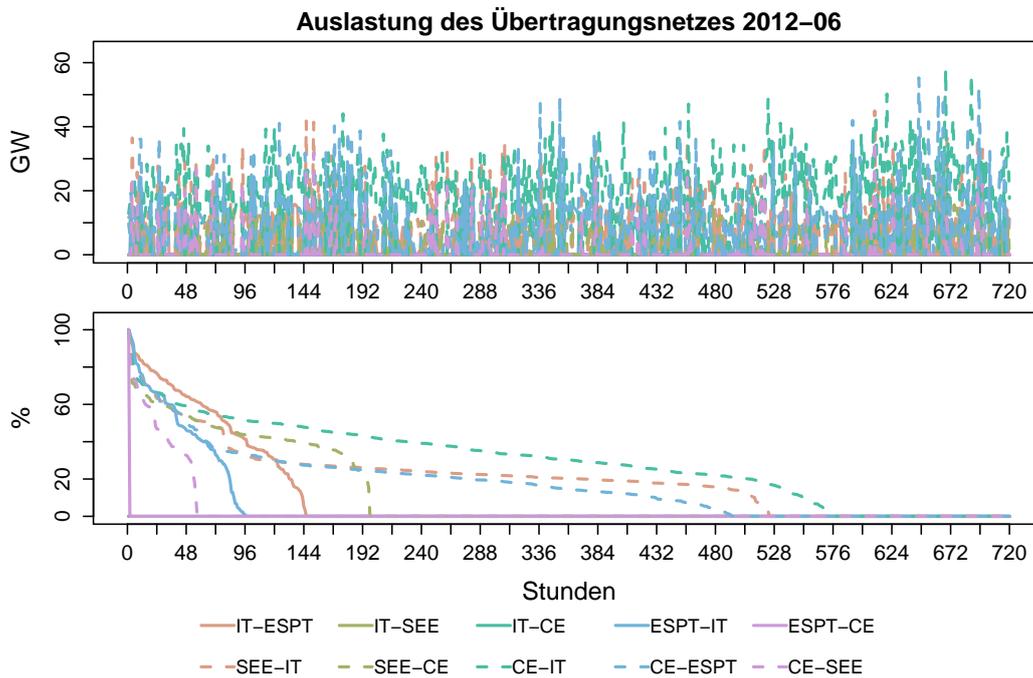


Abbildung 4.16.: stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 2 Juni 2012

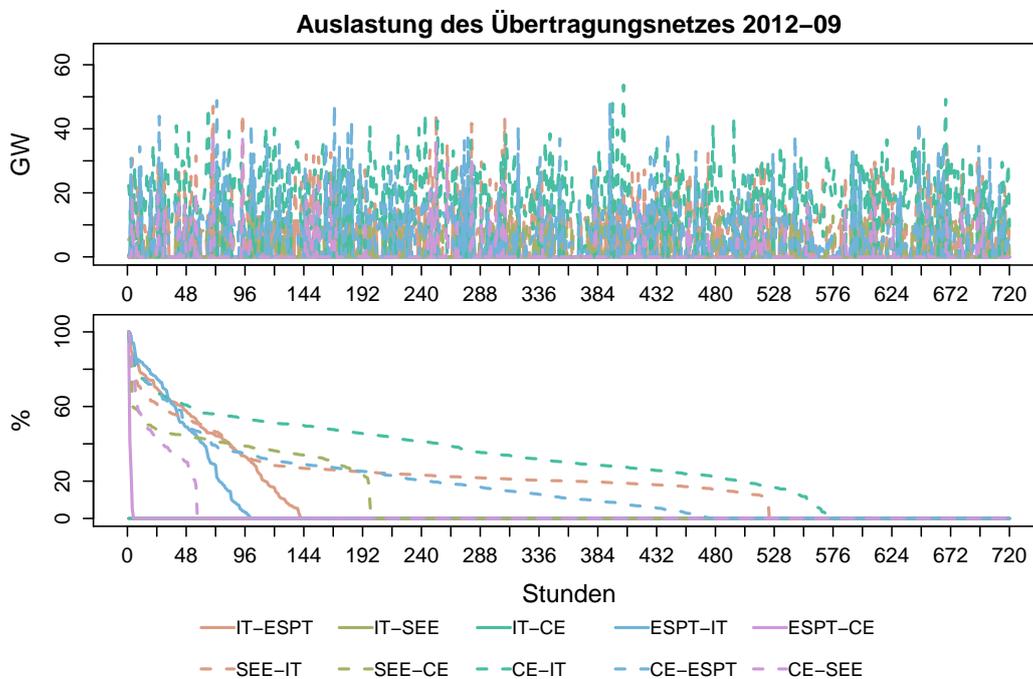


Abbildung 4.17.: stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 2 September 2012

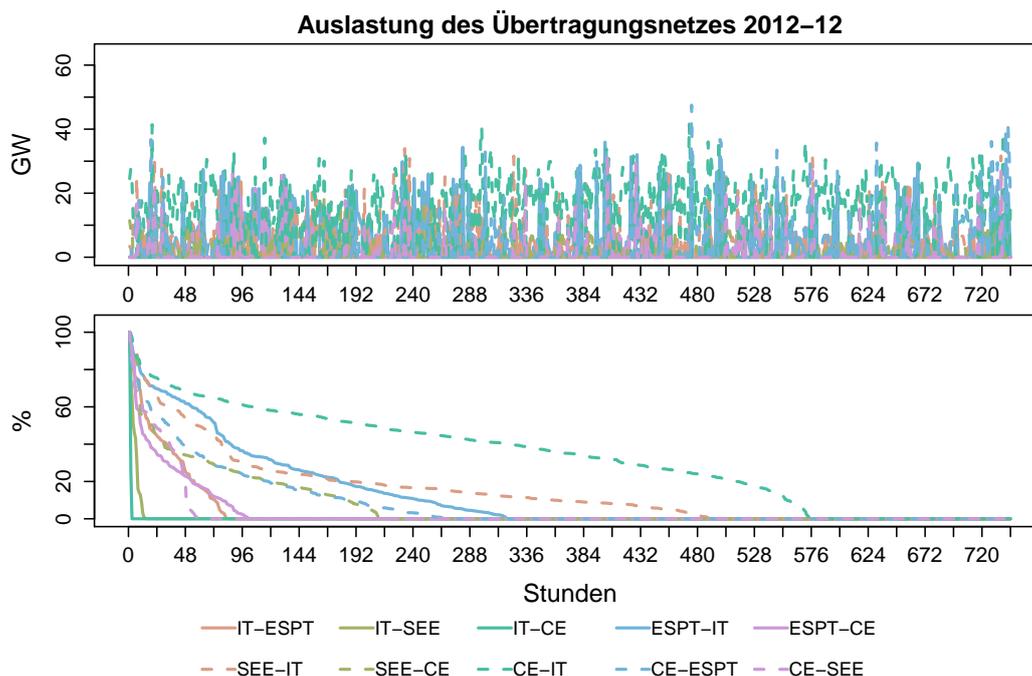


Abbildung 4.18.: stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 2 Dezember 2012

4.2.4. Engpassrendite - CR

Da bei Variante 2 das volkswirtschaftliche Optimum berechnet wird und somit sich die Preise in den einzelnen Regionen einander annähern, ergeben sich für die Engpassrenditen unter anderem auch negative Werte. Diese Werte lassen sich dahingehend erklären, dass es in wenigen Stunden kostengünstiger ist Kapazitäten - trotz höherer Importpreise - zu importieren, als ein zusätzliches Kraftwerk mit höheren kurzfristigen marginalen Kosten zu starten.

Von-Nach	März 2012	Juni 2012	September 2012	Dezember 2012
IT-ESPT	-0.4	-1.5	-1.0	-0.1
IT-SEE	0.0	0.0	0.0	0.0
IT-CE	0.0	0.0	0.0	0.0
ESPT-IT	0.3	3.0	-0.3	0.4
ESPT-CE	0.0	0.0	0.0	2.4
SEE-IT	0.0	0.0	-1.5	1.8
SEE-CE	0.0	0.0	0.0	2.7
CE-IT	0.0	0.0	-2.8	-25.1
CE-ESPT	-0.9	-7.1	-3.5	-5.6
CE-SEE	0.0	0.0	0.0	-1.7

Tabelle 4.4.: Engpassrendite Variante 2 für die Monate März, Juni, September und Dezember 2012 [in Mio. €]

4.3. Simulation 2030 - Variante 1

Im Analysejahr 2030 werden vier Szenarien der Variante 1 betrachtet:

1. ohne Leitungsausbau
2. mit Leitungsausbau in Europa
3. mit Leitungsausbau in Europa und nach Nordafrika (PV)
4. mit Leitungsausbau in Europa und nach Nordafrika (CSP)

Im ersten Szenario des Analysejahres 2030 wird die Annahme getroffen, dass die im Ten Year Network Development Plan (TYNDP) 2012 der ENTSO-E geplanten Projekte nicht bis zum Jahr 2030 umgesetzt werden können. Das heißt, es werden die Übertragungskapazitäten aus der Analyse des Status Quo 2012 - Variante 1 verwendet (siehe Tabelle 4.1).

In der nächsten Simulation wird die Annahme getroffen: Alle geplanten Ausbauprojekte werden genehmigt und bis zum Jahr 2030 fertiggestellt, was laut TYNDP 2012 insgesamt bedeutet, es werden in etwa 50 000 km Leitungen saniert und neu gebaut.

Szenario 3 erweitert diese Annahme mit dem Ausbau von Photovoltaikanlagen (PV) in Nordafrika und Verbindungen von Nordafrika nach Europa für Elektrizitätsimporte. Nordafrika wird nur als Angebotsknoten betrachtet.

Im letzten werden die Photovoltaikanlagen durch Concentrated Solar Power (CSP) ersetzt, bei diesem Verfahren kann Wärme gespeichert werden, um auch in der Nacht, also unabhängig von der Sonneneinstrahlung, Dampf für die Turbine zu produzieren und so Strom erzeugen. Damit kann die günstigere, aber un stetige Stromerzeugung aus Photovoltaik und Windenergie ausgeglichen werden.

Bei allen angegebenen Preisen handelt es sich um Realpreise zum Zeitpunkt 2012.

4.3.1. Ohne Leitungsausbau

Die Annahme für diese Simulation: Die Ausbauprojekte der ENTSO-E können nicht bis zum Jahr 2030 umgesetzt werden.

Erzeugungprofile

Die Ausbaupfade der einzelnen Technologien bis 2030 werden bereits in Abschnitt 3.1 genauer erläutert.

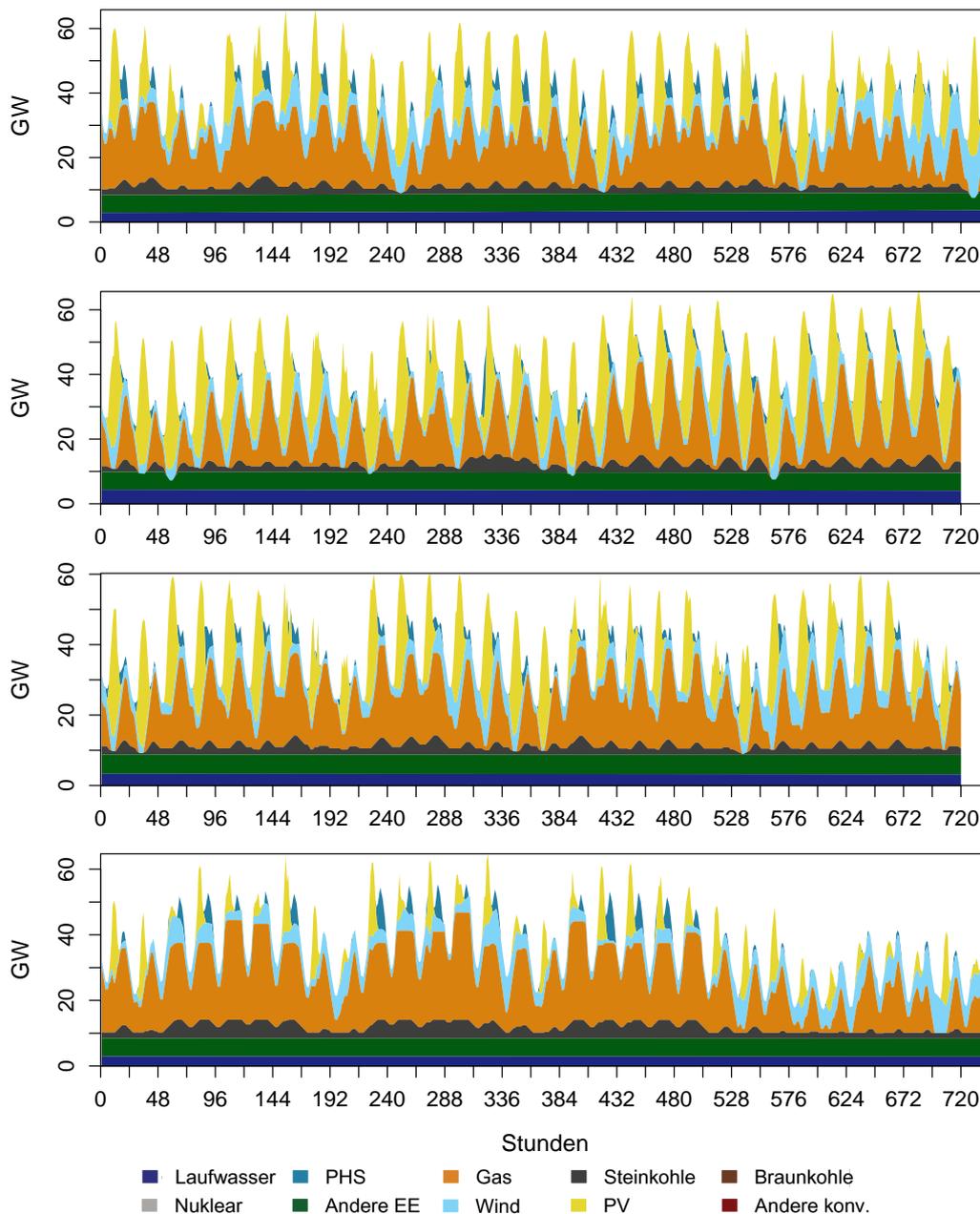


Abbildung 4.19.: Erzeugungprofile Variante 1 für Italien in den Monaten März, Juni, September und Dezember 2030

Durch den Anstieg der CO₂-Kosten auf 41,4 €₂₀₁₂ /t CO₂ (laut [2]) verändern sich die Erzeugungprofile nicht nur aufgrund der Ausbaupfade, auch die kurzfristigen marginalen Kosten und somit die Merit Order Kurven (siehe Abbildungen A.3 und A.4 im Anhang) verschieben sich.

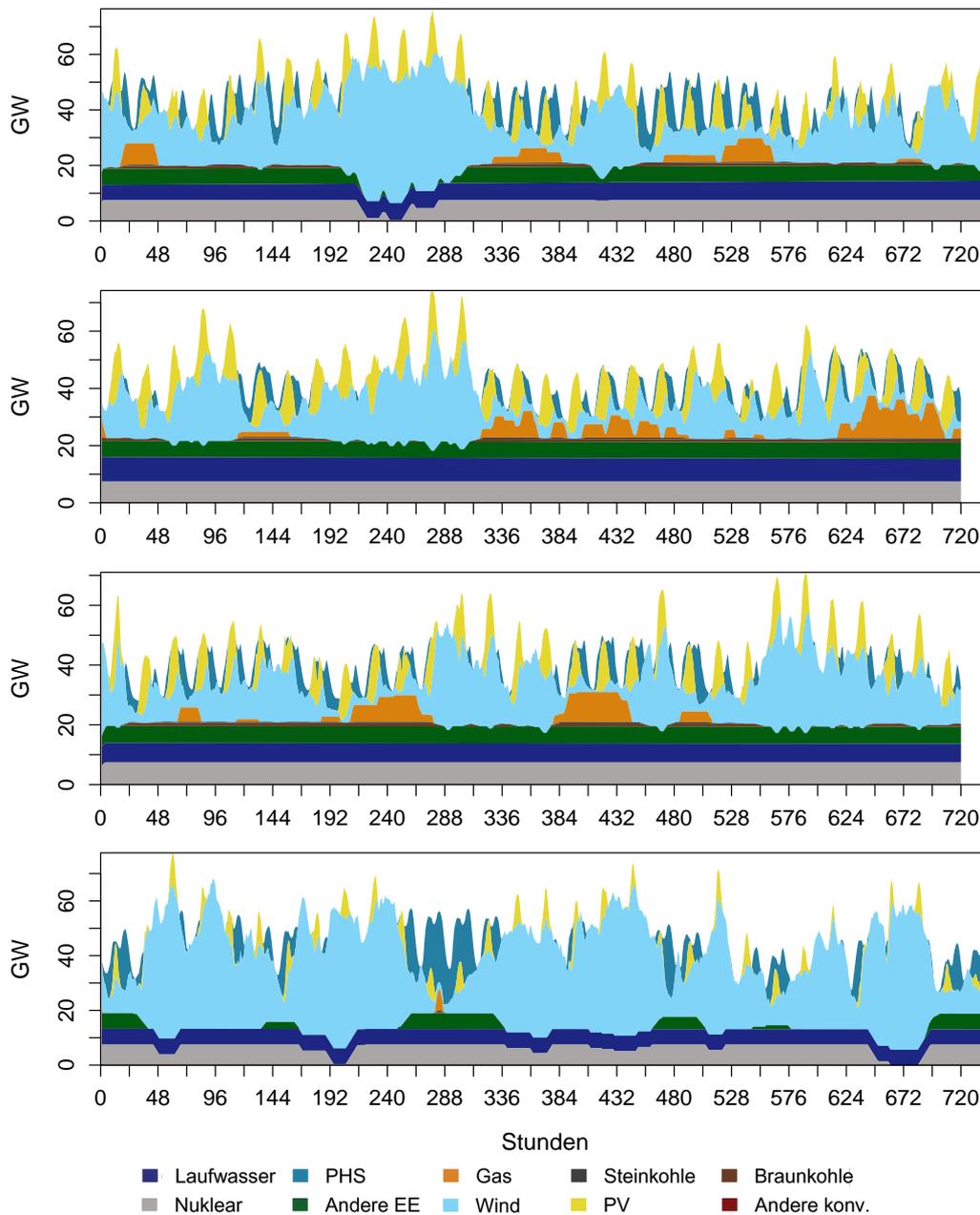


Abbildung 4.20.: Erzeugungprofile Variante 1 für die Iberische Halbinsel in den Monaten März, Juni, September und Dezember 2030

Die Verdrängung der Steinkohlekraftwerke durch Erneuerbare Energietechnologien und Gaskraftwerke ist deutlich zu erkennen. Die Energiegewinnung durch Braunkohlekraftwerke verschwindet vor allem in der Region ESPT vollständig aus dem Erzeugungprofil (siehe Abbildung 4.20). Besonders auffällig ist auch die Drosselung der Kernkraftwerke aufgrund hoher Windenergieeinspeisungen ins Übertragungsnetz.

Auch in Südosteuropa (Abbildung 4.21) macht sich der Ausbau Erneuerbarer Energietechnologien bemerkbar. Die installierten Windkapazitäten, die Photovoltaikanlagen und andere Erneuerbare verdrängen die Leistungsgewinnung durch Braunkohlekraftwerke.

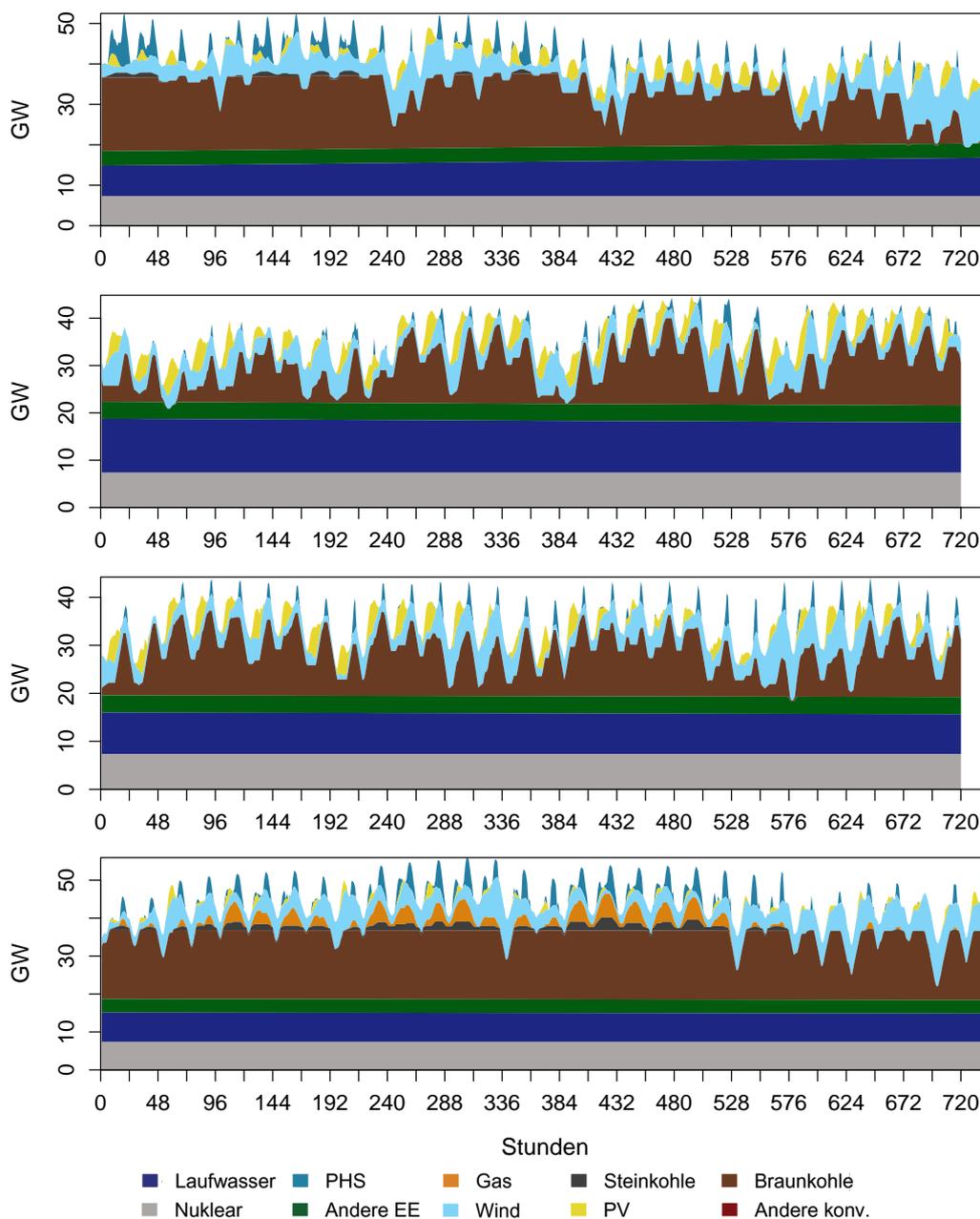


Abbildung 4.21.: Erzeugungprofile Variante 1 für Südosteuropa in den Monaten März, Juni, September und Dezember 2030

Da durch die Erhöhung der CO₂-Zertifikatspreise die kurzfristigen Kosten der älteren Steinkohlekraftwerke über dem Niveau der neueren Gaskraftwerke liegen (siehe Anhang Abbildung A.1), werden vermehrt Gaskraftwerke zur Stromgewinnung verwendet. Dieses Phänomen wird deutlich in der Region CE in Abbildung 4.22.

