



DIPLOMARBEIT

Zukünftige Auswirkungen des grenzüberschreitenden Netzausbaus auf den Kraftwerkseinsatz in Österreich

Ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines

Diplom-Ingenieurs

unter der Leitung von

Privatdoz. Dipl.-Ing. Dr.techn. Johann Auer,

Dipl.-Ing. André Ortner und Dipl.-Ing. Dr.techn. Maximilian Kloess

am Institut für

Energiesysteme und Elektrische Antriebe – Energy Economics Group.

Eingereicht an der Technischen Universität Wien,

Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik,

von

Norbert Lichtenstöger, BSc.

Matr.Nr. 0427578

Wien, September 2013

Danksagung

Ich möchte mich an dieser Stelle bei meiner Familie für die Unterstützung während meines gesamten Elektrotechnikstudiums bedanken. Sie hat mir stets den notwendigen Rückhalt gegeben und mich sowohl mental als auch finanziell durch das schwierige Studium begleitet.

Für die sehr gute Betreuung der Diplomarbeit möchte ich mich bei Herrn Privatdoz. Dipl.-Ing. Dr.techn. Johann Auer bedanken. Mein Dank gilt ebenso Dipl.-Ing. André Ortner und Dipl.-Ing. Dr.techn. Maximilian Kloess für die Unterstützung bei offenen Fragen und der Themenfindung.

Kurzfassung

In Österreich, Deutschland und Italien werden Anlagen zur Stromproduktion aus Windkraft und Sonnenenergie stark gefördert. Diese Energieträger treten volatil auf und zur besseren Verteilung jener eingespeisten Energie wird der Ausbau der Übertragungsleitungen vorangetrieben. Dem gegenüber stehen der Ausstieg Deutschlands aus der Kernenergie und eine steigende Bruttostromnachfrage in allen betrachteten Ländern. Der Einfluss dieser Entwicklungen auf den Kraftwerkseinsatz in Österreich wird in der vorliegenden Diplomarbeit behandelt. Ziel ist es die Veränderung des heimischen Kraftwerkeinsatzes für unterschiedliche Transferkapazitäten zwischen den Ländern Österreich, Deutschland und Italien darzustellen und zu vergleichen.

Zur Simulation des Strommarktes der betrachteten drei Länder wurde ein Optimierungsmodell im algebraischen Modellierungssystem GAMS entwickelt. In diesem sind die thermischen Kraftwerke beziehungsweise Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke modelliert. Jene decken mit den implementierten Laufwasser-, Photovoltaik- und Windkraftanlagen zu jedem Zeitpunkt die Last in jedem Land bei gegebenen maximalen Transferkapazitäten. Die Zielfunktion zur Berechnung der Ergebnisse ist eine Minimierung der Gesamtkosten aller drei Länder. Zur Berechnung werden die Lastverläufe der Länder, Profile für Windkraft- und Photovoltaikanlagen, sowie Zuflüsse der Laufwasser- und Speicherkraftwerke in Stunden aufgelöst eingelesen. Diese Daten basieren auf dem Jahr 2011 und sind für das Jahr 2020 gemäß dem verwendeten Szenario angepasst. Die Ergebnisse sind die Leistungen der Kraftwerke in jeder Stunde und werden zur weiteren Beurteilung für Österreich nach Kraftwerkstypen zusammengefasst und grafisch dargestellt. Anschließend sind die Ergebnisse zum Vergleich gegenübergestellt und zur Beurteilung der veränderten Wirtschaftlichkeit die Deckungsbeiträge für die Kraftwerkstypen berechnet.

Die Ergebnisse zeigen, dass der Strompreis für die verwendeten Daten bis zum Jahr 2020 für alle Leitungsvarianten steigen wird. In Österreich erhöht sich dieser am schwächsten bei einem Leitungsausbau mit Deutschland und am stärksten bei einem Ausbau mit Italien. Die Deckungsbeiträge von Steinkohle- und Gaskraftwerken haben einen gegenläufigen Trend. Der Ausbau mit Deutschland minimiert die Deckungsbeiträge der Steinkohlekraftwerke und der Ausbau mit Italien maximiert diese stark. Gaskraftwerke verhalten sich konträr; die Zunahme der Leitungskapazitäten mit Deutschland hat einen stark positiven Effekt auf deren Deckungsbeiträge, während ein Ausbau mit Italien negative Auswirkung auf selbige hat.

Die Auswertung der Ergebnisse zeigt auch, dass eine stärkere Kopplung mit Deutschland die Variabilität des Kraftwerkseinsatzes in Österreich erhöht. Eine größere Transferkapazität mit Italien minimiert die Strompreisschwankungen. Es wird ebenso aufgezeigt, dass die heimischen Photovoltaikanlagen einen untergeordneten Einfluss auf den Kraftwerkseinsatz in Österreich haben. Die installierte Leistung volatil einspeisender Solaranlagen in Deutschland hat einen signifikanteren Einfluss auf den heimischen Strommarkt und ein Ausbau der Transferkapazitäten verstärkt diesen Effekt. Eine Erhöhung der Leitungskapazitäten mit Italien hat die gleichen Auswirkungen.

Abstract

In Austria, Germany and Italy the electricity generation from renewable energies is promoted. These energies are volatile and therefore the energy grid will be expanded for better distribution. In contrast Germany is going to switch off atomic power plants and the gross electricity consumption in the considered countries is increasing. The impact of those developments on the energy market is discussed in this master thesis. The main target is to point out the usage variance of Austrian power plants at different Net Transfer Capacities between Austria, Germany and Italy and to compare these.

In order to simulate these three electricity markets an optimisation model was developed in the algebraic modelling system GAMS. In this program models for thermal power stations, pumped storage and storage power plants are implemented as well as profiles for run-of-the-river, photovoltaic and wind power plants. These power stations cover the required gross electricity consumption at any time for every given country and all types of Net Transfer Capacities. The objective function of this model was utilised to minimize the total costs for all three countries. The simulation uses a data-file with hourly values of the gross electricity consumption, profiles of wind and photovoltaic generation as well as inflows of run-of-the-river and storage power plants. The data-file is based on the year 2011 and were adopted to reflect the year 2020 with the used scenario. The results are the power of the electricity generation plants for each hour and are summarized for each type of power plant in Austria and illustrated in charts. Then the results are compared and the contribution margins are calculated to evaluate the profitability changes of the different types of power stations.

The results show, that the electricity price will increase until the year 2020 for all kinds of Net Transfer Capacity scenarios. In Austria this effect will be lowest with a new power line with Germany and will be highest with a better coupling with Italy. The contribution margin of hard coal-fired and gas power stations are opposed. On the one hand the contribution margin of coal-fired stations decreases with a higher Net Transfer Capacity with Germany. On the other hand it increases with a higher coupling with Italy. Gas power plants act contrary, the improvement of power lines with Germany has a strong positive impact and with Italy has a negative effect on their contribution margin.

The evaluation of the results indicates, that a new power line with Germany increase the variability of the usage of Austrian power plants and higher transfer capacities with Italy minimize the fluctuation of the electricity price. The results also show, that Austrian photovoltaic power plants do have a low influence on the usage of Austrian power plants. In comparison the installed stations in Germany significantly affect the Austrian usage of power stations and new power lines maximise their impact. An increasing net transfer capacity with Italy has the same effect.

Inhaltsverzeichnis

Danksagung	2
Kurzfassung	3
Abstract	4
Abkürzungsverzeichnis	7
1. Einleitung.....	8
1.1 Motivation	8
1.2 Ziel der Arbeit.....	8
1.3 Aufbau	9
2. Herausforderungen und Rahmenbedingungen	10
2.1 Volatile erneuerbare Technologien.....	10
2.1.1 Photovoltaik	10
2.1.2 Windkraft.....	12
2.1.3 Volatile Leistung und Bruttostromverbrauch.....	13
2.2 Atomausstieg Deutschlands	14
2.3 Entwicklung der Leitungskapazitäten.....	15
3. Methodik und Datenerhebung.....	17
3.1 Modellbildung	17
3.1.1 Zielfunktion: Minimierung der Gesamtkosten	18
3.1.2 Erfüllung der Last.....	19
3.1.3 Beschränkung der Leitungskapazitäten.....	19
3.1.4 Erzeugung aus exogenen Profilen	20
3.1.5 Maximale Leistung thermischer Kraftwerke	20
3.1.6 Einbindung der Speicherkraftwerke.....	20
3.1.7 Einbindung der Pumpspeicherkraftwerke.....	21
3.1.8 Verwendete Software	23
3.1.9 Kritische Würdigung	23
3.2 Auswertung der Daten	24
3.2.1 Kraftwerkseinsatz nach Anlagentyp	24
3.2.2 Wirtschaftlichkeitsrechnung	25
3.2.3 Berechnung der Deckungsbeiträge	27
3.3 Datenerhebung.....	29
3.3.1 Profile für Last	31

3.3.2	Profile für Außenhandelsmengen	32
3.3.3	Windkraftanlagen.....	35
3.3.4	Photovoltaikanlagen.....	38
3.3.5	Laufwasserkraftwerke	40
3.3.6	Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke.....	41
3.3.7	Thermische Kraftwerke	44
3.3.8	Leitungskapazitäten.....	50
4.	Simulationsergebnisse.....	51
4.1	Analyse der Ergebnisse des Basisjahres 2011	51
4.1.1	Kraftwerkseinsatz	51
4.1.2	Kritische Zeiten	52
4.1.3	Leitungsauslastung	54
4.2	Analyse der Ergebnisse für die Szenarien im Jahr 2020.....	55
4.2.1	Ohne Leitungsausbau	55
4.2.2	Leitungsausbau zwischen DE und AT	59
4.2.3	Leitungsausbau zwischen IT und AT	63
4.2.4	Leitungsausbau zwischen DE und AT, sowie IT und AT.....	67
4.3	Vergleich der Szenarien.....	71
4.3.1	Kraftwerkseinsatz	71
4.3.2	Wirtschaftlichkeit	75
5.	Schlussfolgerungen.....	81
	Literaturverzeichnis.....	83
	Abbildungsverzeichnis.....	86
	Tabellenverzeichnis	88
	Anhang	89

Abkürzungsverzeichnis

AT	Österreich
DE	Deutschland
IT	Italien
APG	Austrian Power Grid
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
NTC	Net Transfer Capacity
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
TSO	Transmission System Operator
IAEA	International Atomic Energy Agency
BKA	Bundeskanzleramt
BMVIT	Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BSW	Bundesverband Solarwirtschaft
DENA	Deutsche Energie-Agentur
EEG	Erneuerbaren Energien Gesetz
KKG	Kernkraftwerk Grundremmingen
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik
SWU	Stadtwerke Ulm
PV	Photovoltaik
SK	Steinkohle
BK	Braunkohle
AKW	Atomkraftwerk
GuD	Gas und Dampfkraftwerk
MW	Megawatt
GW	Gigawatt
MWh	Megawattstunde
GWh	Gigawattstunde
TWh	Terrawattstunde
MC_{LR}	langfristige Stromgestehungskosten
MC	kurzfristige Stromgestehungskosten
MC_{high}	Stromgestehungskosten des preissetzenden Kraftwerks

1. Einleitung

1.1 Motivation

In Österreich, Deutschland und Italien werden durch garantierte Einspeisetarife beziehungsweise Subventionen erneuerbare Energien gefördert. Die Basis dazu bilden in jenen Ländern Gesetze und Aktionspläne zur Einhaltung der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates. Diese Maßnahmen forcieren im Bereich der Stromerzeugung den Ausbau von Windkraft-, Photovoltaik- und Biomasseanlagen, um jene Technologien bis zur Konkurrenzfähigkeit zu stärken (BMU 2011).

Der erzeugte Strom, umgewandelt aus Wind und Sonne, tritt volatil auf und kann daher nicht auf die Last im jeweiligen Land abgestimmt werden. Durch die geförderten Einspeisetarife sind die Netzbetreiber jedoch verpflichtet, die Energie unabhängig von der Last aufzunehmen. Hierdurch kommt es einerseits zu einer unregelmäßigen Last und andererseits zu einer unregelmäßigen Erzeugung. Dies hat eine Änderung der Einsatzzeiten der konventionellen thermischen Kraftwerke zur Folge, da die zusätzliche volatil eingespeiste Energie nicht mehr durch fossile Anlagen gedeckt wird. In Zeiten mit geringem Windaufkommen und wenig Sonneneinstrahlung ist der konventionelle Kraftwerkspark jedoch weiterhin unverzichtbar zur Bereitstellung der nachgefragten Last.

Durch den verstärkten Ausbau der Übertragungsleitungen werden die volatil erzeugten Leistungen eines Staates über die Ländergrenzen hinaus besser verteilt und die Strompreisschwankungen jenes Landes auf die Nachbarstaaten übertragen.

Die neu installierten Anlagen mit fluktuierend eingespeisten Leistungen reduzieren die zu deckende Last für thermische Kraftwerke und bewirken eine Abnahme der Einsatzstunden fossiler Kraftwerke. Dieser Entwicklung steht eine Reduktion der Grundlastkraftwerke aufgrund des deutschen Kernkraftausstiegs gegenüber, welcher die Einsatzstunden aller verbleibenden thermischen Stromerzeugungsanlagen erhöht.

Dieser Wandel des Strompreises und der Einsatzstunden sind für Kraftwerksbetreiber von essentieller Bedeutung, da das Produkt aus bereitgestellter Energie und vorherrschendem Strompreis die erwirtschafteten Erlöse der Anlage darstellt.

1.2 Ziel der Arbeit

In der vorliegenden Diplomarbeit ist das Ziel die Beantwortung der Fragestellung: Wie wirken sich unterschiedliche Übertragungskapazitäten auf den Kraftwerkseinsatz in Österreich unter Berücksichtigung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien aus?

Anhand der Modellierung des Strommarktes der Länder Österreich, Deutschland und Italien in Form einer Optimierung, werden die Kraftwerkseinsatzstunden ausgegeben. Zur Berechnung der Ergebnisse wird das Basisjahr 2011 und vier Szenarien des Leitungsausbaus zwischen den Staaten im Jahr 2020 simuliert. Erneuerbare Energien werden durch Lastprofile basierend auf den historischen Daten des Jahres 2011 berücksichtigt und nehmen daher als integraler Bestandteil Einfluss auf die Ergebnisse.

Der prognostizierte Ausbau der erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020 fließt ebenso in die zu Grunde liegenden Daten ein und ist daher in den Resultaten mitabgebildet. Die thermischen Kraftwerke werden nach Wirkungsgraden getrennt eingelesen um eine separate Auswertung nach Effizienz innerhalb eines Anlagentyps zu ermöglichen.

Diese Maßnahmen dienen der Auswertung der Kraftwerkseinsatzstunden und ermöglichen die Berechnung der erwirtschafteten Deckungsbeiträge nach Kraftwerkstyp und den anschließenden Vergleich für die verschiedenen Leitungsausbaustufen.

Der Aufbau zur Beantwortung der Fragestellung wird nachfolgend aufgezeigt.

1.3 Aufbau

Zu Beginn der Arbeit in Kapitel 2 wird auf die zukünftigen Herausforderungen in Europa aufgrund der installierten Leistungen an volatilen erneuerbaren Energien, den Atomausstieg Deutschlands und die Entwicklung der Leitungskapazitäten eingegangen.

In Kapitel 3 wird die angewandte Methodik dargestellt. Diese umfasst die Abbildung des Strommarktes für drei Länder mittels Optimierungssoftware. Dazu werden die implementierte Zielfunktion und die Nebenbedingungen zur Beschränkung der Lösungsmenge beschrieben. Das Einbinden der unterschiedlichen Kraftwerke, Speichertechnologien und Leitungskapazitäten zur Berechnung der Kraftwerkseinsatzstunden wird erläutert. Zur Auswertung der berechneten Daten wird die Berechnung der Deckungsbeiträge zum Vergleich der Wirtschaftlichkeit thermischer Kraftwerke dargestellt. In diesem dritten Abschnitt werden ebenso die verwendeten Lastprofile, Daten für Kraftwerke und Leitungskapazitäten für das Basisjahr 2011 und das Jahr 2020 betrachtet.

In Kapitel 4 sind die Simulationsergebnisse der berechneten jährlichen Einsatzstunden und Leitungsauslastungen dargestellt. Im Anschluss werden die maximalen Leistungen und die bereitgestellte Energie nach Kraftwerkstyp verglichen. Mit Hilfe der herrschenden Strompreise werden die Erlöse und Deckungsbeiträge berechnet und ausgewertet.

Das abschließende Kapitel 5 befasst sich mit den Schlussfolgerungen die aufgrund der Ergebnisse gezogen werden.

2. Herausforderungen und Rahmenbedingungen

Die Herausforderungen für die Länder Österreich, Deutschland und Italien entstehen durch eine starke Zunahme der installierten Leistung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen, welche durch ihr volatiles Auftreten Einfluss auf den gesamten Kraftwerkspark haben.

Diese beiden Technologien ersetzen keinen Kraftwerkstyp, da weder Windaufkommen noch Sonneneinstrahlung regelbar sind. Bei Windkraftanlagen, sowohl on- als auch offshore, kann es großflächig über längere Zeiträume zu Flaute kommen. Ebenso gilt für die solare Einstrahlung, dass durch Bewölkung nahezu keine Stromerzeugung über Wochen auftreten kann. Eine fehlende Einspeisung aus erneuerbaren Energien kann kurzfristig durch Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke ausgeglichen werden, längerfristig sind jene allerdings in ihrer Leistung und Kapazität begrenzt. Ein regelbarer thermischer Kraftwerkspark ist daher auch in Zukunft nötig.

Fossile Kraftwerke werden jedoch in Zeiten mit Windaufkommen oder Sonneneinstrahlung weniger nachgefragt und müssen sich daher in Zukunft mit geringeren Einsatzstunden finanzieren. Die Herausforderung für die betrachteten Länder stellt folglich die Finanzierung von fossilen Kraftwerken, trotz geringerer Einsatzstunden dar. Im speziellen trifft dies neuere Anlagen, da jene noch die Anfangsinvestitionen (Annuitäten) abzubezahlen haben.

2.1 Volatile erneuerbare Technologien

Die installierten Leistungen volatiler erneuerbarer Anlagen zur Stromerzeugung aus Windkraft und Sonnenenergie erhöhen sich in Österreich, Deutschland und Italien seit ihrer Einführung stark. In diesem Kapitel wird die aktuelle und zukünftige Entwicklung beider Technologien dargestellt und mit dem weltweiten Markt verglichen. Anschließend wird für die betrachteten Länder der Bruttostromverbrauch der installierten Leistung volatiler Anlagen gegenübergestellt.

2.1.1 Photovoltaik

Am Beginn des Jahres 2011 war in Österreich 95 MW PV-Leistung installiert und im darauffolgenden Jahr 187 MW. Dies entspricht einer Zunahme von 96 Prozent (BIERMAYR 2012).

In Deutschland betrug die Zunahme 7,5 GW und erreichte damit insgesamt 24,7 GW installierte Leistung zur Stromgenerierung aus Sonnenenergie (BSW 2012).

In Italien hat sich im Jahr 2011 die Leistung von 3,5 GW auf 12,8 GW erhöht und damit um den Faktor 3,7 vervielfacht (TERNA 2011).

Diese Werte sind inklusive der Prognose der Energy Economics Group für 2020 (interne Daten) in der Abbildung 1 dargestellt. Die Integration der installierten Solaranlagen ist daher in den Betrachtungen

des zukünftigen europäischen Energiemarkts von großer Bedeutung und ein wesentlicher Bestandteil dieser Arbeit.

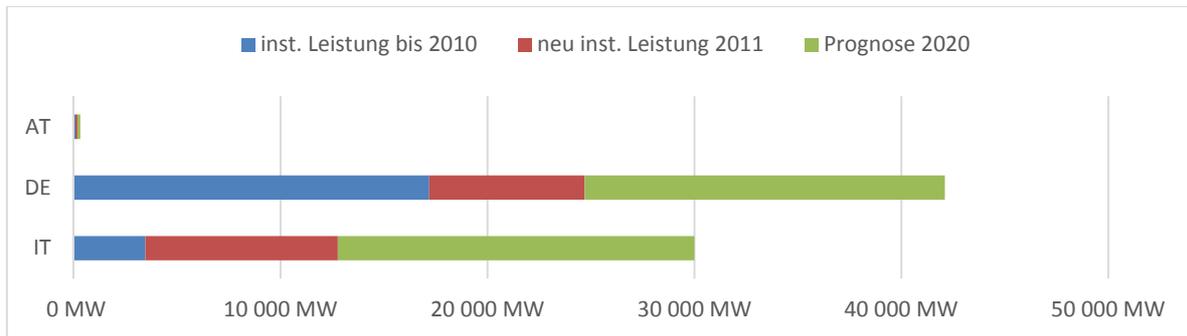


Abbildung 1: Installierte PV Leistung in den Jahren 2010, 2011 und 2020 für die Länder AT, DE und IT

In der nachfolgenden Abbildung 2 ist die installierte PV-Leistung in absoluten Zahlen im weltweiten Vergleich abgebildet¹. Die beiden Länder Deutschland und Italien führen, als Nachbarstaaten Österreichs, im Jahr 2010 die Liste an.

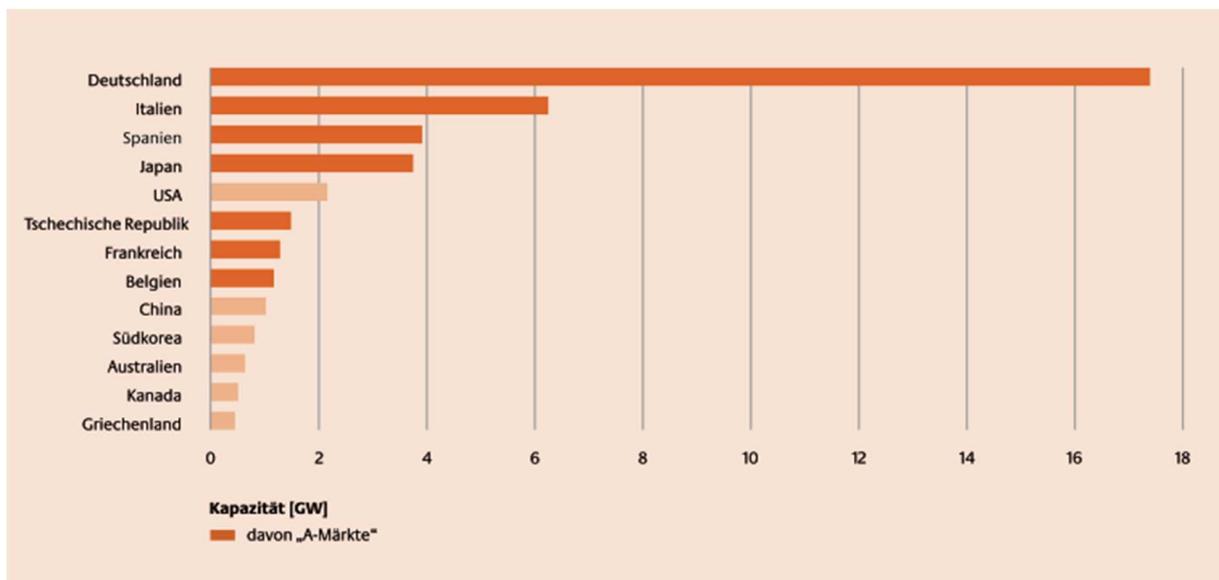


Abbildung 2: PV-Märkte mit mehr als 0,2 GW an installierter Kapazität (Stand: Ende 2010) (BAUER et al. 2011; S. 7)

¹ Der Begriff „A-Märkte“ bedeutet, dass in den dunkel-orange markierten Staaten der Anteil der Solaranlagen über 1 GW und 1 Prozent der installierten Kapazität des Landes liegt (BAUER et al. 2011).

2.1.2 Windkraft

Die installierten Windkraftanlagen erreichten in Österreich im Jahr 2011 eine Leistung von 1,5 GW und werden nach Prognose der Energy Economics Group bis 2020 auf den doppelten Wert ausgebaut (interne Daten).

In Deutschland betrug die installierte Leistung im Jahr 2011 bereits 29,4 GW und wird entsprechend der Prognose auf 53,1 GW gesteigert (interne Daten). Dies entspricht im Jahr 2020 in Deutschland einer theoretischen Deckung der durchschnittlichen Last zu 72 Prozent, lediglich durch die stark fluktuierend auftretende Windenergie.

Die Leistung aus Windkraft in Italien wird sich nach Prognose bis zum Jahr 2020 verglichen zum Basisjahr um den Faktor 2,2 erhöhen (interne Daten). Dieses Ziel wird bei gleichbleibendem Ausbau wie im Jahr 2011 erreicht.

Die Werte mit den zugehörigen Szenarien bis 2020 sind in der Abbildung 3 dargestellt.

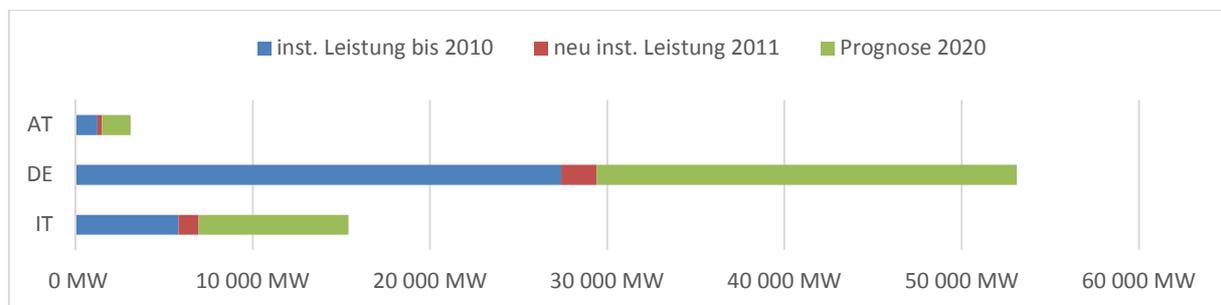


Abbildung 3: Installierte Windturbinen Leistung in den Jahren 2010, 2011 und 2020 für die Länder AT, DE und IT

Der internationale Vergleich der installierten Windkraftanlagen zeigt, dass im Jahr 2010 in absoluten Zahlen die Länder Deutschland, Italien und Österreich weltweit unter den ersten 20 Staaten mit den höchsten Kapazitäten vertreten sind. Die Beträge sind in Abbildung 4 dargestellt². Der relative Anteil ist aufgrund der Größe dieser drei Staaten entsprechend höher. Die Windkraft hat daher einen fundamentalen Einfluss auf den Strommarkt in den modellierten Staaten.

² „A-Märkte weisen einen Anteil der Windkraft von über zehn Prozent an der gesamten Stromerzeugungskapazität auf.“ (BAUER et al. 2011; S. 5)

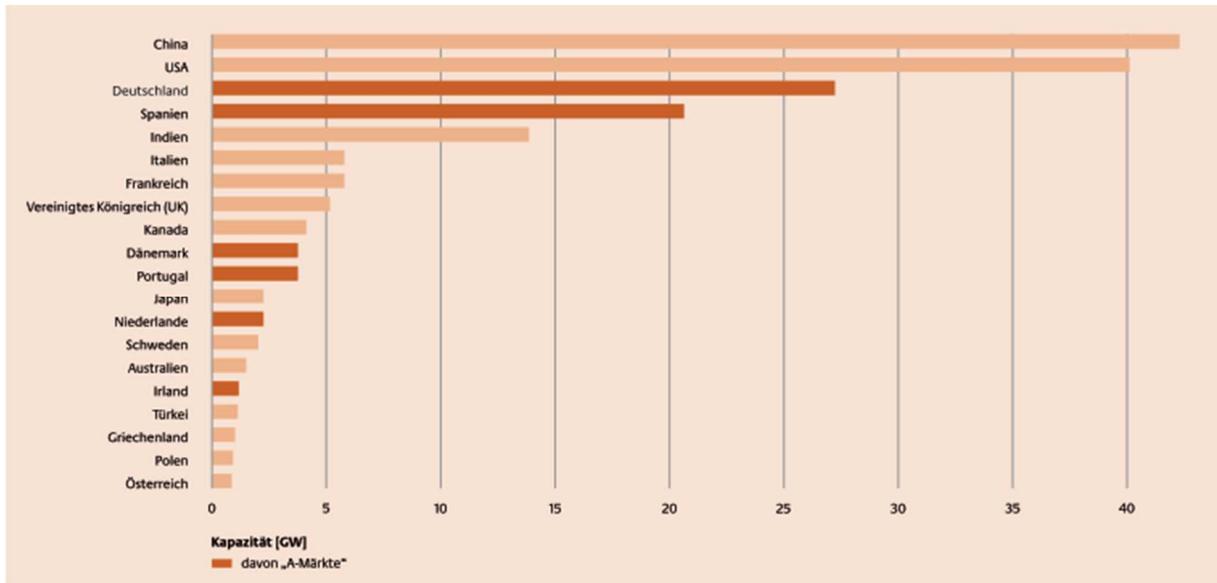


Abbildung 4: Windmärkte mit mehr als einem GW an installierter Kapazität (Stand: Ende 2010) (BAUER et al. 2011; S. 6)

2.1.3 Volatile Leistung und Bruttostromverbrauch

Die Entwicklung der installierten Leistung von Photovoltaikanlagen und Windturbinen wurde in den Kapiteln 2.1.1 und 2.1.2 getrennt dargestellt. Da jedoch beide Technologien volatil auftreten stellt deren Summe einen nicht regelbaren Anteil zur Deckung des gesamten Bruttostromverbrauchs dar. Das Verhältnis von durchschnittlicher Last und der theoretisch maximalen Leistung der volatilen Erzeugungsanlagen ist nachfolgend für Österreich, Deutschland und Italien im Jahr 2020 beschrieben. Durch das Einbeziehen von Laufwasserkraftwerken steigen die Anteile der erneuerbaren Erzeugungsanlagen an der gesamten Last noch weiter an. Diese sind in den Prozentsätzen vorerst nicht berücksichtigt.

In Österreich wird die installierte Leistung zur Stromgenerierung aus volatilen erneuerbaren Energien nach Prognose im Jahr 2020 zirka 37 Prozent (3,4 GW) der durchschnittlichen Last (9,1 GW) decken (interne Daten). In Deutschland erhöht sich bis zum Jahr 2020 die installierte Leistung jener Anlagen auf 95,2 GW und die prognostizierte durchschnittliche Last auf 74 GW (interne Daten). Die maximal mögliche fluktuierende Erzeugung übersteigt damit im betrachteten Jahr die durchschnittliche Last des Landes. In Italien ist für das Jahr 2020 ein mittlerer Bruttostromverbrauch von 43,2 GW prognostiziert (interne Daten) und die Ausbaupläne für Windkraft und PV sehen eine installierte Leistung von 45 GW vor. Dies entspricht einer Deckung von 96 Prozent.³

Die Herausforderung liegt darin diese fluktuierenden hohen Leistungen im System zu verteilen beziehungsweise zu speichern und für Zeiten mit geringer Sonnenstrahlung und Windflaute

³ Die Prozentsätze stellen theoretische Maximalwerte zur Deckung der durchschnittlichen Last dar, da von einer kompletten Auslastung aller Windkraft- und Photovoltaikanlagen ausgegangen wird.

thermische Kraftwerke und Speicher weiterhin zur Bereitstellung der Energie im Verbundnetz zur Verfügung zu stellen.

2.2 Atomausstieg Deutschlands

Die deutsche Bundesregierung hat am 28. September 2010 ein ambitioniertes Energiekonzept beschlossen und damit die langfristigen klimapolitischen Ziele festgelegt. Unter anderem, dass erneuerbare Energien bis zum Jahr 2020 einen Anteil von 35 Prozent zur Deckung des Bruttostromverbrauchs beitragen und dieses im „Erneuerbaren Energien Gesetz“ (EEG) festgehalten.

Durch den Atomreaktorunfall in Fukushima wurde in Deutschland zusätzlich ein schnellerer, als ursprünglich geplanter, schrittweiser Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022 beschlossen. Um den Ausstieg zu ermöglichen und das ambitionierte Energiekonzept zu erfüllen, hat die deutsche Bundesregierung das Erneuerbaren Energie Gesetz im Juli 2011 ergänzt. Das Ziel 35 Prozent des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Energien zu decken und 40 Prozent der Emissionen gegenüber dem Vergleichsjahr 1990 einzusparen, soll damit bis zum Jahr 2020 auch bei einer schrittweisen Abschaltung der Atomkraftwerke erreicht werden.

Als Folge des Unfalls in Japan wurden bereits im Jahr 2011 sieben Kernkraftwerke vom Netz genommen. Die verbleibenden Kraftwerke werden nach dem Zeitplan in Tabelle 1 abgeschaltet (BMU 2011a).

Tabelle 1: Zeitplan zum Ausstieg aus der Kernkraft in Deutschland

Datum der Stilllegung	Atomkraftwerke
2015	Grafenrheinfeld
2017	Gundremmingen B
2019	Philippsburg 2
2021	Grohnde, Gundremmingen C und Brokdorf
2022	Isar 2, Emsland und Neckarwestheim 2

Durch den Atomausstieg Deutschlands werden die Kraftwerkseinsatzstunden der verbleibenden thermischen Kraftwerke steigen. Die fehlenden Kapazitäten müssen ausgeglichen werden um die Last weiterhin zu decken und eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten. Dies erfolgt durch den Neubau thermischer Kraftwerke und durch Wind und Photovoltaikanlagen (BMU 2011b).

Der Ausstieg bedeutet für alle Betreiber fossiler Kraftwerke eine Erhöhung der Einsatzstunden ihrer Anlage und höhere Erlöse, da auch bisher als unwirtschaftlich eingestufte Kraftwerke angefahren werden und einen hohen Strompreis am Markt setzen. Dieser Entwicklung steht jedoch der Ausbau der erneuerbaren fluktuierenden Technologien gegenüber, welche die fehlenden Grundlastkraftwerke in Zeiten von Starkwind und hoher Sonneneinstrahlung ersetzen. Diese reduzieren daher die Einsatzstunden fossiler Anlagen.

Der Ausstieg erhöht somit die Kraftwerkseinsatzstunden aller verbleibenden Erzeugungseinheiten und ist andererseits mitverantwortlich für den starken Ausbau der Anlagen zur Stromgenerierung aus erneuerbaren Quellen. Diese gegenläufigen Entwicklungen werden in der vorliegenden Arbeit für

unterschiedliche Leitungskapazitäten zwischen Deutschland, Österreich und Italien berechnet und analysiert.

2.3 Entwicklung der Leitungskapazitäten

Die Leitungskapazitäten stellen im derzeitigen europäischen Strommarkt aufgrund der Topografie, der historischen Strukturen und der Kosten für Neubauten einen limitierenden Faktor im Stromhandel dar. Daraus ergeben sich unterschiedlich hohe Strompreise in den einzelnen Ländern. Die Abbildung 5 stellt den grenzüberschreitenden physikalischen Austausch an elektrischer Energie für das Jahr 2011 in GWh für Mitteleuropa dar.

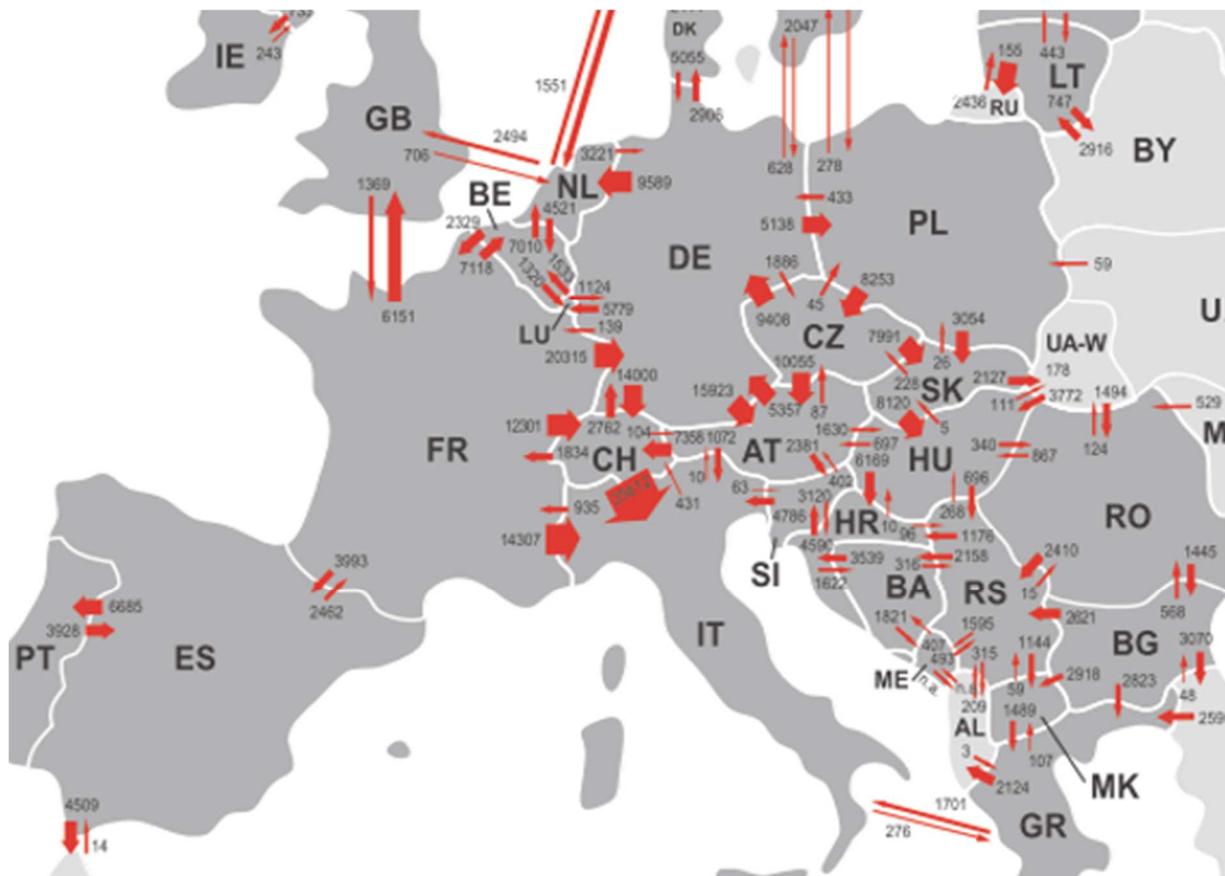


Abbildung 5: Physikalischer Energietransport in GWh im Jahr 2011 (modifiziert nach ENTSO-E 2011; S.15)

In der nachfolgenden Abbildung 6 ist die historische Entwicklung des grenzüberschreitenden Austauschs dargestellt. Seit 1975 ist eine Zunahme der transferierten Energie zwischen den Staaten zu beobachten.

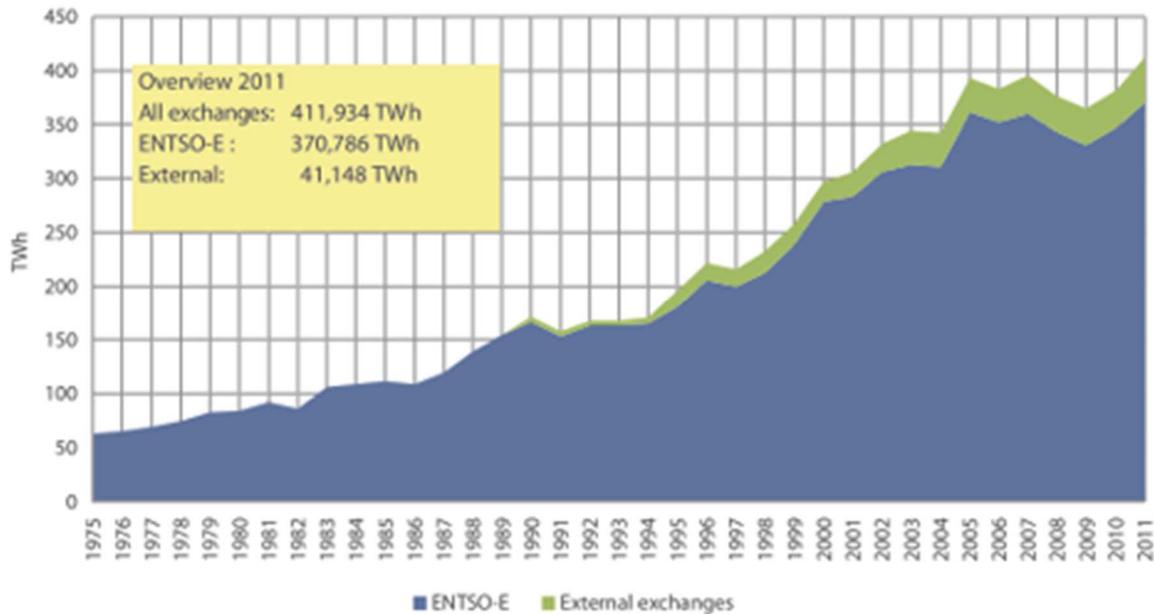


Abbildung 6: Entwicklung des grenzüberschreitenden Handels der ENTSO-E Mitglieder (modifiziert nach ENTSO-E, 2011; S.17)

Der zunehmende Handel wird durch den Ausbau der Leitungen unterstützt. Der Ten Year Network Development Plan (TYNDP) wurde von der ENTSO-E entwickelt um den Ausbau der Leitungen voranzutreiben. Dieser hat drei Hauptziele:

- Erhöhung der Nutzung der Gesamtenergie aus Erneuerbaren auf 20 Prozent
- Stärkung des Energiemarktes durch Linderung von Übertragungsengpässen
- Zuverlässige Versorgung der 525 Millionen Einwohner im Gebiet der ENTSO-E

Um diese Ziele zu erreichen werden folgende Maßnahmen getroffen:

Es werden 35000 km neue und 7000 km verstärkte Übertragungsleitungen benötigt. Von diesen 42000 km planen die Übertragungsnetzbetreiber 44 Prozent in den nächsten fünf Jahren und die restlichen 56 Prozent in den darauffolgenden fünf Jahren fertig zu stellen (ENTSO-E 2012). Diese Bemühungen basieren auf der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen.

Der verstärkte Ausbau der Leitungskapazitäten zur Verteilung und Einbindung der Erneuerbaren, festgeschrieben im Ten Year Network Development Plan, bewirkt eine Veränderung der Kraftwerkseinsatzstunden der thermischen Kraftwerke aufgrund besser verteilter Lasten, beziehungsweise fluktuierend eingespeisten Stroms aus erneuerbaren Technologien. Es entsteht jedoch auch ein Ausgleich der Strompreise zwischen den Ländern, welche die Erlöse beziehungsweise Deckungsbeiträge der Kraftwerksbetreiber beeinflussen.

Die Auswirkungen durch den zusätzlichen Ausbau der Leitungen zwischen Österreich, Deutschland und Italien werden in der vorliegenden Arbeit für Betreiber thermischer Kraftwerke in Österreich für das Jahr 2020 im Vergleich zum Basisjahr 2011 betrachtet.

3. Methodik und Datenerhebung

In diesem Kapitel wird die angewandte Modellbildung zur Simulation des Strommarktes für drei Länder erklärt. Anschließend wird die Vorgehensweise zur Auswertung der berechneten Ergebnisse aufgezeigt. Im letzten Abschnitt dieses Kapitels werden jene Daten dargestellt, welche in das Programm eingelesen wurden.

3.1 Modellbildung

In diesem Abschnitt wird die Modellbildung zur Berechnung der Kraftwerkseinsatzstunden eines jeden Anlagentyps vorgestellt. Die Simulation erfolgt für die Länder Österreich, Deutschland und Italien und wird mittels einer Optimierung gelöst. Das Ziel des Programms ist das Reduzieren der gesamten Stromkosten in den drei betrachteten Ländern für ein Jahr. Diese Minimierung der Gesamtkosten ist in der Zielfunktion definiert und wird in Punkt 3.1.1 beschrieben.

Die Lösungsmenge dieser Gleichung wird durch Nebenbedingungen beschränkt. Diese beinhalten die Erfüllung der nachgefragten Last für jedes Land in Stunden aufgelöst, wie in Punkt 3.1.2 erklärt. Um diese Bruttostromnachfrage zu decken, darf ein grenzüberschreitender Handel zwischen den drei Staaten stattfinden. Jener wird durch maximale Leitungskapazitäten beschränkt. Die Gleichungen zur Beschränkung des Handels befinden sich in Abschnitt 3.1.3. Die gehandelte Strommenge der drei Staaten in die umliegenden Länder wird exogen vorgegeben und stellt somit die Systemgrenze dar.

Die Nebenbedingung für die Erzeugung aus Wasserkraft und volatilen erneuerbaren Energien ist durch exogene Profile in der Simulation berücksichtigt und unter Punkt 3.1.4 beschrieben. Die Erzeugung aus thermischen Kraftwerken wird auf die jeweilige maximale zur Verfügung stehende Anlagenleistung begrenzt und ist in Kapitel 3.1.5 dargestellt.

Die Einbindung von Speicherkraftwerken erfolgt durch Randbedingungen für maximale und minimale Speicherstände, sowie Beschränkungen der Leistung und einem vorgegebenen Zuflussprofil. Die detaillierte Beschreibung ist in Punkt 3.1.6 zu finden. Pumpspeicherkraftwerke werden in der Simulation ebenso modelliert und haben mehrere Becken mit natürlichen Zuflüssen. Es ist ein generatorischer als auch motorischer Betrieb zwischen den Reservoirs und einem Fluss möglich. Dazu sind die Volumenströme, Speicherstände und Leistungen unter Berücksichtigung der Wirkungsgrade berechnet. Eine detaillierte Beschreibung findet in Kapitel 3.1.7 statt.

Im Abschnitt 3.1.8 ist die verwendete Software kurz beschrieben und abschließend werden in Kapitel 3.1.9 unberücksichtigte Punkte des Modells aufgezeigt.

3.1.1 Zielfunktion: Minimierung der Gesamtkosten

Die Zielfunktion minimiert die notwendigen Kosten zur Deckung der Last mit den gegebenen Kraftwerken unter Berücksichtigung aller Nebenbedingungen in den drei betrachteten Staaten für ein Jahr. Durch das Minimieren der Gesamtkosten für alle drei Länder wird der Day-Ahead Markt in Stunden aufgelöst und als freier Markt näherungsweise abgebildet. Es wird daher angenommen, dass alle Teilnehmer ideal agieren und dadurch stellen sich die niedrigsten möglichen Gesamtkosten (C_{tot}) ein. Diese berechnen sich aus dem Produkt der Leistung (P_t) in MW und den Grenzkosten (MC) in Euro pro MW und anschließender Addition der Startup-Kosten (C_{start_t}) in Euro.

Die Berechnung erfolgt für jede Stunde (t), jeden Kraftwerkstyp (j_t), jede Brennstoffart (f) und jedes Land (c). Die Summe über alle Stunden eines Jahres (t), thermischen Kraftwerke (j_t), Brennstoffarten (f) und Länder (c) stellt die zu minimierende Zielfunktion dar und ergibt einen Wert in Euro.

$$C_{tot} = \sum_{t,j_t,f,c} (P_t(t,j_t,f,c) * MC(j_t,f,c) + C_{start_t}(t,j_t,f,c)) \quad (1)$$

Berechnung der kurzfristigen Stromgestehungskosten (MC)

Die kurzfristigen Stromgestehungskosten (MC) stellen nach Multiplikation mit den Kraftwerkseinsatzstunden den ersten Teil der Zielfunktion dar.

Die Berechnung erfolgt aus der Summe des Brennstoffpreises (BP) und dem Produkt aus Emissionsfaktor (EF) und CO₂-Zertifikatspreis (CO₂), dividiert durch den Wirkungsgrad des jeweiligen Kraftwerks. Die Kosten sind für jede Anlage (j_t), jeden Brennstofftyp (f) und jedes Land (c) in Euro pro MWh berechnet.

$$MC(j_t,f,c) = \frac{BP(f) + EF(f) * CO_2}{Wirkungsgrad(j_t,f,c)} \quad (2)$$

Berechnung der Startup-Kosten (C_{start_t})

Die Startup-Kosten (C_{start_t}), als zweiter Teil der Zielfunktion, berechnen sich aus der Leistungszunahme einer Anlage zwischen zwei aufeinanderfolgenden Stunden und der anschließenden Multiplikation mit den Anfahrkosten (Start_up_c) des zugehörigen Kraftwerks in Euro pro MW.

Die Implementierung erfolgt eingeschwungen. Dazu betrachtet das Optimierungstool den gesamten zu simulierenden Zeitraum und legt die notwendigen Leistungsänderungen mit den zugehörigen Anfahrkosten ideal fest, sodass die geringsten Kosten entstehen. Für den Leistungsrückgang werden in dem Modell keine Kosten berücksichtigt. Die Berechnung der Leistungsdifferenz (P_{therm_start}) in MW und der entstehenden Kosten in Euro sind nachfolgend dargestellt.

$$P_{therm_start}(t,j_t,f,c) = P_t(t,j_t,f,c) - P_t(t-1,j_t,f,c) \quad (3)$$

$$C_{start_t}(t,j_t,f,c) = P_{therm_start}(t,j_t,f,c) * Start_up_c(j_t,f,c) \quad (4)$$

3.1.2 Erfüllung der Last

Die Lastgleichung fordert, dass in jeder Stunde (t) für jedes Land (c) die Last (L) gedeckt ist. Dies erfolgt durch die Leistungen der nach Technologietyp aufsummierten Kraftwerke (P_{therm} , etc.) und den Stromimport (Import), wobei negative Werte der Variablen einem Export entsprechen. Die Pumpleistung (P_{pump}) ist ebenfalls negativ und erhöht somit die zu deckende Last. Alle Variablen der nachfolgenden Gleichung repräsentieren eine Leistung in MW.

$$L(t, c) = P_{therm}(t, c) + P_{speich}(t, c) + P_{turb}(t, c) - P_{pump}(t, c) + P_{laufw}(t, c) + P_{windkraft}(t, c) + P_{photovoltaik}(t, c) + Import(t, c) \quad (5)$$

3.1.3 Beschränkung der Leitungskapazitäten

Die Leitungsgleichungen begrenzen den maximalen Handel zwischen den drei Ländern, abhängig vom Netzausbau im berechneten Jahr. Die maximalen Importe und Exporte werden durch die maximalen Net Transfer Capacities (NTC) beschränkt.

Die Implementierung ist am Beispiel für den Handel zwischen Deutschland und Österreich dargestellt. Die erste Gleichung begrenzt die ausgetauschte Leistung ($E_{at \rightarrow de}$), jeder Stunde (t), auf die maximale Leitungskapazität von Österreich nach Deutschland ($NTC_{at \rightarrow de}$). Die zweite Bedingung bewirkt die Einhaltung der maximalen Transferrate von Deutschland nach Österreich ($NTC_{de \rightarrow at}$), wobei aufgrund des vorgestellten Minus ein „größer gleich“ verwendet wird. Die Variable $E_{at \rightarrow de}$ hat einen Wert in MW zwischen der oberen und unteren Schranke und bildet so den Energieaustausch zwischen Österreich und Deutschland ab. Ein positiver Wert bedeutet einen Transfer von Österreich nach Deutschland, ein negativer in umgekehrter Richtung. Die nachfolgende Gleichung muss für jeder Stunde (t) erfüllt sein.

$$E_{at \rightarrow de}(t) \leq NTC_{at \rightarrow de} \quad (6)$$

$$E_{at \rightarrow de}(t) \geq -NTC_{de \rightarrow at} \quad (7)$$

Die Abbildung 7 stellt das Drei-Länder-Modell dar. Der maximale grenzüberschreitende Austausch ist mit den NTC-Werten für das Basisjahr 2011 angegeben. Ein Handel der drei Staaten mit einem umliegenden Land wird exogen durch Profile für den Außenhandel vorgegeben und im Kapitel 3.3.2 dargestellt.