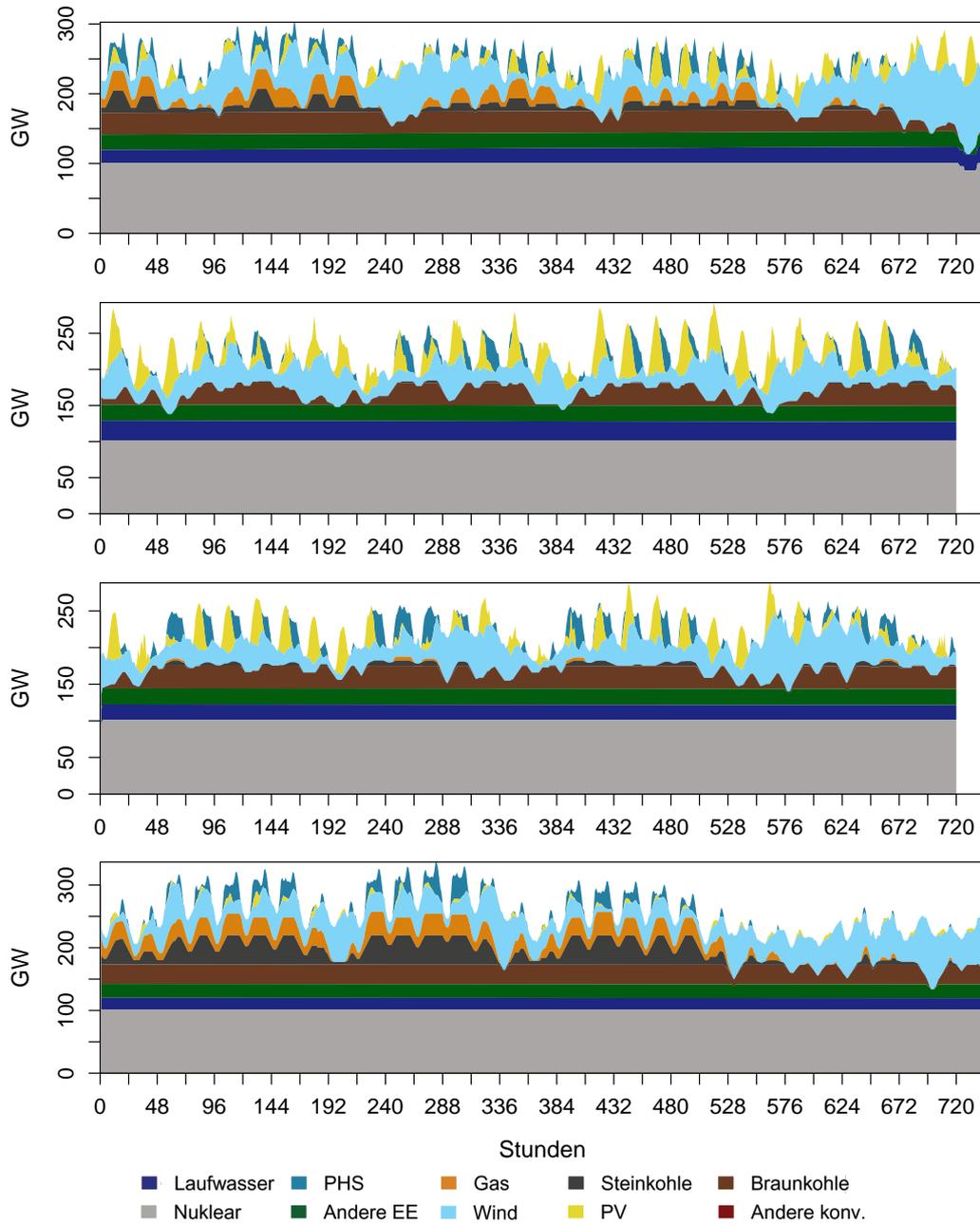


Abbildung 4.22.: Erzeugungprofile Variante 1 für Zentraleuropa in den Monaten März, Juni, September und Dezember 2030

Stündliche Grenzkosten je Knoten

Bei der Betrachtung der nachfolgenden Abbildung wird deutlich, dass die Preise in Italien im Schnitt noch immer am höchsten sind. Aber die Preisniveaus liegen dichter beisammen als in der Simulation Status Quo 2012 - Variante 1. Die Kurven fluktuieren auch wesentlich stärker.

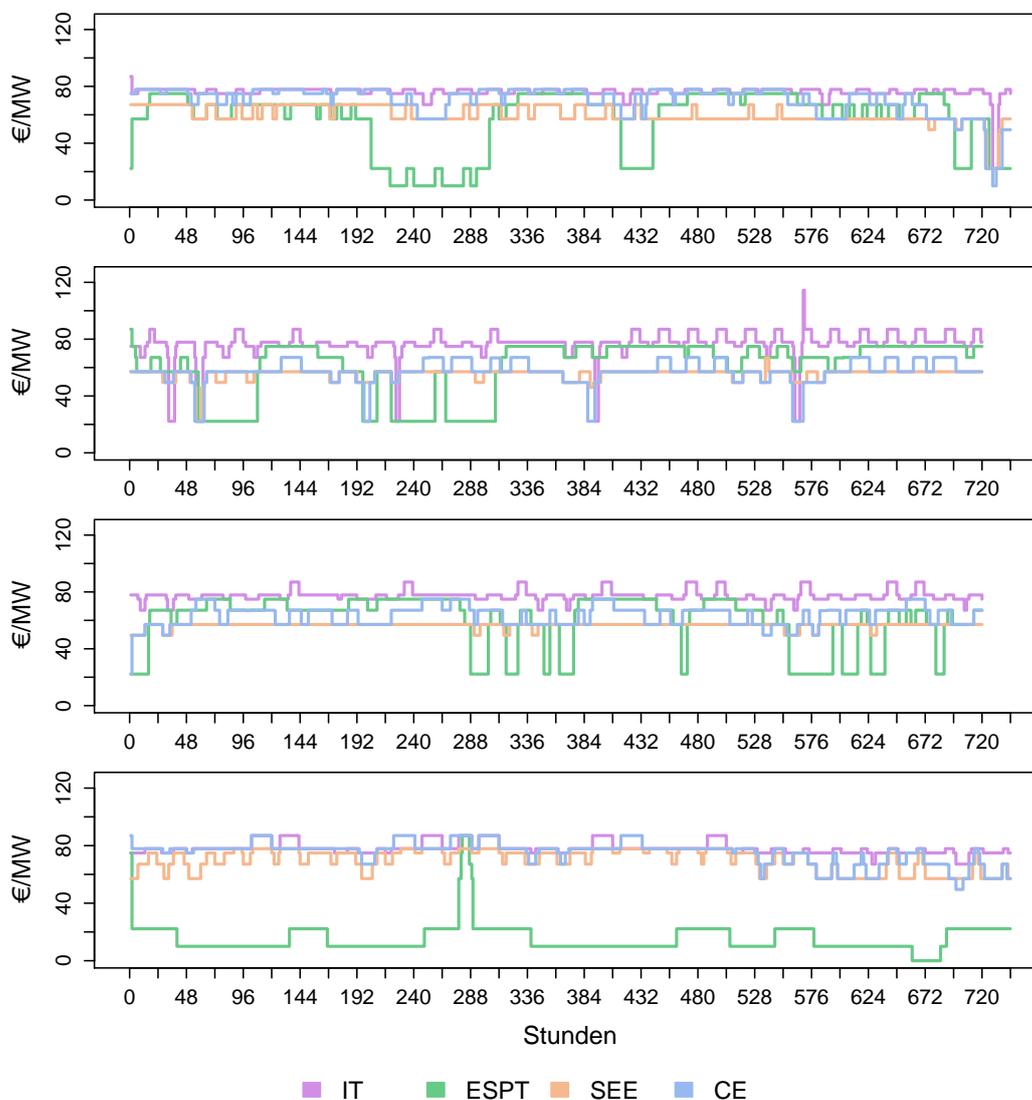


Abbildung 4.23.: stündliche Grenzkosten Variante 1 der Regionen für die Monate März, Juni, September und Dezember 2030

Infolge hoher Windenergieeinspeisungen im Wintermonat Dezember in der Region ES-PT fallen in vielen Stunden die Preise auf unter 20 €/MWh (vergleiche Abbildung 4.20). Nur ein hoher Ausreißer auf ca. 80 €/MWh, der aus der ausbleibenden Windenergie resultiert, kann in den Stunden 280-290 beobachtet werden.

Auslastung des Übertragungsnetzes

Im Gegensatz zum Status Quo 2012 - Variante 1 (Abbildung 4.6-4.9) fließen im Analysejahr 2030 in jedem der repräsentativen Monate über alle Verbindungen Kapazitäten, jedoch mit umfangreichen Schwankungen.

Die größten Fluktuationen ergeben sich für die Verbindung CE-IT, welche 2012 noch über alle betrachteten Monate fast stetig auf dem gleichen Niveau blieb. Diese Änderungen resultieren aus den sich an Italien annähernden zentraleuropäischen Preisen. Aufgrund dieser Preiskonvergenz 2030 sind die physikalischen Flüsse von Italien in die anderen Regionen gestiegen.

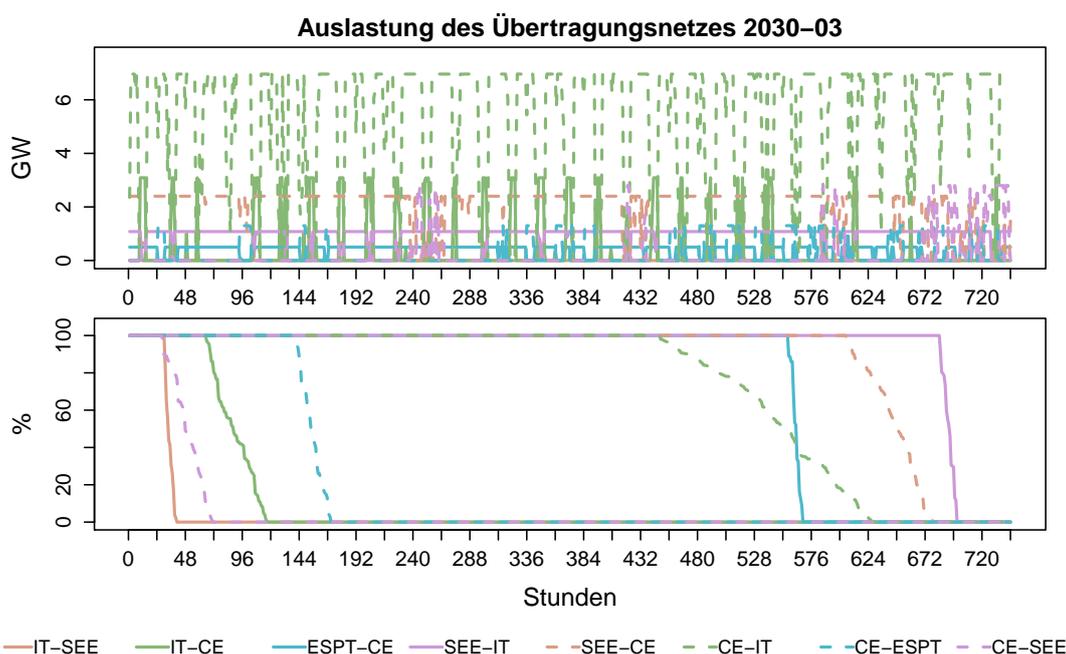


Abbildung 4.24.: stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 1 März 2030

Bei genauer Betrachtung der Leitungen ESPT-CE und CE-ESPT über die simulierten Monate wird deutlich, dass sie gegenläufig agieren. In den Monaten März und Dezember (Abbildung 4.24 und 4.27), wo Spanien und Portugal hohe Exporte nach Zentraleuropa tätigt, sind die Importe von Zentraleuropa in die Region ESPT sehr gering. Umgekehrt sieht es in den Monaten Juni und September (Abbildung 4.25 und 4.26) aus, da über die Sommermonate in Zentraleuropa hohe Kapazitäten aus Solarenergie in das Netz eingespeist werden können.

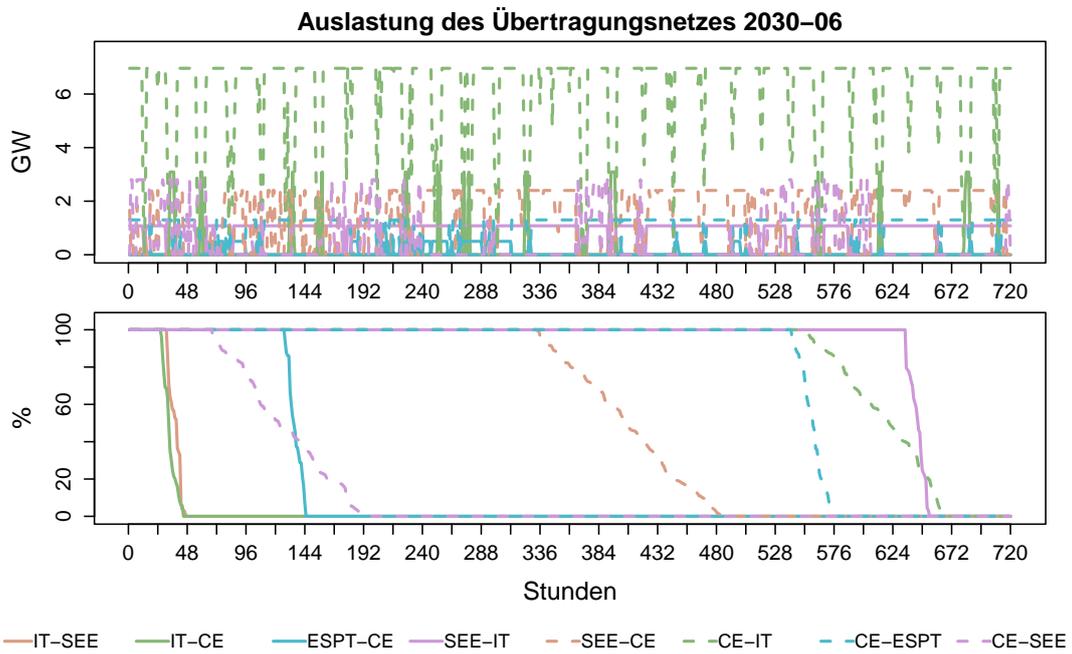


Abbildung 4.25.: stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 1 Juni 2030

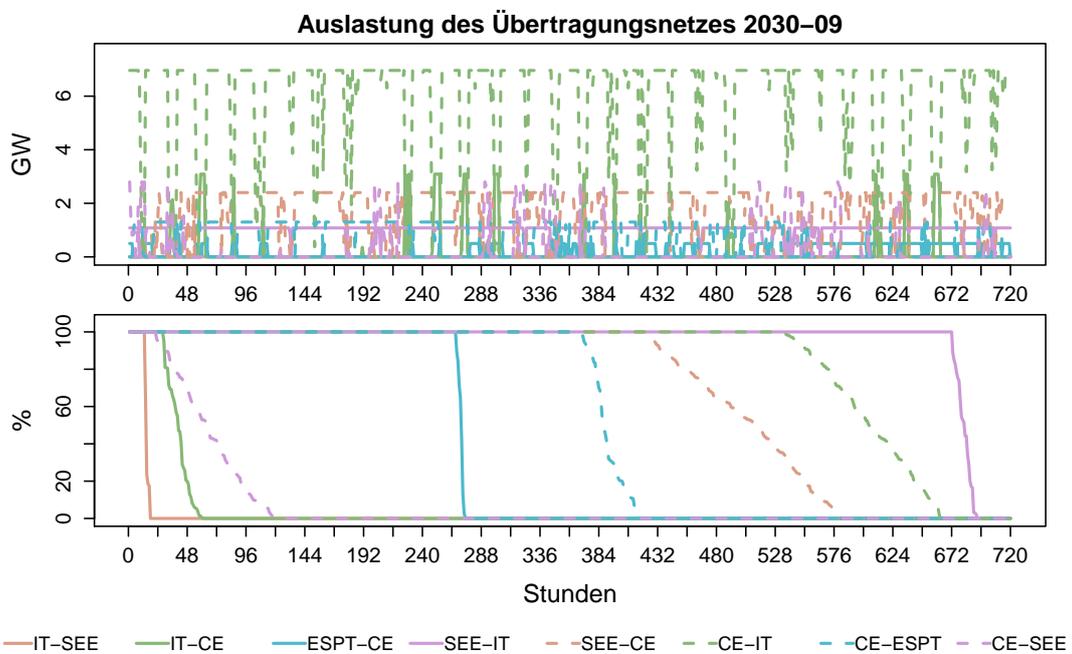


Abbildung 4.26.: stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 1 September 2030

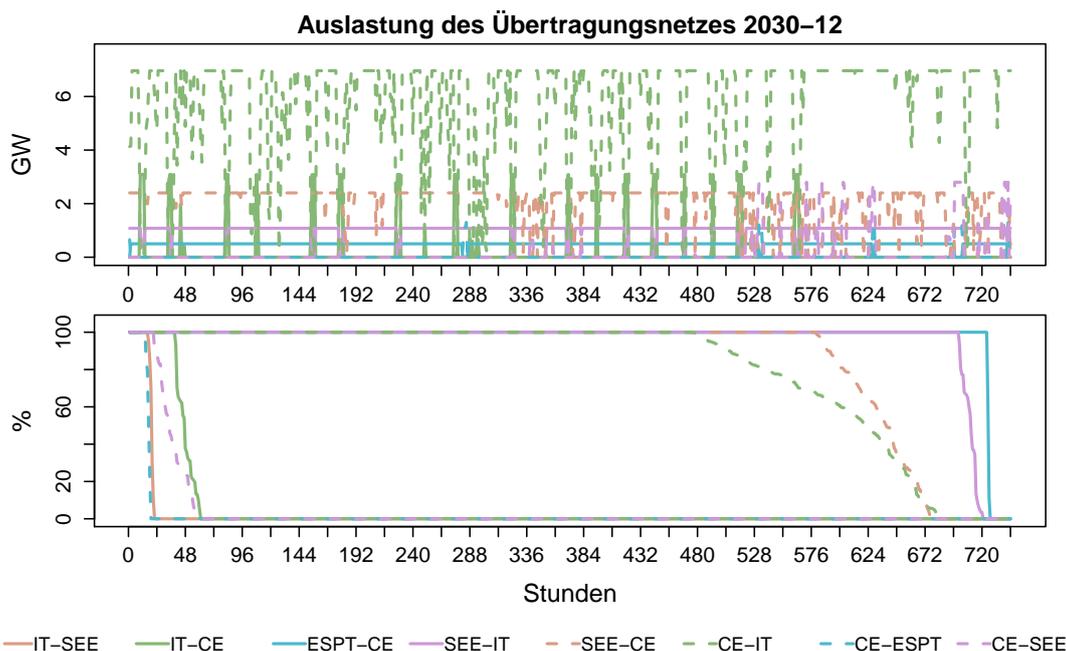


Abbildung 4.27.: stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 1 Dezember 2030

Engpassrendite - CR

Im Vergleich zu Status Quo 2012 - Variante 1 ergeben sich für die Engpassrenditen der Simulation 2030 nicht mehr nur positive Werte, sondern auch geringe negative Werte. Diese stammen aus der überregionalen Kraftwerkseinsatzoptimierung, da das Modell alle Kosten minimiert und es optimaler ist, in wenigen Stunden zu höheren Preisen Kapazitäten zu importieren, als ein zusätzliches Kraftwerk zu starten.

Von-Nach	März 2030	Juni 2030	September 2030	Dezember 2030
IT-SEE	-0.2	0.1	-0.1	0.0
IT-CE	-0.2	0.0	-0.7	0.3
ESPT-CE	5.2	1.7	2.0	21.9
SEE-IT	12.2	15.7	15.6	6.5
SEE-CE	18.5	3.9	11.0	8.6
CE-IT	26.7	91.1	63.1	15.8
CE-ESPT	0.5	7.9	2.2	-0.6
CE-SEE	0.4	2.0	-0.1	0.1

Tabelle 4.5.: Engpassrendite Variante 1 für die Monate März, Juni, September und Dezember 2030 [in Mio. €]

Die höchsten Gewinne erwirtschaftet wie in Status Quo 2012 - Variante 1 der Betreiber der Leitung CE-IT, gefolgt von der Verbindung SEE-IT. Jedoch haben auch die Verbindungen ESPT-CE und SEE-CE an Bedeutung gewonnen.

4.3.2. Mit Leitungsausbau in Europa

Wie am Anfang des Kapitels erwähnt, wird bei diesem Szenario die Annahme getroffen, dass alle im TYNDP 2012 geplanten Projekte bis zum Jahr 2030 umgesetzt werden konnten. Dadurch erhält man die in Tabelle 4.6 angeführten Kapazitäten der Übertragungsleitungen.

von / nach	IT	ESPT	SEE	CE
IT		0	3.46	4.84
ESPT	0		0	3.8
SEE	3.88	0		4.2
CE	10.51	3.8	4.6	

Tabelle 4.6.: Übertragungskapazitäten Variante 1 mit Leitungsausbau in Europa 2030 [in GW], Quelle: TYNDP 2012

Δ bzgl. Erzeugung und CO₂-Emissionen

Hier werden nicht mehr die genauen Erzeugungsprofile betrachtet, sondern die Veränderung des Einsatzes der einzelnen Technologien in den simulierten Monaten. Als Basis dient Simulation 2030 Variante 1 - ohne Leitungsausbau.