Abbildung 7: Drei-Länder-Modell mit Leitungskapazitäten im Basisjahr 2011 (modifiziert nach ENTSO-E 2013)



3.1.4 Erzeugung aus exogenen Profilen

Die Profile sind exogen vorgegebene normierte historische Werte, welche den Verlauf für die bereitgestellte Leistung aus Sonnenenergie, Windkraft, thermisch unflexible Kraftwerke und Laufwasserkraft vorgeben.

Das Profil repräsentiert die Einspeisung einer Kraftwerkstechnologie im Jahresverlauf. Dieser Wert wird mit der installierten Leistung der Erzeugungsanlage multipliziert und ergibt so die Leistung einer Anlage (j) für jede Stunde (t), in jedem Land (c), in MW an. Die nachfolgende Gleichung stellt dies am Beispiel für Photovoltaik dar.

$$P_{pv}(t, j_{pv}, c) = Leistung(j_{pv}, c) * Profile_{pv}(t, c) \quad (8)$$

3.1.5 Maximale Leistung thermischer Kraftwerke

Die Leistung (P_t) jedes thermischen Kraftwerks wird auf die maximale Generatorleistung (Leistung) der Anlage begrenzt. Die Bedingung muss zu jeder Stunde (t), für jedes Kraftwerks (j_t), für jeden Brennstoff (f) in jedem Land (c) erfüllt sein. Die Angabe der Leistung erfolgt in der Gleichung in MW.

$$P_t(t, j_t, f, c) \leq Leistung(j_t, f, c) \quad (9)$$

3.1.6 Einbindung der Speicherkraftwerke

Die Einbindung der Speicherkraftwerke setzt sich aus vier Gleichungen zusammen. Die erste begrenzt die positive Variable des Speicherinhalts (C_{sp}) auf ihren Maximalwert (Kapazität) für jedes Speicherkraftwerk (j_{sp}) in jedem Land (c); dieser ist angegeben in MWh.

$$C_{sp}(t, j_{sp}, c) \leq Kapazität(j_{sp}, c) \quad (10)$$

Die zweite Gleichung begrenzt die maximale Leistung jedes Speichers auf die zur Verfügung stehende installierte Generatorleistung in MW zu jeder Stunde (t) für jedes Speicherkraftwerk (j_{sp}) in jedem Land (c); die Leistung ist in MW implementiert.

$$P_{sp}(t, j_{sp}, c) \leq Leistung(j_{sp}, c) \quad (11)$$

Die dritte Gleichung berechnet den Speicherinhalt in MWh für die nächste Stunde (t+1) durch subtrahieren der entnommenen Leistung (P_{sp}) in MW multipliziert mit einer Stunde (1) und addieren des Zuflusses (P_{sp_zf}) in MW ebenfalls multipliziert mit einer Stunde. Die Bewirtschaftung über das Jahr betrachtet erfolgt ideal und somit entstehen bei Betrachtung des gesamten Jahres die geringsten Gesamtkosten.

$$C_{sp}(t + 1, j_{sp}, c) = C_{sp}(t, j_{sp}, c) - P_{sp}(t, j_{sp}, c) * 1 + P_{sp_zf}(t, j_{sp}, c) * 1 \quad (12)$$

Die Anfangsbedingung sorgt dafür, dass am Beginn der Simulation jedes Becken halb gefüllt ist. Dies entspricht in guter Näherung den realen Speicherständen am 1. Jänner, 1. Juli und 31. Dezember, damit ist eine getrennte Simulation der ersten und zweiten Jahreshälfte möglich (E-CONTROL 2013). Für Speicherkraftwerke ist die Kapazität in MWh angegeben und wird für jede Anlage (j_{sp}) in jedem Land (c) berechnet.

$$C_{Sp \text{ in Stunde } 1}(j_{sp}, c) = \text{Speicherkapazität}(j_{sp}, c) * \frac{1}{2} \quad (13)$$

3.1.7 Einbindung der Pumpspeicherkraftwerke

Die Struktur der modellierten Pumpspeicherkraftwerke ist in Abbildung 8 schematisch dargestellt. Die Kraftwerke werden mit bis zu drei Becken, sechs Krafthäusern mit jeweils Pump- und Generatorbetrieb, sowie natürlichen Zuflüssen in jedes Becken berücksichtigt. Die Abgabe und Aufnahme von Wasser aus einem Fluss ist ebenfalls möglich.

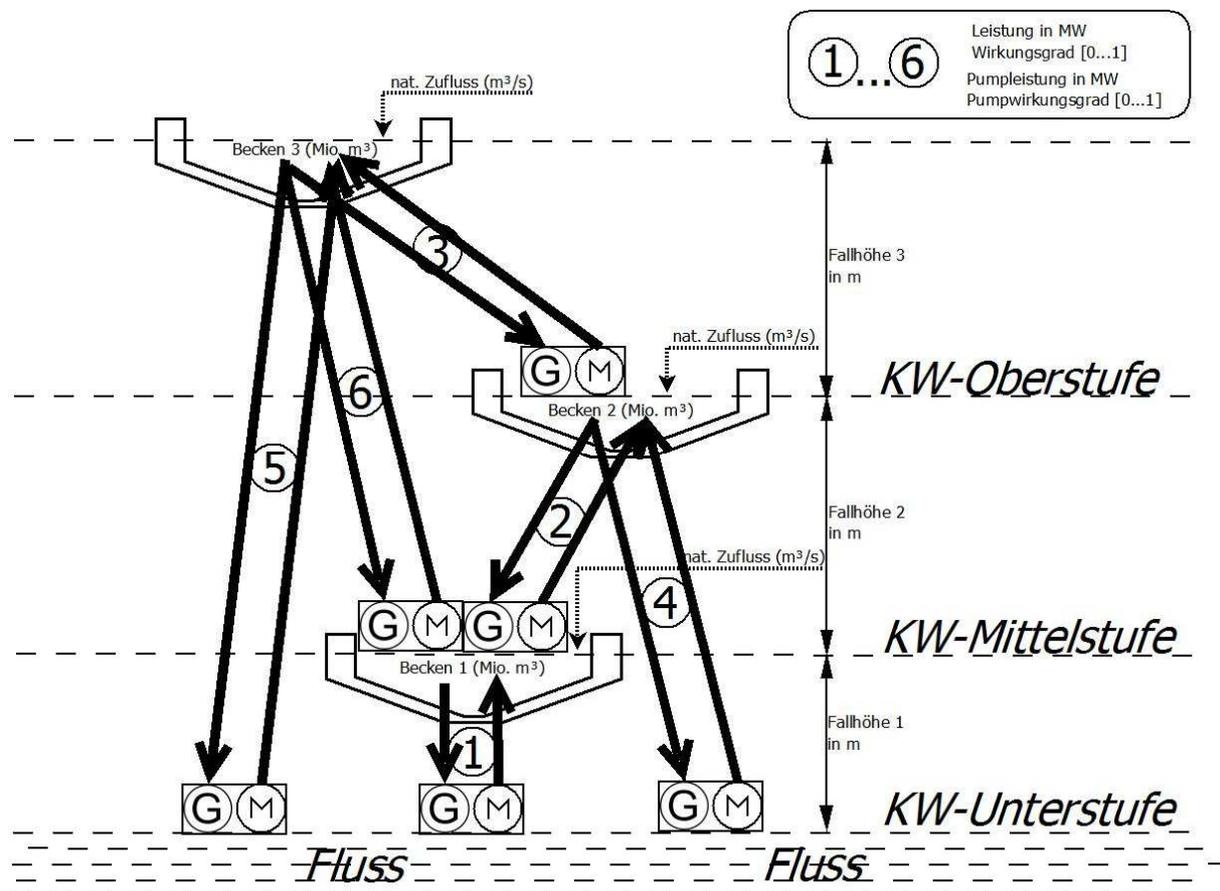


Abbildung 8: Schema der implementierten Pumpspeicher

Die Implementierung der Begrenzung von Pump- und Generatorleistung erfolgt äquivalent zu jener von Speicherkraftwerken, beschrieben in Punkt 3.1.6. Die maximale Speicherkapazität und die verwendete Anfangsbedingung für den Speicherstand am Beginn der Simulation sind ebenfalls äquivalent ausgeführt und die Berechnung der Speicherinhalte erfolgt ebenfalls ideal. Der

Speicherinhalt ist jedoch als Volumen in Millionen Kubikmeter (Mio. m³) anstatt als Energie in Megawattstunden (MWh) angegeben.

Die Berechnung der Fallhöhen ist am Beispiel zwischen Becken 2 und Fluss dargestellt (Krafthaus 4). Das Ergebnis folgt aus der Addition der beiden eingelesenen Fallhöhen zwischen Becken 1 und Fluss (Fallhöhe₁) und der Differenz zwischen Becken 1 und Becken 2 (Fallhöhe₂). Die Maßeinheit ist Meter und die Auswertung erfolgt für die Krafthäuser 5 und 6 nach dem gleichen Schema für jedes Pumpspeicherkraftwerk ($j_{p_{sp}}$) in jedem Land (c).

$$Fallhöhe_4(j_{p_{sp}}, c) = Fallhöhe_1(j_{p_{sp}}, c) + Fallhöhe_2(j_{p_{sp}}, c) \quad (14)$$

Die nächste Gleichung berechnet den Volumenstrom (V_{in}) in das jeweilige Becken, welcher sich von einem der sechs Krafthäuser (b) durch Pumpen mit der Leistung (P_{in}) einstellt. Der Volumenstrom ist angegeben in Millionen Kubikmeter pro Stunde; der Pumpwirkungsgrad ist ein Wert zwischen Null und Eins und stellt die Effizienz des Pumpbetriebs für das jeweilige Krafthaus dar. Die Pumpleistung (P_{in}) repräsentiert die Leistung, welche aus dem Verbundnetz entnommen wird. Die Berechnung erfolgt für alle Stunden (t), jedes Pumpspeicherkraftwerk ($j_{p_{sp}}$) und jedes Krafthaus (b) in jedem Land (c).

u Umrechnung von Sekunden in Stunden (3600s/h)

ρ Dichte von Wasser (1000kg/m³)

g Gravitation der Erde (9,81m/s²)

$$V_{in}(t, j_{p_{sp}}, b, c) = \frac{P_{in}(t, j_{p_{sp}}, b, c) * u}{\rho * g * Fallhöhe(j_{p_{sp}}, b, c)} * Pumpwirkungsgrad(j_{p_{sp}}, b, c) \quad (15)$$

Der Volumenstrom mit der Einheit Millionen Kubikmeter pro Stunde aus einem der Becken (V_{out}) der sich in einem Krafthaus durch die Generierung von Leistung einstellt, berechnet sich aus der an das Verbundnetz abgegebenen Leistung (P_{out}) in jener Stunde. Die Variable Wirkungsgrad ermöglicht die Berücksichtigung der Effizienz bei der Energieumwandlung durch das jeweilige Krafthaus. Die Berechnung erfolgt ebenfalls für alle Stunden (t), jedes Pumpspeicherkraftwerk ($j_{p_{sp}}$) und jedes Krafthaus (b) in jedem Land (c).

$$V_{out}(t, j_{p_{sp}}, b, c) = \frac{P_{out}(t, j_{p_{sp}}, b, c) * u}{\rho * g * Fallhöhe(j_{p_{sp}}, b, c)} * \frac{1}{Wirkungsgrad(j_{p_{sp}}, b, c)} \quad (16)$$

Das Einbeziehen des natürlichen Zuflusses pro Stunde ($V_{p_{sp_zf}}$) erfolgt durch Multiplikation des eingelesenen Zuflusses in ein Becken in Kubikmeter pro Sekunde (Zufluss) mit dem normierten Zuflussprofil für Speicherkraftwerke (Speicherprofil) und Umrechnung von den eingelesenen Kubikmetern pro Sekunde auf Millionen Kubikmeter pro Stunde. Die Berechnung erfolgt für jede Stunde (t), jeden Pumpspeicher ($j_{p_{sp}}$), jedes Becken (b) und jedes Land (c).

$$V_{p_{sp_zf}}(t, j_{p_{sp}}, b, c) = Zufluss(j_{p_{sp}}, b, c) * Speicherprofil(t, c) * \frac{u}{10^6} \quad (17)$$

Die Berechnung der gespeicherten Volumina jedes Beckens erfolgt in dem Modell eingeschungen. Der Speicherinhalt wird daher für das gesamte Jahr so gewählt, dass die geringsten Gesamtkosten bei der Berechnung der Zielfunktion entstehen.

Der Speicherinhalt der Becken (C_{psp_1} , etc.) der nächsten Stunde ($t+1$) berechnet sich aus dem Inhalt der Stunde (t) addiert mit den zufließenden Volumina durch Pump- und Generatorleistung (V_{in} und V_{out}) der Krafthäuser und dem natürlichen Zufluss in das Becken (V_{psp_zf}). Das Volumen ist in Millionen Kubikmeter angegeben und die exakte Berechnung ist in der nachfolgenden Gleichung am Beispiel für das Becken 1 angegeben.

$$\begin{aligned}
 C_{psp_1}(t + 1, j_{psp}, c) &= C_{psp_1}(t, j_{psp}, c) + V_{in_1}(t, j_{psp}, c) * 1 - V_{out_1}(t, j_{psp}, c) * 1 \\
 &+ V_{psp_zf_1}(t, j_{psp}, c) * 1 + V_{out_2}(t, j_{psp}, c) * 1 - V_{in_2}(t, j_{psp}, c) * 1 \\
 &- V_{in_6}(t, j_{psp}, c) * 1 + V_{out_6}(t, j_{psp}, c) * 1
 \end{aligned} \tag{18}$$

3.1.8 Verwendete Software

Die Optimierung ist in der Modellierungssprache **General Algebraic Modeling System (GAMS)** programmiert.⁴ Die verwendeten Solver lauten Osicplex und Osigurobi. Diese lösen alle Gleichungen des linearen Optimierungsproblems unter Berücksichtigung der Zielfunktion und aller Nebenbedingungen.

Das Einlesen der Profile, Kraftwerksdaten, Brennstoffpreise und Leitungskapazitäten erfolgt aus Microsoft Excel. Nach Berechnung der Lösung mit minimalen Kosten in GAMS erfolgt die Ausgabe der Einsatzstunden nach Kraftwerkstechnologie und der gehandelten Strommengen in MWh für jede Stunde und jedes Land nach Microsoft Excel. Die Stromgestehungskosten des preissetzenden Kraftwerks (MC_{high}) für jedes Land und für jede Stunde werden in ein gdx-Dokument in der Einheit Euro pro MWh ausgegeben. Diese Daten werden in einem weiteren Schritt in ein Excel-Dokument importiert. Alle weiteren Berechnungen zur Auswertung der Erlöse und Deckungsbeiträge erfolgen in Excel.

3.1.9 Kritische Würdigung

In der Modellierung und den Daten wurden wegen der technischen Umsetzbarkeit beziehungsweise der Einhaltung des zeitlichen Rahmens einer Diplomarbeit nachfolgende Punkte nicht berücksichtigt:

- Der Zufluss bei deutschen Pumpspeicherkraftwerken wurde näherungsweise mit Null angenommen und jener für italienische wurde interpoliert aufgrund mangelnder Daten.
- Das gesamte Netz ist als ideal angenommen und Leitungen sind lediglich durch maximale Übertragungskapazitäten an den Ländergrenzen begrenzt.

⁴ Der Quelltext ist im Anhang dieser Arbeit angefügt.

- Die betriebsabhängigen Kosten der Kraftwerke für Personal, Entstaubung oder Entstickung sind vernachlässigt, da diese zum Beispiel bei GuD-Kraftwerken unter 1% betragen (BRAUNER 2008a).
- Der Kraftwerkspark ist in den Daten abgebildet ohne Berücksichtigung der sogenannten „n-1 Ausfallsicherheit“.

Die Simulation dient der Darstellung der veränderten Einsatzstunden und Deckungsbeiträge der Kraftwerkstechnologien durch Variation der Transferkapazitäten. Die absoluten Werte können daher durch die getroffenen Vereinfachungen von der Realität abweichen ohne das Ergebnis qualitativ zu beeinflussen.

3.2 Auswertung der Daten

Mit dem eigens programmierten Modell wurden insgesamt fünf Simulationen, zur Berechnung von vier unterschiedlichen Leitungsausbaustufen im Jahr 2020 und einer als Referenz im Basisjahr 2011, durchgeführt. Es wird durch Variation der Transferkapazitäten für das Jahr 2020 nach den Daten aus Kapitel 3.3.8, das Modell optimiert. Die erlangten Strompreise und Kraftwerksleistungen zu jeder Stunde werden wie nachfolgend beschrieben weiter verarbeitet.

Die Strompreise zu jeder Stunde werden von der verwendeten Software direkt ausgegeben. Der Vergleich der durchschnittlichen, höchsten und niedrigsten Preise, sowie der Varianz erfolgt in Excel und in absoluten Werten. Die berechneten Ergebnisse sind in Kapitel 4.3 dargestellt.

Die Vorgangsweise zur Auswertung des Kraftwerkseinsatzes nach Brennstofftyp wird in Kapitel 3.2.1 beschrieben. Die Wirtschaftlichkeit eines Kraftwerks wird in Punkt 3.2.2 dargestellt, um abschließend die Berechnung der Deckungsbeiträge in Abschnitt 3.2.3 aufzuzeigen. Die dazu verwendeten Formeln sind aus den Quellen BRAUNER 2008b, BRAUNER 2008c und BRAUNER 2008d.

3.2.1 Kraftwerkseinsatz nach Anlagentyp

Die mit der Software berechneten Kraftwerksleistungen (P_t), jeder Stunde für jeden Anlagentyp in Österreich werden für das Basisjahr 2011 und für unterschiedliche Leitungsausbaustufen im Jahr 2020 dargestellt. Diese Abbildungen befinden sich in Kapitel 4 und dienen der Darstellung des jährlichen Kraftwerkseinsatzes nach Anlagentyp, abnehmend über die Stunden eines Jahres.

Zum Vergleich der insgesamt bereitgestellten Energie eines Kraftwerkstyps in einem Jahr werden die Leistungen über das gesamte betrachtete Jahr integriert, wie in der nachfolgenden Formel gezeigt. Die berechneten Energien werden für jeden Brennstofftyp in Kapitel 4.3.1 mit dem Basisjahr 2011 gegenübergestellt.

E Energiemenge in MWh/Jahr

f Brennstofftyp

P_t Leistung des thermischen Kraftwerks in MW

T Einsatzzeit in Stunden/Jahr

$$E(f) = \int_1^{8760} P_t(f, t) dt = P_t(f) * T(f) \quad (19)$$

Die Daten werden nachfolgend in Kapitel 3.2.2 zur Berechnung der jährlichen entstandenen arbeitsabhängigen Kosten benutzt, um gemeinsam mit den erwirtschafteten Erlösen die Deckungsbeiträge zu berechnen.

3.2.2 Wirtschaftlichkeitsrechnung

Die Berechnung der Jahreskosten einer Erzeugungsanlage wird in diesem Abschnitt nachfolgend vorgestellt. Diese setzt sich aus einem leistungsabhängigen (fixen) jährlichen Betrag und einem betriebsabhängigen (variablen) Anteil für das betreffende Jahr zusammen. Die Berechnung der langfristigen, als auch der kurzfristigen Stromgestehungskosten wird ebenso in diesem Kapitel aufgezeigt. Diese Werte sind Grundlage für die Berechnung der Deckungsbeiträge im anschließenden Kapitel 3.2.3.

Jahreskosten einer Erzeugungsanlage (K)

Diese Kosten bestehen aus einem (fixen) **leistungsabhängigen Teil (K_L)**, welcher sich aus den kapitalabhängigen Kosten (A) und den betriebsabhängigen Kosten (K_{LB}) zusammensetzt:

$$K_L = A + K_{LB} \quad (20)$$

Die Annuitäten (A) berechnen sich aus dem Annuitätenfaktor (α) und den Investitionskosten (I_0). Dieser erste Teil stellt die jährliche Tilgung der Anlagekosten unter Berücksichtigung der Lebensdauer und des Zinssatzes dar:

$$A = \alpha * I_0 \quad (21)$$

Die betriebsabhängigen Kosten (K_{LB}) müssen auch im Stillstand für Verwaltung, Wartung und Bereitschaft der Anlage aufgewendet werden.

Der zweite Teil der Jahreskosten einer Erzeugungsanlage ist der (variable) **arbeitsabhängige Teil (K_A)**. Diese Kosten fallen lediglich während der Stromerzeugung an. Es sind einerseits spezifische Kosten der Primärenergie unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades in Euro/MWh (b) und andererseits Kosten für Entstickung, Entschwefelung, Entstaubung und Betriebspersonal (d) in Euro/MWh. Die Kosten sind abhängig von der an das Netz abgegebenen Menge elektrischer Energie in MWh/a (E) und berechnen sich, wie folgt:

$$K_A = (b + d) * E \quad (22)$$

Die Jahreskosten einer Erzeugungsanlage (K) in Euro pro Jahr berechnen sich nun aus der Summation des leistungsabhängigen ersten Terms und des arbeitsabhängigen zweiten Terms zu:

$$K = K_L + K_A = (\alpha * I_0 + K_{LB}) + (b + d) * E \quad (23)$$

und stellen die insgesamt in einem Jahr anfallenden fixen und variablen Kosten für ein Kraftwerk mit fossilem Brennstoff dar. (BRAUNER 2008b)

Stromgestehungskosten

Die **langfristigen Stromgestehungskosten (MC_{LR})** berechnen sich aus den Jahreskosten einer Erzeugungsanlage (K) in Euro pro Jahr, dividiert durch die ins Netz eingespeiste Energiemenge (E) in MWh pro Jahr.

$$MC_{LR} = \frac{K}{E} = \frac{(\alpha * I_0 + K_{LB})}{E} + (b + d) \quad (24)$$

Die ins Netz eingespeiste Energiemenge (E) setzt sich aus der Kraftwerksleistung (P_t) in MW multipliziert mit der Einsatzzeit (T) in Stunden pro Jahr zusammen.

$$E = P_t * T \quad (25)$$

Daraus ergeben sich aufgrund höherer Einsatzstunden pro Jahr niedrigere langfristige Stromgestehungskosten.

Kraftwerksbetreiber bieten am Strommarkt mit den **kurzfristigen Stromgestehungskosten (MC)** an, welche lediglich den (variablen) arbeitsabhängigen Teil berücksichtigen.

$$MC = b + d \quad (26)$$

Die Abbildung 9 zeigt, dass die langfristigen Stromgestehungskosten mit dem Ansteigen der Einsatzstunden abnehmen. Dies bedeutet, dass bei kurzer Einsatzdauer der Deckungsbeitrag pro eingespeiste MWh höher sein muss, um wirtschaftlich Strom zu produzieren. Ein Kraftwerk ist im betreffenden Jahr wirtschaftlich, wenn die Deckungsbeiträge höher sind als der leistungsabhängige (fixe) Teil der Jahreskosten einer Erzeugungsanlage. Gaskraftwerke mit wenigen Einsatzstunden pro Jahr erreichen dies durch niedrige leistungsabhängige Kosten und Einspeisung zu Zeiten hoher Strompreise. Dadurch werden hohe Deckungsbeiträge mit niedrigen Einsatzstunden im entsprechenden Jahr erwirtschaftet (BRAUNER 2008c). Im nächsten Kapitel ist die Berechnung jener Deckungsbeiträge beschrieben.

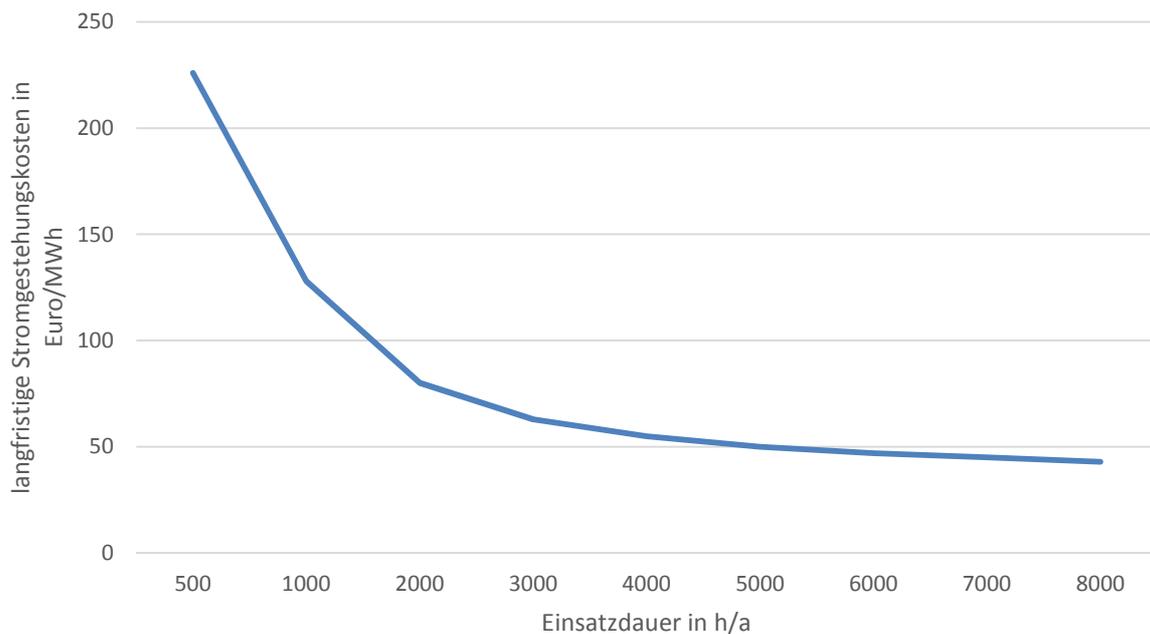


Abbildung 9: Langfristigen Stromgestehungskosten für GuD-Kraftwerk (modifiziert nach NAKICENOVIC und HAAS 2010; S. 2-25)

3.2.3 Berechnung der Deckungsbeiträge

Aus der Differenz der jährlich entstandenen kurzfristigen Stromgestehungskosten und den ausbezahlten Erlösen für die eingespeiste Energie berechnen sich die Deckungsbeiträge zur Tilgung der fixen leistungsabhängigen jährlichen Kosten der Stromerzeugungsanlagen (Annuitäten). Die Schrittweise Berechnung ist in diesem Kapitel dargestellt.