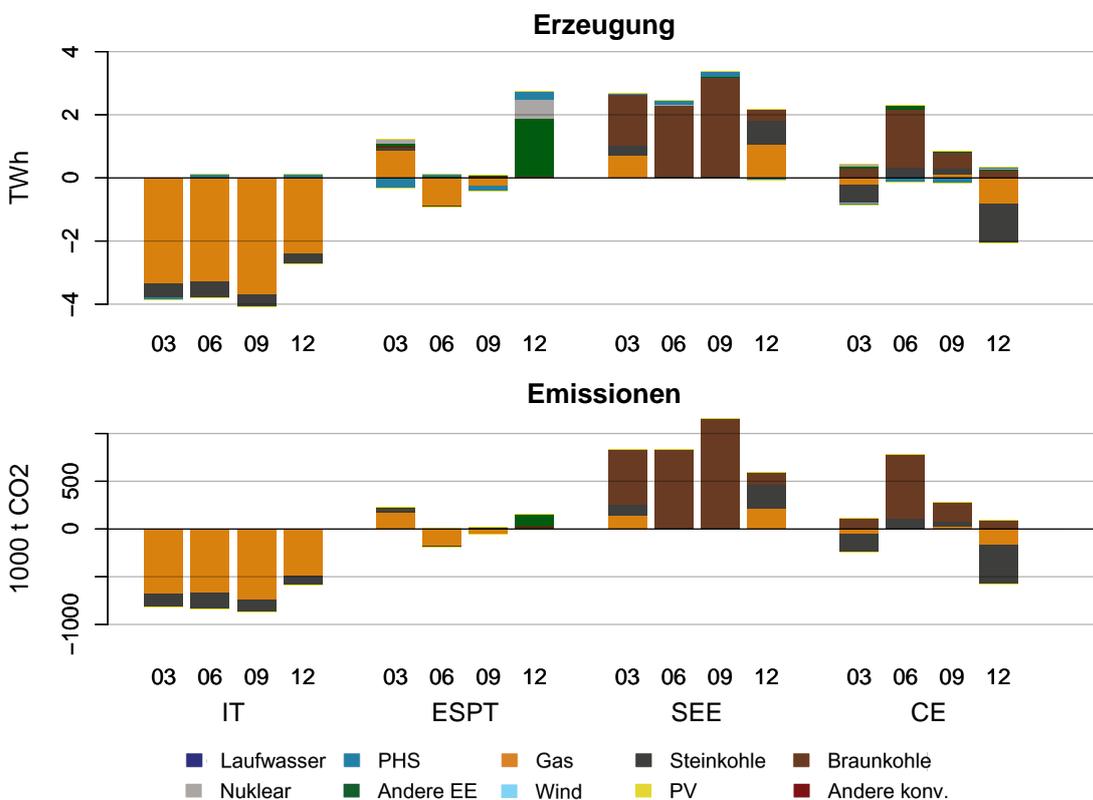


Abbildung 4.28.: Veränderung der Erzeugung und CO₂-Emissionen in den Monaten März, Juni, September und Dezember 2030 (Basis: Simulation 2030 Variante 1 - ohne Leitungsausbau)

In Abbildung 4.28 sind die Zu- und Abnahmen der Erzeugung [in TWh] und der CO₂-Emissionen [in 1000 t CO₂] dargestellt.

Besonders groß ist die Reduktion der Stromerzeugung durch Gaskraftwerke in Italien, dadurch können die CO₂-Emissionen massiv verringert werden, welche in jedem der betrachteten Monate über 500 000 t CO₂-Ersparnis ausmachen.

Hingegen werden in Südosteuropa vielfach Braunkohlekraftwerke gestartet, diese verursachen jedoch mit 363,6 t CO₂/GWh [4] im Vergleich zu Gaskraftwerken mit 201,96 t CO₂/GWh [4] weitaus höhere Emissionen. Auch in Zentraleuropa gewinnen diese wieder an Bedeutung.

Dadurch gleichen sich die Emissionseinsparungen in Italien durch den vermehrten CO₂-Ausstoß in den Regionen SEE und CE nicht nur aus, sondern betragen aufsummiert im März 0,109 Mio., im Juni 0,600 Mio., im September 0,526 Mio. und im Dezember -0,318 Mio. t CO₂, was gewichtet mit der Anzahl der Tage für das Jahr 2030 eine Erhöhung an CO₂-Emissionen von insgesamt 2,839 Mio. t CO₂ ergibt.

Stündliche Grenzkosten je Knoten

Durch die Erhöhung der Übertragungsnetzkapazitäten haben sich die Preise der einzelnen Regionen einander angenähert. Die größten Preisschwankungen sind in der Region ESPT beobachtbar, was aus den hohen installierten Kapazitäten der Windenergieanlagen abgeleitet werden kann, da diese aufgrund der Subventionen zu minimalen Kosten bereitgestellt werden.

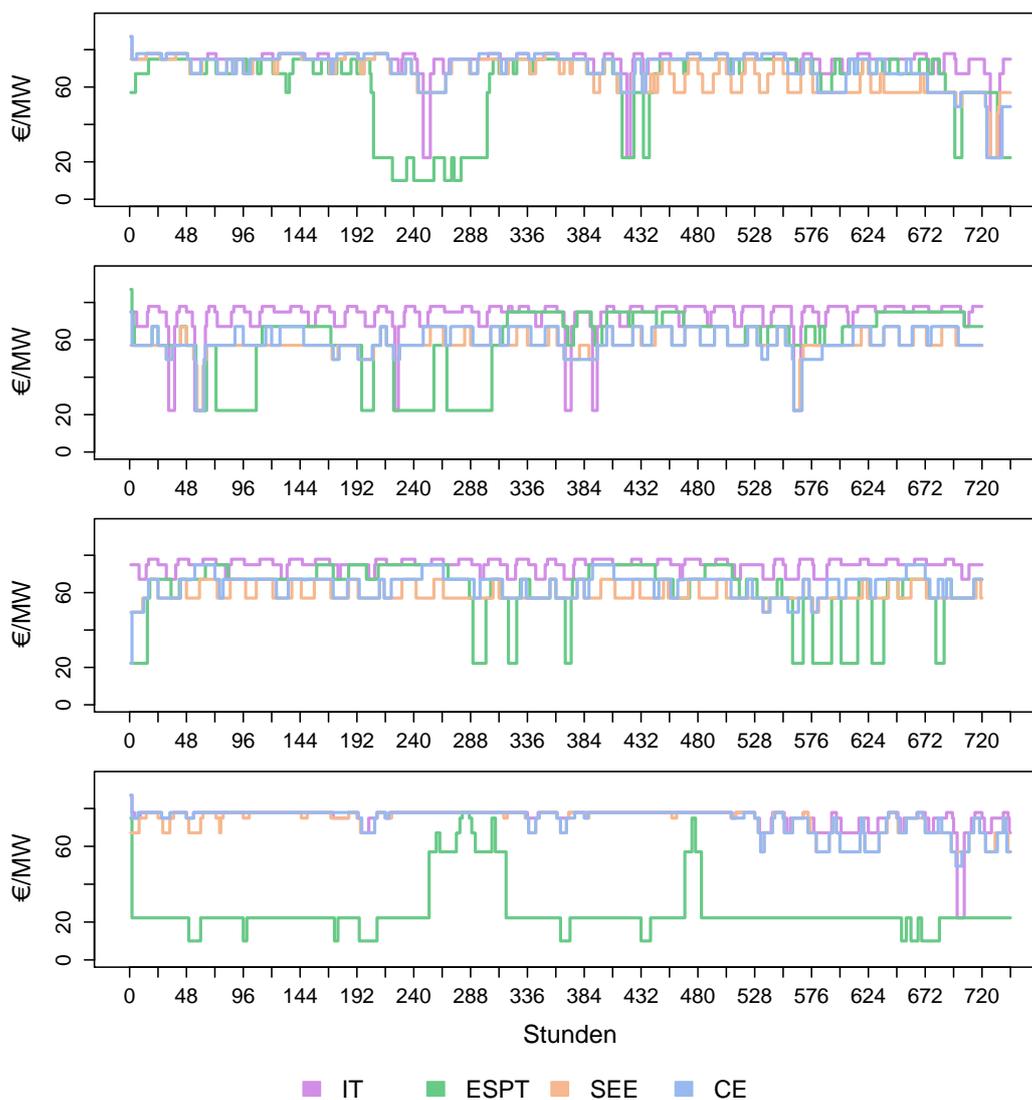


Abbildung 4.29.: stündliche Grenzkosten Variante 1 - mit Leitungsausbau in Europa - der Regionen für die Monate März, Juni, September und Dezember 2030

Vergleicht man die obige Darstellung mit Abbildung 4.23, wird deutlich, dass mit Hilfe des Übertragungsnetzausbaus in allen Regionen die marginalen Kosten gesunken sind. Es kommen in keinem der analysierten Monate in diesem Szenario mehr Preisspitzen über 80 €/MWh vor.

Auslastung des Übertragungsnetzes

Die Analyse der Auslastungen des Übertragungsnetzes liefert ähnliche Ergebnisse wie im vorhergehenden Szenario. Nur die Kapazitätsgrenzen haben sich nach oben verschoben. Die Dauerlinien der einzelnen Leitungen verlaufen fast ident zu denen der Simulation 2030 Variante 1 - ohne Leitungsausbau.

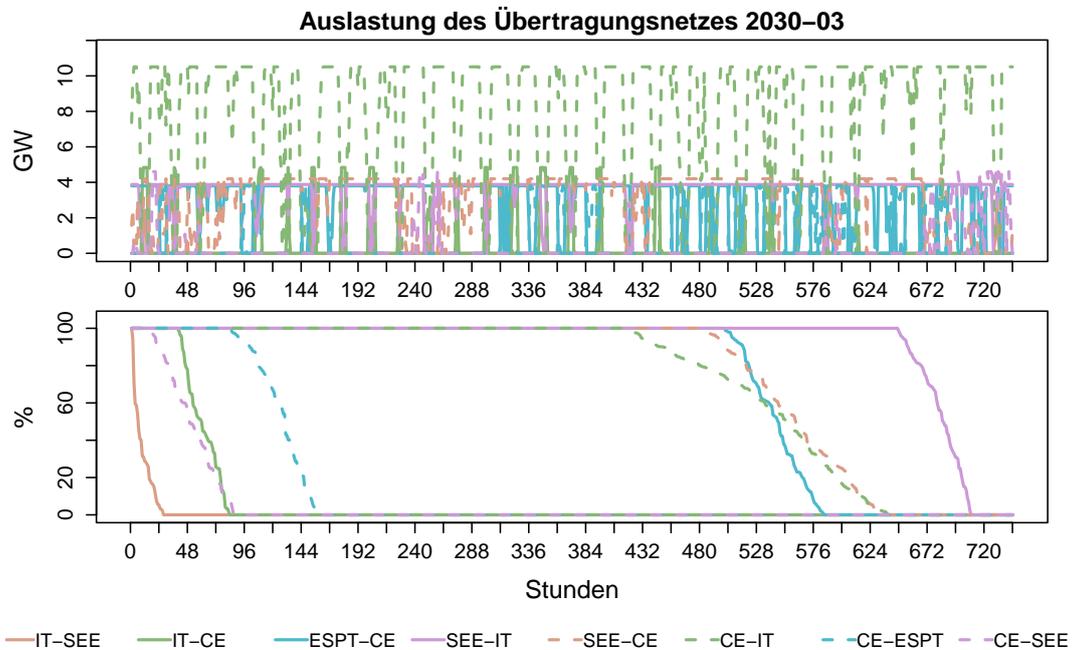


Abbildung 4.30.: stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 1 - mit Leitungsausbau in Europa - März 2030

Die Grafiken der Auslastungen für die Monate Juni, September und Dezember sind im Anhang angeführt (Abbildung A.5-A.7).

Engpassrendite - CR

Die höchsten Gewinne erwirtschaften die Betreiber der Leitungen ESPT-CE, SEE-IT, SEE-CE und CE-IT. Durch den Ausbau der Leitungen profitieren somit fast alle Übertragungsnetzbetreiber.

Von-Nach	März 2030	Juni 2030	September 2030	Dezember 2030
IT-SEE	0.3	0.5	0.0	0.0
IT-CE	0.6	-0.2	-0.6	0.0
ESPT-CE	27.7	12.3	10.0	134.8
SEE-IT	20.2	39.6	41.4	6.0
SEE-CE	10.3	3.6	12.3	1.4
CE-IT	29.5	95.1	75.2	12.1
CE-ESPT	2.6	15.5	5.1	-1.5
CE-SEE	1.0	0.9	0.2	0.2

Tabelle 4.7.: Engpassrendite Variante 1 - mit Leitungsausbau in Europa - für die Monate März, Juni, September und Dezember 2030 [in Mio. €]

Vor allem für die Verbindung von Spanien nach Zentraleuropa, welche in diesem Szenario das 7,6-fache im Vergleich zum vorhergehenden Szenario beträgt, wäre der Ausbau durchaus lukrativ. Hochgerechnet auf ein Jahr würde das eine Gesamtrendite von 541,61 Mio. € für den Netzbetreiber bedeuten.

Ebenso würde sich der Ausbau für den Betreiber der Leitung CE-IT, welche auf das 1,5-fache der derzeitigen Ausbaupkapazität ansteigen könnte, mit einer Jahresgesamtrendite von 642,42 Mio. € bezahlt machen, was einer Steigerung von 8 % entspricht.

4.3.3. Mit Leitungsausbau in Europa und nach Nordafrika (PV)

Das Szenario in diesem Abschnitt setzt zusätzlich zum Kapazitätsnetzausbau in Europa die Annahme voraus, dass im Mittleren Osten und in Nordafrika Photovoltaikanlagen, wie im Projekt DESERTEC, im Ausmaß von 20 GW Leistung für solare Importe nach Europa errichtet werden.

Laut TYNDP 2012 sind nur zwei Verbindungen (von Algerien und von Tunesien nach Italien) mit insgesamt 1,5 GW Übertragungskapazität geplant. Um aber die 20 GW mögliche Leistung der Solarenergie ins europäische Netz verschieben zu können, werden die in Tabelle 4.8 angeführten Übertragungsnetzkapazitäten angenommen.

von / nach	IT	ESPT	SEE	CE
IT		0	3.46	4.84
ESPT	0		0	3.8
SEE	3.88	0		4.2
CE	10.51	3.8	4.6	
MENA	10	6	4	0

Tabelle 4.8.: Übertragungskapazitäten Variante 1 mit Leitungsausbau in Europa und nach Nordafrika (PV) 2030 [in GW]

△ bzgl. Erzeugung und CO₂-Emissionen

Auch in diesem Szenario wird als Basis die Simulation 2030 Variante 1 - ohne Leitungsausbau verwendet.

Aufgrund der hohen Übertragungsnetzkapazitäten nach Italien (insgesamt 24,39 GW) und der solaren Importe aus Nordafrika wird in Abbildung 4.31 deutlich, dass die Stromerzeugung von Gas- und Steinkohlekraftwerken in der Region IT in allen betrachteten Monaten um jeweils etwa 4 bis 5 TWh gedrosselt wird. Ebenso vermindert sich die Leistung der Gas- und Steinkohlekraftwerke in Zentraleuropa.

Um 4,982 TWh erhöht sich hingegen die Stromproduktion von Pumpspeicherkraftwerken auf ein Jahr berechnet, auch aus Anderen Erneuerbaren, wie zum Beispiel Biomasse werden insgesamt 6,191 TWh mehr produziert.

Obwohl in Südosteuropa, ähnlich zum vorhergehenden Szenario, verstärkt Braunkohlekraftwerke eingesetzt werden, ergeben sich dennoch aufsummiert über die Monate CO₂-Reduktionen von -0,624 Mio. im März, -0,259 Mio. im Juni, -0,183 Mio. im September und -0,934 Mio. t. Was eine aggregierte Gesamtersparnis von -5,911 Mio. t CO₂ für das Jahr 2030 ergibt.

Stündliche Grenzkosten je Knoten

Die Struktur der Preiskurven hat sich nicht wesentlich verändert. Zum Teil können in manchen Stunden noch geringere marginale Kosten im Vergleich zur vorhergehenden Simulation beobachtet werden. Die Abbildung ist wegen der minimalen Änderungen jedoch vernachlässigbar.

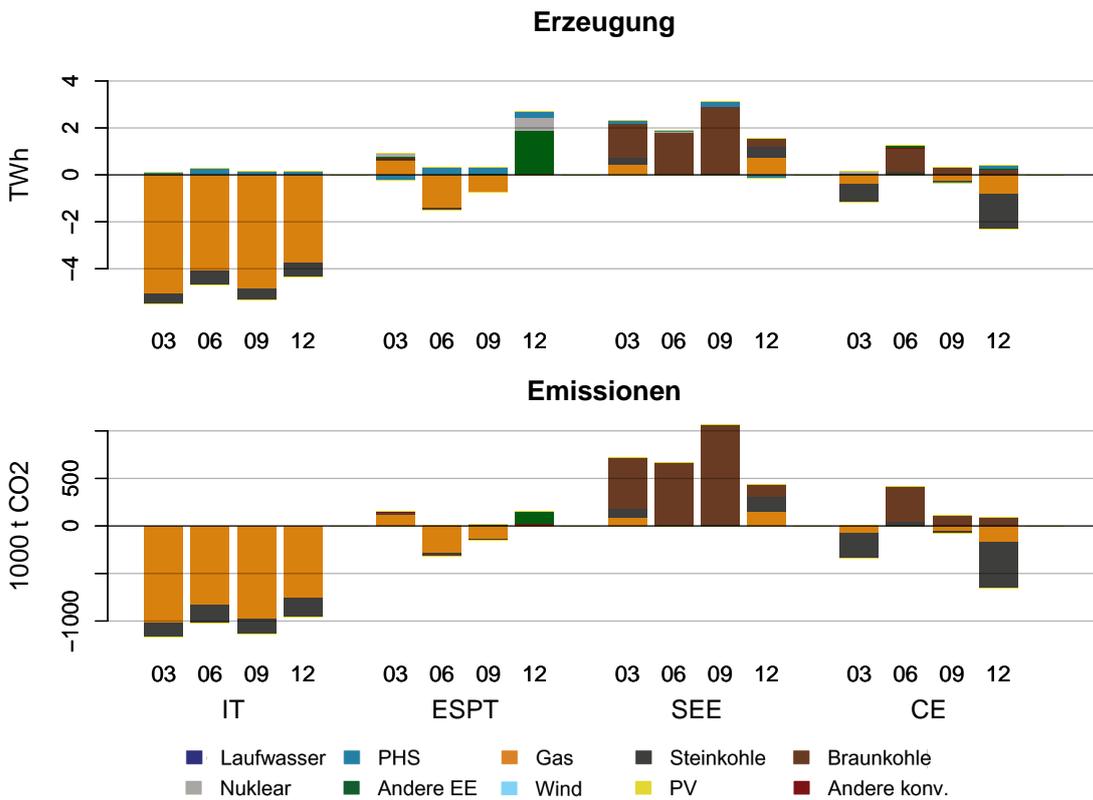


Abbildung 4.31.: Veränderung der Erzeugung und CO₂-Emissionen in den Monaten März, Juni, September und Dezember 2030 (Basis: Simulation 2030 Variante 1 - ohne Leitungsausbau)

Auslastung des Übertragungsnetzes

Am meisten beeinflussen die solaren Importe aus Nordafrika Italien. Wegen des immer noch höchsten Preisniveaus fließt in die Region IT die meiste Produktion der nordafrikanischen Photovoltaikanlagen. Die Übertragungsleitung von Nordafrika nach Italien ist für 144 Stunden zu 100 % ausgelastet, gefolgt von der Verbindung MENA-SEE mit ca. 72 Stunden.

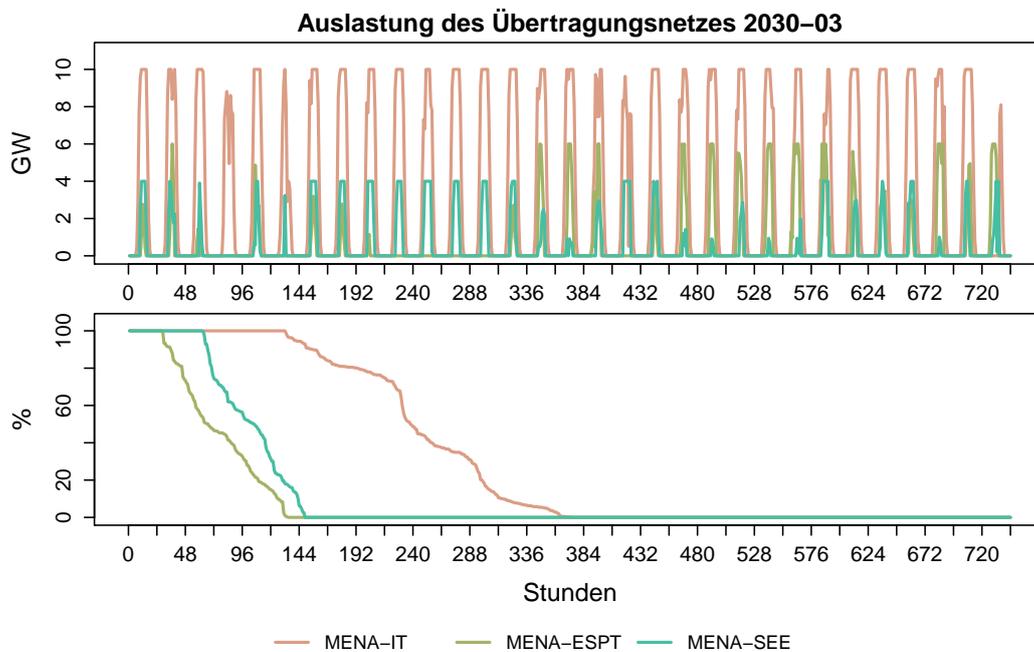


Abbildung 4.32.: stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 1 - mit Leitungsausbau in Europa und nach Nordafrika (PV) - März 2030

Die Grafiken der Auslastungen für die Monate Juni, September und Dezember sind im Anhang angeführt (Abbildung A.8-A.10).

Engpassrendite - CR

Wie nicht anders zu erwarten, ergeben sich die größten Engpassrenditen für die Übertragungsleitung MENA-IT. Durch den Ausbau dieser Leitung kann ein Jahresumsatz von 1,857 Mrd. € erwirtschaftet werden. Sie ist mit 10 GW die Verbindung mit der höchsten Übertragungskapazität (von Nordafrika nach Europa). Da auch die maximale Preisdifferenz im Bezug auf die Engpassrendite eine wichtige Rolle spielt, und diese in Italien erreicht werden kann, versucht das Modell alle vorhandenen solaren Kapazitäten in die Region IT zu importieren.