Erwirtschaftete Erlöse eines Jahres

Die erwirtschafteten Erlöse eines Jahres (B_a) berechnen sich aus dem aktuellen **Strompreis** multipliziert mit der durch ein Kraftwerk in das Verbundnetz eingespeisten **Energie** in jener Stunde. Der aktuelle Strompreis berechnet sich aus den kurzfristigen Grenzkosten des teuersten (preissetzenden) Kraftwerks in der Merit-Order Kurve, welches Energie zur Deckung der Last zur betreffenden Zeit einspeist.

Die Berechnung der erwirtschafteten Erlöse eines Jahres erfolgt unter Berücksichtigung der Stunde der Einspeisung in das Netz.

$$B_a(f) = E(t, f) * MC_{high}(t) \quad (27)$$

Arbeitsabhängige (variable) Kosten eines Jahres (C_a)

Die jährlichen arbeitsabhängigen Kosten berechnen sich aus jenen **kurzfristigen Stromgestehungskosten** zu denen die Anlagenbetreiber am Markt anbieten und aus der Summe der bereitgestellten **Energie** der jeweiligen Kraftwerke im betreffenden Jahr, welche in Kapitel 3.2.1 beschrieben wurde.

Die Multiplikation jener Werte ergibt die jährlichen arbeitsabhängigen (variablen) Kosten (C_a) in Euro.

$$C_a(f) = E(f) * MC(f) \quad (28)$$

Die in der weiteren Berechnung der Deckungsbeiträge verwendeten arbeitsabhängigen Kosten eines Jahres für die thermischen Kraftwerkstechnologien werden abhängig vom Brennstoffpreis, Wirkungsgrad und CO₂ Zertifikatspreis berechnet.

Deckungsbeitrag eines Jahres

Der Deckungsbeitrag des betrachteten Jahres berechnet sich aus der Differenz der **erwirtschafteten Erlöse eines Jahres** und der **arbeitsabhängigen (variablen) Kosten eines Jahres**. Die Deckungsbeiträge dienen dem Abbezahlen der leistungsabhängigen Kosten (Annuitäten) und stellen die Wirtschaftlichkeit eines Kraftwerks dar.

Die Berechnung erfolgt durch Differenzbildung für jede Anlage in der Einheit Euro pro Jahr.

$$DB(f) = B_a(f) - C_a(f) \quad (29)$$

Ein Kraftwerk ist dann gewinnbringend, wenn die Deckungsbeiträge (DB) eines Jahres größer sind als die jährlichen leistungsabhängigen (fixen) Kosten (K_L) zur Tilgung der Annuitäten (BRAUNER 2008d).

Die Abbildung 10 zeigt schematisch die Bestimmung der momentan erwirtschafteten Deckungsbeiträge anhand der Merit-Order-Kurve.

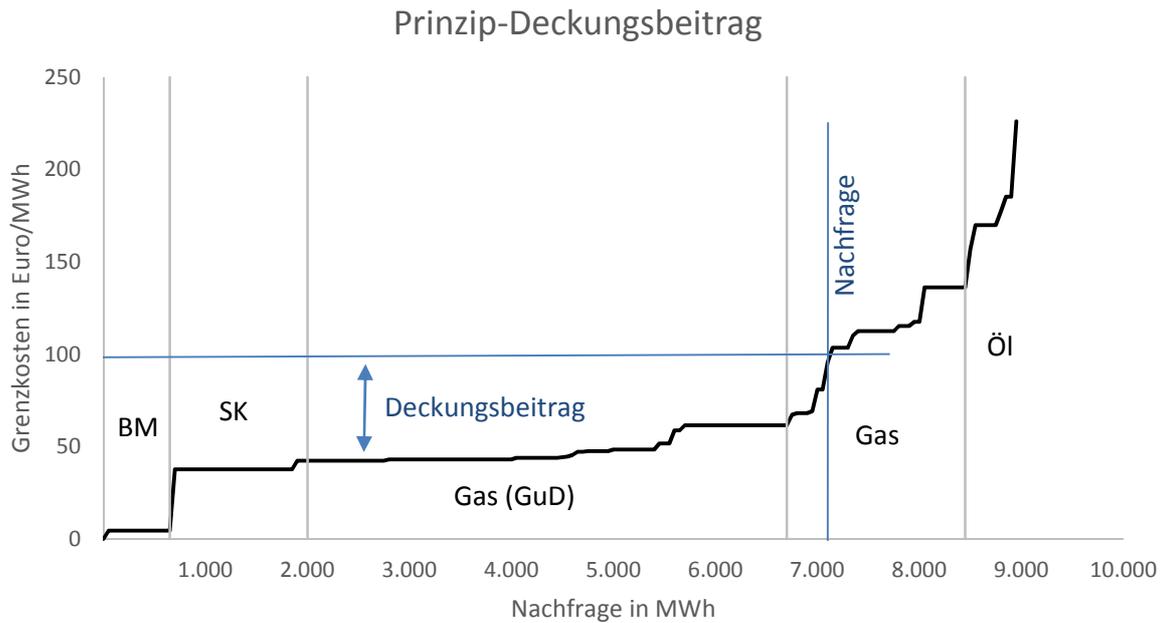


Abbildung 10: Prinzip der Erwirtschaftung des Deckungsbeitrags

In Kapitel 4.3.2 sind die Veränderung der Deckungsbeiträge in Prozent für jede Kraftwerkstechnologie für die unterschiedlicher Leitungsausbaustufen im Jahr 2020 mit dem Basisjahr 2011 gegenübergestellt. Dazu werden die Daten der Lastprofile, Kraftwerksdaten und verwendeten Leitungsszenarien benötigt; jene sind im nächsten Kapitel beschrieben.

3.3 Datenerhebung

Dieses Kapitel beinhaltet die Daten zur Lösung der Simulation mit zugehöriger Quelle, Normierung und grafischer Darstellung, aufbereitet zum Einlesen in GAMS mittels Excel-Dokument.

Bei der Erhebung der Daten ist eine Adaptierung aufgrund der Zeitemstellung, der Angabe der Leistungen in Viertelstundenwerten und eines zu berücksichtigenden Zubaus an installierter Leistung notwendig. Die Vorgehensweise zur Behandlung dieser Phänomene ist nachfolgend aufgezeigt.

Zeitemstellung

Die Zeitemstellung auf **Sommerzeit** ist im Jahr 2011 am 27. März erfolgt. Durch das Vorstellen der Uhr ist die Stunde zwischen 2:00 und 3:00 Uhr früh in den verwendeten Datensätzen nicht enthalten. Der fehlende Wert ist daher aus dem Mittelwert für die Stunden davor und danach gebildet worden.

Die Umstellung auf **Winterzeit** erfolgte im Jahr 2011 am 30. Oktober zwischen 2:00 und 3:00 Uhr früh. In den erhobenen Daten ist der Zeitraum stets zweimal mit Index A und B angegeben. Damit die

Summe der Stunden eines Jahres 8760 ergibt, wurde jene Stunde durch Mittelwertbildung der angegebenen Werte für die Stunden A und B bestimmt.

Die Bearbeitung, der durch die Zeitumstellung betroffenen Daten, ist bei der Erhebung der Profile mit dieser Vorgangsweise ausgeführt. Eine abweichende Vorgehensweise wird explizit angegeben.

Viertelstundenwerte

Bei einigen Übertragungsnetzbetreibern werden die Leistungen in Viertelstunden aufgelöst angegeben. In diesem Fall wird stets der Mittelwert der angegebenen Werte gebildet und so ein stündlicher Wert berechnet.

Normierung und Berücksichtigung des Zubaus an installierter Leistung

Die Profile für Last und Außenhandelsmengen sind in absoluten Beträgen angegeben. Alle weiteren Profile wurden normiert um mit der zugehörigen Kraftwerksleistung multipliziert zu werden.

Die Normierung der Profile erfolgt auf Basis der installierten Kraftwerksleistung am 1. Jänner 2011 für alle Technologien eines Landes, welche einem jährlichen Profil unterliegen. Diese Profile sind repräsentativ für die Leistungsbereitstellung der betreffenden Anlagentypen für ein ganzes Jahr und werden in der Simulation sowohl für das Jahr 2011, als auch für das Jahr 2020 verwendet. Die Berechnung erfolgt nach folgender Formel, wobei t die zeitliche Abhängigkeit in Stunden aufgelöst repräsentiert:

$$P_{normiert}(t) = \frac{P_{eingespeist}(t)}{P_{inst. am 1.1.2011}} \quad (30)$$

Im Bereich der volatilen erneuerbaren Energien (Windkraft und Photovoltaik) wird aufgrund des starken Zubaus im Basisjahr 2011 die Leistungszunahme während des Jahres berücksichtigt. Dazu wird die installierte Leistung am Beginn und am Ende des Jahres erhoben; die zwischen den Beträgen liegenden Werte werden linear approximiert. Die Normierung erfolgt nun durch Bezug der historischen Werte auf die zunehmende installierte Kraftwerksleistung ($P_{linear\ approx.}$), welche von der Zeit (t) abhängt.

$$P_{normiert}(t) = \frac{P_{eingespeist}(t)}{P_{linear\ approx.}(t)} \quad (31)$$

Diese allgemeinen Profile (ohne Beeinflussung durch Leistungszubau) werden für Wind und Photovoltaik im Jahr 2020 verwendet. Die Umsetzung ist exemplarisch anhand des italienischen PV Profils in der Abbildung 11 dargestellt. Die Trendlinie verdeutlicht die Zunahme der installierten Leistung beziehungsweise deren Korrektur.

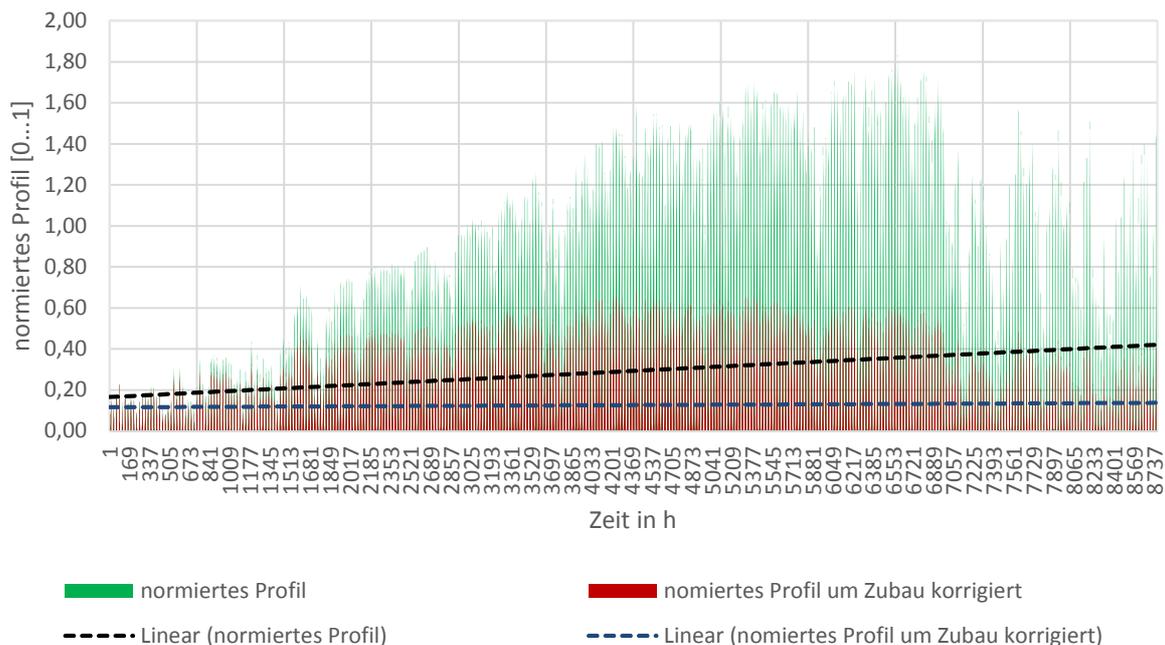


Abbildung 11: Berücksichtigung des Zubaus an installierter Leistung am Beispiel des normierten PV Profils Italiens

3.3.1 Profile für Last

Die Daten für die Lastprofile wurden von der ENTSO-E Homepage in Stunden aufgelöst für jedes Monat des Jahres 2011 abgerufen und zu einem Jahreslastgang zusammengefügt (ENTSO-E 2011a). Dies wurde für die drei betreffenden Länder Österreich, Deutschland und Italien ausgeführt und ist in der nachfolgenden Abbildung 12 dargestellt.

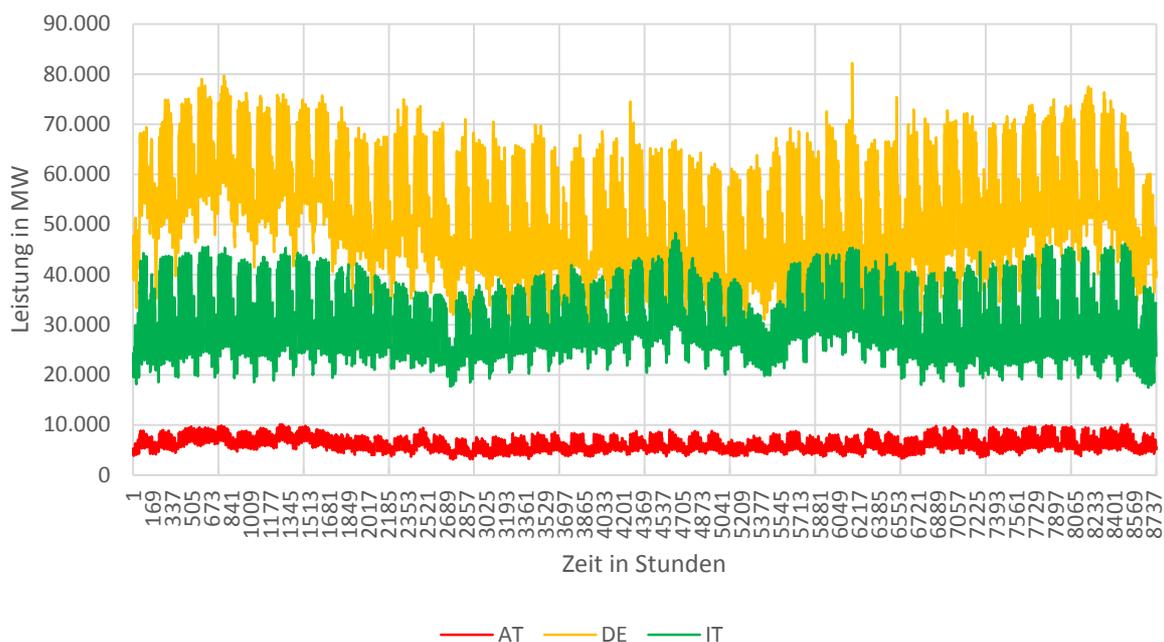


Abbildung 12: Jahresprofil der Last im Jahr 2011 für AT, DE und IT

Die Abbildung 13 zeigt das Lastprofil des Monats Jänner im Jahr 2011 zur detaillierteren Ansicht der in Stunden aufgelösten Last der Länder Österreich, Deutschland und Italien.

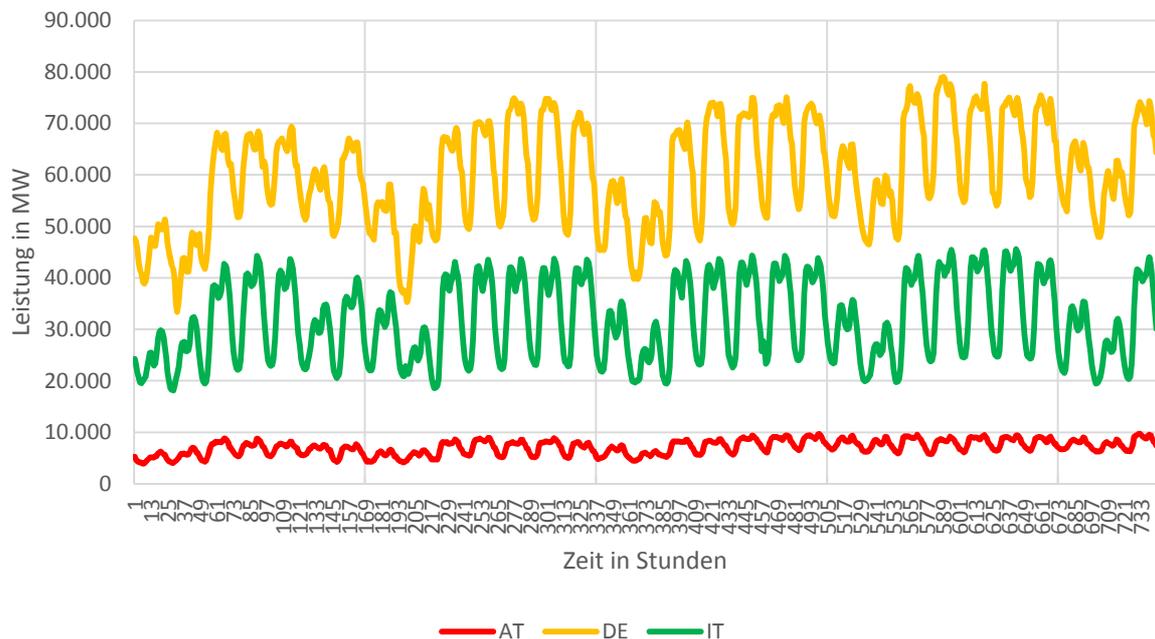


Abbildung 13: Monatsprofil der Last im Jänner 2011 für AT, DE und IT

3.3.2 Profile für Außenhandelsmengen

Die Außenhandelsmengen sind in absoluten Werten in MWh für jede Stunde angegeben, welche über die Systemgrenze des Drei-Länder-Modells hinaus mit den jeweiligen Nachbarstaaten gehandelt werden. Diese werden für das Jahr 2011 exogen vorgegeben und ebenso für das Jahr 2020 als unverändert zum Basisjahr angenommen. Der Markt nach außen, über die Systemgrenze der drei Länder hinaus wird für die Betrachtung als konstant angenommen und lediglich die Veränderungen innerhalb der Systemgrenze werden betrachtet.

Die Werte sind in den Grafiken negativ für Import und positiv für Export eingetragen, da jene zur Last des jeweiligen Landes addiert werden.

Österreich

Die Profile der Außenhandelsmengen sind in Abbildung 14 für Österreich dargestellt. Es wurden die historischen Daten des Jahres 2011 aus der Rubrik „Grenzüberschreitender Austausch“ von der APG Homepage verwendet (APG 2011a). Die Nachbarstaaten außerhalb der definierten Systemgrenze lauten: Ungarn, Slowenien, Schweiz und Tschechien.

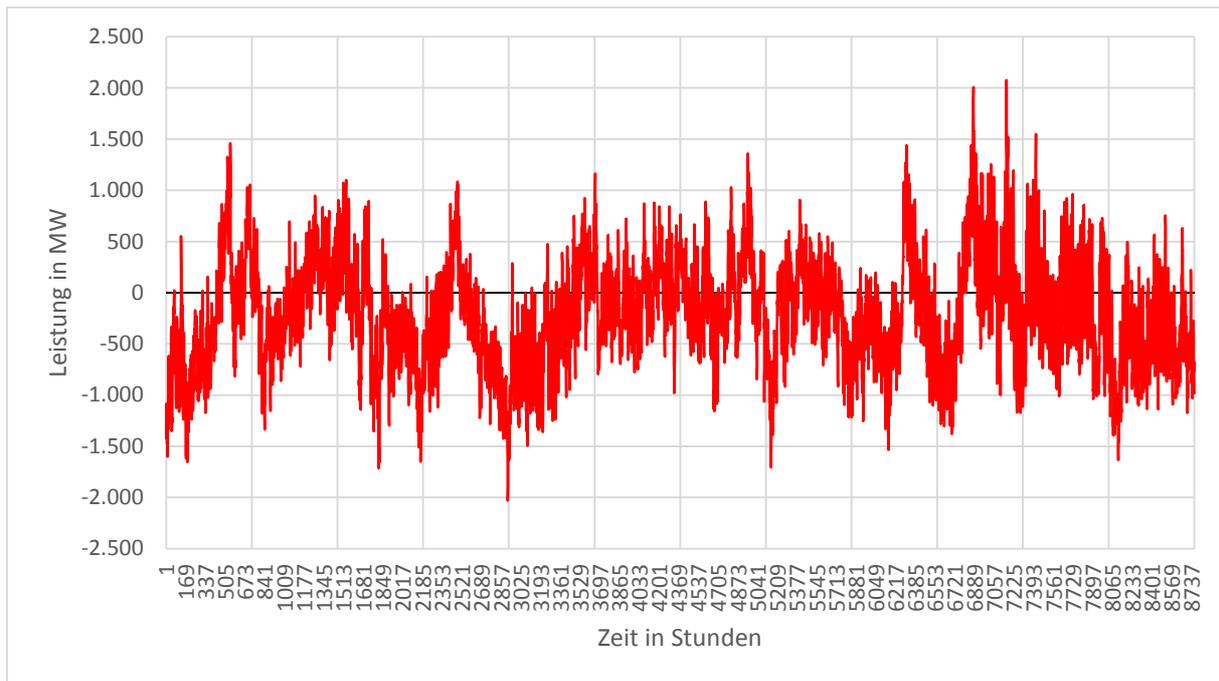


Abbildung 14: Außenhandelsprofil für AT über die Systemgrenze des Modells

Deutschland

Die Leistungswerte bis zur zweiten Stunde des 20. Jänners sind aus dem Jahr 2012, da jene Werte für das Jahr 2011 nicht vorhanden sind (Stand am 2.4.2013). Alle weiteren Daten für das Jahr 2011 werden auf der ENTSO-E Homepage in der Kategorie „Cross border physical flow“ bereitgestellt (ENTSO-E 2011b). Die Werte sind für das gesamte Jahr als XML-Dokument vorhanden und für die angrenzenden Länder aufsummiert. Dies sind für Deutschland die Länder: Tschechien, Frankreich, Niederlande, Polen, Schweiz, Dänemark (2 Datensätze aufsummiert) und Schweden. Die Handelsmengen mit Schweden sind separat von der nordpoolspot Homepage aus der Kategorie „Market Data“, da diese auf der Homepage der ENTSO-E (Stand am 2.4.2013) nicht verfügbar waren (nordpoolspot 2011). In Abbildung 15 sind für Deutschland die Absolutwerte für den Außenhandel dargestellt.

Zur Berücksichtigung der Zeitumstellung wurde im Oktober die Stunde 3 gelöscht und die Stunden 4 bis 25 herabgesetzt. Im März wurde die generelle Vorgangsweise, wie am Beginn des Kapitels 3.3 beschrieben, angewandt.

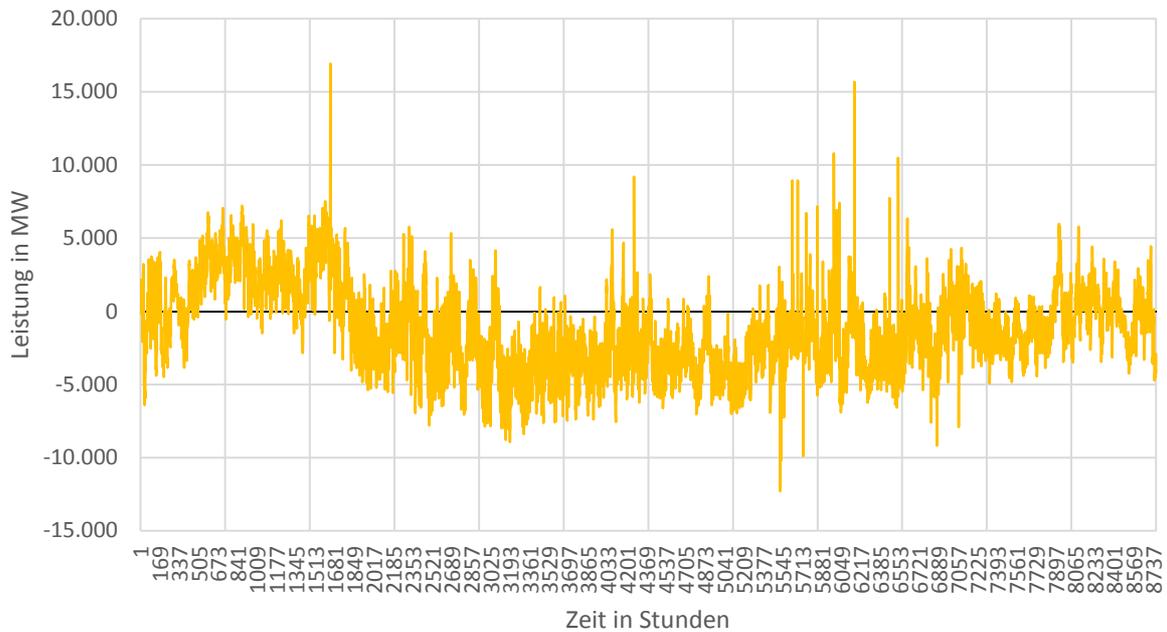


Abbildung 15: Außenhandel für DE über die Systemgrenze des Modells

Italien

Die Daten wurden ebenfalls von der ENTSO-E Homepage aus der Kategorie „border physical flow“ bezogen und für alle an Italien grenzenden Länder außerhalb der Systemgrenze summiert (ENTSO-E 2011b). Dies sind die Länder: Frankreich, Griechenland, Slowenien und die Schweiz. In Abbildung 16 sind jene Werte dargestellt.