Von-Nach	März 2030	Juni 2030	September 2030	Dezember 2030
IT-SEE	0.9	1.1	0.8	0.0
IT-CE	1.5	0.3	-0.6	0.0
ESPT-CE	28.3	12.2	8.6	135.0
SEE-IT	20.6	37.4	39.6	6.1
SEE-CE	11.9	3.0	9.1	2.4
CE-IT	27.8	90.8	72.4	8.1
CE-ESPT	2.0	11.3	1.7	-1.5
CE-SEE	0.7	1.6	0.1	0.2
MENA-IT	175.1	134.4	153.1	158.7
MENA-ESPT	29.4	62.6	45.2	0.1
MENA-SEE	25.9	13.4	13.4	28.0

Tabelle 4.9.: Engpassrendite Variante 1 - mit Leitungsausbau in Europa und nach Nordafrika (PV) - für die Monate März, Juni, September und Dezember 2030
[in Mio. €]

Aber auch für die Leitungen von Nordafrika in die Regionen ESPT und SEE ergeben sich hohe jährliche Engpassrenditen von 416,62 Mio. € und 239,89 Mio. €. Die restlichen Übertragungsnetzbetreiber können, wenn das Photovoltaikprojekt in Nordafrika umgesetzt wird, auch mit entsprechenden Gewinnen rechnen.

4.3.4. Mit Leitungsausbau in Europa und nach Nordafrika (CSP)

Bei dem letzten Szenario 2030 Variante 1 werden dieselben Annahmen bezüglich des Übertragungsnetzes getroffen wie in der vorherigen Simulation, nur anstelle von Photovoltaikanlagen werden 20 GW Concentrated Solar Power (CSP) errichtet, welche eine regelbare und lastfolgefähige Versorgung sichern kann.

Ein wesentlicher Vorteil bietet sich durch die Wärmespeicherung, da auch in den Nachtstunden die Turbinen mit Dampf betrieben werden können. Diese Technologie hat noch nicht den Reifegrad von PV- und Windanlagen erreicht, somit sind die Strompreise aus CSP-Anlagen derzeit noch höher als bei den anderen Technologien. Diese sind jedoch bei der Optimierung vernachlässigbar.

Δ bzgl. Erzeugung und CO₂-Emissionen

Als Basis wird in Abbildung 4.33 die Simulation 2030 Variante 1 - ohne Leitungsausbau gewählt.

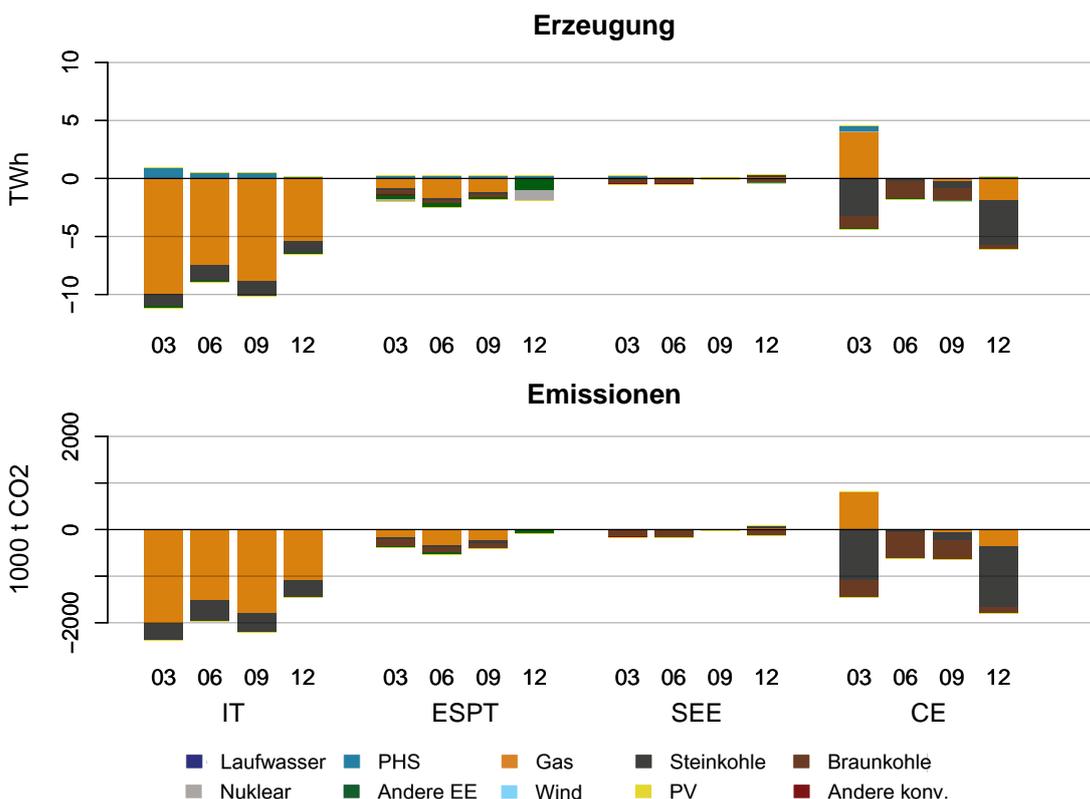


Abbildung 4.33.: Veränderung der Erzeugung und CO₂-Emissionen in den Monaten März, Juni, September und Dezember 2030 (Basis: Simulation 2030 Variante 1 - ohne Leitungsausbau)

Da aufgrund der CSP-Anlagen eine wesentlich höhere Solarenergieeinspeisung aus Nordafrika möglich ist, kann in diesem Szenario verglichen mit dem PV-Anlagen Szenario 2030 - Variante 1, die Einsparung der Stromproduktion von Gas- und Steinkohle-

kraftwerke in Italien beinahe verdoppelt werden, was hochgerechnet für das Jahr 2030 eine CO₂-Reduktion in Italien von 24,1 Mio. t bedeutet.

Aber nicht nur in Italien sondern auch in den anderen Regionen kann der CO₂-Ausstoß der Energiebranche verringert werden. Für die Region ESPT würden sich in etwa 4,3 Mio. t weniger CO₂-Emissionen aus der Stromgewinnung ergeben.

Für Südosteuropa bedeuten die solaren Importe ebenfalls geringere Emissionen von 1,3 Mio. t pro Jahr, was verglichen zum vorhergehenden Szenario eine wesentliche Verbesserung bedeutet. Denn betrachtet man Abbildung 4.31, wo die Region SEE die massivste Luftverschmutzung durch CO₂ hervorruft, wird erst das Ausmaß der möglichen Einsparungen durch den Ausbau von CSP-Anlagen deutlich.

Erwartungsgemäß kann auch in Zentraleuropa die CO₂-Bilanz verbessert werden. Die Steinkohlekraftwerke, welche einen Emissionausstoß von 332,01 t/GWh verursachen, werden durch Gaskraftwerke ersetzt. Damit können in der Region CE CO₂-Einsparungen von 11 Mio. t pro Jahr erreicht werden.

Über alle Regionen aufsummiert würde der Ausbau der CSP-Anlagen in Nordafrika eine jährliche CO₂-Verringerung von 40,7 Mio. t im kontinentaleuropäischen Raum ermöglichen.

Auslastung des Übertragungsnetzes

Die Übertragungsleitungen von Nordafrika nach Europa sind, wie nicht anders zu erwarten, in allen Stunden zu 100 % ausgelastet, da die CSP-Anlagen durchgehend dieselbe Leistung liefern können.

Stündliche Grenzkosten je Knoten

Im Gegensatz zum vorigen Szenario haben sich die Preise offensichtlich verändert. In Italien sind die Strompreise über die Sommer- und Herbstmonate zwar noch immer am höchsten, aber über das Winterhalbjahr werden sie von den zentraleuropäischen marginalen Kosten abgelöst.

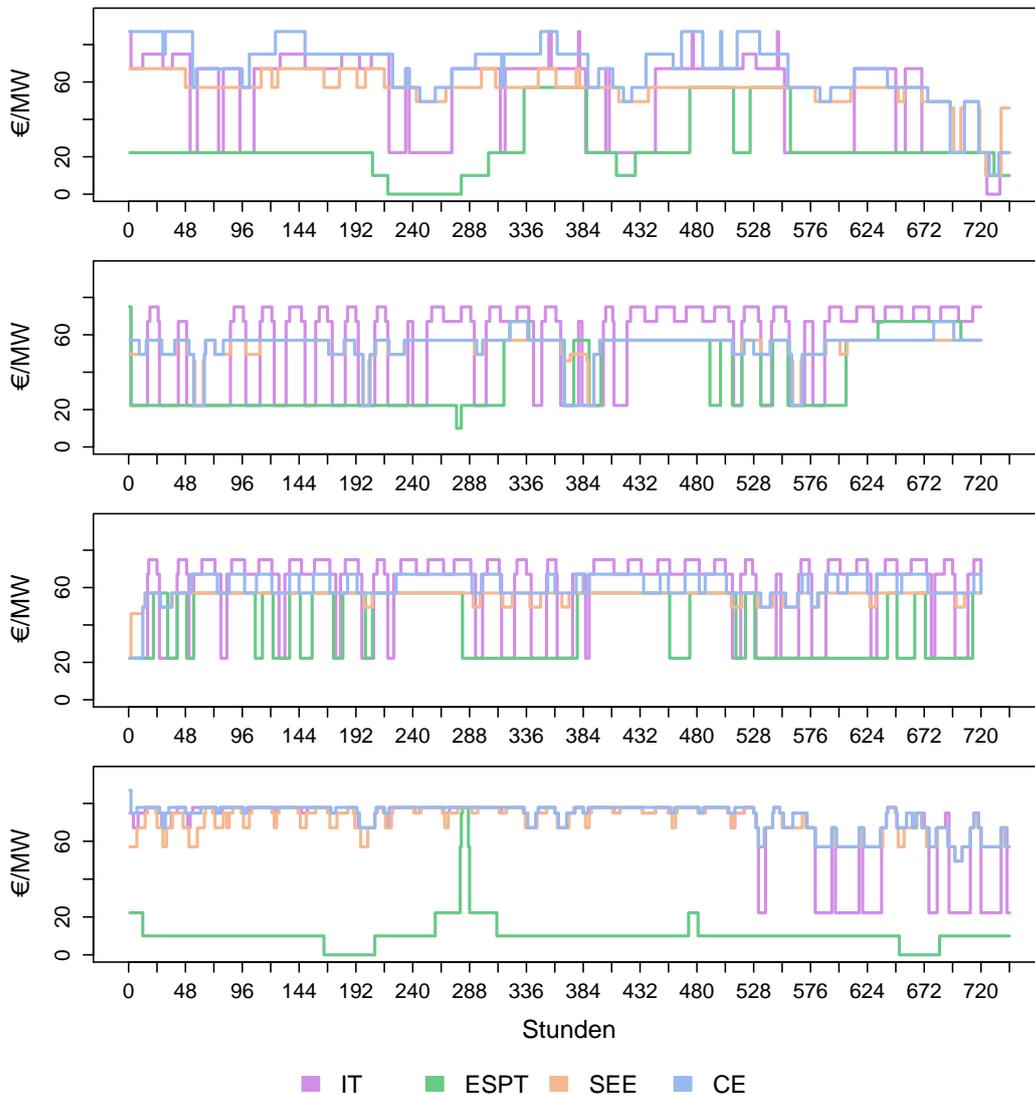


Abbildung 4.34.: stündliche Grenzkosten Variante 1 - mit Leitungsausbau in Europa und nach Nordafrika (CSP) - der Regionen für die Monate März, Juni, September und Dezember 2030

Insgesamt sind die Preisniveaus von im Mittel 80 €/MWh, der Simulation 2030 Variante 1 - ohne Leitungsausbau (siehe Abbildung 4.23), auf durchschnittlich etwa 65 €/MWh (siehe Abbildung 4.34) gesunken, was zurückzuführen ist auf die stündlichen solaren Importe aus Nordafrika.

Engpassrendite - CR

Die höchsten Gewinne ergeben sich für die Betreiber der Übertragungsleitungen im Mittelmeerraum und zwar für die Verbindungen MENA-IT, MENA-ESPT und MENA-SEE mit Jahresumsätzen von 5,1 Mrd. €, 1,5 Mrd. € und 2,1 Mrd. €.

Auch der Netzbetreiber der interregionalen Leitung von Spanien nach Zentraleuropa kann unter diesen Voraussetzungen mit erhöhten Einnahmen von 1,1 Mrd. € jährlich rechnen.

Auf der anderen Seite müssen manche Stromnetzbetreiber durch den Ausbau von CSP- anstatt PV-Anlagen in Nordafrika geringere Umsätze in ihrer Gewinnrechnung einkalkulieren, wie zum Beispiel bei der Übertragungsleitung CE-IT.

Von-Nach	März 2030	Juni 2030	September 2030	Dezember 2030
IT-SEE	4.4	2.6	1.7	0.2
IT-CE	6.4	5.4	3.4	1.6
ESPT-CE	109.0	39.9	53.4	174.5
SEE-IT	-8.7	11.5	15.9	-2.3
SEE-CE	28.1	1.1	14.0	6.8
CE-IT	-91.3	32.1	9.3	-17.9
CE-ESPT	-3.7	0.2	-1.8	-1.2
CE-SEE	-0.7	0.7	0.1	0.0
MENA-IT	382.5	390.1	424.7	505.8
MENA-ESPT	112.0	165.7	169.8	45.7
MENA-SEE	167.9	155.4	160.8	210.9

Tabelle 4.10.: Engpassrendite Variante 1 - mit Leitungsausbau in Europa und nach Nordafrika (CSP) - für die Monate März, Juni, September und Dezember 2030 [in Mio. €]

4.4. Simulation 2030 - Variante 2

Im Analysejahr 2030 werden zwei Szenarien der Variante 2 betrachtet:

1. ohne Leitung von Nordafrika nach Europa
2. mit Leitung von Nordafrika nach Europa

Im ersten Szenario wird analysiert, wie sich die fiktiven Übertragungskapazitäten, welche in der Realität natürlich niemals Anwendung finden würden, aufgrund des veränderten Kraftwerksparks entwickeln. Da im Analysejahr 2030 mehr Erneuerbare Energietechnologien an das Netz angeschlossen sein werden, ergibt sich eine sehr volatile Erzeugung. Diese muss mit den thermischen Kraftwerken, welche eine kontinuierliche Stromproduktion liefern, und den Importen ausgeglichen werden.

Im weiteren Szenario werden zu den Ausbaupfaden der Kraftwerkstechnologien auch die Auswirkungen der Installation von Photovoltaikanlagen in Nordafrika auf die kontinentaleuropäischen Kraftwerkseinsatz untersucht. Die Region MENA wird im Optimierungsmodell ausschließlich als Angebotsknoten betrachtet.

4.4.1. Ohne Leitung von Nordafrika nach Europa

Erzeugungprofile

Aus den Abbildungen in diesem Abschnitt kann nicht nur die stündliche Erzeugung der einzelnen Technologien abgelesen werden, sondern auch der Einfluss der erhöhten Importe, wodurch die zerklüfteten Lastspitzen entstehen. Besonders deutlich sind diese im italienischen Erzeugungsprofil erkennbar.

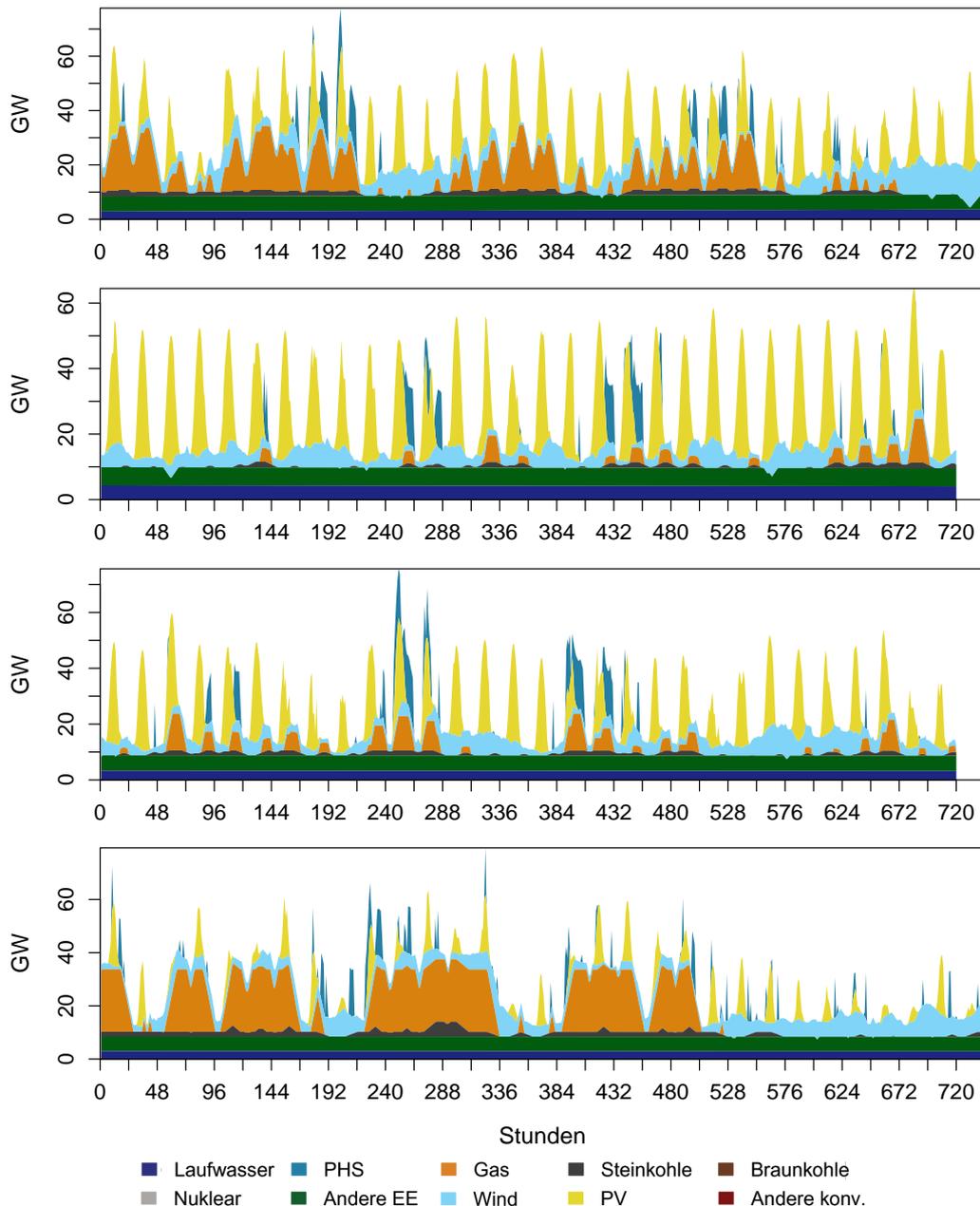


Abbildung 4.35.: Erzeugungprofile Variante 2 für Italien in den Monaten März, Juni, September und Dezember 2030

Die Grundlast in Italien (siehe Abbildung 4.35) wird im Gegensatz zum Status quo 2012 - Variante 2 (vgl. Abbildung 4.10) nur mehr von Laufwasserkraftwerken und von Anderen Erneuerbaren Technologien, wie zum Beispiel Biomasse, gedeckt. Die Stromerzeugung von Steinkohlekraftwerken entfällt bis auf wenige Stunden zur Gänze. Statt ihnen werden Gaskraftwerke eingesetzt, welche die sehr volatile Residuallast (= Last - Solarenergie - Windenergie - Laufwasser - AndereEE) begleichen.

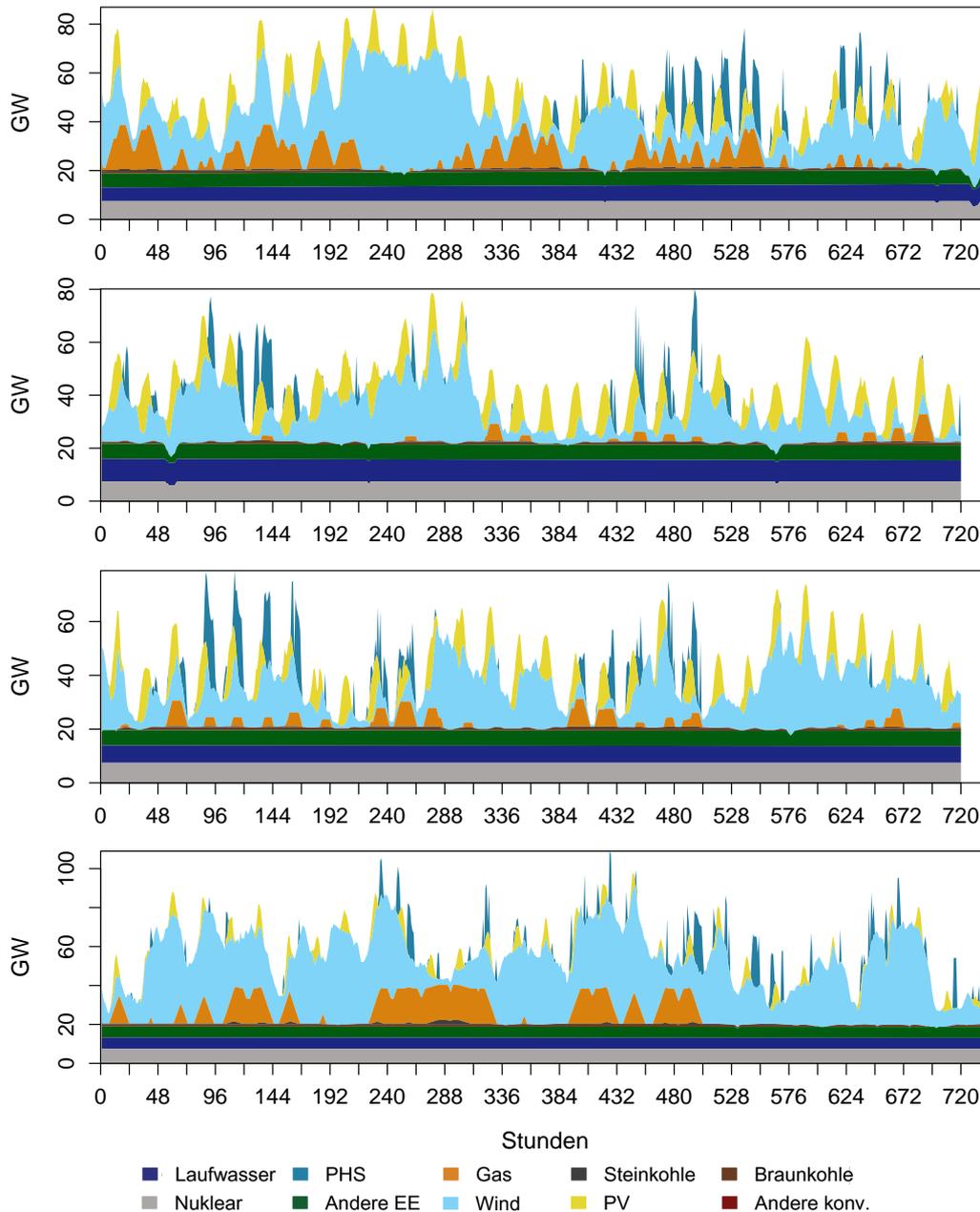


Abbildung 4.36.: Erzeugungprofile Variante 2 für die Iberische Halbinsel in den Monaten März, Juni, September und Dezember 2030

Auf der iberischen Halbinsel wird 2030 der Anteil Erneuerbarer Energietechnologien mit 68 % angenommen. Aufgrund dieser Erhöhung reduziert sich die Erzeugung von Stein- und Braunkohlekraftwerke auf ein Minimum beziehungsweise verschwindet fast

aus dem Erzeugungprofil (siehe Abbildung 4.36). Stattdessen finden Gaskraftwerke ihren Einsatz.

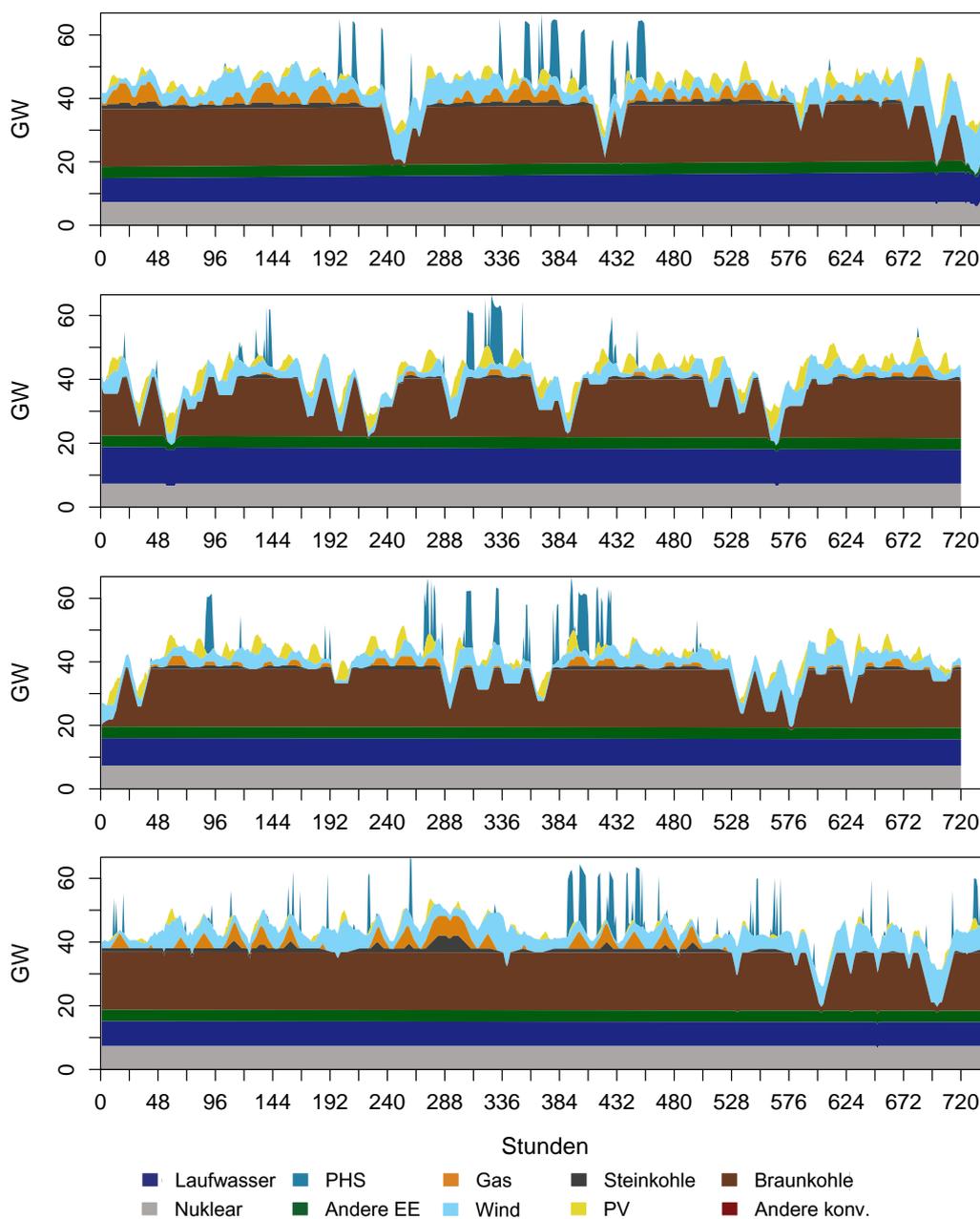


Abbildung 4.37.: Erzeugungprofile Variante 2 für Südosteuropa in den Monaten März, Juni, September und Dezember 2030

Auch in Südosteuropa wird die Produktion der Braunkohlekraftwerke wegen der Erhöhung der installierten Kapazitäten von Solar- und Windenergieanlagen und von Anderen Erneuerbaren gedrosselt (siehe Abbildung 4.37). Die Grundlast wird jedoch weiterhin von Kern- und Laufwasserkraftwerken und von Anderen Erneuerbaren gedeckt. Die Gaskraftwerke werden auch in einigen Stunden gestartet.

Im Analysejahr 2030 beträgt der Anteil Erneuerbarer Energietechnologien in Zentraleuropa 54 %. Besonders ausgebaut werden Windenergieanlagen, welche in der Nord- und Ostsee geplant sind, und Photovoltaikanlagen. Daraus resultiert eine verminderte Stromerzeugung von Stein- und Braunkohlekraftwerken. Im Gegensatz zu 2012 - V 2 werden 2030 Gaskraftwerke für die Deckung von Lastspitzen verwendet.

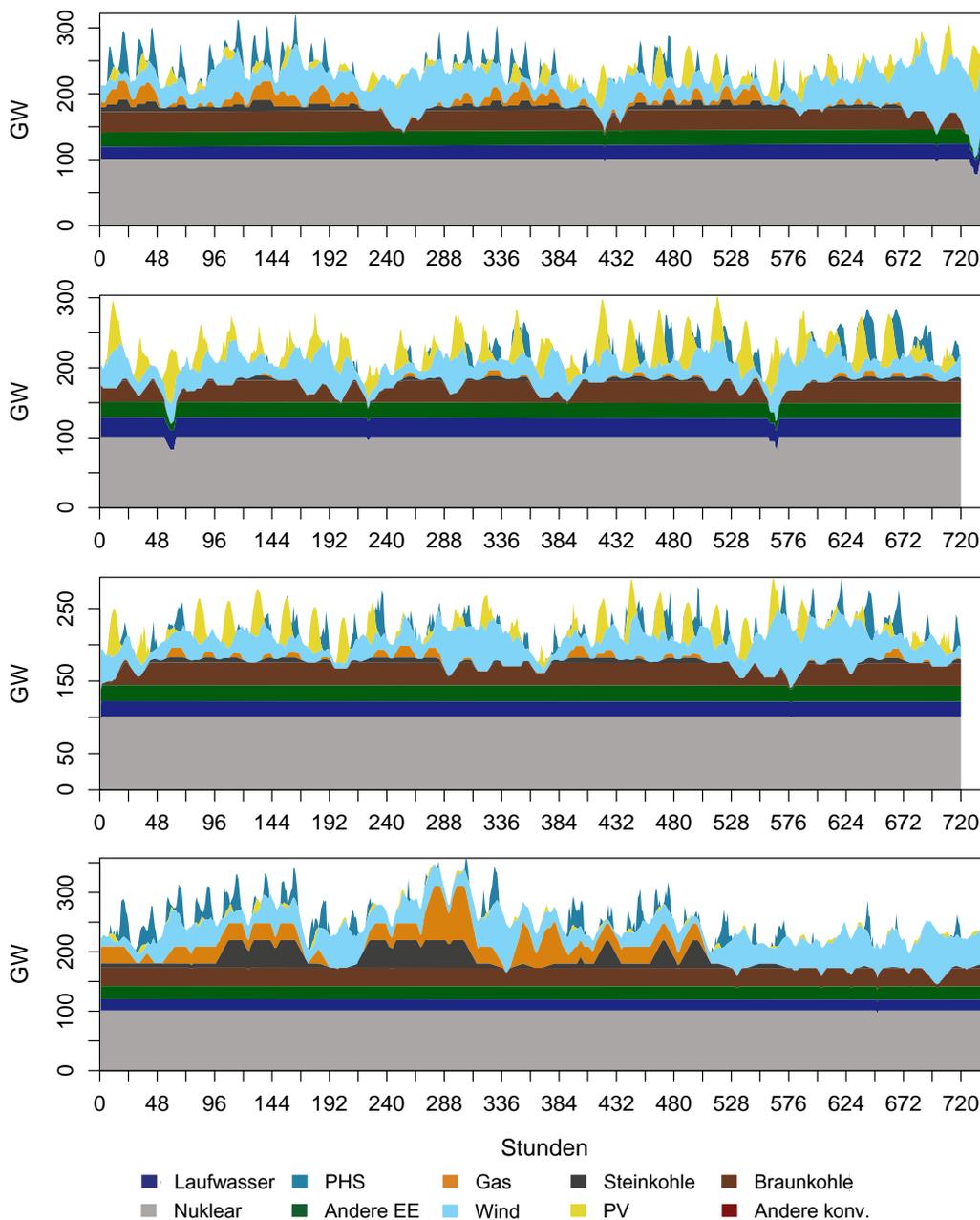


Abbildung 4.38.: Erzeugungprofile Variante 2 für Zentraleuropa in den Monaten März, Juni, September und Dezember 2030

Stündliche Grenzkosten je Knoten

Ebenfalls wie in der Simulation Status quo 2012 - Variante 2 kann auch in Abbildung 4.39 die Preiskonvergenz beobachtet werden. Auffallend sind jedoch die vielen niedrigpreisigen Stunden in Italien, welche vor allem in den Monaten Juni und September auftreten. Diese lassen sich durch die vermehrten Stromimporte nach Italien erklären. Aber auch durch den hohen Anteil von Photovoltaikanlagen fallen die Preise oft in den Mittagsstunden auf ein Minimum von knapp 20 €/MWh. Die marginalen Kosten der restlichen Regionen verlaufen in den meisten Stunden annähernd gleich.

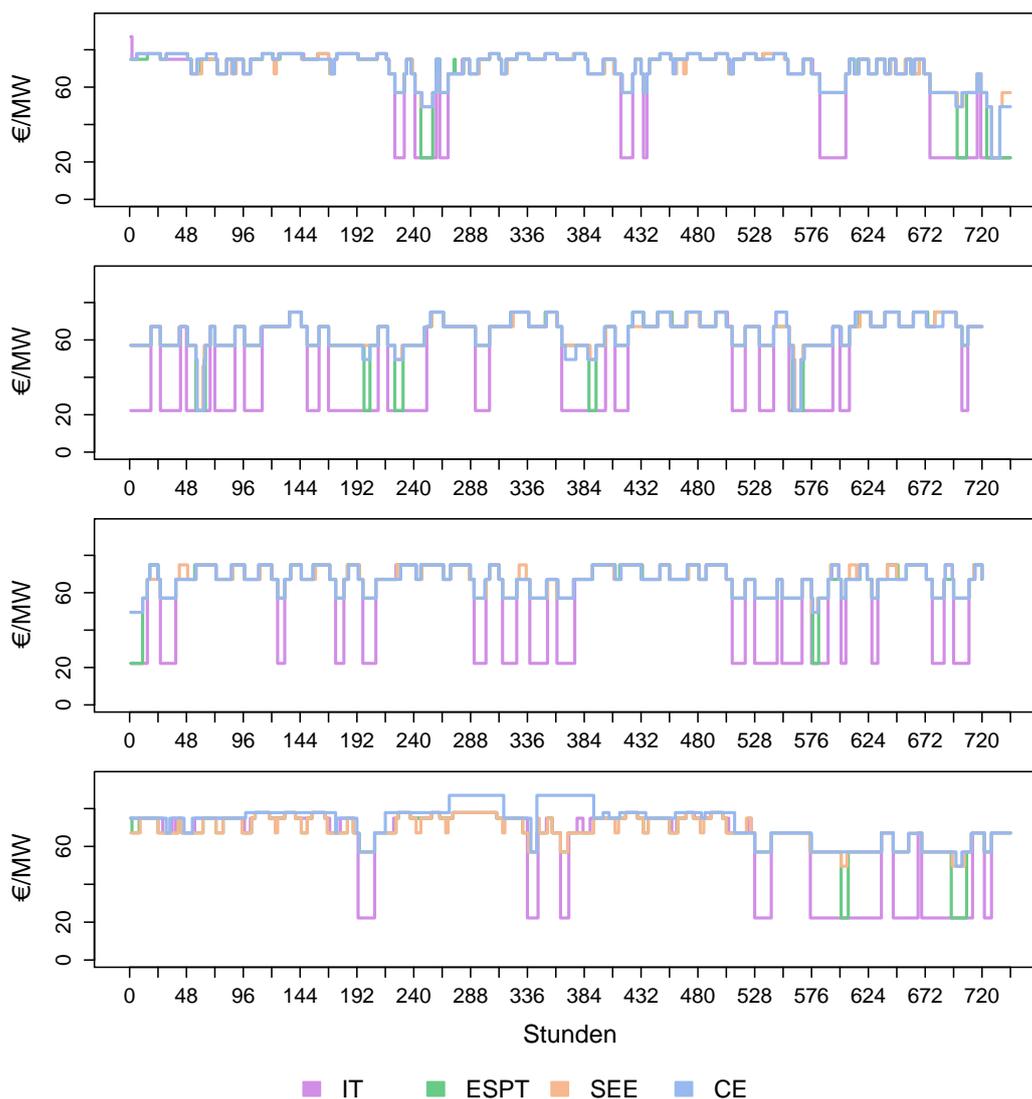


Abbildung 4.39.: stündliche Grenzkosten Variante 2 der Regionen für die Monate März, Juni, September und Dezember 2030

Auslastung des Übertragungsnetzes

Die endogen berechneten Übertragungsleitungskapazitäten sind in Tabelle 4.11 angeführt. Die eingeklammerten Werte sind die Ergebnisse der Analyse der Simulation Status quo 2012 - Variante 2. Die höchste fiktive Übertragungskapazität ergibt sich für die Leitung ESPT-CE mit 55 GW. Das ist das 110-fache der derzeitigen Übertragungsleitung beziehungsweise das 14,5-fache der im TYNDP 2012 bis 2030 geplanten Kapazität.

von / nach	IT	ESPT	SEE	CE
IT		17(20)	21(1)	25(9)
ESPT	48(37)		0	55(26)
SEE	31(47)	0		31(26)
CE	41(58)	43(55)	34(39)	

Tabelle 4.11.: Übertragungskapazitäten 2030 bzgl. fiktiver Kupferplatte [in GW]

Wie schon in Abschnitt 4.2 angemerkt wurde, kann auch bei dieser Simulation mit einer 100 % Auslastung für mehrere Stunden nicht gerechnet werden (siehe Abbildung 4.40).

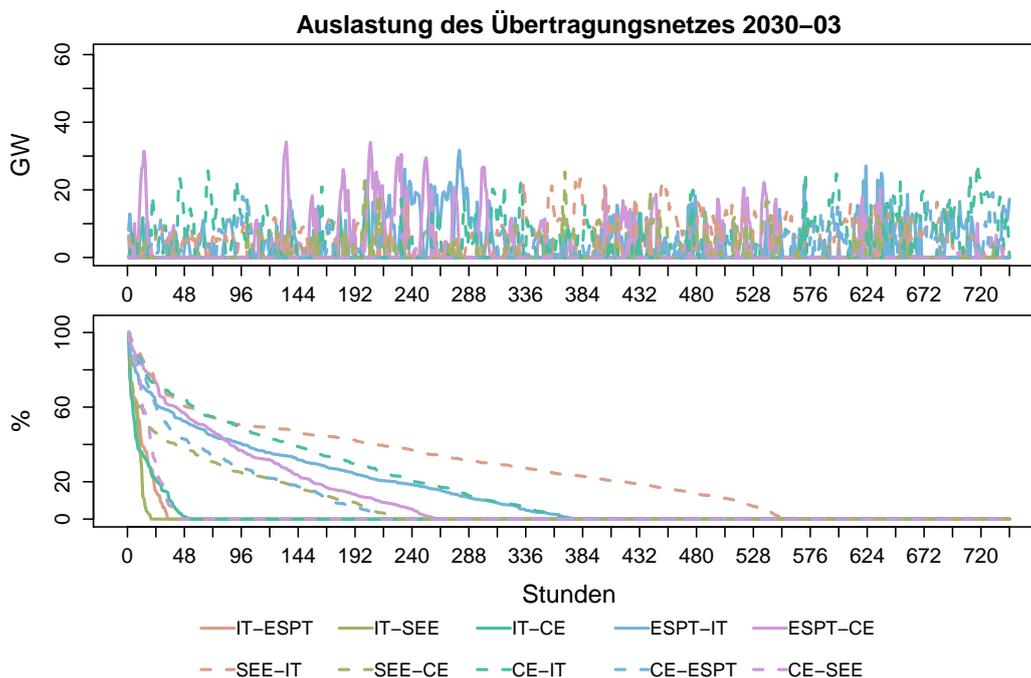


Abbildung 4.40.: stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 2 März 2030

Die Abbildungen der Auslastungen für die Monate Juni, September und Dezember sind im Anhang angeführt (Abbildung A.11-A.13).

Engpassrendite - CR

Wegen der Aufgabenstellung (Suche des volkswirtschaftlichen Optimums) in Variante 2 verlieren die Engpassrenditen ihre Wichtigkeit. Es wird nicht wie in Variante 1 versucht, die Gewinne der Stromnetzbetreiber zu maximieren, vielmehr werden die optimalen Übertragungskapazitäten ermittelt, sodass keine Engpässe bei der Übertragung auftreten können und die Kraftwerkparcs zu minimalen Gesamtkosten Energie erzeugen.

Von-Nach	März 2030	Juni 2030	September 2030	Dezember 2030
IT-ESPT	0.6	2.3	0.5	0.2
IT-SEE	2.3	0.8	0.3	2.7
IT-CE	0.2	0.8	0.3	0.8
ESPT-IT	-16.1	-23.0	-10.0	-58.9
ESPT-CE	4.6	0.4	0.0	8.4
SEE-IT	-15.0	-49.6	-34.1	-11.9
SEE-CE	-0.3	-0.4	-0.4	3.3
CE-IT	-33.1	-91.7	-74.3	-48.8
CE-ESPT	-1.0	-2.8	0.5	-5.7
CE-SEE	-0.1	0.3	0.0	-3.0

Tabelle 4.12.: Engpassrendite Variante 2 für die Monate März, Juni, September und Dezember 2030 [in Mio. €]

Dennoch können manche Netzbetreiber kleine Gewinne erwirtschaften, z.B. der Betreiber der Leitung ESPT-CE in Tabelle 4.12. Jedoch treten vermehrt negative Werte auf, die darauf zurückzuführen sind, dass es kostengünstiger ist (in Bezug auf die Gesamtkosten) in wenigen Stunden zu höheren Preisen zu importieren, als ein regionales Kraftwerk zusätzlich zu starten.

4.4.2. Mit Leitung von Nordafrika nach Europa

In dieser Simulation wird die Annahme getroffen, dass Photovoltaikanlagen in Nordafrika mit einer Gesamtleistung von 20 GW installiert werden. Nun sollen die optimalen Übertragungsnetzkapazitäten von Nordafrika nach Europa ermittelt werden, damit die gesamte erzeugte Energie in das europäische Stromnetz fließen kann. Zusätzlich stellt sich die Frage, welche Technologien aus dem Erzeugungsprofil durch die solaren Importe verdrängt werden und ob diese zu einer CO₂ ärmeren Energieerzeugung beitragen können.

Δ bzgl. Erzeugung und CO₂-Emissionen

Als Basis wurde die Simulation 2030 Variante 2 - ohne Leitungsausbau gewählt. Dadurch ergeben sich die Erzeugungsveränderungen in Abbildung 4.41. Durch die solaren Importe von Nordafrika über das Mittelmeer nach Europa kann in jeder der betrachteten Regionen die Stromerzeugung von Gas-, Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken gedrosselt werden.

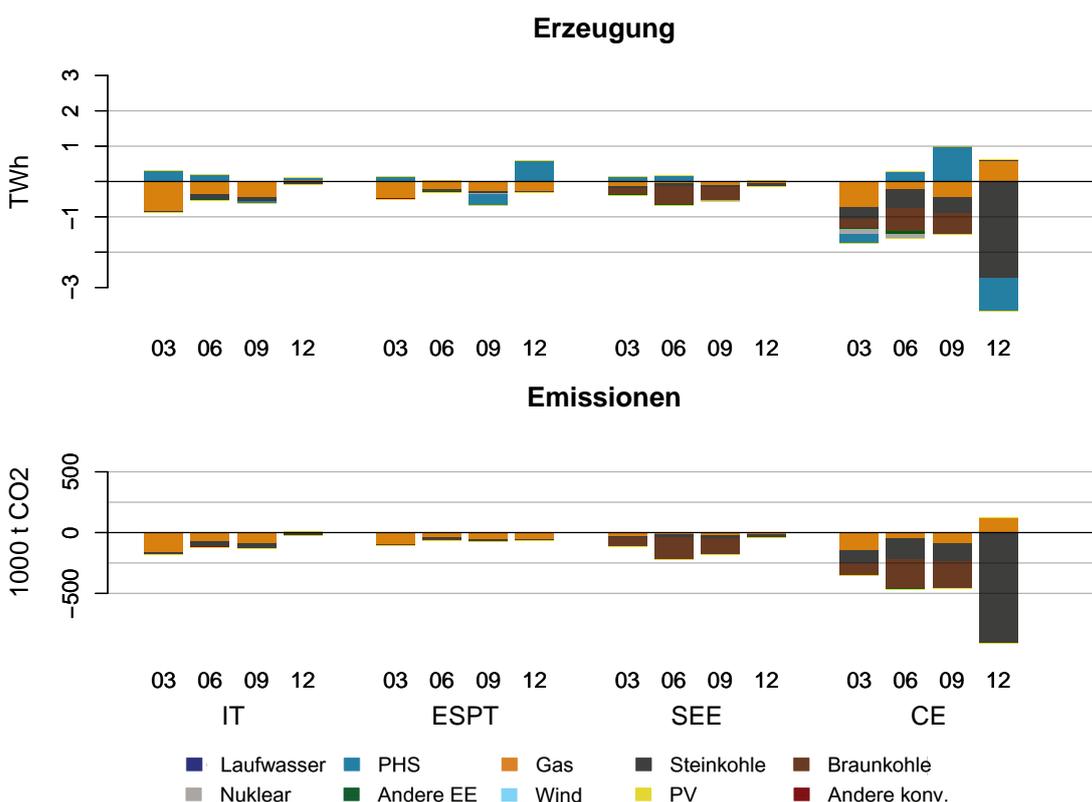


Abbildung 4.41.: Veränderung der Erzeugung und CO₂-Emissionen in den Monaten März, Juni, September und Dezember 2030 (Basis: Simulation 2030 Variante 2)

Besonders in Zentraleuropa können im Wintermonat Dezember ca. 3 TWh der Steinkohlekraftwerke eingespart werden, das entspricht einer CO₂-Ersparnis von 912 kt für ein Monat. Ein gutes Zeichen ist auch, dass stattdessen Gaskraftwerke, die wesentlich

CO₂-ärmer Strom erzeugen, gestartet werden. Ebenso leisten die Pumpspeicherkraftwerke einen wesentlichen Beitrag für die Verbesserung der CO₂-Bilanz in Kontinentaleuropa. Sie erzeugen in diesem Szenario, aggregiert auf ein Jahr, 4,2 TWh mehr Elektrizität.