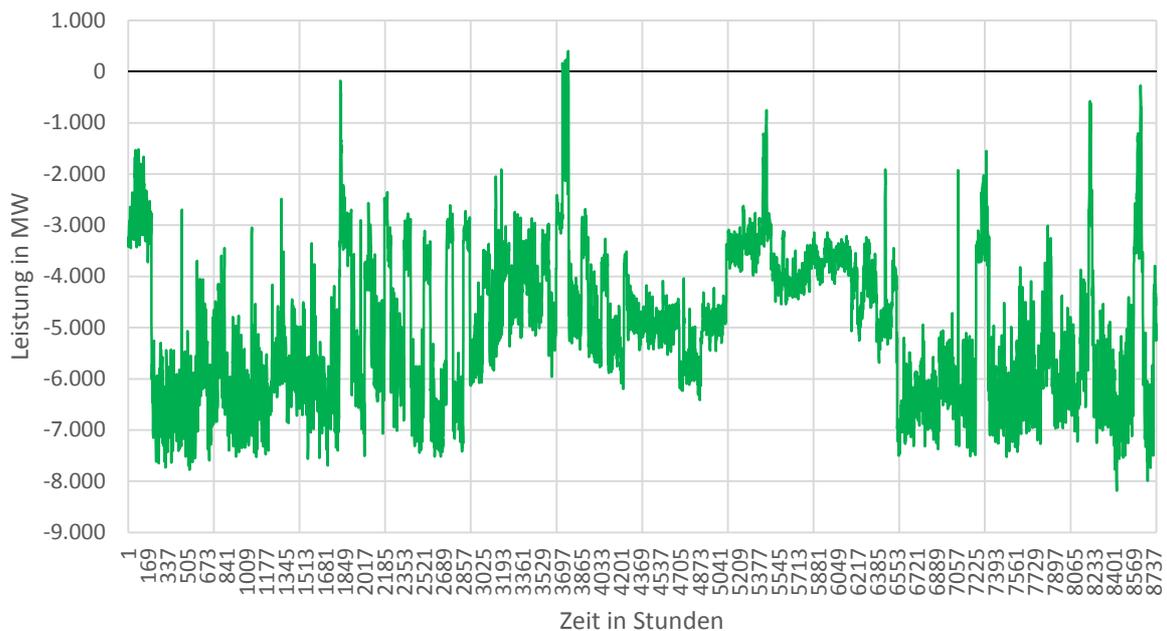


Abbildung 16: Außenhandel für IT über die Systemgrenze des Modells

Die Profile der **Last** und **Außenhandelsmenge** werden für jedes Land addiert und ergeben so die zu deckende Last in der Modellierung. Der Stromhandel ist damit über die Systemgrenze des Modells hinaus exogen für jedes Land vorgegeben.

3.3.3 Windkraftanlagen

Die Profile basieren auf den historischen Werten des Jahres 2011. Das Profil wird auf die installierte Leistung normiert um in der Simulation mit der aktuell installierten Leistung multipliziert zu werden. Die Verwendung des Profils für ein Jahr ohne weiteren Zubau der Windenergie macht eine Korrektur um den Wert der neu installierten Leistung im betrachteten Jahr 2011 notwendig. Dies wird berücksichtigt durch Betrachtung der installierten Leistung am Jahresbeginn und Jahresende, wie nachfolgend in der Tabelle 2 für jedes Land eingetragen. Die exakte Berechnung wird im Unterpunkt „Normierung und Berücksichtigung des Zubaus an installierter Leistung“, am Beginn des Kapitels 3.3 erklärt. Die Werte in Tabelle 2 sind aus internen Daten der Energy Economics Group.

Tabelle 2: Installierte Leistung an Windkraftanlagen in AT, DE und IT

Land	2011	2011(inkl. Zuwachs)	2020
AT	1 243 MW	1 492 MW	3 100 MW
DE	27 405 MW	29 405 MW	53 100 MW
IT	5 814 MW	6 936 MW	15 400 MW

Österreich

Die Windprofile in Österreich basieren auf historischen Werten des Jahres 2011 und sind von der Homepage der APG aus der Kategorie „Erzeugung“ (APG 2011b). Die neu installierten Leistungen zur Normierung beziehungsweise zur Berücksichtigung des Anlagenzubaus sind in der Rubrik „installierte Leistung“ abrufbar (APG 2011c). Nachfolgend zeigt Abbildung 17 die normierten und um den Zubau berücksichtigten Werte aus dem Basisjahr 2011.

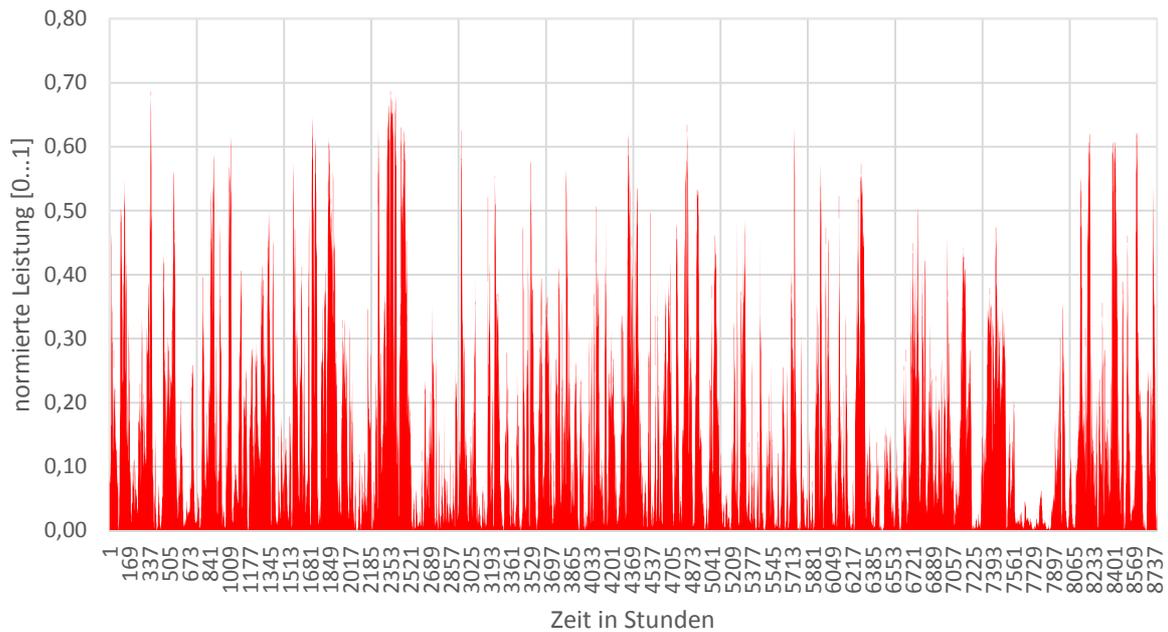


Abbildung 17: Normiertes Windprofil für AT auf Basis der Daten des Jahres 2011

Deutschland

Die Werte für Deutschland sind von den vier Übertragungsnetzbetreibern 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW und wurden aufsummiert (50HERTZ 2011a, AMPRION 2011a, TENNET 2011a, TRANSNETBW 2011a). Die verwendeten Leistungen sind Hochrechnungswerte, welche anhand von Referenzanlagen hochgerechnet wurden. Es handelt sich daher um gemessene Istwerte und nicht um Prognosewerte. Der Korrekturfaktor zur Berücksichtigung des Zubaus während dem Jahr 2011 ist mit Hilfe der Daten des Fraunhofer Instituts berücksichtigt (FRAUNHOFER 2011). Nachfolgend sind die normierten Werte der eingespeisten Leistung aus deutschen Windkraftanlagen in Abbildung 18 dargestellt.

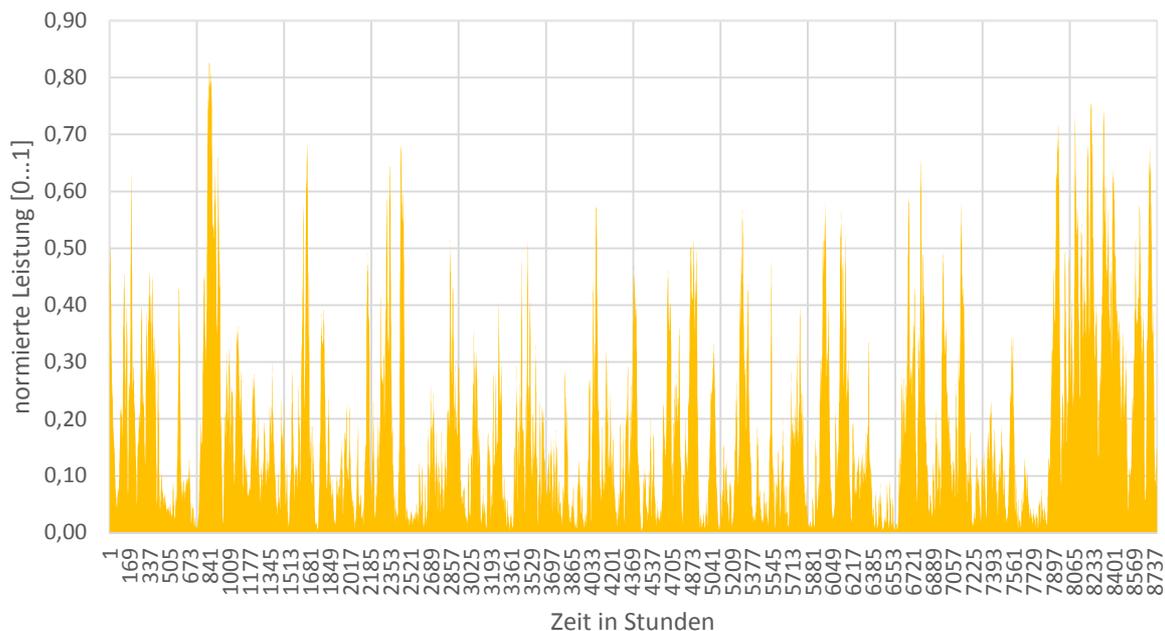


Abbildung 18: Normiertes Windprofil für DE auf Basis der Daten des Jahres 2011

Italien

Für Italien wurden interne Daten der Energy Economics Group der TU Wien verwendet, welche auf vorangegangenen Veröffentlichungen des italienischen Übertragungsnetzbetreibers (Terna) beruhen. In Abbildung 19 ist das italienische Windleistungsprofil gezeigt. Die Korrekturfaktoren zur Berechnung des normierten Profils ohne den Einfluss des weiteren Zubaus im Jahr 2011 sind von der Terna Homepage aus der Rubrik „Power Plants“ (TERNA 2011).

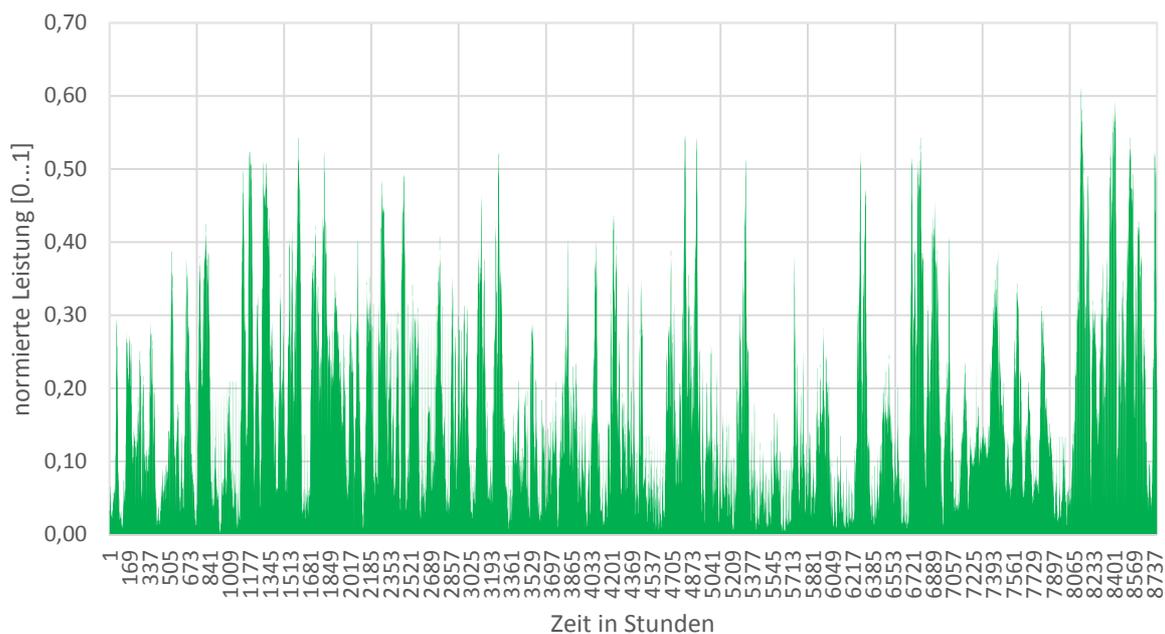


Abbildung 19: Normiertes Windprofil für IT auf Basis der Daten des Jahres 2011

3.3.4 Photovoltaikanlagen

Die Profile für Photovoltaikanlagen sind äquivalent zu den Werten für Windenergie in normierter Form angegeben. Die Vorgangsweise zur Berechnung der normierten Profile unter Berücksichtigung des Zubaus im Jahr 2011 mittels Korrekturfaktor ist äquivalent zu der Beschreibung im Unterpunkt „Normierung und Berücksichtigung des Zubaus an installierter Leistung“ am Beginn des Kapitels 3.3 ausgeführt. In Tabelle 3 sind die absoluten Werte der installierten Leistung für die im Modell betrachteten drei Länder eingetragen. Es ist ebenso der Zuwachs während des Jahres 2011 zur Korrektur der normierten Werte, als auch die prognostizierte Leistung für das Jahr 2020 eingetragen. Die Werte für das Jahr 2011 und 2020 sind für alle Länder internen Daten der Energy Economics Group entnommen.

Tabelle 3: Installierte Leistung an Photovoltaikanlagen in AT, DE und IT

Land	2011	2011 (inkl. Zuwachs)	2020
AT	95 MW	187 MW	322 MW
DE	17 193 MW	24 693 MW	42 100 MW
IT	3 470 MW	12 773 MW	30 000 MW

Österreich

Das normierte Photovoltaikprofil für Österreich ist für das Jahr 2011 gleich zu jenem von Deutschland angenommen und wird im Modell mit der in Österreich installierten Leistung multipliziert. Das Profil für das Jahr 2020 ist ebenfalls von Deutschland übernommen. Die installierte Photovoltaikleistung betrug im Jahr 2011 in Österreich auf 187MW (BIERMAYR 2012).

Deutschland

Zur Berechnung des Profils wurde die Summe aus den Daten der vier Übertragungsnetzbetreiber gebildet.

Die eingespeisten Leistung aus dem Gebiet der Tennet sind auf selbiger Homepage unter „Netzkennzahlen“ zu finden (TENNET 2011b).

Jene von 50hertz sind auf deren Homepage unter „Kennzahlen Photovoltaik“ angegeben (50HERTZ 2011b).

Aus dem Gebiet des Übertragungsnetzbetreibers Amprion stammen die Werte ebenfalls von dessen Homepage. Im Speziellen sind die Werte für den 16.12.2011 durch Mittelwerte des 15.12.2011 und 17.12.2011 gebildet, da jene (Stand am 2.4.2013) nicht verfügbar waren (AMPRIION 2011b).

Für die Leistungen im Netz des Betreibers TransnetBW sind nur Istwerte ab dem 26.01.2011 angegeben. Davor sind Prognosewerte zurück bis zum 21.01.2011 verfügbar und daher wurden jene verwendet (Stand am 2.4.2013). Die Daten vom 1.1.2011 bis zum 21.1.2011 wurden wie folgt interpoliert. Die eingespeiste Leistung der verbleibenden drei Übertragungsnetzbetreiber wurde

normiert auf deren installierte Leistung und anschließend multipliziert mit der maximalen Leistung im Netz der TransnetBW (TRANSNETBW 2011b).

Die Summe der eingespeisten Leistung aus Photovoltaikanlagen ist auf die installierte Leistung von 17 GW unter einem Korrekturfaktor von 7,5 GW normiert und in Abbildung 20 dargestellt (BSW 2012).

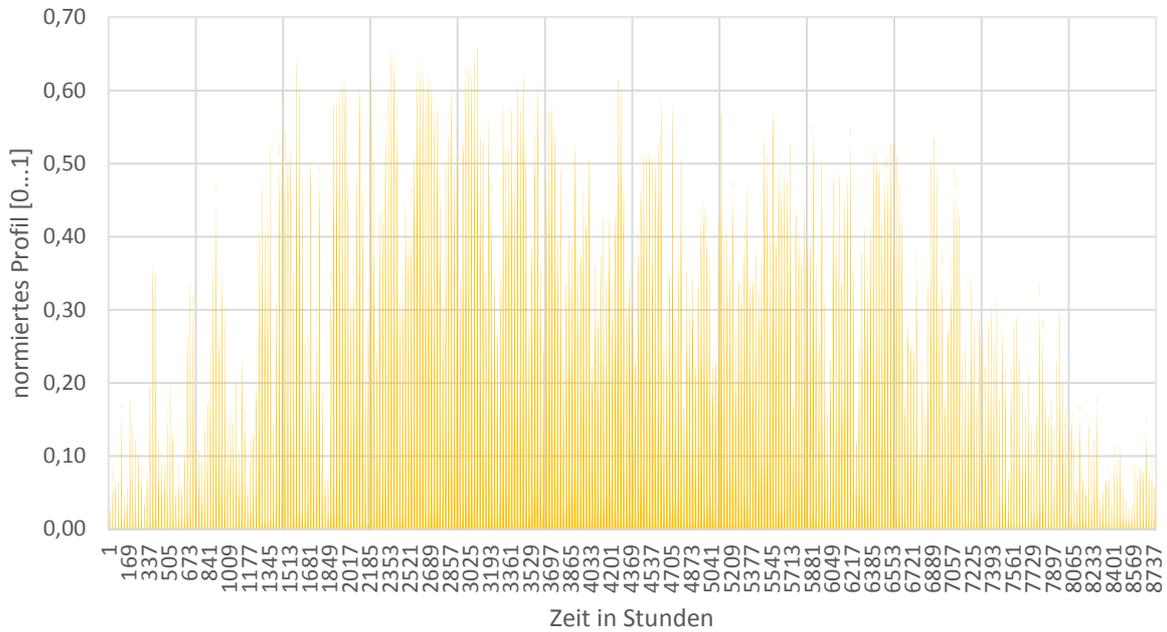


Abbildung 20: Normiertes Profil für Photovoltaik für AT und DE auf Basis des Jahres 2011

In der Abbildung 21 ist das normierte Photovoltaik Profil des Monats Juli für AT und DE im Detail abgebildet.

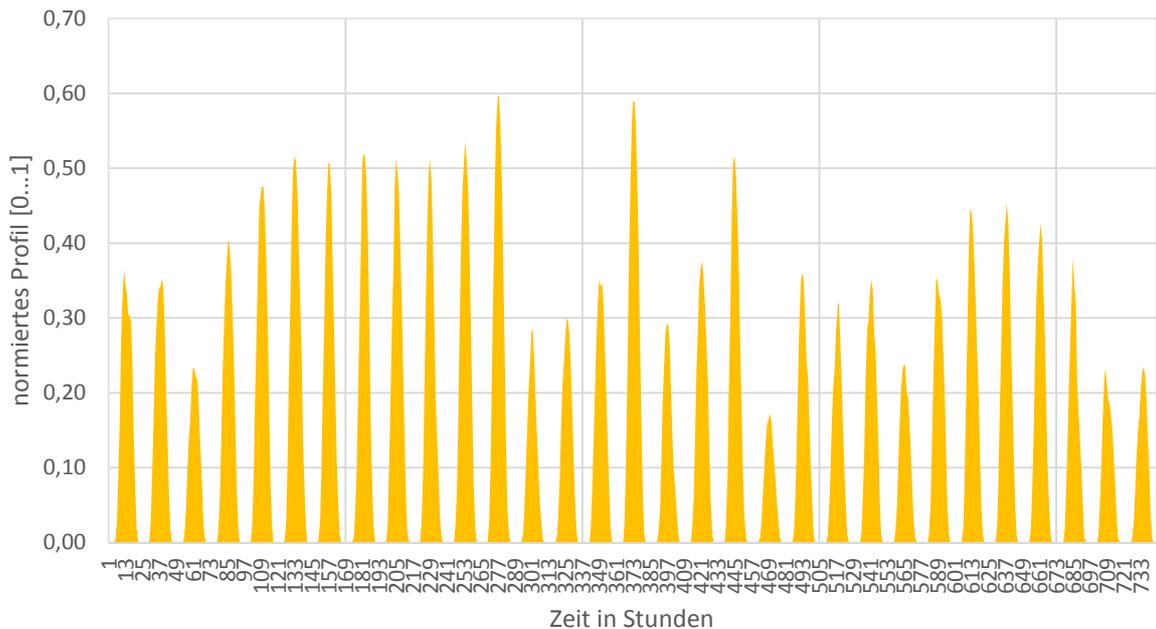


Abbildung 21: Normiertes Profil für Photovoltaik in AT und DE des Monats Juli auf Basis des Jahres 2011

Italien

Für Italien wurden interne Daten der Energy Economics Group verwendet, welche auf vorangegangenen Veröffentlichungen des italienischen Übertragungsnetzbetreibers beruhen. Diese wurden mit Hilfe der installierten Leistungen normiert, bezogen von der Homepage der Terna aus der Kategorie „Power Plants“ (TERNA 2011). Das Profil ist in Abbildung 22 dargestellt.

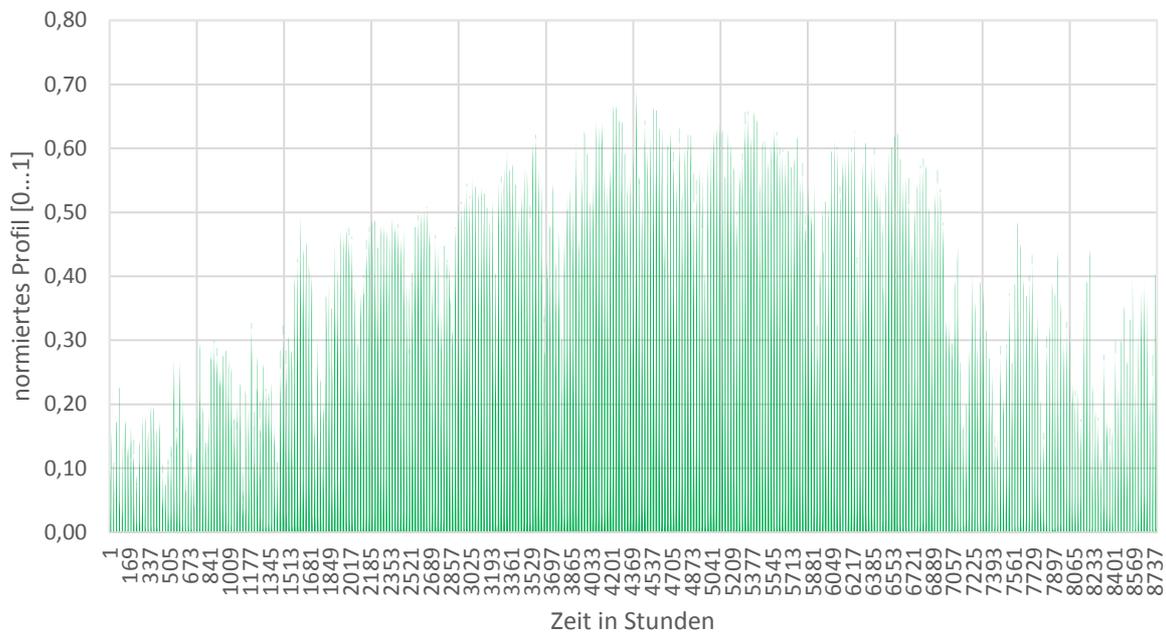


Abbildung 22: Normiertes Profil für Photovoltaik in IT auf Basis des Jahres 2011

3.3.5 Laufwasserkraftwerke

Die installierte Leistung an Laufwasserkraftwerken beruht auf einer internen Erhebung der Energy Economics Group und ergibt nach Berechnung mit dem zugehörigen Profil sowohl für das Jahr 2011, als auch für das Jahr 2020, die bereitgestellte Jahresenergie der internen Erhebung. Die installierten Leistungen sind in der Tabelle 4 angegeben.

Tabelle 4: Installierte Leistungen an Laufwasserkraftwerken in AT, DE und IT

Land	2011	2020
AT	5 241 MW	5 600 MW
DE	5 300 MW	5 600 MW
IT	4 400 MW	4 400 MW

Der Zufluss wird anhand der Erzeugung aus Laufwasserkraft aus dem Monatsmittelwert von der Homepage der e-control für Österreich im Jahr 2011 angenommen und auf die installierte Kraftwerksleistung normiert (E-CONTROL 2011a). Dieses Profil wird auf alle drei Länder angewandt. Die Laufwasserkraftwerke unterliegen damit einem jährlichen Profil. Veränderungen im Zufluss

während eines Tages werden nicht berücksichtigt. Die Stundenwerte wurden durch lineare Approximation der Monatsmittelwerte berechnet. Es wurde die Annahme getroffen, dass der Monatsmittelwert jeweils am 15. Tag des Monats auftritt, dadurch ergibt sich ein kontinuierlicher Jahresverlauf, wie in Abbildung 23 dargestellt.