Insgesamt können somit im gesamten kontinentaleuropäischen Bereich über 10 Mio. t CO₂-Emissionen eingespart werden, was für die Zielerreichung der „zweiten Verpflichtungsperiode“ des Kyoto-Protokolls (2013-2020) sehr von Nutzen wäre.

Auslastung des Übertragungsnetzes

Die Optimierung ergibt folgende Kapazitäten für die Übertragungsleitungen:

von / nach	IT	ESPT	SEE	CE
IT		18(17)	35(21)	42(25)
ESPT	47(48)		0	51(55)
SEE	33(31)	0		41(31)
CE	40(41)	41(43)	30(34)	
MENA	17	16	17	0

Tabelle 4.13.: Übertragungskapazitäten 2030 bzgl. fiktiver Kupferplatte [in GW]

Bei den eingeklammerten Werten handelt es sich um die Ergebnisse aus dem ersten Szenario 2030 Variante 2. Auffällig ist, dass sich die Werte nicht wesentlich verändert haben. Stärkere Veränderungen könnten auftreten, wenn man die Kapazitäten der installierten Sonnenenergie in Nordafrika erhöhen würde. Jedoch macht sich eine leichte Tendenz bemerkbar: Durch die solaren Importe von Nordafrika in die Regionen IT, ESPT und CE erhöhen sich die Kapazitäten der Übertragungsleitungen ausgehend von diesen Regionen. Umgekehrt verringern sich Kapazitäten von Zentraleuropa nach IT, ESPT und SEE.

Die Auslastungen der Übertragungsleitungen sind aufgrund der technischen Eigenschaften von Photovoltaikanlagen abhängig von der Sonneneinstrahlung (siehe Abbildung 4.42). Die Investition in CSP-Anlagen könnte bessere Auslastungen aufweisen und durchgehend Leistung nach Europa liefern.

Die Abbildungen der simulierten Monate Juni, September und Dezember befinden sich im Anhang Abbildung A.14-A.16.

Stündliche Grenzkosten je Knoten

Da die Ergebnisse der stündlichen marginalen Kosten den Ergebnissen der Simulation 2030 Variante 2 - ohne Leitungsausbau gleichen, wird an dieser Stelle auf Abbildung 4.39 verwiesen.

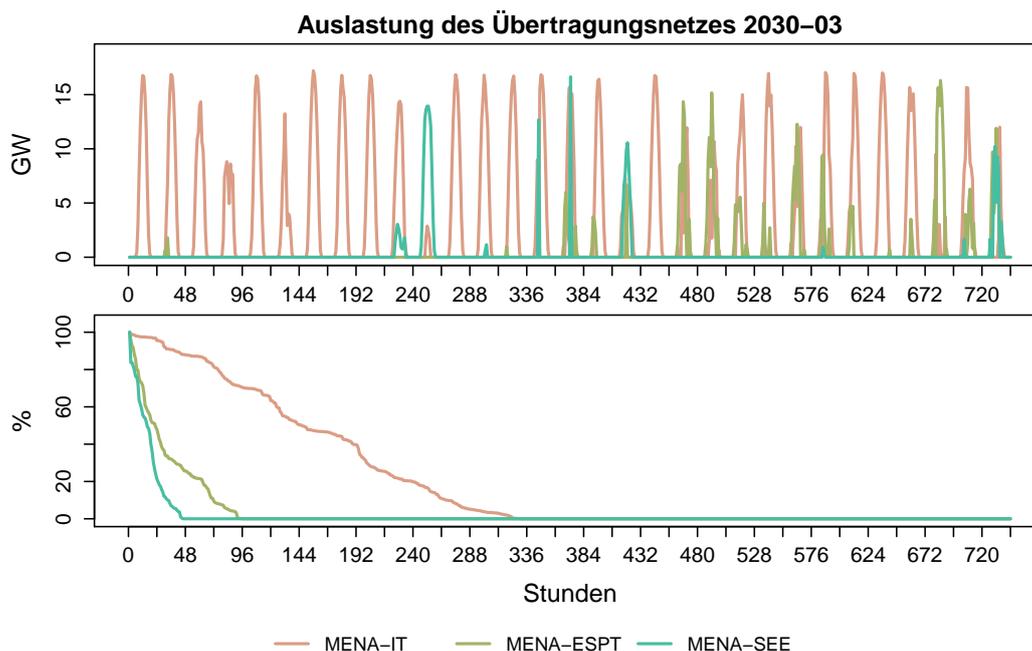


Abbildung 4.42.: stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 2 - mit Leitung von Nordafrika nach Europa - März 2030

Engpassrendite - CR

Die Werte der nachfolgenden Tabelle 4.14 können ähnlich interpretiert werden wie im ersten Szenario 2030 Variante 2.

Von-Nach	März 2030	Juni 2030	September 2030	Dezember 2030
IT-ESPT	0.2	1.1	1.2	-0.3
IT-SEE	0.5	0.2	0.1	4.9
IT-CE	3.6	8.1	6.5	3.9
ESPT-IT	-17.4	-17.2	-11.3	-41.6
ESPT-CE	5.5	1.7	0.5	17.8
SEE-IT	-11.7	-51.8	-38.3	-10.6
SEE-CE	0.2	0.0	0.0	4.9
CE-IT	-41.3	-104.5	-65.6	-59.6
CE-ESPT	-1.5	-2.0	-0.3	-9.3
CE-SEE	0.0	0.1	0.1	-4.3
MENA-IT	175.9	85.0	110.4	139.1
MENA-ESPT	30.4	62.6	46.6	10.0
MENA-SEE	13.3	10.0	7.8	4.8

Tabelle 4.14.: Engpassrendite für Variante 2 - mit Leitung von Nordafrika nach Europa - für die Monate März, Juni, September und Dezember 2030 [in Mio. €]

5. Gegenüberstellung und Synthese der Ergebnisse 2030

In diesem Kapitel werden nachfolgende Bezeichnungen für die einzelnen Szenarien verwendet.

1 : Variante 1 ohne Leitungsausbau

A1 : Variante 1 mit Leitungsausbau in Europa

B1 : Variante 1 mit Leitungsausbau in Europa und nach Nordafrika (PV)

C1 : Variante 1 mit Leitungsausbau in Europa und nach Nordafrika (CSP)

2 : Variante 2 ohne Leitung von Nordafrika nach Europa

A2 : Variante 2 mit Leitung von Nordafrika nach Europa

Nachfolgend werden nur aggregierte Werte für ein gesamtes Jahr betrachtet. Die monatlichen Ergebnisse werden mit der Anzahl der Tage gewichtet und für die Jahreswerte ergibt sich dann folgende Berechnung:

$$X_{\text{Jahr}} = \frac{92}{31} \cdot x_{\text{März}} + \frac{92}{30} \cdot x_{\text{Juni}} + \frac{91}{30} \cdot x_{\text{September}} + \frac{90}{31} \cdot x_{\text{Dezember}} \quad (5.1)$$

Als erstes werden die aggregierten Veränderungen der Energieerzeugung und der CO₂-Emissionen genauer betrachtet. Im Detail wird analysiert, mit welchem Szenario die Treibhausgase am meisten reduziert werden könnten, um die zukünftige Energiegewinnung in Europa noch nachhaltiger gestalten zu können.

Im nächsten Schritt werden die durchschnittlichen kurzfristigen Grenzkosten im Hinblick auf Preissteigerungen bzw. -verminderungen analysiert. Es wird der Frage nachgegangen, welche Maßnahmen sich für die Endkonsumenten positiv auswirken könnten?

Zuletzt werden noch die jährlich erzielbaren Engpassrenditen der einzelnen Übertragungsnetzanbieter für die Szenarien von Variante 1 interpretiert. Hierbei kann die Frage geklärt werden: Welche Entwicklungen wären für die jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber wünschenswert?

Aggregierte Veränderungen der Erzeugung und Emissionen

Als Basisszenario wird in Abbildung 5.1 Variante 1 - ohne Leitungsausbau gewählt (für alle Szenarien der beiden Varianten).

Aus der Abbildung wird sofort ersichtlich, dass die höchsten CO₂-Reduktionen mit den Annahmen von Szenario C1 (CSP-Anlagen in Nordafrika) möglich wären. In Italien könnten die Treibhausgase um bis zu 11 % verringert werden, aber auch in den restlichen Regionen ESPT, SEE und CE könnten sie um 2 %, 0,6 % und 4,9 % gesenkt werden.

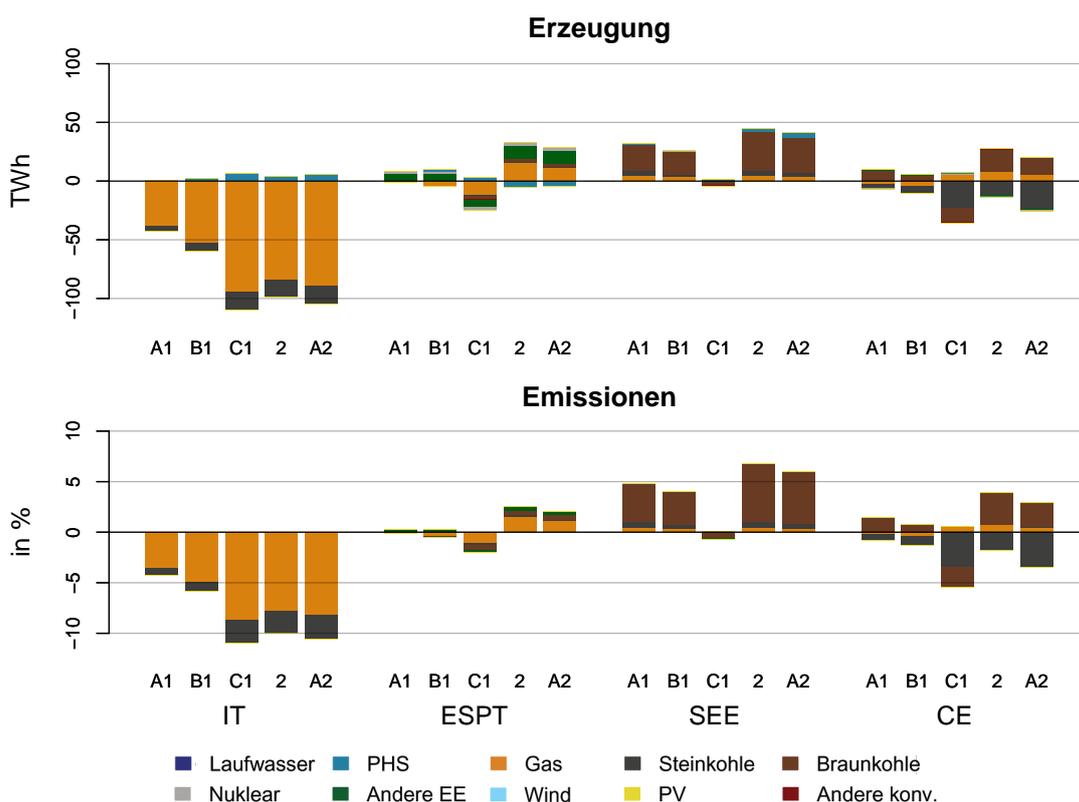


Abbildung 5.1.: Aggregierte Veränderungen der Erzeugung [in TWh] und Emissionen [in %] (Basis: Simulation 2030 Variante 1 - ohne Leitungsausbau)

Italien würde in jedem der simulierten Szenarien profitieren. Aufgrund ihrer zentralen geografischen Positionierung im Mittelmeerraum würde ein Großteil der zur Verfügung stehenden Importe in das italienische Netz fließen. Somit können die italienischen Gas- und Steinkohlekraftwerke ihre Leistung senken und diese Tatsache wiederum impliziert eine emissionsärmere Energieerzeugung.

Im Gegensatz dazu fällt bei der Betrachtung der Regionen ESPT und SEE auf, dass in diesen Bereichen die Emissionen nur im Szenario C1 gesenkt werden könnten. In allen anderen Simulationen würden sich, vor allem in Südosteuropa durch Braunkohlekraftwerke, wesentlich höhere CO₂-Ausstöße ergeben.

Aus der Sicht von Zentraleuropa wäre auch Szenario C1 von Vorteil.

Gewichtete Jahresmittelwerte der kurzfristigen marginalen Kosten

Im Jahr 2012 ist in Italien das Preisniveau am höchsten, auch im Analysejahr 2030 würde dieser Sachverhalt zutreffen, wenn das europäische Übertragungsnetz nicht ausgebaut wird.

Sollten alle Ausbauprojekte des TYNDP 2012 bis 2030 umgesetzt werden können (siehe Spalte A1 in Tabelle 5.1), würden sich die durchschnittlichen Jahresgroßhandelspreise in Italien um 2,79 €/MWh reduzieren. Jedoch müssten die restlichen Regionen Preiserhöhungen zwischen 0,38 €/MWh und 4,12 €/MWh in Kauf nehmen.

in €/MWh	Variante 1				Variante 2	
	1	A1	B1	C1	2	A2
IT	76.99	74.20	73.35	58.08	58.33	55.94
ESPT	48.08	51.78	50.59	28.44	66.52	65.67
SEE	60.47	64.59	64.09	59.21	67.36	66.50
CE	66.37	66.75	66.16	63.64	68.27	67.58

Tabelle 5.1.: Gewichtete Mittelwerte der kurzfristigen marginalen Kosten für die Simulationen der Varianten 1 und 2

Wenn das europäische Übertragungsnetz bis 2030 ausgebaut wird und zusätzlich in Nordafrika Photovoltaikanlagen installiert werden (siehe Spalte B1 in Tabelle 5.1), würde sich nicht nur in Italien das Preisniveau senken, sondern auch in Zentraleuropa.

Die massivsten Änderungen ergeben sich aber für Szenario C1 (Installation von CSP-Anlagen anstatt PV in Nordafrika). Es könnten Differenzen zwischen 2 % und 40 % erreicht werden. Diese Preisniveauverschiebungen resultieren aus der durchgehend möglichen Energieeinspeisung der CSP-Anlagen aus Nordafrika in das europäische Stromversorgungsnetz. Da aufgrund der Wärmespeicherung auch in den Nachtstunden, wo meist die thermischen Kraftwerke die Produktion übernehmen, der billigere Strom aus der Solarenergie nach Europa importiert werden kann.

In Variante 2 sind - wie erwartet - die Abstände zwischen den Preisniveaus der Regionen am geringsten. Besonders Italien könnte mit diesen Annahmen („fiktive Kupferplatte“) ihre Strompreise wesentlich verringern. Wie in Variante 1 würde der Ausbau von Photovoltaikanlagen in Nordafrika sich auch auf die Strompreise in Variante 2 auswirken.

Aggregierte Engpassrenditen

In diesem Abschnitt werden nur die aggregierten Engpassrenditen miteinander verglichen, die sich für die Szenarien von Variante 1 ergeben. Weil das volkswirtschaftliche Optimum in Variante 2 gesucht wird, konvergieren die Engpassrenditen gegen Null.

Als Ausgangsszenario wird Variante 1 - ohne Leitungsausbau gewählt. Um einen schnellen Überblick über die Entwicklungen der Engpassrenditen bezüglich einzelner Szenarien zu erhalten, werden in Tabelle 5.2 die Faktoren der Anstiege beziehungsweise der Rückgänge eingetragen.

Steigerungsfaktor	Variante 1			
	1	A1	B1	C1
IT-SEE	1	3.41	10.99	32.74
IT-CE	1	0.76	2.88	25.84
ESPT-CE	1	5.00	4.98	11.35
SEE-IT	1	1.16	1.09	-0.66
SEE-CE	1	-0.34	-0.37	0.19
CE-IT	1	0.08	0.01	-1.33
CE-ESPT	1	1.19	0.37	-1.64
CE-SEE	1	-0.04	0.13	-0.97
MENA-IT			1	1.74
MENA-ESPT			1	2.57
MENA-SEE			1	7.64

Tabelle 5.2.: Anstiegsfaktoren der aggregierten Engpassrenditen für die Szenarien der Variante 1 (Basis: Variante 1 - ohne Leitungsausbau bzw. Szenario B1 für die Leitungen von MENA zu den verschiedenen Regionen)

Betrachtet man nun Spalte A1, wird deutlich, dass für alle Netzbetreiber, außer für die der Leitung SEE-CE und CE-SEE, die Engpassrenditen aufgrund des Übertragungsnetzausbaus in Europa gesteigert werden können. Den höchsten Gewinnanstieg kann der Betreiber der Übertragungsleitung ESPT-CE erwirtschaften. Durch den Ausbau des Netzes kann er zusätzlich die 5-fache Engpassrendite des Ausgangsszenarios erwirtschaften.

Die höchsten Steigerungsraten ergeben sich für Szenario C1. Von den innereuropäischen Übertragungsnetzbetreibern verlieren zwar manche einen Teil ihrer Gewinne. Dafür erwirtschaften die Betreiber der Leitungen, ausgehend von Nordafrika nach Europa und die Leitungsbetreiber von IT-SEE, IT-CE und ESPT-CE umso mehr.

6. Schlussfolgerung

Von den in dieser Arbeit gezeigten Modellen sind für die energiewirtschaftliche Praxis nur die Szenarien von Variante 1 relevant, bei der die begrenzten Übertragungskapazitäten zwischen den jeweiligen Marktregionen als obere Schranke fungieren und somit eine vollständige Konvergenz der jeweiligen Marktpreise im Stromgroßhandel verhindern. Die Annahmen in Variante 2 (Übertragungsnetz ist „fiktive Kupferplatte“ ohne jegliche Engpässe) sind zwar theoretischer Natur, jedoch auch deswegen interessant, um eine Größenordnung der Übertragungskapazitäten für eine vollständige Konvergenz der Marktpreise im Mittelmeerraum zu erzielen. Im Falle fiktiver Kupferplatten würden die Übertragungsnetzbetreiber beim derzeitigen Marktmodell keine beziehungsweise nur sehr geringe Gewinne erwirtschaften können und die Investitionskosten der Übertragungsleitungen könnten sich somit nicht amortisieren. Daher kann Variante 2, das volkswirtschaftliche Optimum, nur als theoretischer Ansatz gesehen werden.

Betrachtet man den derzeitigen Ausbaustatus des europäischen Übertragungsnetzes, fällt auf, dass bereits jetzt einige Ausbauprojekte des ENTSO-E Verzögerungen aufweisen (siehe TYNDP 2012). Trotzdem ist der mittel- bis langfristige Übertragungsnetzausbau innerhalb Europas, also das zweite Szenario des Analysejahres 2030 von Variante 1, das wahrscheinlichste Szenario. Zusätzlich haben die Ergebnisse der Modellierung gezeigt, dass der Ausbau von solarer Stromerzeugung im Mittleren Osten und Nordafrika und deren Import über Seekabel nach Europa signifikant zu einer noch nachhaltigeren Stromerzeugung in Europa beitragen können. Diese solaren Stromimporte könnten ebenfalls einen großen Beitrag zur Zielerreichung des Kyoto-Protokolls leisten. Doch aufgrund der derzeitigen instabilen politischen Lage in Nordafrika ist noch unklar, ob bzw. wann mit der Umsetzung dieser Projekte begonnen wird. Im Detail sind jedoch noch viele Fragen zum operativen Betrieb offen, zum Beispiel wie die Solaranlagen zur Stromerzeugung am besten vor Sandstürmen geschützt werden können oder wie die Solarpaneele gesäubert werden, um auch die Effizienz der Anlagen so hoch wie möglich zu halten.

Der vermehrte Einsatz von erneuerbaren Energietechnologien zur Stromerzeugung (z.B. Wasserkraft-, Wind-, PV- und CSP-Anlagen) verursacht bedingt durch den sogenannten „Merit-Order-Effekt“ ein Absinken der Strommarktpreise im Großhandel. Die Betriebszeiten konventioneller, fossiler Mittel- und Spitzenlastkraftwerke verringern sich und deren Rentabilität sinkt. Etliche dieser Anlagen lassen sich dadurch nicht mehr wirtschaftlich betreiben. Gleichzeitig wird ihre Leistung aber immer dann benötigt, wenn eine hohe Stromnachfrage und eine geringe Einspeisung von Solar- und Windstrom zusammentreffen. Um dem entgegen zu wirken, wird derzeit über die Einführung von Kapazitätsmechanismen bzw. Kapazitätsmärkten diskutiert. Als Kapazitätsmarkt wird eine Form des Energiemarktes bezeichnet, die Anreize für Kraftwerksbetreiber schaffen, Reserveleistung vorzuhalten. Kraftwerke sollen nicht mehr nur für die abgegebene Leistung im operativen Betrieb Umsätze erwirtschaften können, sondern auch für ihre Betriebsbereitschaft.

Um schließlich auch die Wirtschaftlichkeit eines Übertragungsleitungsausbaus beurteilen zu können, muss ausgehend von den in dieser Arbeit ermittelten jährlichen Ergebnissen der Engpassrenditen des Übertragungsnetzbetreibers noch ein Bezug zu den Investitionskosten hergestellt werden und dies dann mit Hilfe der Barwertmethode (NPV Net Present Value) über die Abschreibedauer der Investition in Relation gebracht werden. Bei dieser Form der dynamischen Wirtschaftlichkeitsanalyse werden die Einnahmen und Kosten in Abhängigkeit von dem Bezugszeitpunkt unterschiedlich bewertet. Somit kann schließlich im Sinne einer Kosten-Nutzen Analyse herausgefiltert werden, ob ein möglicher Übertragungsnetzausbau wirtschaftlich ist oder nicht.

Literaturverzeichnis

- [1] Belpex (2006) , *Trilateral Market Coupling, Algorithm Appendix*, Brussels, www.belpex.be.
- [2] BMU (2010), "*Leitstudie 2010 Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*", ARGE: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Technische Thermodynamik (Abt. Systemanalyse und Technikbewertung Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik - IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE), www.bmu.de.
- [3] Burger M, Graeber B, Schindlmayr G. *Managing Energy Risk - An Integrated View on Power and Other Energy Markets*, John Wiley & Sons Ltd 2008, 131-217.
- [4] Burkhardt et al, *CO2-Emissionen der Stromerzeugung: Ein ganzheitlicher Vergleich verschiedener Techniken*, BWK - Das Energie-Fachmagazin Bd. 59 (2007), Springer-VDI-Verlag GmbH & Co. KG, Heft 10, S. 44-51.
- [5] de Jong, H.M., Hakvoort, R., (2006), *Interconnection Investment in Europe - Optimizing capacity from a private or a public perspective?*, Working paper, Delft University of Technology.
- [6] ENTSO-E, *Annual Report 2012 (May 2013)*, www.entsoe.eu.
- [7] ENTSO-E, *Consumption Data - Hourly load data*, www.entsoe.eu.
- [8] ENTSO-E, *Monthly Statistics 2012-03, -06, -09 und -12*, www.entsoe.eu.
- [9] ENTSO-E, *Ten-Year Network Development Plan 2012 (July 2012)*, www.entsoe.eu.
- [10] Europäisches Parlament, *Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 des europäischen Parlaments und des Rates über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel*, Brüssel 2003.
- [11] Haas et al, *Evolution of Global Electricity Markets: New paradigms, new challenges, new approaches*, Elsevier March 2013, Edited by Fereidoon P. Sioshansi, Menlo Energy Economics, *Chapter 5: The growing impact of renewable energy in European electricity markets* Reinhard Haas, Hans Auer, Gustav Resch and Georg Lettner, Technical University of Vienna.
- [12] Platts, *World Electric Power Plants Database*, www.platts.com.

Abbildungsverzeichnis

1.1. Einteilung in Regionen	2
2.1. Auszug der von Medgrid geplanten Übertragungsleitungen	3
3.1. Kumulierte Angebots- und Nachfragekurve	6
3.2. Preistreiber in Strommärkten	7
3.3. Ausbaupfad der Kapazitäten in Italien	8
3.4. Ausbaupfad der Kapazitäten der iberischen Halbinsel	9
3.5. Ausbaupfad der Kapazitäten in Südosteuropa	9
3.6. Ausbaupfad der Kapazitäten in Zentraleuropa	9
3.7. Netto-Exportkurven zweier Märkte [5]	10
4.1. Erzeugungsprofile Variante 1 für Italien in den Monaten März, Juni, September und Dezember 2012	17
4.2. Erzeugungsprofile Variante 1 für die Iberische Halbinsel in den Monaten März, Juni, September und Dezember 2012	18
4.3. Erzeugungsprofile Variante 1 für Südosteuropa in den Monaten März, Juni, September und Dezember 2012	19
4.4. Erzeugungsprofile Variante 1 für Zentraleuropa in den Monaten März, Juni, September und Dezember 2012	20
4.5. stündliche Grenzkosten Variante 1 der Regionen für die Monate März, Juni, September und Dezember 2012	21
4.6. stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 1 März 2012	22
4.7. stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 1 Juni 2012	23
4.8. stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 1 September 2012	23
4.9. stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 1 Dezember 2012	24
4.10. Erzeugungsprofile Variante 2 für Italien in den Monaten März, Juni, September und Dezember 2012	27
4.11. Erzeugungsprofile Variante 2 für die Iberische Halbinsel in den Monaten März, Juni, September und Dezember 2012	28
4.12. Erzeugungsprofile Variante 2 für Südosteuropa in den Monaten März, Juni, September und Dezember 2012	29
4.13. Erzeugungsprofile Variante 2 für Zentraleuropa in den Monaten März, Juni, September und Dezember 2012	30
4.14. stündliche Grenzkosten Variante 2 der Regionen für die Monate März, Juni, September und Dezember 2012	31
4.15. stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 2 März 2012	32

4.16. stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 2 Juni 2012	33
4.17. stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 2 September 2012	33
4.18. stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 2 Dezember 2012	34
4.19. Erzeugungsprofile Variante 1 für Italien in den Monaten März, Juni, September und Dezember 2030	36
4.20. Erzeugungsprofile Variante 1 für die Iberische Halbinsel in den Monaten März, Juni, September und Dezember 2030	37
4.21. Erzeugungsprofile Variante 1 für Südosteuropa in den Monaten März, Juni, September und Dezember 2030	38
4.22. Erzeugungsprofile Variante 1 für Zentraleuropa in den Monaten März, Juni, September und Dezember 2030	39
4.23. stündliche Grenzkosten Variante 1 der Regionen für die Monate März, Juni, September und Dezember 2030	40
4.24. stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 1 März 2030	41
4.25. stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 1 Juni 2030	42
4.26. stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 1 September 2030	42
4.27. stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 1 Dezember 2030	43
4.28. Veränderung der Erzeugung und CO ₂ -Emissionen in den Monaten März, Juni, September und Dezember 2030 (Basis: Simulation 2030 Variante 1 - ohne Leitungsausbau)	44
4.29. stündliche Grenzkosten Variante 1 - mit Leitungsausbau in Europa - der Regionen für die Monate März, Juni, September und Dezember 2030	46
4.30. stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 1 - mit Leitungsausbau in Europa - März 2030	47
4.31. Veränderung der Erzeugung und CO ₂ -Emissionen in den Monaten März, Juni, September und Dezember 2030 (Basis: Simulation 2030 Variante 1 - ohne Leitungsausbau)	50
4.32. stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 1 - mit Leitungsausbau in Europa und nach Nordafrika (PV) - März 2030	51
4.33. Veränderung der Erzeugung und CO ₂ -Emissionen in den Monaten März, Juni, September und Dezember 2030 (Basis: Simulation 2030 Variante 1 - ohne Leitungsausbau)	53
4.34. stündliche Grenzkosten Variante 1 - mit Leitungsausbau in Europa und nach Nordafrika (CSP) - der Regionen für die Monate März, Juni, September und Dezember 2030	55
4.35. Erzeugungsprofile Variante 2 für Italien in den Monaten März, Juni, September und Dezember 2030	58
4.36. Erzeugungsprofile Variante 2 für die Iberische Halbinsel in den Monaten März, Juni, September und Dezember 2030	59
4.37. Erzeugungsprofile Variante 2 für Südosteuropa in den Monaten März, Juni, September und Dezember 2030	60

4.38. Erzeugungsprofile Variante 2 für Zentraleuropa in den Monaten März, Juni, September und Dezember 2030	61
4.39. stündliche Grenzkosten Variante 2 der Regionen für die Monate März, Juni, September und Dezember 2030	62
4.40. stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 2 März 2030	63
4.41. Veränderung der Erzeugung und CO ₂ -Emissionen in den Monaten März, Juni, September und Dezember 2030 (Basis: Simulation 2030 Variante 2)	65
4.42. stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 2 - mit Leitung von Nordafrika nach Europa - März 2030 . . .	67
5.1. Aggregierte Veränderungen der Erzeugung [in TWh] und Emissionen [in %] (Basis: Simulation 2030 Variante 1 - ohne Leitungsausbau)	69
A.1. Monatliche Statistik ENTSO-E - physikalische Energieflüsse März 2012	79
A.2. Entwicklung der Großhandelspreise, Quelle: [11]	80
A.3. Merit Order Kurven 2012	81
A.4. Merit Order Kurven 2030	81
A.5. stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 1 - mit Leitungsausbau in Europa - Juni 2030	82
A.6. stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 1 - mit Leitungsausbau in Europa - September 2030	82
A.7. stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 1 - mit Leitungsausbau in Europa - Dezember 2030	83
A.8. stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 1 - mit Leitungsausbau in Europa und nach Nordafrika (PV) - Juni 2030	83
A.9. stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 1 - mit Leitungsausbau in Europa und nach Nordafrika (PV) - September 2030	84
A.10. stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 1 - mit Leitungsausbau in Europa und nach Nordafrika (PV) - Dezember 2030	84
A.11. stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 2 - Juni 2030	85
A.12. stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 2 - September 2030	85
A.13. stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 2 - Dezember 2030	86
A.14. stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 2 - mit Leitung von Nordafrika nach Europa - Juni 2030	86
A.15. stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 2 - mit Leitung von Nordafrika nach Europa - September 2030	87
A.16. stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 2 - mit Leitung von Nordafrika nach Europa - Dezember 2030	87

Tabellenverzeichnis

3.1. Werte des Parameters $NTC_{r,r1}$ für Variante 2	15
4.1. Übertragungskapazitäten 2012 [in GW] (Quelle: NTC Matrix, www.entsoe.eu)	16
4.2. Engpassrendite Variante 1 für die Monate März, Juni, September und Dezember 2012 [in Mio. €]	25
4.3. Übertragungskapazitäten der "fiktiven Kupferplatte" 2012 [in GW]	32
4.4. Engpassrendite Variante 2 für die Monate März, Juni, September und Dezember 2012 [in Mio. €]	34
4.5. Engpassrendite Variante 1 für die Monate März, Juni, September und Dezember 2030 [in Mio. €]	43
4.6. Übertragungskapazitäten Variante 1 mit Leitungsausbau in Europa 2030 [in GW], Quelle: TYNDP 2012	44
4.7. Engpassrendite Variante 1 - mit Leitungsausbau in Europa - für die Mo- nate März, Juni, September und Dezember 2030 [in Mio. €]	48
4.8. Übertragungskapazitäten Variante 1 mit Leitungsausbau in Europa und nach Nordafrika (PV) 2030 [in GW]	49
4.9. Engpassrendite Variante 1 - mit Leitungsausbau in Europa und nach Nordafrika (PV) - für die Monate März, Juni, September und Dezem- ber 2030 [in Mio. €]	52
4.10. Engpassrendite Variante 1 - mit Leitungsausbau in Europa und nach Nordafrika (CSP) - für die Monate März, Juni, September und Dezem- ber 2030 [in Mio. €]	56
4.11. Übertragungskapazitäten 2030 bzgl. fiktiver Kupferplatte [in GW]	63
4.12. Engpassrendite Variante 2 für die Monate März, Juni, September und Dezember 2030 [in Mio. €]	64
4.13. Übertragungskapazitäten 2030 bzgl. fiktiver Kupferplatte [in GW]	66
4.14. Engpassrendite für Variante 2 - mit Leitung von Nordafrika nach Europa - für die Monate März, Juni, September und Dezember 2030 [in Mio. €] . . .	67
5.1. Gewichtete Mittelwerte der kurzfristigen marginalen Kosten für die Simu- lationen der Varianten 1 und 2	70
5.2. Anstiegsfaktoren der aggregierten Engpassrenditen für die Szenarien der Variante 1 (Basis: Variante 1 - ohne Leitungsausbau bzw. Szena- rio B1 für die Leitungen von MENA zu den verschiedenen Regionen) . . .	71
A.1. kurzfristige Grenzkosten der Technologien für 2012 und 2030	81

Entwicklung der Großhandelspreise

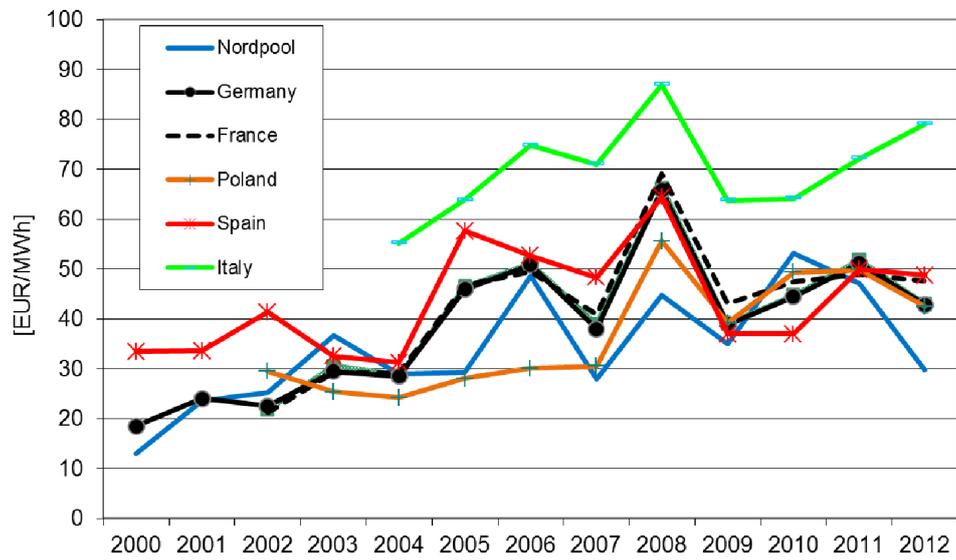


Abbildung A.2.: Entwicklung der Großhandelspreise, Quelle: [11]

Grenzkosten je Technologie und Merit Order Kurven

2012	€ ₂₀₁₂ /MWh	2030	€ ₂₀₁₂ /MWh
Gas 1	67.23	Gas 1	114.45
Gas 2	51.10	Gas 2	86.99
Gas 3	44.00	Gas 3	74.91
Steinkohle 1	33.00	Steinkohle 1	77.88
Steinkohle 2	28.45	Steinkohle 2	67.15
Steinkohle 3	28.32	Steinkohle 3	66.84
Braunkohle 1	15.21	Braunkohle 1	57.09
Braunkohle 2	13.19	Braunkohle 2	49.52
Braunkohle 3	12.27	Braunkohle 3	46.07
Andere th.	89.71	Andere th.	124.58
Andere EE	16.45	Andere EE	22.21
Nuklear	10.00	Nuklear	10.00

Tabelle A.1.: kurzfristige Grenzkosten der Technologien für 2012 und 2030

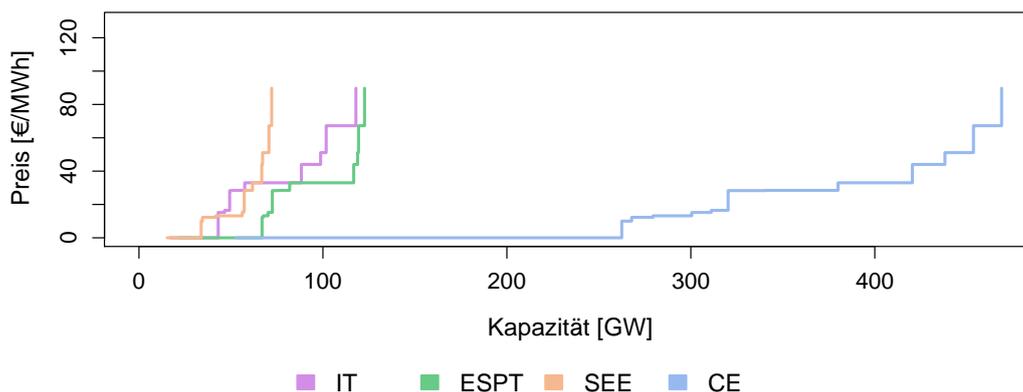


Abbildung A.3.: Merit Order Kurven 2012

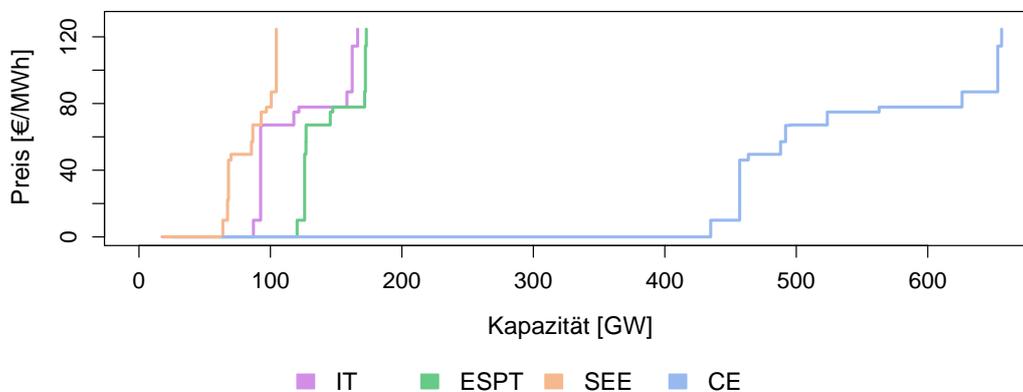


Abbildung A.4.: Merit Order Kurven 2030

Stündliche Auslastungen des Übertragungsnetzes

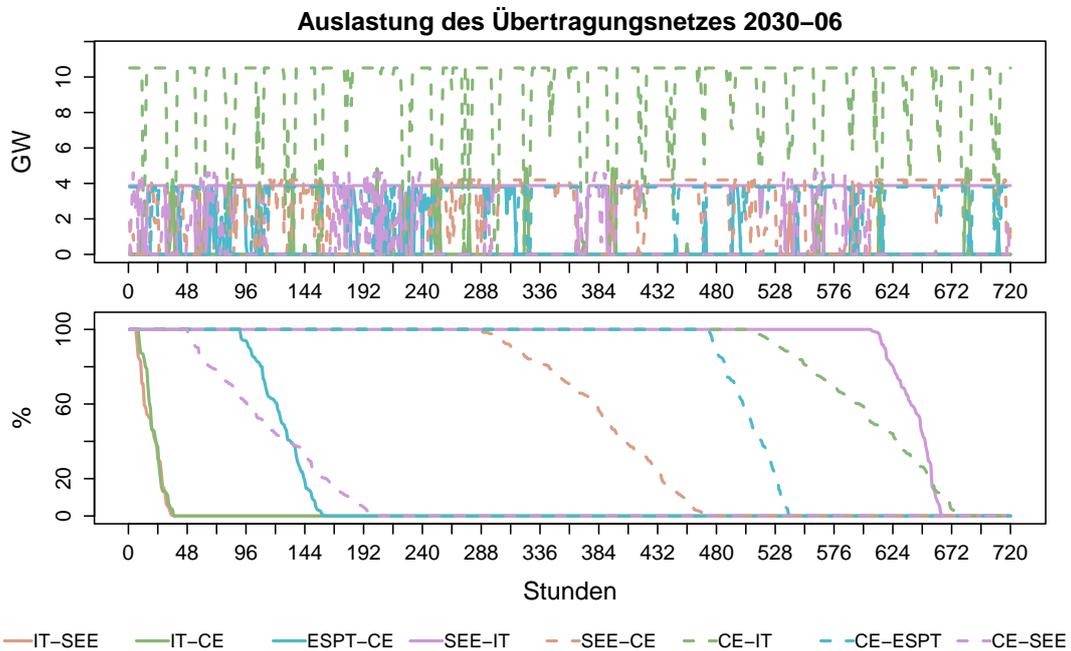


Abbildung A.5.: stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 1 - mit Leitungsausbau in Europa - Juni 2030

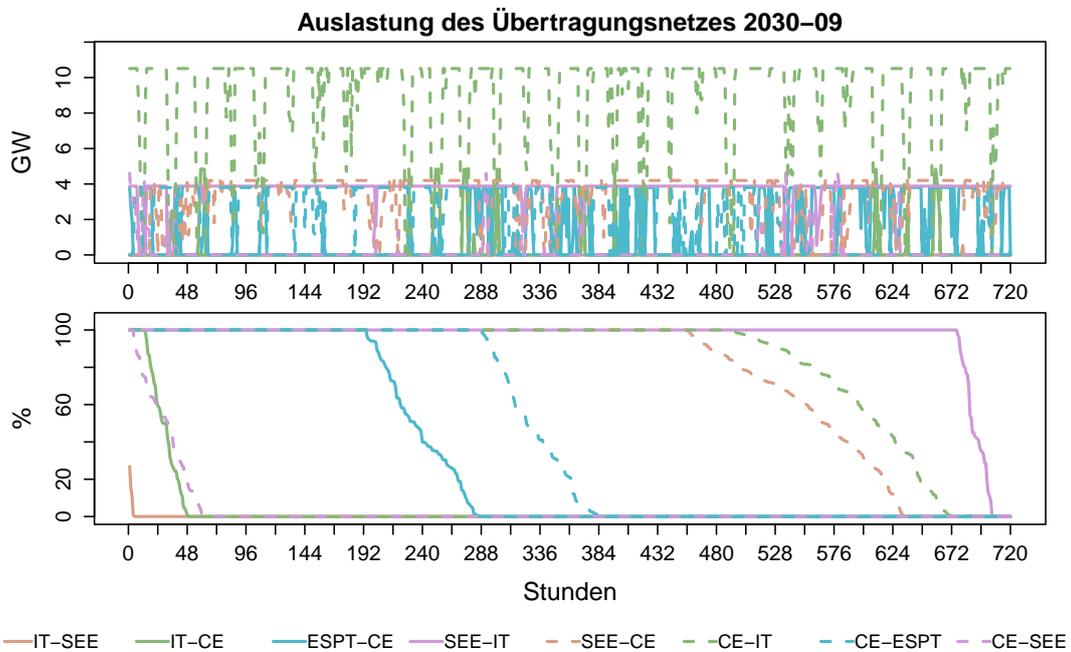


Abbildung A.6.: stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 1 - mit Leitungsausbau in Europa - September 2030