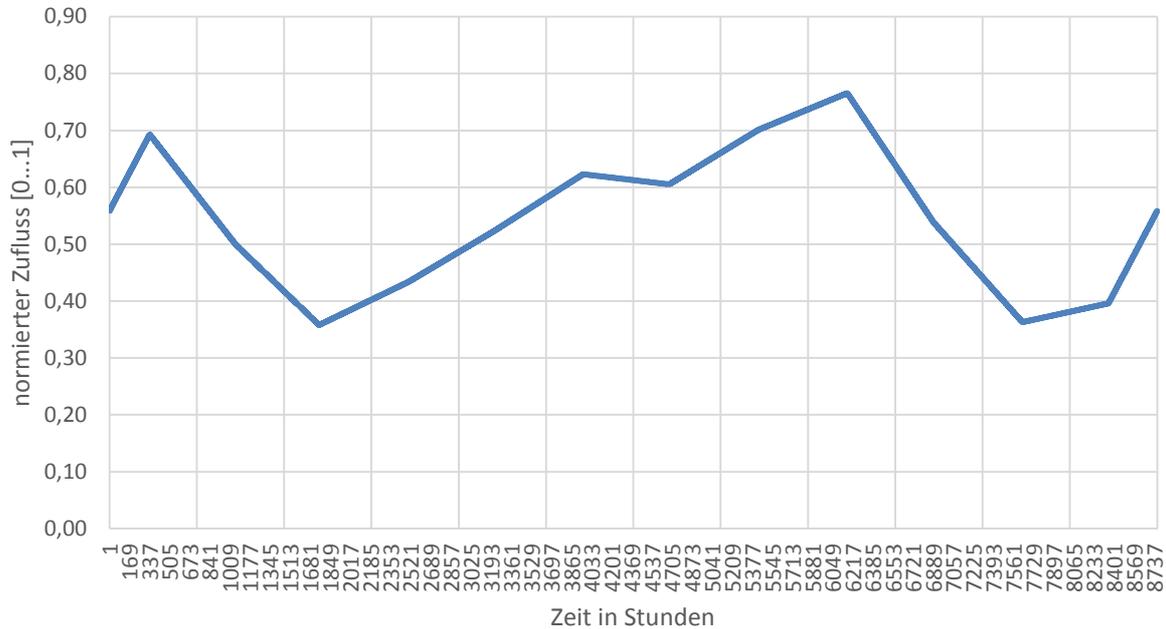


Abbildung 23: Normiertes Profil für Laufwasserkraftanlagen

3.3.6 Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke

In diesem Teil sind die charakteristischen Daten für Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke beschrieben. Abschließend ist das Profil für den normierten Zufluss für beide Anlagentypen angegeben.

Speicherkraftwerke

Die Angabe der Kapazität der Speicherkraftwerke erfolgt in MWh und stellt so den elektrischen Energieinhalt des Speichers dar.

Der Zufluss wird als elektrische Leistung in MW zur weiteren Verarbeitung im Programm angegeben. Dieser Zustrom unterliegt dem angegebenen Profil in Abbildung 24 und variiert daher von 13 bis 209 Prozent des mittleren Wertes abhängig von der Jahreszeit.

In der Tabelle 5 sind die akkumulierten Leistungen, Kapazitäten und Zuflüsse für jedes Land angegeben. In die Simulation werden die charakteristischen Daten für jedes einzelne Speicherkraftwerk Österreichs separat eingelesen (interne Daten). Für die Länder Deutschland und Italien wird die Leistung, Kapazität und der Zufluss akkumuliert eingelesen.

Für die beiden letzteren Staaten sind die installierte Leistung berechnet aus den Werten der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke der internen Erhebung abzüglich der Leistungen der implementierten Pumpspeichieranlagen.

Der Zufluss berechnet sich aus der insgesamt bereitgestellten Energie aus den Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken nach internen Daten der Energy Economics Group. Es wird von jener Energie das Regelarbeitsvermögen der Pumpspeicherkraftwerke subtrahiert. Der verbleibende Wert wird in einen stündlichen Zufluss der Speicher in MWh umgerechnet.

Die Kapazität für Deutschland und Italien dient lediglich zum Ausgleich täglicher Schwankungen. Dieser Energieinhalt ist angenommen als Differenz aus Zufluss und Leistung. Diese Annahme ist notwendig, da für jene Staaten keine Leistungsdaten mit den zugehörigen Kapazitäten vorhanden sind. Akkumulierte Speichereinhalte würden gemeinsam mit den summierten Leistungen flexiblere Einheiten, als in der Natur tatsächlich vorhanden, darstellen.

Tabelle 5: Installierte Leistungen der Speicherkraftwerke in AT, DE und IT

Land	2011			2020		
	Leistung	Kapazität	Zufluss	Leistung	Kapazität	Zufluss
AT	1 786 MW	630 941 MWh	394 MW	2 554 MW	631 041 MWh	397 MW
DE	1 185 MW	421 MWh	764 MW	1 385 MW	364 MWh	1 021 MW
IT	8 792 MW	7 514 MWh	1 278 MW	9 312 MW	6 680 MWh	2 632 MW

Mit den angenommenen Werten agieren die Speicher für Deutschland und Italien nicht als Jahresspeicher. Die Daten der nachfolgenden Pumpspeicherkraftwerke sind jedoch exakt für jedes Kraftwerks erhoben und eingelesen.

Pumpspeicherkraftwerke

Die Wirkungsgrade für Pumpspeicherkraftwerke sind nach Tabelle 6 angenommen, sofern nicht für das jeweilige Kraftwerk anders angegeben. Die Daten basieren auf Wirkungsgraden bestehender Anlagen (interne Daten).

Tabelle 6: Wirkungsgrade für Pumpspeicherkraftwerke ohne spezifische Angabe für AT, DE und IT

Baujahr	Turbinen-Wirkungsgrad	Pump-Wirkungsgrad	Umwälz-Wirkungsgrad
1925-1949	0,88	0,74	0,65
1950-1965	0,88	0,80	0,70
1975-1985	0,92	0,82	0,75
1985-2000	0,92	0,87	0,80
2000-2013	0,92	0,91	0,84

Die durchschnittlichen Wirkungsgrade und Fallhöhen der Pumpspeicherkraftwerke sind in Tabelle 7 und Tabelle 8 für die Jahre 2011 und 2020 eingetragen. Zusätzlich sind die gesamt installierte Generator- und Pumpleistung, sowie der akkumulierte Zufluss und die Kapazität aller Anlagen für jedes

Land eingetragen. Die Tabelle 7 und die Tabelle 8 geben lediglich einen Überblick über die verwendeten Daten. Da die Pumpspeicherkraftwerke einzeln mit zugehörigen charakteristischen Eckdaten, wie Kapazität der einzelnen Becken, natürlichem Zufluss in die jeweiligen Becken und Fallhöhen zwischen Reservoir und Krafthaus eingelesen werden.

Die Datensätze für österreichische Pumpspeichieranlagen stammen aus internen Daten und wurden durch Angaben der Kraftwerksbetreiber ergänzt. Eine detaillierte Auflistung der Pumpspeicherkraftwerke Deutschlands basiert auf der Veröffentlichung durch die SWU-Unternehmensgruppe (SWU 2011). Die generatorischen und motorischen Leistungen mit den zugehörigen Wirkungsgraden der italienischen Pumpspeicher sind internen Daten entnommen. Die Speicherkapazitäten der zehn größten Pumpspeicher (insgesamt 5GW) sind ebenfalls aus jener Quelle. Alle weiteren Anlagen in Italien sind bis 100MW mit 0,5 Mio. m³, bis 200MW mit 1 Mio. m³ und darüber mit 1,5 Mio. m³ angenommen.

Tabelle 7: Pumpspeicherkraftwerke in AT, DE und IT im Jahr 2011

	2011						
Land	Leistung	Ø - Wirkg.	Pumpleistung	Ø-Pumpwirkg.	Kapazität	Zufluss	Ø-Fallhöhe
AT	5 675 MW	0,90	3 262 MW	0,65	987 Mio.m ³	103 m ³ /s	502 m
DE	6 515 MW	0,92	6 079 MW	0,75	645 Mio.m ³	0 m ³ /s	223 m
IT	8 288 MW	0,89	7 844 MW	0,80	116 Mio.m ³	264 m ³ /s	356 m

Tabelle 8: Pumpspeicherkraftwerke in AT, DE und IT im Jahr 2020

	2020						
Land	Leistung	Ø - Wirkg.	Pumpleistung	Ø-Pumpwirkg.	Kapazität	Zufluss	Ø-Fallhöhe
AT	6 105 MW	0,90	3 692 MW	0,66	993 Mio.m ³	103 m ³ /s	505 m
DE	7 915 MW	0,92	7 479 MW	0,75	654 Mio.m ³	0 m ³ /s	237 m
IT	8 288 MW	0,89	7 844 MW	0,80	116 Mio.m ³	264 m ³ /s	734 m

Zuflussprofil für Speicher und Pumpspeicherkraftwerke

Der Speicherzufluss, sowohl für Speicher- als auch für Pumpspeicherkraftwerke, ist auf den durchschnittlichen Zufluss eines Jahres bezogen. Der Zufluss ist in der Literatur oftmals als Jahresmittelwert in der Einheit Kubikmeter pro Sekunde angegeben, daher bezieht sich das Profil auf diesen Durchschnittswert. Die Schwankungen belaufen sich für das Jahr 2011 zwischen 13 Prozent im Dezember und 209 Prozent im Juni. Das Profil zwischen den Monatsmittelwerten wurde durch lineare Approximation berechnet (E-CONTROL 2011b).

In Abbildung 24 ist die ermittelte Kurve für das Jahr 2011 eingezeichnet und zur Verifikation mit dem normierten mittleren Speicherzufluss der Jahre 1981-1983 überlagert. Jene Kurve stellt durch die Mittelung über drei Jahre einen allgemeinen Verlauf des Zuflusses dar (LEMMERER 1987).

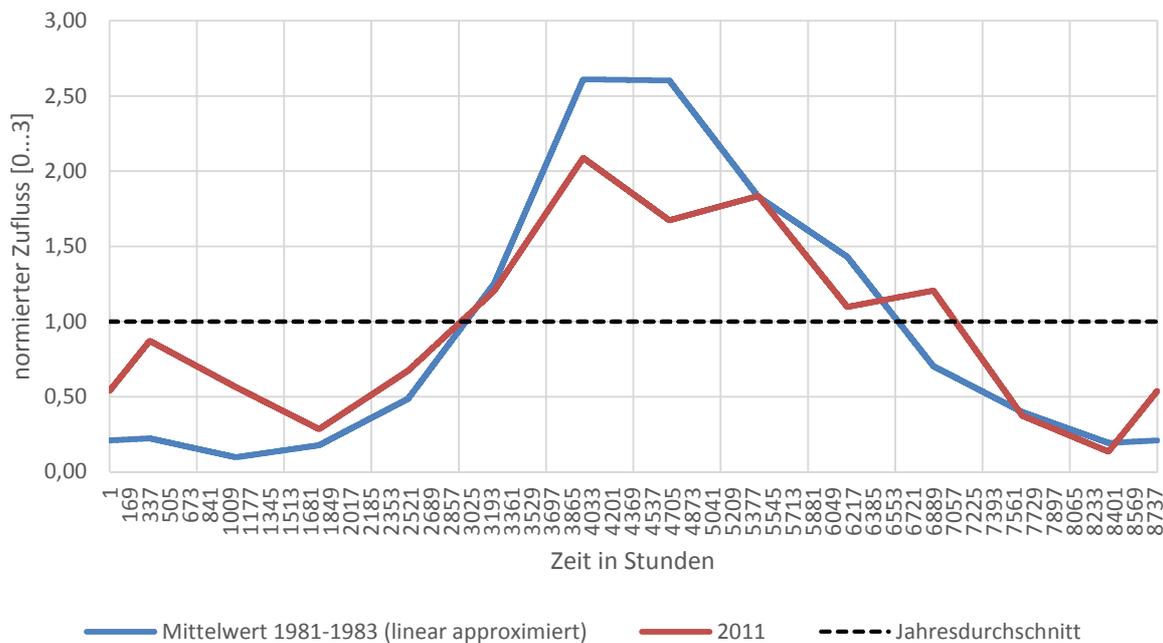


Abbildung 24: normiertes Profil für (Pump-)Speicherzufluss normiert auf den Jahresdurchschnittswert

3.3.7 Thermische Kraftwerke

In der Simulation werden, wie in Kapitel 3.1.1 beschrieben, für alle thermischen Kraftwerkstypen Brennstoffpreise und Emissionsfaktoren, sowie der CO₂-Zertifikatspreis zur Berechnung der kurzfristigen Stromgestehungskosten herangezogen. Diese sind in diesem Kapitel mit Quellen angegeben. Die Darstellung der verwendeten Wirkungsgrade und Startup-Kosten erfolgt ebenso zu Beginn des Kapitels.

Im Anschluss daran werden die Summen der installierten Leistungen, die durchschnittlichen Wirkungsgrade und die Startup-Kosten für alle thermischen Kraftwerke nach Technologietyp angegeben.

Am Ende des Kapitels werden aus den Brennstoffpreisen, Emissionsfaktoren und dem CO₂-Zertifikatspreis die kurzfristigen Stromgestehungskosten berechnet wie im Unterpunkt „Berechnung der kurzfristigen Stromgestehungskosten“ des Kapitels 3.1.1 beschrieben. Die Ergebnisse sind für alle thermischen Kraftwerke eines Landes in Form von Merit-Order Kurven dargestellt.

Brennstoffpreise und Emissionsfaktoren

Die Brennstoffpreise für das Jahr 2020 wurden nach dem „EU27 Reference scenario with updated world energy prices“ berechnet (EU27 2011). Dazu wurde die jährliche Steigerung der Brennstoffpreise um 1,2% für den Zeitraum von 2010 bis 2020 aus jener Quelle verwendet. Die Berechnung für den Brennstoffpreis (BP) erfolgt mit der Formel:

$$BP_{2020}(f) = BP_{2011} * (1 + 0,012)^9 \quad (32)$$

Die Berechnung für den Emissionsfaktor (EF) berechnet sich nach der gleichen Formel, jedoch erfolgt hier nach dem dem „EU27 Reference scenario with updated world energy prices“ eine jährliche Reduktion des Emissionsfaktors von 1,5% für den Zeitraum 2010 bis 2020 (EU27 2011).

$$EF_{2020}(f) = EF_{2011} * (1 - 0,015)^9 \quad (33)$$

Die Brennstoffpreise und Emissionsfaktoren für 2011 sind in Tabelle 9 dargestellt. Die Werte sind aus internen Daten der Energy Economics Group entnommen. Jene für Uran sind mit 1 Euro pro MWh berücksichtigt, damit diese im Modell stets in das Verbundnetz einspeisen. Aus Sicherheitsgründen können sich Atomkraftwerke nicht an der Regelung beteiligen (SCHRÖTER 2004a). Der Brennstoffpreis für Biomasse wird ebenfalls mit 1 Euro pro MWh angenommen. Dies hat im Modell ein Anbot zu niedrigsten Kosten und somit keine preissetzende Wirkung zur Folge. Biomasseanlagen speisen zu subventionierten Tarifen unabhängig der herrschenden Strompreise am Markt ein (FACHVERBAND BIOGAS E.V. 2011).

Tabelle 9: Brennstoffpreise und Emissionsfaktoren für thermische Kraftwerke in den Jahren 2011 und 2020

Brennstoff	2011		2020	
	Brennstoffpreis	Emissionsfaktor	Brennstoffpreis	Emissionsfaktor
Steinkohle	10,00 €/MWh	0,35 t/MWh	11,13 €/MWh	0,31 t/MWh
Erdgas	23,50 €/MWh	0,20 t/MWh	26,16 €/MWh	0,17 t/MWh
Öl	37,20 €/MWh	0,30 t/MWh	41,40 €/MWh	0,26 t/MWh
Braunkohle	7,00 €/MWh	0,35 t/MWh	7,79 €/MWh	0,31 t/MWh
Biomasse	1,00 €/MWh	0,01 t/MWh	1,00 €/MWh	0,01 t/MWh
Uran	1,00 €/MWh	0,00 t/MWh	1,00 €/MWh	0,00 t/MWh

CO₂-Zertifikatspreis

Der CO₂-Zertifikatspreis für das Jahr 2020 ist aus der Quelle „EU27 Reference scenario with updated world energy prices“ entnommen und für das Jahr 2011 wurde der historische Preis benutzt (interne Daten). Die Preise sind in Tabelle 10 eingetragen.

Tabelle 10: Zertifikatspreis für CO₂ in den Jahren 2011 und 2020

Zertifikat	2011	2020
CO ₂	11,90 €/t	17,50 €/t

Wirkungsgrade

Die Wirkungsgrade wurden grafisch aus der Entwicklung der Effizienz für offene und geschlossene Dampfturbinenprozesse ermittelt (interne Daten). Auf Grundlage des Alters und der Technologie eines jeden thermischen Kraftwerks wurde ein Wirkungsgrad grafisch ermittelt.

Das Baujahr der jeweiligen Anlage zur Ermittlung des Wirkungsgrades stammt aus internen Daten der Energy Economics Group. Für alle Kraftwerke ohne Angabe des Baujahrs wurde das mittlere Alter des

Kraftwerksparks angenommen und der typische Wirkungsgrad des Erbauungsjahres verwendet. Diese Näherung wurde für österreichische Öl- und Gaskraftwerke mit einer Leistung geringer als 150 MW vorgenommen.

Der Wirkungsgrad für Atom- und Biomassekraftwerke ist aufgrund der niedrig angenommenen Brennstoffpreise von 1 Euro pro MWh und Emissionsraten von 0 tCO₂ pro MWh beziehungsweise 0,1 tCO₂ pro MWh von geringer Bedeutung. Die Wirkungsgrade wurden mit 35 Prozent für Kernkraft und 25 Prozent für Biomasse für alle Kraftwerke gleich angenommen. Diese Annahme entspricht dem Wirkungsgrad des AKW Grundremmingen (KKG 2013) und dem Wirkungsgrad des Biomassekraftwerks Güssing (BKA 2013).

Die Wirkungsgrade für das Jahr 2020 sind auf Grundlage der historischen Verbesserung der Wirkungsgrade des gesamten deutschen Kraftwerksparks berechnet. Für den Zeitraum 2011 bis 2020 wird eine Steigerung des Wirkungsgrades um 1 Prozent angenommen. Diese Änderung resultiert aus der Abbildung 25, welche einen Anstieg der Effizienz im gesamten Kraftwerkspark um 1 Prozent pro Dekade, gemittelt über die beiden Jahrzehnte 1990 bis 2010, darstellt. Die stärkere Steigerung für Gaskraftwerke ergibt sich aufgrund der Einführung der nachgeschalteten Dampfturbine nach der Gasturbine. Im Modell sind Gaskraftwerke und GuD-Kraftwerke getrennt eingelesen, daher wird auch für diese beiden Technologien jeweils von einer Steigerung des Wirkungsgrades um 1 Prozent ausgegangen.

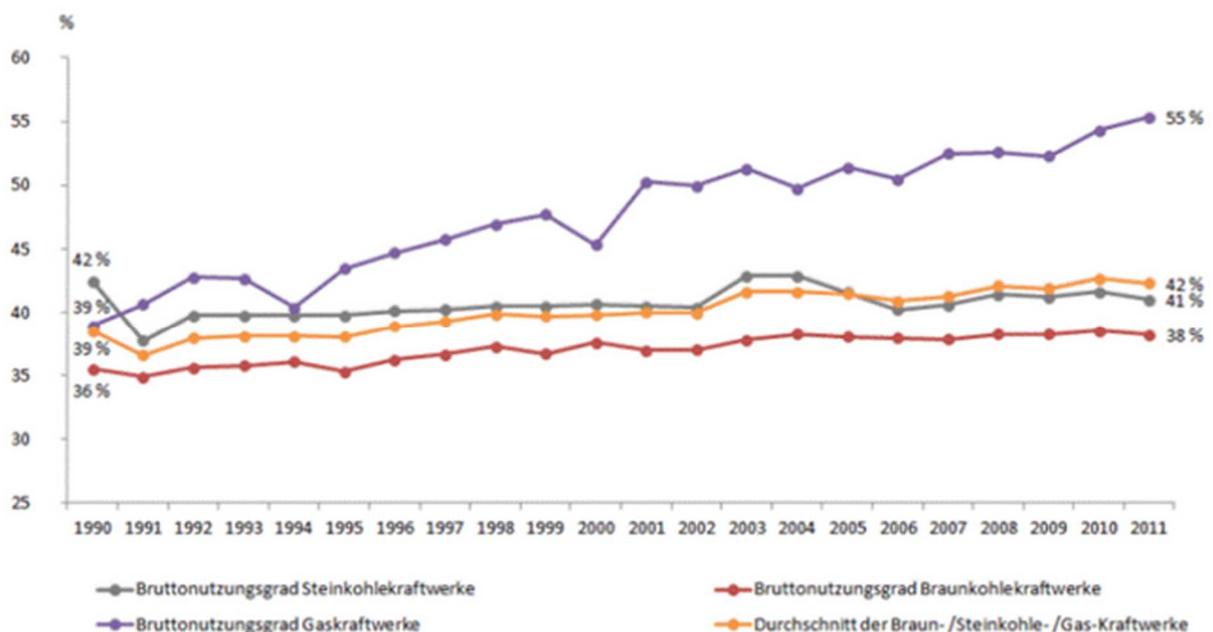


Abbildung 25: Entwicklung des Brutto-Brennstoffnutzungsgrad fossiler Kraftwerke (Umweltbundesamt 2012)

Die durchschnittlichen Wirkungsgrade nach Technologietyp für jedes Land sind in den Tabelle 11, Tabelle 12 und Tabelle 13 mit den zugehörigen Leistungen und Startup-Kosten dargestellt.

Startup-Kosten

Die Berechnung der Startup-Kosten (K_{Startup}) erfolgt auf Basis des Kostenfaktors für Brennstoff ($KF_{\text{Brennstoff}}$) und Verschleiß ($KF_{\text{Verschleiß}}$), der Startzeit (t_{Start}) und den kurzfristigen

Stromgestehungskosten (MC). Die notwendigen Faktoren zur Berechnung sind interne Daten der Energy Economics Group entnommen. Die nachfolgende Formel liefert einen Betrag in Euro pro MW (SCHRÖTER 2004b).

$$K_{Startup} = \left(0,3 * KF_{Brennstoff} * t_{Start} * \frac{1}{1 - KF_{Verschleiß}} \right) * MC \quad (34)$$

Die Berechnung der Startup-Kosten für GuD-Kraftwerke erfolgt mit 35% mehr Arbeitsaufwand als der berechnete Wert für Gaskraftwerke. Dies ergibt sich aus der verwendeten Energie zum Anfahren der Dampfturbine (interne Daten). Die Startup-Kosten für Atomkraftwerke sind mit 150 Euro pro MW und jene für Biomasse mit 50 Euro pro MW angenommen und haben keinen Einfluss auf das Modell, da aufgrund der gewählten Brennstoffpreise keine Anfahrvorgänge stattfinden.

Die Startup-Kosten für die unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien sind für jeden Kraftwerkstyp in Tabelle 11, Tabelle 12 und Tabelle 13 eingetragen.

Installierte Leistungen

Die installierten Leistungen wurden für alle Kraftwerke nach den internen Daten der Energy Economics Group aufbereitet und sind in Tabelle 11 für Österreich, in Tabelle 12 für Deutschland und in Tabelle 13 für Italien mit den zugehörigen Wirkungsgraden und Startup-Kosten für die Jahre 2011 und 2020 eingetragen.

Tabelle 11: Installierte Leistungen in AT für die Jahre 2011 und 2020

AT	2011			2020		
Brennstoff	inst. Leistung	Ø-Wirkungsgrad	Ø-Startup-Kosten	inst. Leistung	Ø-Wirkungsgrad	Ø-Startup-Kosten
Steinkohle	1 388 MW	35,00 %	114 €/MW	2 017 MW	36,00 %	114 €/MW
Gas	1 776 MW	29,00 %	17 €/MW	2 350 MW	30,00 %	17 €/MW
Gas (GuD)	4 674 MW	54,00 %	23 €/MW	6 184 MW	55,00 %	23 €/MW
Öl	486 MW	26,00 %	34 €/MW	0 MW	-	-
Braunkohle	0 MW	-	-	0 MW	-	-
Biomasse	650 MW	25,00 %	50 €/MW	1 115 MW	26,00 %	50 €/MW
Uran	0 MW	-	-	0 MW	-	-

Tabelle 12: Installierte Leistungen in DE für die Jahre 2011 und 2020

DE	2011			2020		
Brennstoff	inst. Leistung	Ø-Wirkungsgrad	Ø-Startup-Kosten	inst. Leistung	Ø-Wirkungsgrad	Ø-Startup-Kosten
Steinkohle	27 207 MW	38,00 %	114 €/MW	25 500 MW	39,00 %	114 €/MW
Gas	12 772 MW	28,00 %	17 €/MW	16 325 MW	29,00 %	17 €/MW
Gas (GuD)	17 761 MW	56,00 %	23 €/MW	22 702 MW	57,00 %	23 €/MW
Öl	5 200 MW	30,00 %	34 €/MW	700 MW	31,00 %	34 €/MW
Braunkohle	20 463 MW	35,00 %	115 €/MW	19 450 MW	36,00 %	115 €/MW
Biomasse	5 140 MW	25,00 %	50 €/MW	8 100 MW	26,00 %	50 €/MW
Uran	12 696 MW	35,00 %	150 €/MW	9 851 MW	35,00 %	150 €/MW

Im Fall der Atomkraftwerke wird auf eine Verbesserung des Wirkungsgrades zwischen 2011 und 2020 verzichtet, da in Deutschland keine Neubauten errichtet werden. Die Leistungen im Jahr 2020 richten sich nach den Plänen zur Schließung der Nuklearanlagen (BMU 2011). Die Daten für das Jahr 2011 entsprechen den Kraftwerken die auch nach dem 6. August 2011 weiter in das Netz einspeisten (IAEA 2013).

Tabelle 13: Installierte Leistungen in IT für die Jahre 2011 und 2020

IT	2011			2020		
Brennstoff	inst. Leistung	Ø-Wirkungsgrad	Ø-Startup-Kosten	inst. Leistung	Ø-Wirkungsgrad	Ø-Startup-Kosten
Steinkohle	11 962 MW	38,00 %	114 €/MW	6 136 MW	39,00 %	114 €/MW
Gas	5 044 MW	30,00 %	17 €/MW	7 986 MW	31,00 %	17 €/MW
Gas (GuD)	36 004 MW	57,00 %	23 €/MW	57 006 MW	58,00 %	23 €/MW
Öl	17 068 MW	29,00 %	34 €/MW	9 920 MW	30,00 %	34 €/MW
Braunkohle	0 MW	-	-	0 MW	-	-
Biomasse	3 293 MW	25,00 %	50 €/MW	4 400 MW	26,00 %	50 €/MW
Uran	0 MW	-	-	0 MW	-	-

Die installierte Leistung an Biomassekraftwerken wurde in den betrachteten Ländern reduziert, da der angenommene Brennstoffpreis mit 1 Euro pro MWh zu einer hundertprozentigen Auslastung in der Simulation führen würde. Diese übersteigt jedoch die in der Realität produzierte Jahresenergie nach internen Daten der Energy Economics Group. Die eingelesene Leistung ist daher auf 65 Prozent der in den Tabellen angegebenen installierten Leistung reduziert, um die tatsächlich bereitgestellte Energie pro Jahr in der Simulation zu berücksichtigen.