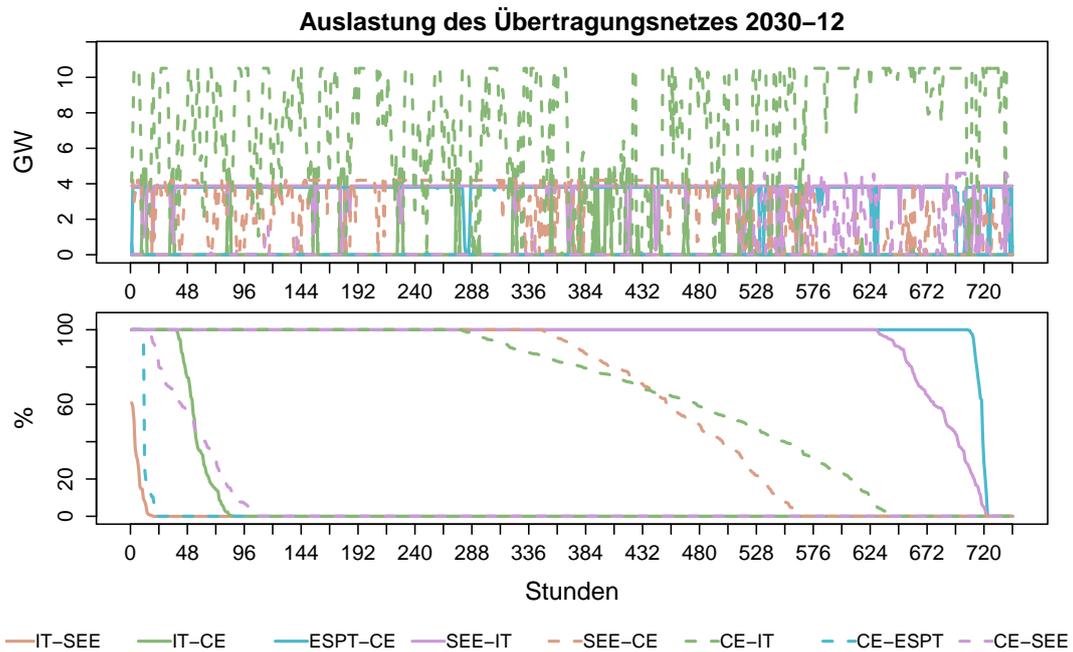


Abbildung A.7.: stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 1 - mit Leitungsausbau in Europa - Dezember 2030

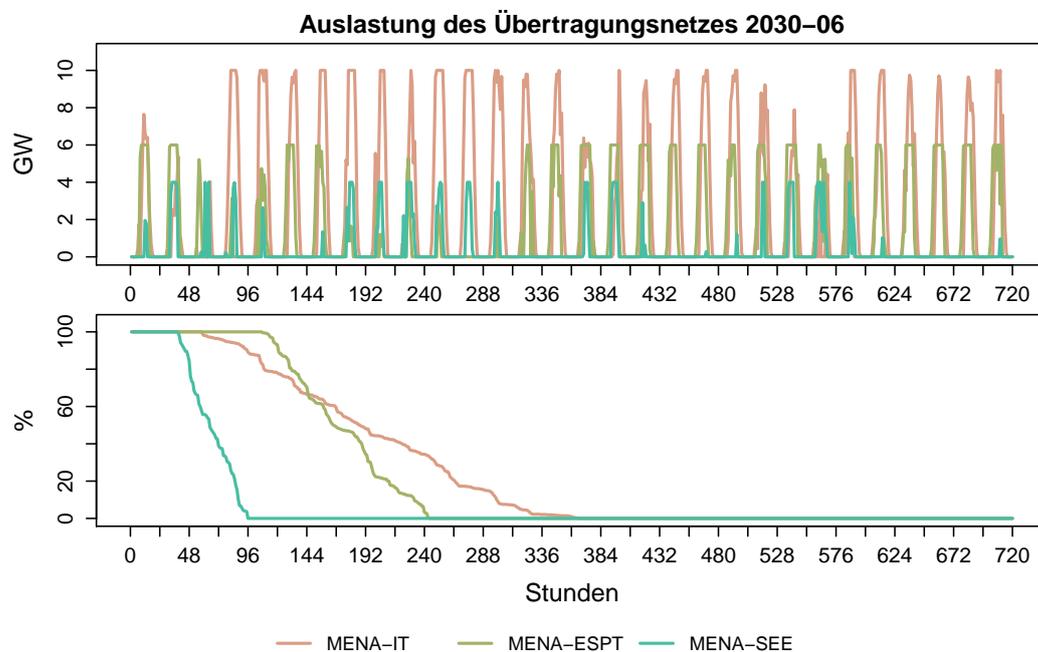


Abbildung A.8.: stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 1 - mit Leitungsausbau in Europa und nach Nordafrika (PV) - Juni 2030

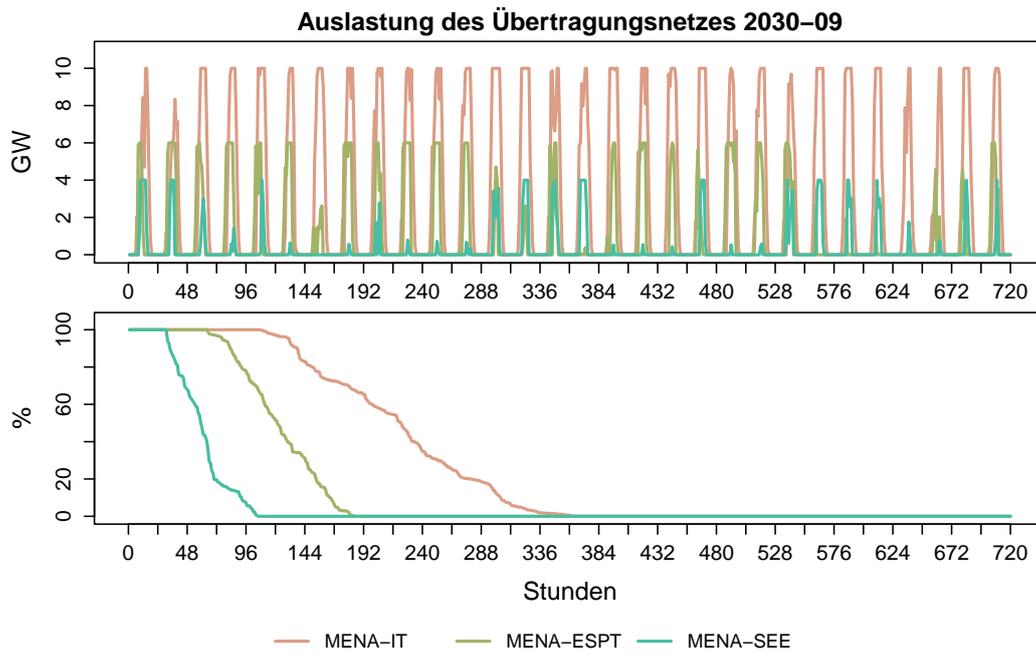


Abbildung A.9.: stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 1 - mit Leitungsausbau in Europa und nach Nordafrika (PV) - September 2030

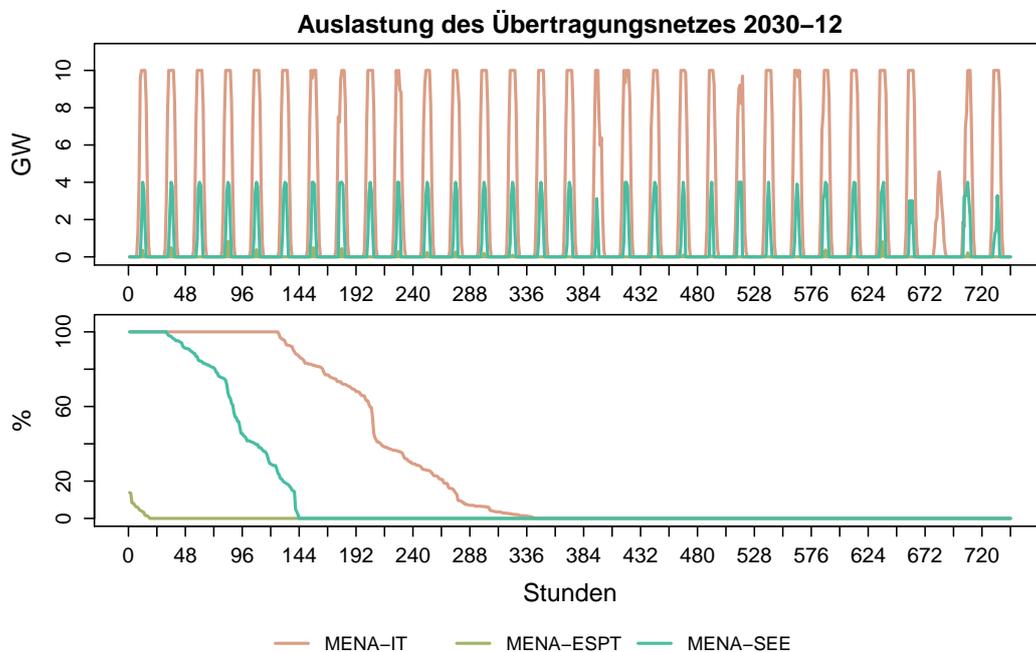


Abbildung A.10.: stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 1 - mit Leitungsausbau in Europa und nach Nordafrika (PV) - Dezember 2030

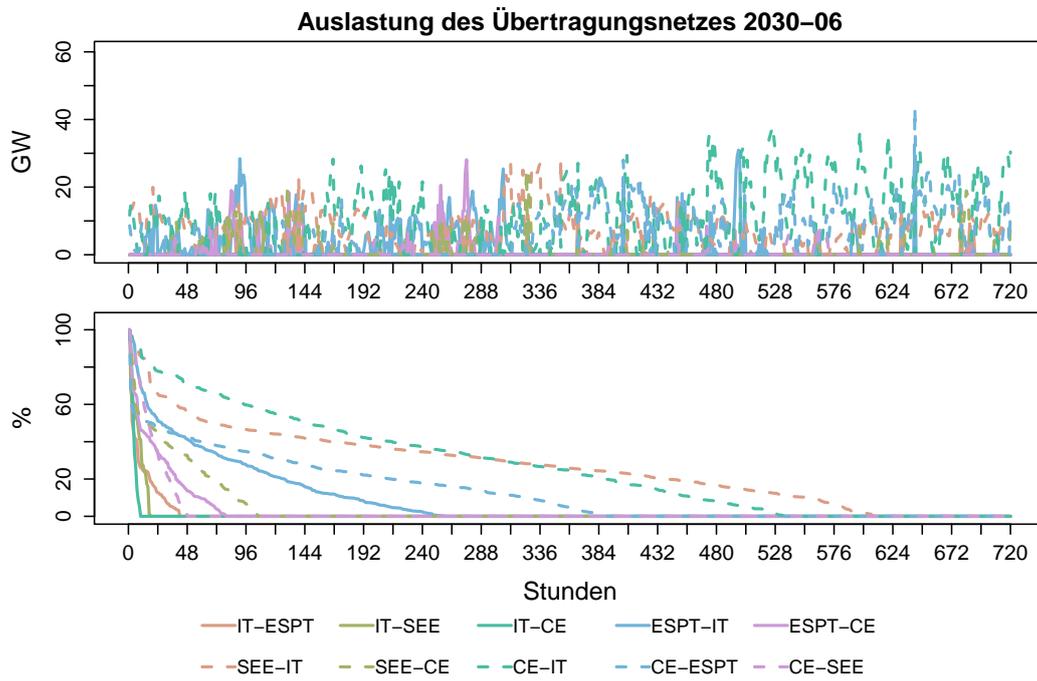


Abbildung A.11.: stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 2 - Juni 2030

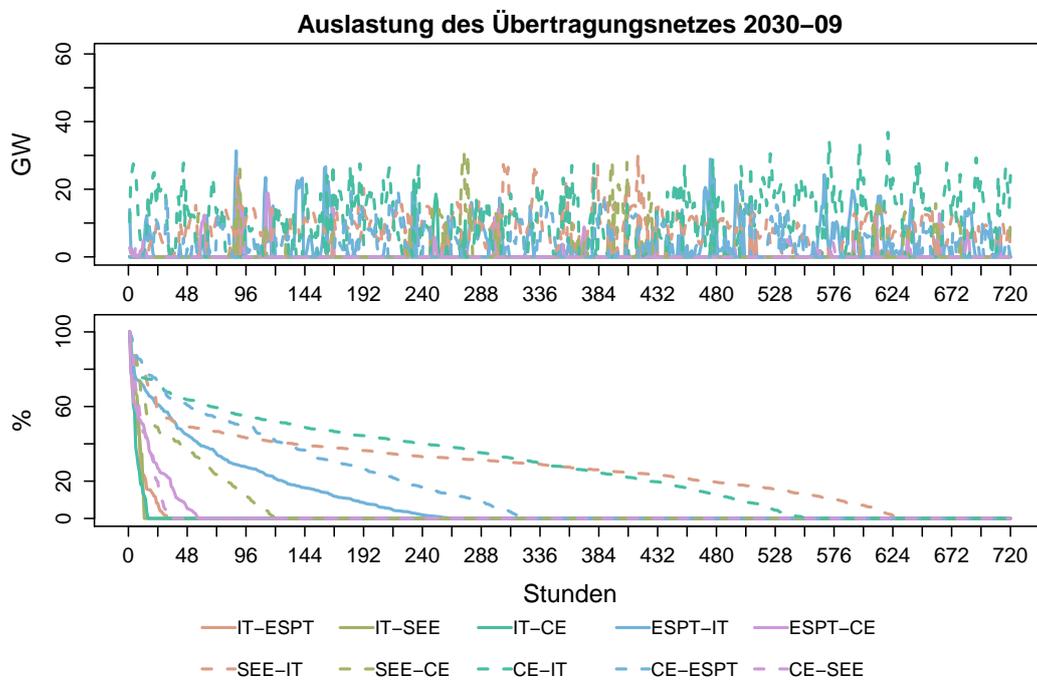


Abbildung A.12.: stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 2 - September 2030

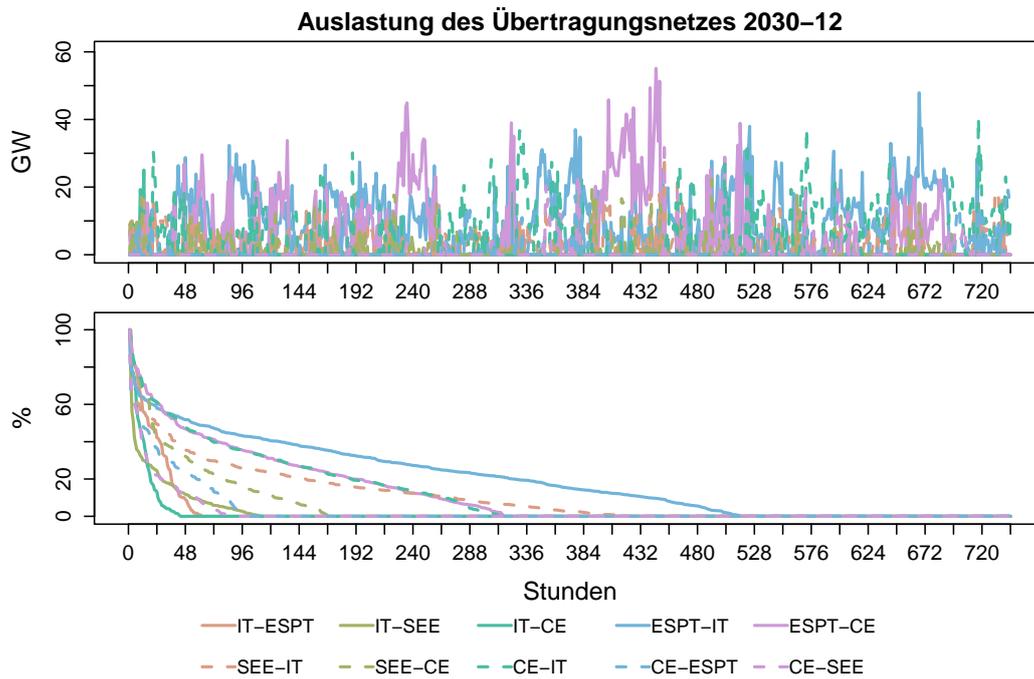


Abbildung A.13.: stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 2 - Dezember 2030

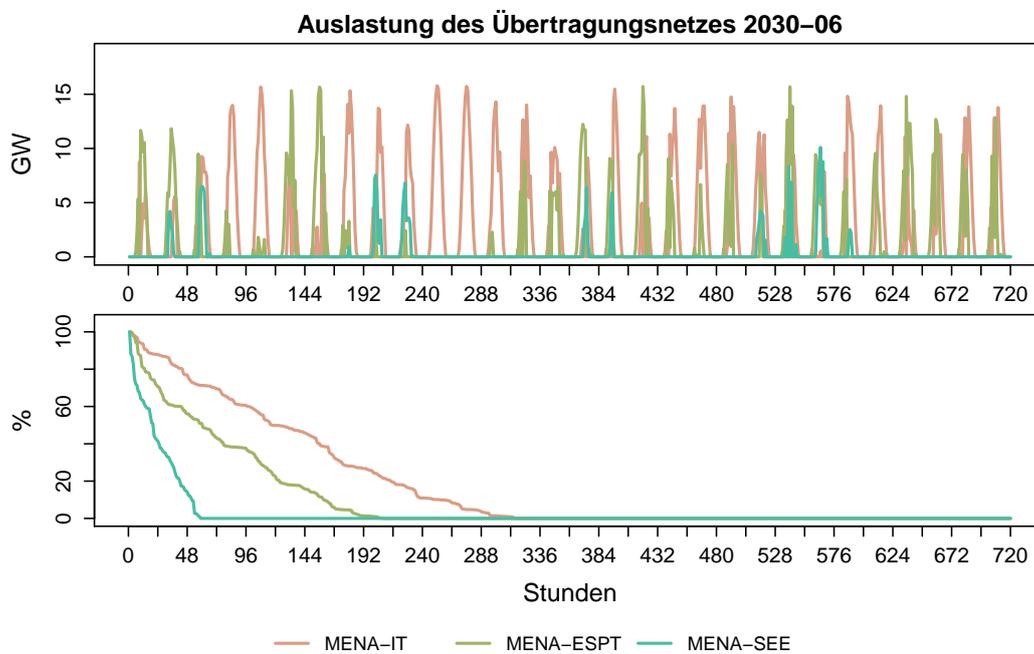


Abbildung A.14.: stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 2 - mit Leitung von Nordafrika nach Europa - Juni 2030

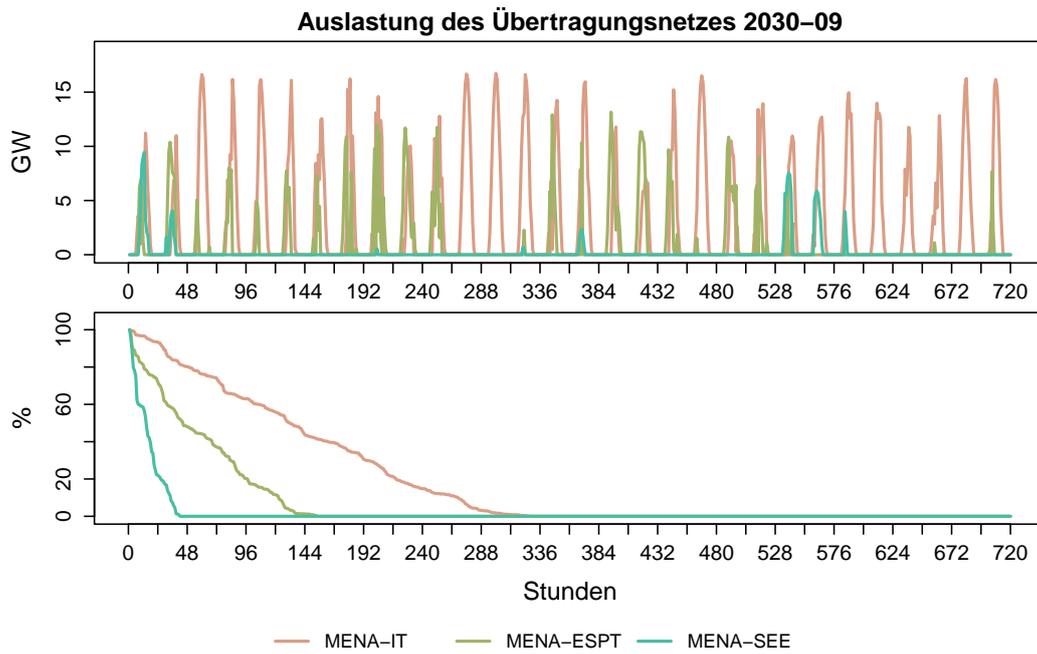


Abbildung A.15.: stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 2 - mit Leitung von Nordafrika nach Europa - September 2030

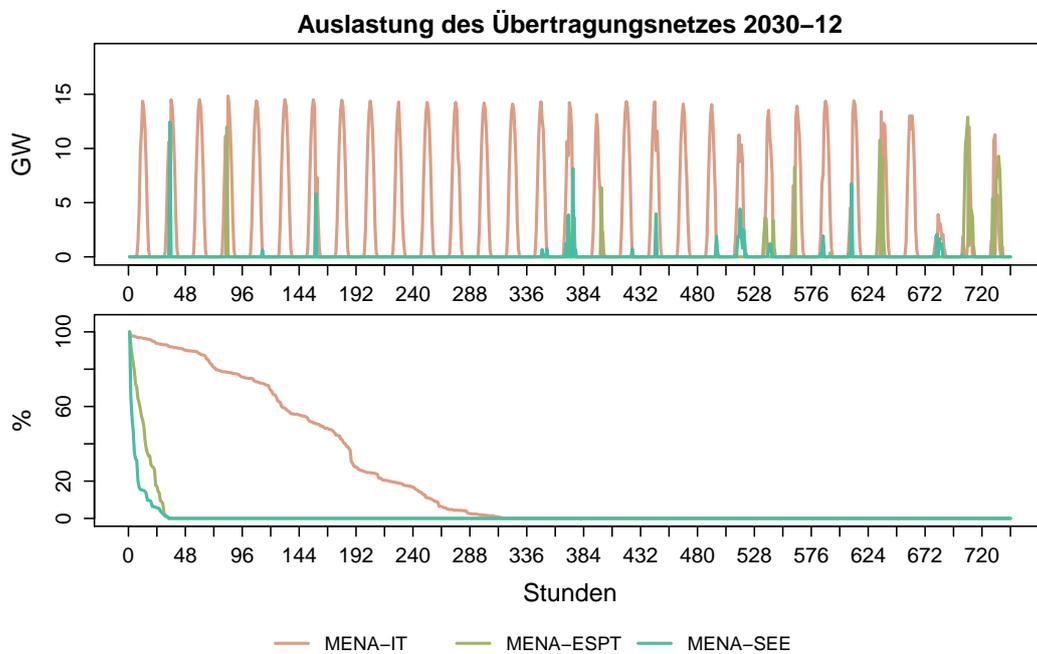


Abbildung A.16.: stündliche Auslastung absolut und Dauerlinie des Übertragungsnetzes für Variante 2 - mit Leitung von Nordafrika nach Europa - Dezember 2030