Merit-Order Kurven

Die Merit-Order Kurven in Abbildung 26, Abbildung 27 und Abbildung 28 stellen die installierte Leistung der thermischen Kraftwerke mit den zugehörigen kurzfristigen Stromgestehungskosten im Jahr 2011 für die Länder Österreich, Deutschland und Italien dar.

Merit-Order-Kurve thermischer KW 2011 in AT

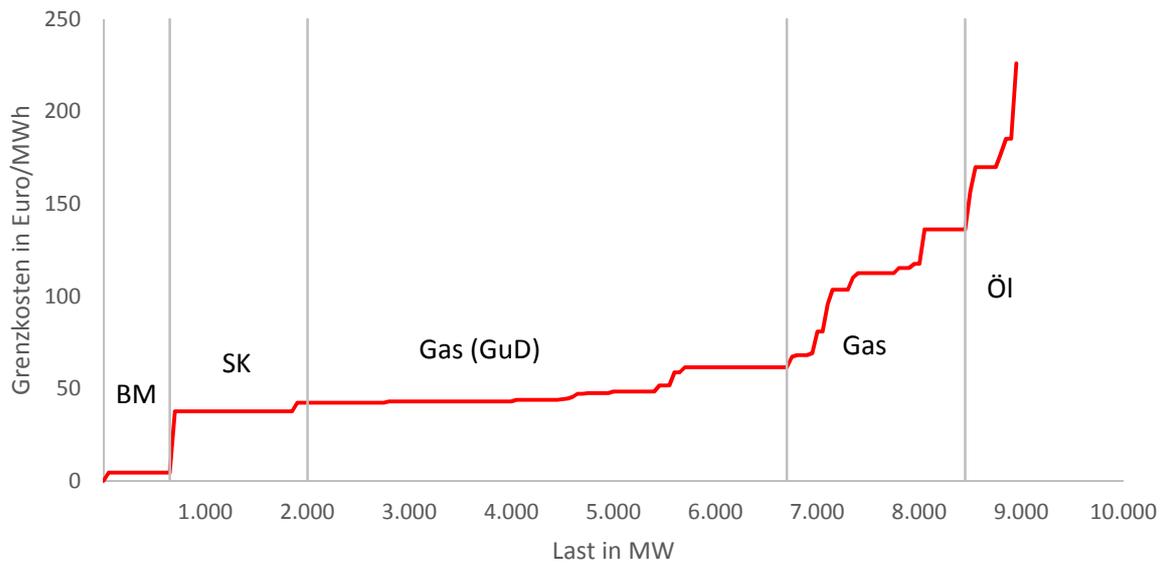


Abbildung 26: Merit-Order-Kurve thermischer Kraftwerke im Jahr 2011 in AT

Merit-Order-Kurve thermischer KW 2011 in DE

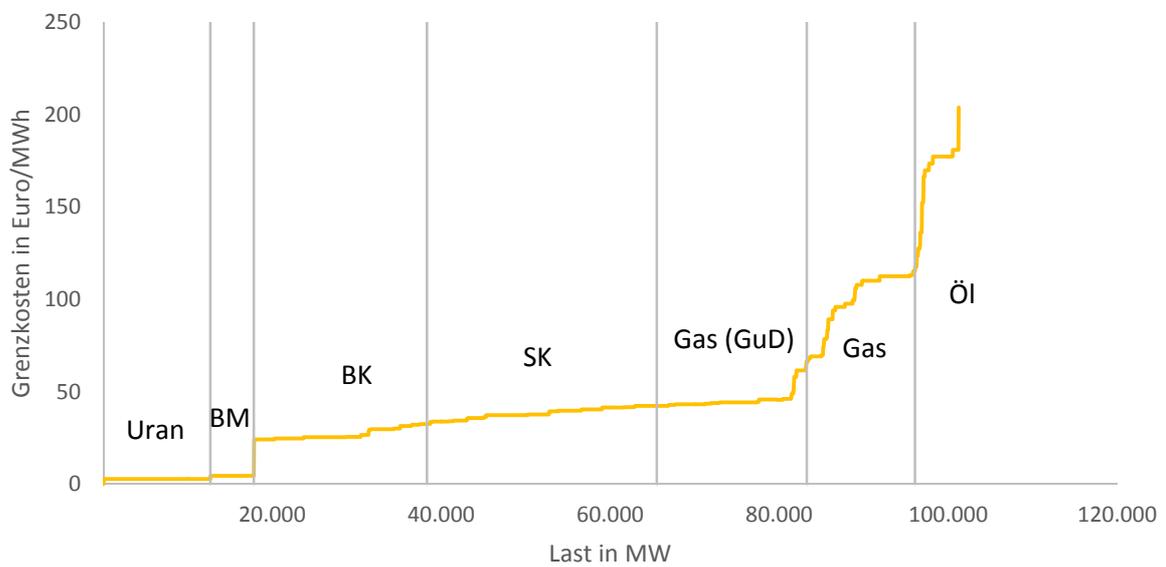


Abbildung 27: Merit-Order-Kurve thermischer Kraftwerke im Jahr 2011 in DE

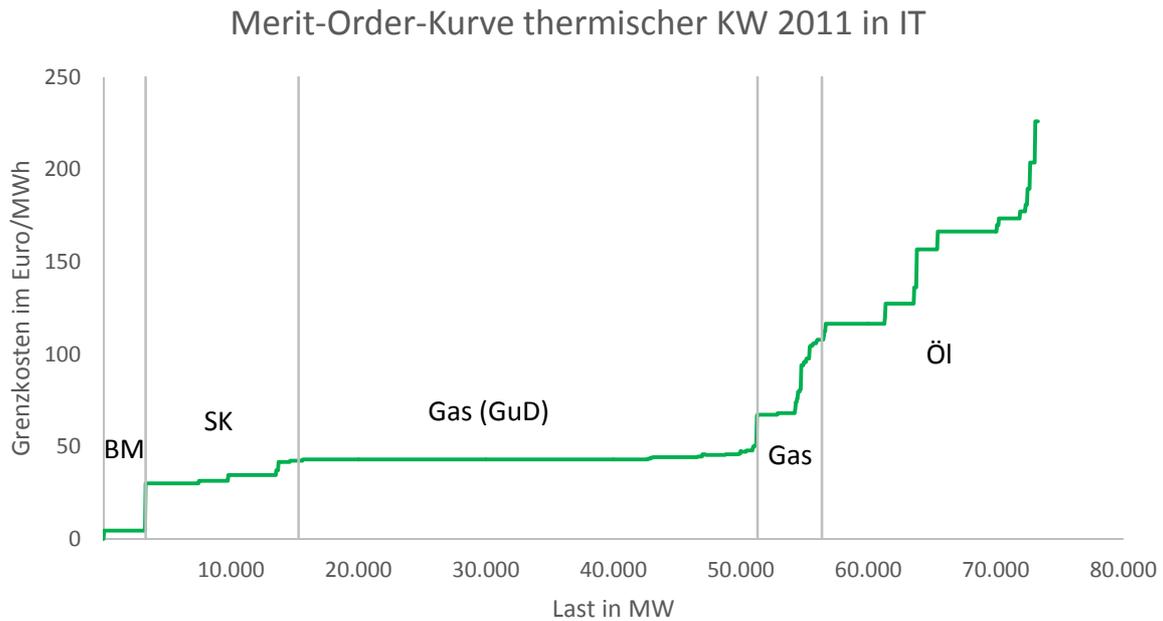


Abbildung 28: Merit-Order-Kurve thermischer Kraftwerke im Jahr 2011 in IT

3.3.8 Leitungskapazitäten

Die Daten für Leitungskapazitäten zwischen den drei Ländern basieren auf Veröffentlichungen der APG (APG 2013). Für die Verbindung zwischen Österreich und Deutschland ist die maximale Leistung mit 3 300 MW in das Modell eingegangen (CHRISTINER 2013). Die Zunahme der Leitungskapazität zwischen Österreich und Deutschland beziehungsweise Österreich und Italien mit 1,8 GW entspricht dem Szenario eines Leitungsausbaus von Isar nach Salzburg beziehungsweise von Lienz nach Venedig (AUER 2013). Diese maximalen Net Transfer Capacities (NTC) sind in der Tabelle 14 für das Jahr 2011 und für die Szenarien im Jahr 2020 angegeben.

Tabelle 14: Net Transfer Capacities im Jahr 2011 und Szenarien für das Jahr 2020

	AT->DE	DE->AT	DE->IT	IT->DE	IT->AT	AT->IT
2011						
aktuell	3 300 MW	3 300 MW	0 MW	0 MW	130 MW	315 MW
2020						
Δ ohne Ausbau	-	-	-	-	-	-
Δ Ausbau IT	-	-	-	-	+1 800 MW	+1 800 MW
Δ Ausbau DE	+1 800 MW	+1 800 MW	-	-	-	-
Δ Ausbau IT u. DE	+1 800 MW	+1 800 MW	-	-	+1 800 MW	+1 800 MW

Die Simulation mit den angegebenen Leitungskapazitäten für das Jahr 2020 liefert unterschiedliche Ergebnisse für den Kraftwerkseinsatz und Strompreis in Österreich. Die Ergebnisse werden im nachfolgenden Kapitel dargestellt, ausgewertet und verglichen.

4. Simulationsergebnisse

Die Simulationsergebnisse auf Basis der in Kapitel 3 verwendeten Methodik und Daten sind in diesem Kapitel dargestellt und zur Betrachtung des zukünftigen Einsatzes und der Wirtschaftlichkeit österreichischer Kraftwerke ausgewertet.

In Punkt 4.1 werden die Ergebnisse des Basisjahres 2011 dargestellt. Dies ist der Kraftwerkseinsatz des betrachteten Jahres und für zwei kritische Wochen. Ebenso wird die Leitungsauslastung für das Referenzjahr 2011 dokumentiert.

In Kapitel 4.2 werden die Ergebnisse für jedes Leitungsszenario im Jahr 2020 äquivalent zum Basisjahr dargestellt.

Im letzten Abschnitt 4.3 werden die Szenarien verglichen.

Im Punkt 4.3.1 wird die Veränderung des Kraftwerkseinsatzes durch den Vergleich der Maximalleistung und Summe der jährlichen Stromproduktion für jede Technologie dargestellt.

Im Punkt 4.3.2 werden zur Betrachtung der veränderten Wirtschaftlichkeit der Anlagen die Deckungsbeiträge inklusive der berechneten Strompreise, Erlöse und Startup-Kosten für alle Szenarien gegenübergestellt.

4.1 Analyse der Ergebnisse des Basisjahres 2011

Die Ergebnisse der Simulation werden auf Basis der Daten des Jahres 2011 berechnet und stellen Referenzwerte zur Betrachtung der Szenarien für das Jahr 2020 dar. Es wird der Kraftwerkseinsatz für das gesamte Jahr, sowie für zwei kritische Wochen und die jährliche Leitungsauslastung ausgearbeitet.

4.1.1 Kraftwerkseinsatz

Die Abbildung 29 zeigt die Leistungen nach Kraftwerkstyp für alle Stunden des Jahres 2011 in Megawatt (MW). Die auftretenden Leistungen sind absteigend für jeden Kraftwerkstyp dargestellt. Die insgesamt bereitgestellte Energie des österreichischen Kraftwerksparks betrug 57,6 TWh.

Die Energie aus Biomasse wird mit ganzjährig konstanter Leistung von 0,4 GW in das Verbundnetz eingespeist, wie bereits in Kapitel 3.3.7 beschrieben. Laufwasserkraftwerke unterliegen einem jährlichen Profil und geben nach den verwendeten Daten in Kapitel 3.3.5 maximal 4 GW Leistung an das Verbundnetz ab.

Steinkohlekraftwerke werden in 76 Prozent der Zeit des Jahres mit einer Leistung von 1,2 GW betrieben. Die verbleibende Zeit werden sie zur einen Hälfte mit einem geringeren Anteil der Kraftwerksleistung benutzt und während der zweiten sind diese nicht an der Stromproduktion beteiligt.

Gaskraftwerke werden zur Abdeckung der nachgefragten Leistungsspitzen verwendet. In der Simulation für das Basisjahr 2011 sind die effizientesten Anlagen maximal 40 Prozent des Jahres in Verwendung.

Speicherkraftwerke, sowie Pumpspeicherkraftwerke stellen ebenso Strom in Zeiten hohen Verbrauchs zur Verfügung, beziehungsweise speichern Energie in Zeiten geringer Nachfrage (VDE 2013). Die Anlagen unterliegen jedoch einem veränderlichen Zufluss aufgrund der Jahreszeiten, wie in Abbildung 24 dargestellt. Das zufließende Wasser speziell aus Anlagen mit verhältnismäßig kleinem Speichervolumen im Vergleich zum Zufluss wird daher nahezu ganzjährig in elektrische Energie umgewandelt.

Die Anlagen für Photovoltaik und Windkraft sind trotz ihrer geringen Einsatzzeiten keine Spitzenlastkraftwerke, da deren Energieträger volatil auftreten und daher nicht der Last nachgeführt werden. Im Jahr 2011 haben diese, nach den Daten aus Kapitel 3.3.3 und 3.3.4, gemeinsam eine maximale Leistung von 1 GW in das Verbundnetz eingespeist.

Kraftwerkseinsatzstunden im Jahr 2011

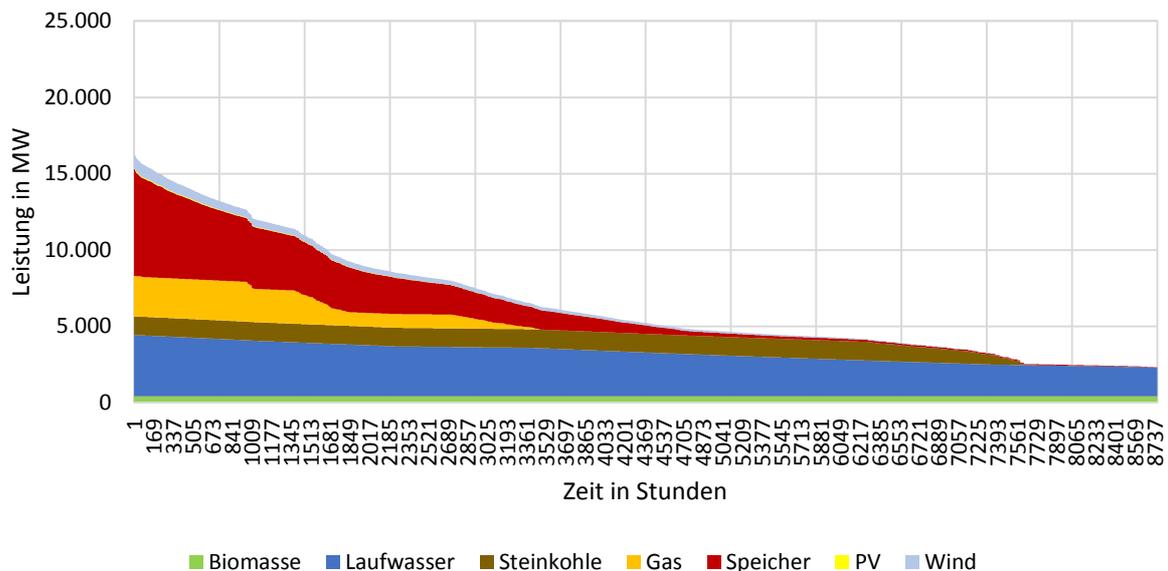


Abbildung 29: Kraftwerkseinsatzstunden im Jahr 2011 in AT

4.1.2 Kritische Zeiten

In diesem Kapitel wird der Kraftwerkseinsatz der 24. Kalenderwoche im Jahr 2011 mit hoher solarer Einstrahlung, als typischer Sommertag grafisch dargestellt. Des Weiteren wird die 40. Kalenderwoche mit der Besonderheit abgebildet, dass am Montag den 3. Oktober in Deutschland Feiertag (Tag der Deutschen Einheit) ist, während in Österreich und Italien ein Werktag ist.

In den weiterführenden Kapiteln 4.2.1 bis 4.2.4 werden die 24. und 40. Kalenderwoche für die Szenarien im Jahr 2020 dargestellt und die Unterschiede zwischen den Simulationsergebnissen herausgearbeitet. Die beiden Wochen dienen der detaillierten Betrachtung zweier Zeiträume mit

Die Abbildung 31 zeigt den Kraftwerkseinsatz in jener Woche in Österreich. Im Basisjahr 2011 kommt es am 3. Oktober trotz einem Import bis zur maximalen Leitungskapazität zum Anfahren von Steinkohlekraftwerken mit 1,2 GW Leistung. An den darauffolgenden Werktagen werden zusätzlich zu jenen Anlagen Stromerzeugungseinheiten mit dem Brennstoff Gas eingesetzt. Pumpspeicherkraftwerke wandeln in den Nacht- und Morgenstunden elektrische Energie in potentielle Energie um. Die dazu notwendige Energie wird mit den maximalen Leitungskapazitäten importiert. Ab 6 Uhr morgens werden die Tagesspeicher entleert und am Mittwoch und Freitag mit maximaler Leitungskapazität exportiert.

Am Wochenende wird Strom aus dem Ausland bezogen, da der Strompreis niedriger ist, als die Stromgestehungskosten heimischer Gaskraftwerke. Zusätzlich wird speziell in den Nachtstunden Energie in den Pumpspeicheranlagen gespeichert.

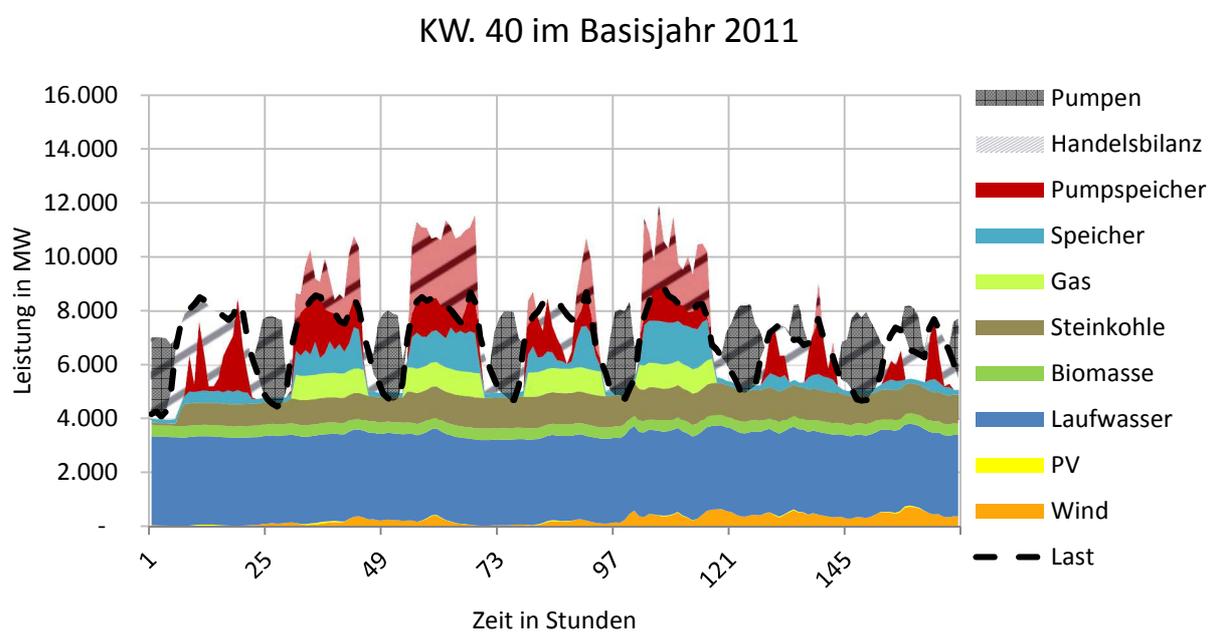


Abbildung 31: Kraftwerkseinsatz in der 40. Kalenderwoche im Basisjahr 2011 in AT

4.1.3 Leitungsauslastung

Die Leitungsauslastungen zwischen Österreich und Deutschland, sowie Österreich und Italien sind in der Abbildung 32 dargestellt und werden in diesem Kapitel beschrieben.

Der Stromexport von Österreich nach Deutschland ist durch die vorhandenen Leitungen im Jahr 2011 lediglich 1,5 Prozent der Zeit im simulierten Jahr beschränkt. Der Import ist hingegen durch die vorhandenen Transferkapazitäten für ein Viertel des Jahres limitiert. Daraus resultiert eine Einschränkung für den Import von Deutschland nach Österreich. Bei einem Ausbau der Übertragungsleitung bis zum Jahr 2020 entfällt diese Randbedingung und daher ist eine Veränderung am Österreichischen Strommarkt zu erwarten.

Die Betrachtung des Handels mit Italien zeigt, dass die Übertragungsleitung durch die geringe Kapazität in mehr als 95 Prozent des simulierten Jahres limitierend wirkt. So wird der Export von Österreich in das italienische Stromnetz, welcher mit 80 Prozent der Zeit den überwiegenden Anteil darstellt, durch die Leitungskapazitäten begrenzt. Der Import findet in den verbleibenden 20 Prozent der Zeit des Jahres statt und wird ebenfalls stets durch die geringen Transferkapazitäten limitiert. Der Betrieb an der maximalen Kapazität lässt den Schluss zu, dass ein Ausbau dieser Leitung Einfluss auf die gehandelte Strommenge hat. Diese Veränderung wird in Kapitel 4.2.3 beziehungsweise 4.2.4 betrachtet.

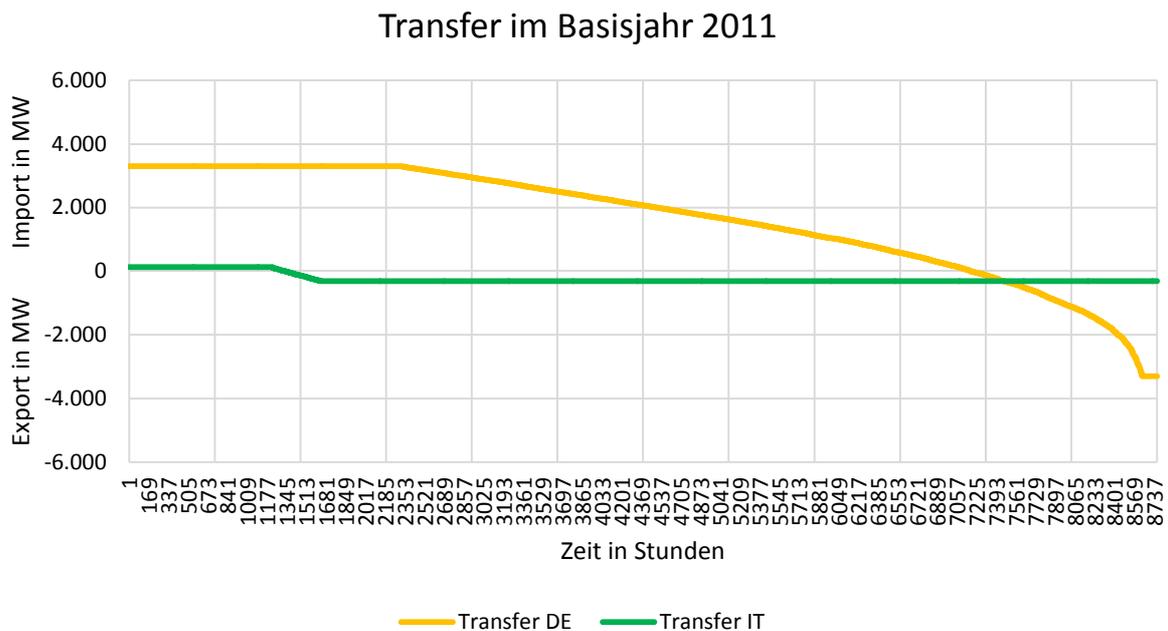


Abbildung 32: Stromhandel von AT mit DE und IT im Basisjahr 2011

4.2 Analyse der Ergebnisse für die Szenarien im Jahr 2020

Die Ergebnisse für die Leitungsszenarien im Jahr 2020 sind ausgearbeitet. Die unterschiedlichen Szenarien unterscheiden sich vom Referenzjahr durch einen veränderten Kraftwerkspark, eine höhere Bruttostromnachfrage und unterschiedliche Leitungskapazitäten.

4.2.1 Ohne Leitungsausbau

Die Ergebnisse wurden für das Jahr 2020 ohne einen Ausbau der Leitungskapazitäten im Vergleich zum Basisjahr 2011 berechnet. Es wird der Kraftwerkseinsatz für das gesamte Jahr, sowie für zwei kritische Wochen und die jährliche Leitungsauslastung ausgearbeitet.

Kraftwerkseinsatz

In der Abbildung 33 ist der Kraftwerkseinsatz des simulierten Jahres 2020 ohne Leitungsausbau dargestellt. Die insgesamt bereitgestellte Energie durch den österreichischen Kraftwerkspark beträgt 74,8 TWh.

Die Leistung der Biomasseanlagen beträgt 1,1 GW und jene der Laufwasserkraftwerke beläuft sich im Jahr 2020 auf maximal 4,3GW, aufgrund der installierten Leistungen und verwendeten Profile aus Kapitel 3.3.7 und 3.3.5.

Steinkohlekraftwerke sind mit einer maximalen Leistung von 1,8 GW eingesetzt. Diese Leistung wird in 73 Prozent der Zeit des Jahres bereitgestellt.

Kraftwerke mit dem Brennstoff Gas decken die Nachfrage in Zeiten von hohem Stromverbrauch und kommen damit maximal 48 Prozent des Jahres zum Einsatz. Je effizienter die Anlage ist, desto länger ist ihre Einsatzzeit aufgrund der günstigeren Stromgestehungskosten. In diesem Szenario liegt für Gaskraftwerke die maximal nachgefragte Leistung bei 3,8 GW.

Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke speisen in diesem Szenario mit einer maximalen Leistung von 7,7 GW in das Verbundnetz ein.

Aufgrund der angenommenen neu installierten Wind und Photovoltaik Anlagen bis zum Jahr 2020 in Kapitel 3.3.3 und 3.3.4 liegt die eingespeiste Leistung bei 2,3 GW.

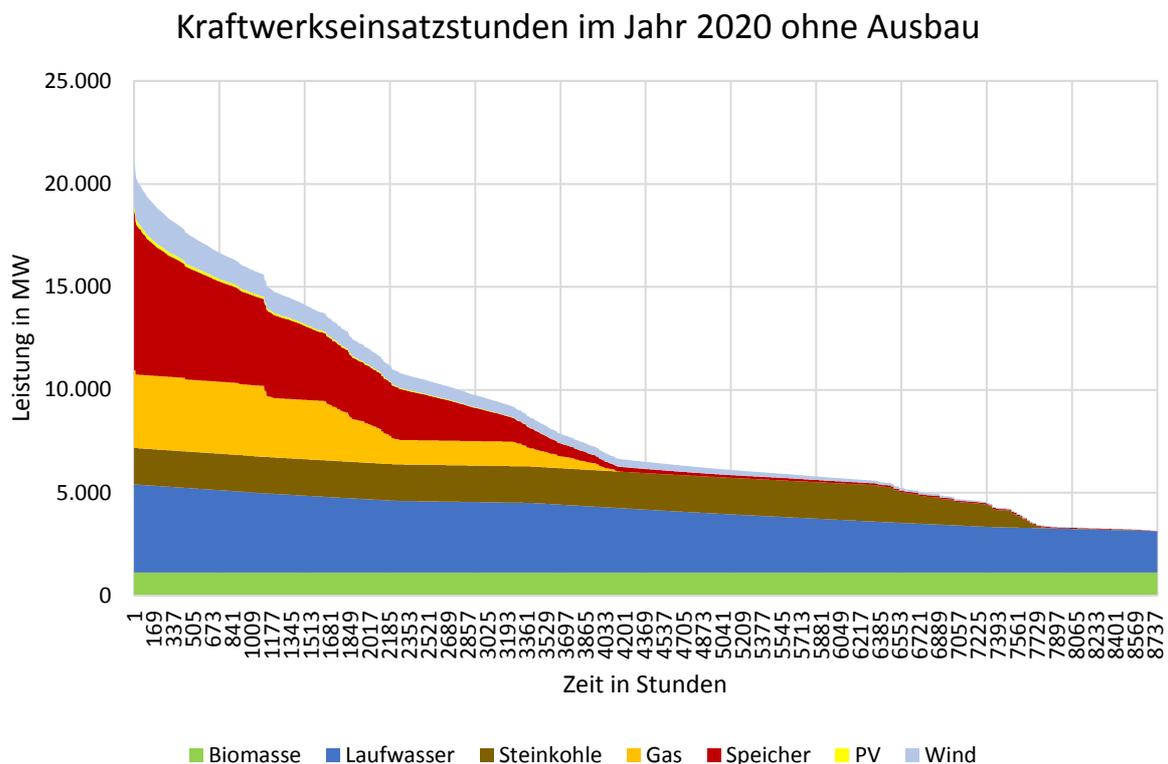


Abbildung 33: Kraftwerkseinsatzstunden im Jahr 2020 in AT ohne Ausbau

Kritische Zeiten

In der **24. Kalenderwoche** im Jahr 2020 wird durch die Simulation ein Kraftwerkseinsatz in Österreich berechnet, welcher in Abbildung 34 dargestellt wird. In dem vorliegenden Szenario wird angenommen, dass der Pfingstmontag in der gleichen Kalenderwoche liegt, wie im Jahr 2011.

Die Grafik zeigt, dass im Unterschied zum Basisjahr zusätzlich zu den Speicherkraftwerken zur Deckung der tageszeitlichen Schwankungen Gaskraftwerke Strom produzieren. Dies ist notwendig zur Deckung der höheren Last im Jahr 2020, verglichen mit dem Referenzjahr 2011. Die Wind- und Photovoltaikanlagen liefern in der betrachteten Woche eine akkumulierte Leistung von maximal 1,4 GW. Diese ist in Österreich um 0,8 GW höher als im Basisjahr, jedoch aufgrund der Fluktuation nicht in der Lage die höhere Nachfrage zu decken.

Während den Mittagsstunden ist der Stromimport aus Deutschland an allen Tagen mit einer Leistung der verfügbaren 3,3 GW Leitungskapazität zu erkennen. Am Vormittag wird an den Wochentagen Strom mit bis zu 2 GW exportiert. Danach kommt es in der Zeit mit der höchsten Sonneneinstrahlung zu einem Abfall des Exports innerhalb von zwei Stunden und es wird anschließend mit bis zu 3,3 GW Strom importiert. In den Abendstunden wird der Strom wiederum exportiert. Dieser Austausch erfolgt primär mit Deutschland, da im betrachteten Szenario die maximale Leitungskapazität mit Italien bei 315 MW für Export und 130 MW für Import liegt.

Die Mittagsspitze der Last ist daher durch den Import mit maximaler Leitungsauslastung an Werktagen überkompensiert. Im Basisjahr wurde während der Mittagszeit durch Pumpspeicheranlagen Strom generiert. Im vorliegenden Szenario kommt es jedoch bei gleicher Leitungskapazität wie im Basisjahr zu einer Umkehr der Spitze der nachgefragten Kraftwerksleistung und es entsteht ein lokales Minimum zwischen den Maxima am Vormittag und Nachmittag. Dies ist eine Auswirkung der Integration volatiler erneuerbarer Energien in den Nachbarstaaten Deutschland und Italien zwischen den Jahren 2011 und 2020. Der Effekt tritt trotz einer Zunahme der österreichischen Bruttostromnachfrage von bis zu 2 GW auf.

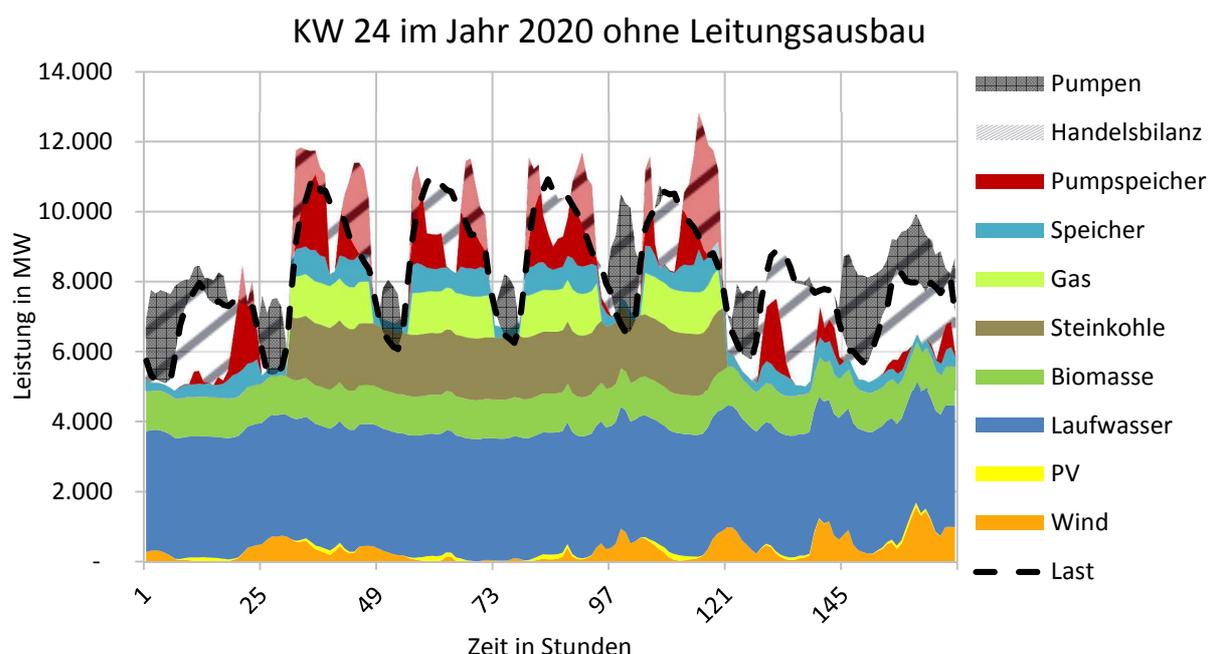


Abbildung 34: Kraftwerkseinsatz in der 24. Kalenderwoche im Jahr 2020 in AT ohne Leitungsausbau

In der Abbildung 35 sind die Ergebnisse für die **40. Kalenderwoche** im Jahr 2020 für das Szenario ohne Leitungsausbau dargestellt. In der Simulation wird angenommen, dass der 3. Oktober, wie im Jahr 2011 ein Montag ist. Die Last ist um etwa 1,8 GW höher als im Referenzjahr aufgrund der Zunahme der Bruttostromnachfrage.

In der gesamten simulierten Woche werden Steinkohlekraftwerke zur Stromproduktion verwendet, im Unterschied zum Basisjahr auch schon montags vor 6 Uhr. Eine hohe Variabilität des Kraftwerkseinsatzes an Werktagen der gleichen Woche ist in der vorliegenden Grafik gut erkennbar. Während im Basisjahr an den Tagen von Dienstag bis Freitag ein sehr ähnlicher Kraftwerkseinsatz vorliegt, ist im Jahr 2020 bei gleichen Leitungen teilweise eine starke Schwankung des Exports zwischen 6 und 22 Uhr ersichtlich. Die Leistung der Gaskraftwerke variiert daher in diesem Szenario von 0 bis 2,6 GW während im Basisjahr noch an jedem der Tage in diesem Zeitraum mit konstanten 0,9 GW Leistung Strom produziert wurde. Im Tagesverlauf ist dieser Tagesschwankung zusätzlich ein Stromimport zur Mittagszeit aus Deutschland überlagert. Der variierende Stromimport ist auf den stündlich und täglich veränderten Preis am deutschen Strommarkt aufgrund der volatil einspeisenden Erzeugungsanlagen zurückzuführen.

Die Leistung der heimischen Wind- und Photovoltaikanlagen beträgt in der vorliegenden Woche akkumuliert maximal 1,7 GW anstatt 0,7 GW im Referenzjahr. Die österreichischen Anlagen haben jedoch eine untergeordnete Bedeutung für den österreichischen Strommarkt, da der Handel mit Deutschland, aufgrund der Sonneneinstrahlung, eine Leistungsdifferenz mit bis zu 6,6 GW verursacht.

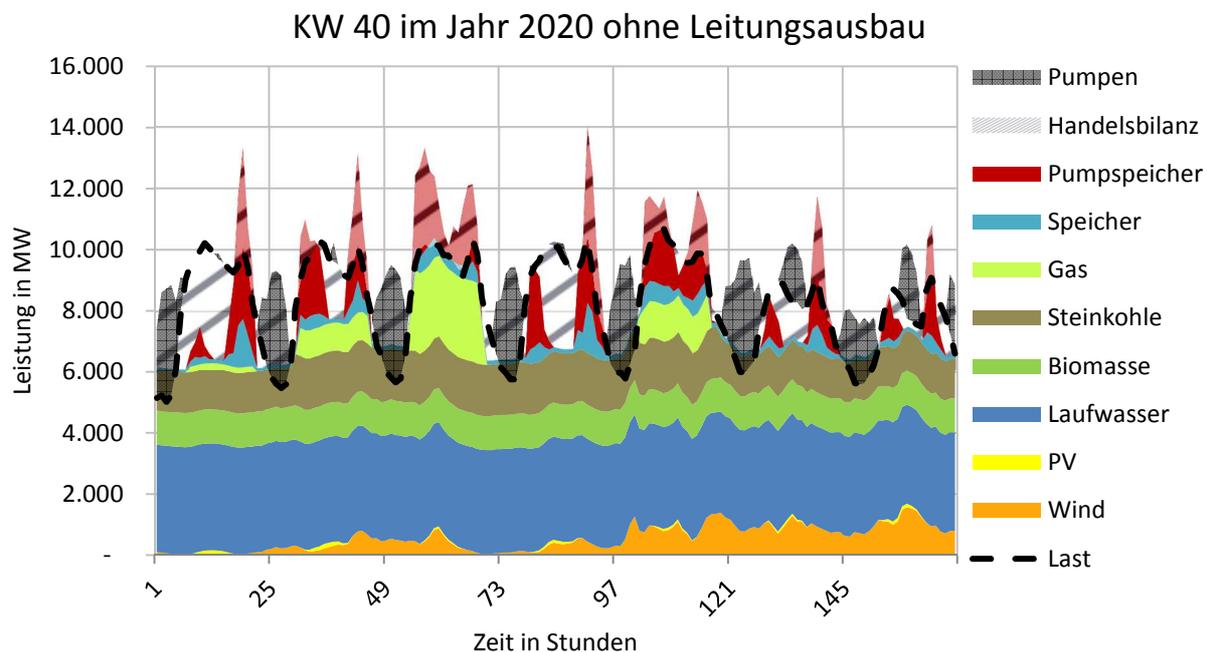


Abbildung 35: Kraftwerkseinsatz in der 40. Kalenderwoche im Jahr 2020 in AT ohne Leitungsausbau

Leitungsauslastung

In Abbildung 36 ist die Leitung für den Stromimport aus Deutschland für 21 Prozent der Zeit maximal belastet und für den Export für insgesamt 6 Prozent der Zeit. Für die verbleibenden 73 Prozent eines

Jahres gibt es keine Einschränkung für den Stromhandel, da der Transfer unterhalb der maximal zulässigen Leistung liegt.

Der Handel mit Italien wird in 95 Prozent der Zeit durch die maximale Leitungskapazität beschränkt. Der maximale Export wird in 67 Prozent der Zeit und der maximale Import in 28 Prozent der Zeit erreicht. Lediglich in den verbleibenden 5 Prozent der Stunden des Jahres 2020 ist der Handel mit Italien nicht beschränkt.

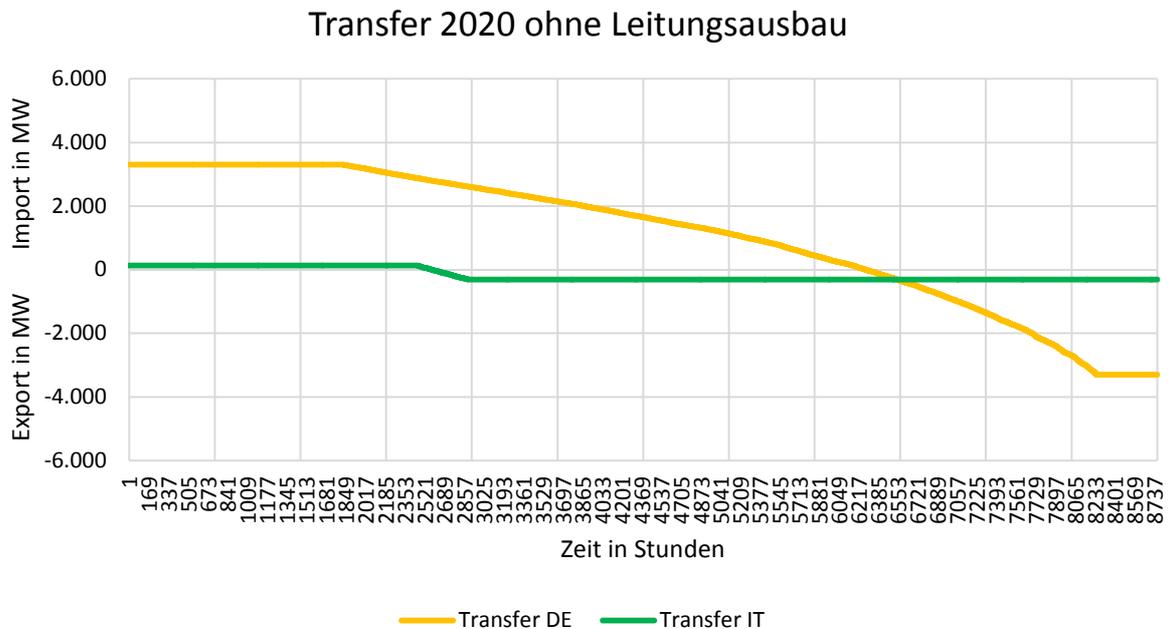


Abbildung 36: Stromhandel von AT mit DE und IT im Jahr 2020 ohne Leitungsausbau

4.2.2 Leitungsausbau zwischen DE und AT

Die Ergebnisse wurden berechnet für das Jahr 2020 für einen Ausbau der Leitungskapazitäten mit Deutschland um zusätzliche 1,8 GW zu den vorhandenen 3,3 GW im Vergleich zum Basisjahr 2011. Es wird der Kraftwerkseinsatz für das gesamte Jahr, sowie für zwei kritische Wochen und die jährliche Leitungsauslastung ausgearbeitet.

Kraftwerkseinsatz

In der Abbildung 37 sind die Kraftwerksleistungen für einen Ausbau zwischen Österreich und Deutschland abgebildet. Die summierte bereitgestellte Energie aller Kraftwerkstypen beträgt bei einem Ausbau des Übertragungsnetzes zwischen Österreich und Deutschland 73,6 TWh.

Es entfallen 1,1 GW der Leistung auf die permanent einspeisenden Biomasseanlagen (siehe Kapitel 3.3.7). Laufwasserkraftwerke speisen mit maximal 4,3 GW Leistung ein. Die Ursache dafür sind die verwendeten Profile und die installierten Leistungen aus Kapitel 3.3.5.

Kraftwerke mit dem Brennstoff Steinkohle werden in 66,3 Prozent der Zeit des Jahres mit einer Leistung von 1,8 GW betrieben.

In der Simulation sind mit Gas befeuerte Anlagen mit einer maximalen Auslastung von 4,7 GW und einer durchschnittlichen Leistung von 0,92 GW im Jahresmittel in Betrieb. Die maximale Einsatzdauer des effizientesten Gaskraftwerks liegt bei 43 Prozent der Zeit des Jahres 2020.

Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke werden mit maximal 7,8 GW Leistung eingesetzt.

Die volatilen Kraftwerke unterliegen auch in diesem Szenario dem vorgegebenen Profil aus Kapitel 3.3.3 und 3.3.4 und stellen daher eine maximale Leistung von 2,3 GW zur Verfügung.

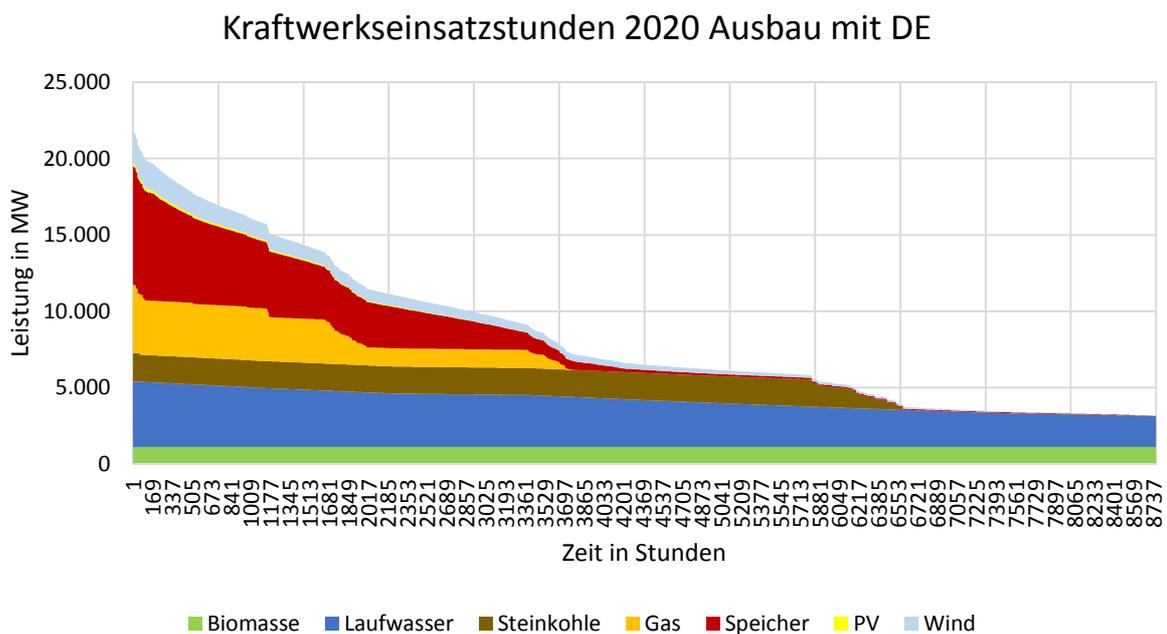


Abbildung 37: Kraftwerkseinsatzstunden im Jahr 2020 in AT mit Ausbau zwischen DE und AT

Kritische Zeiten

Die Ergebnisse der Simulation für einen Ausbau der Leitungen mit Deutschland sind für die **24. Kalenderwoche** in der Abbildung 38 dargestellt. Die Grafik zeigt, dass am Pfingstmontag für die Stunden mit der höchsten Stromnachfrage zusätzlich 2 GW Leistung in den Pumpspeicherkraftwerken zur Energiespeicherung umgesetzt wird. In den Mittagsstunden wird damit die gesamte Leitungskapazität von 5,2 GW ausgenutzt. Der gleiche Effekt ist in dieser Woche am Samstag von 13 bis 15 Uhr und am Sonntag in der Zeit von 11 Uhr bis 18 Uhr erkennbar. Die Möglichkeit günstigen Strom aus Deutschland zu importieren ergibt sich in dieser Woche durch den Leitungsausbau. In Österreich erhöht sich damit die Einsatzzeit der Pumpspeicherkraftwerke im Vergleich zum Szenario ohne einer Erhöhung der Transferkapazitäten. In der betrachteten Woche hat der Leitungsausbau keinen Einfluss auf den Einsatz von Gas- und Steinkohlekraftwerke in Österreich.

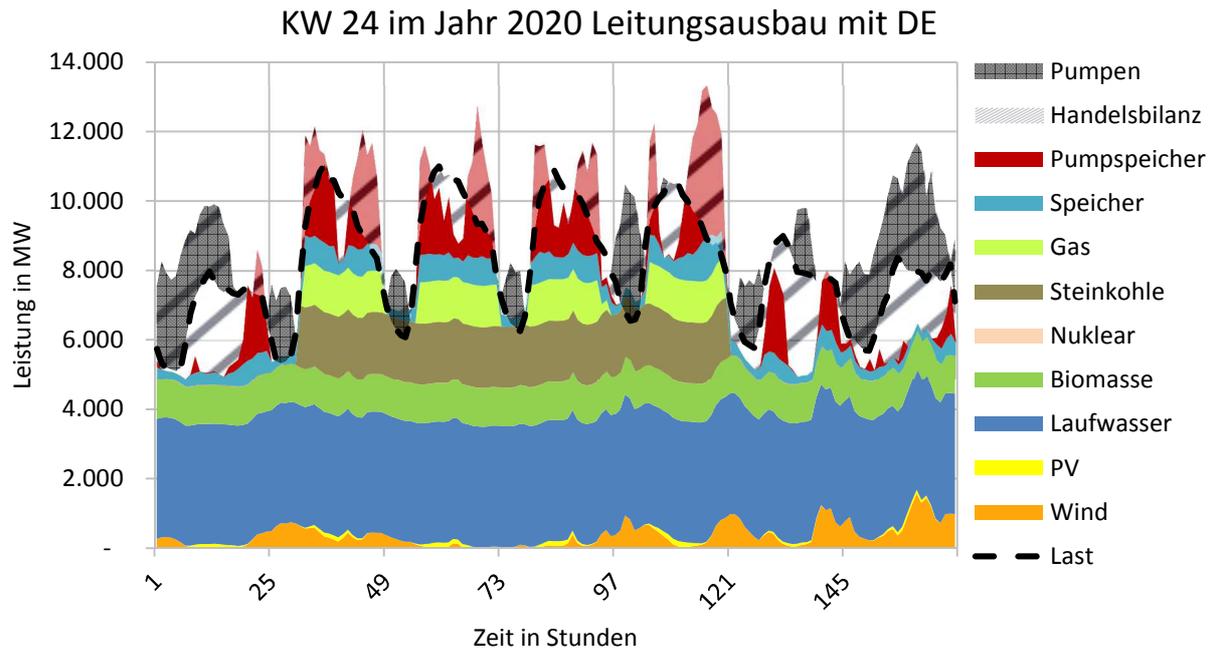


Abbildung 38: Kraftwerkseinsatz in der 24. Kalenderwoche im Jahr 2020 in AT mit Leitungsausbau zwischen AT und DE

Die Abbildung 39 zeigt den Kraftwerkseinsatz der **40. Kalenderwoche** bei einem Leitungsausbau zwischen AT und DE mit zusätzlich 1,8 GW. In der Grafik wird gezeigt, dass am 3. Oktober 2020 in Österreich kein Kraftwerk mit fossilen Brennstoffen angefahren wird. Der Strom wird durch die zusätzlichen Leitungskapazitäten aus Deutschland importiert.

Im weiteren Verlauf der Woche ist ein häufigeres Anfahren der Steinkohlekraftwerke als im Basisjahr, aber insgesamt ein Rückgang der bereitgestellten Energie aus jenen Anlagen erkennbar. Es besteht ebenso eine Nachfrage nach bis zu 2,9 GW Leistung aus Gaskraftwerken für 14 Stunden am Mittwoch und Freitag. Am Dienstag ist ein Rückgang auf 0,9 GW und an den verbleibenden Tagen auf 0 GW zu sehen. Dies sind Schwankungen aufgrund des erhöhten möglichen Stromimports aus Deutschland, welcher günstiger ist, als die Stromgestehungskosten heimischer Gaskraftwerke. Das Phänomen der günstigen elektrischen Energie zur Mittagszeit bewirkt eine Verlagerung der Stromgenerierung der Pumpspeicherkraftwerke auf den Vormittag und Nachmittag. Es entsteht eine Doppelspitze und am Wochenende und Feiertag kommt es zum Pumpbetrieb, trotzdem die Bruttostromnachfrage für diesen Tag zu diesem Zeitpunkt in Österreich am höchsten ist.

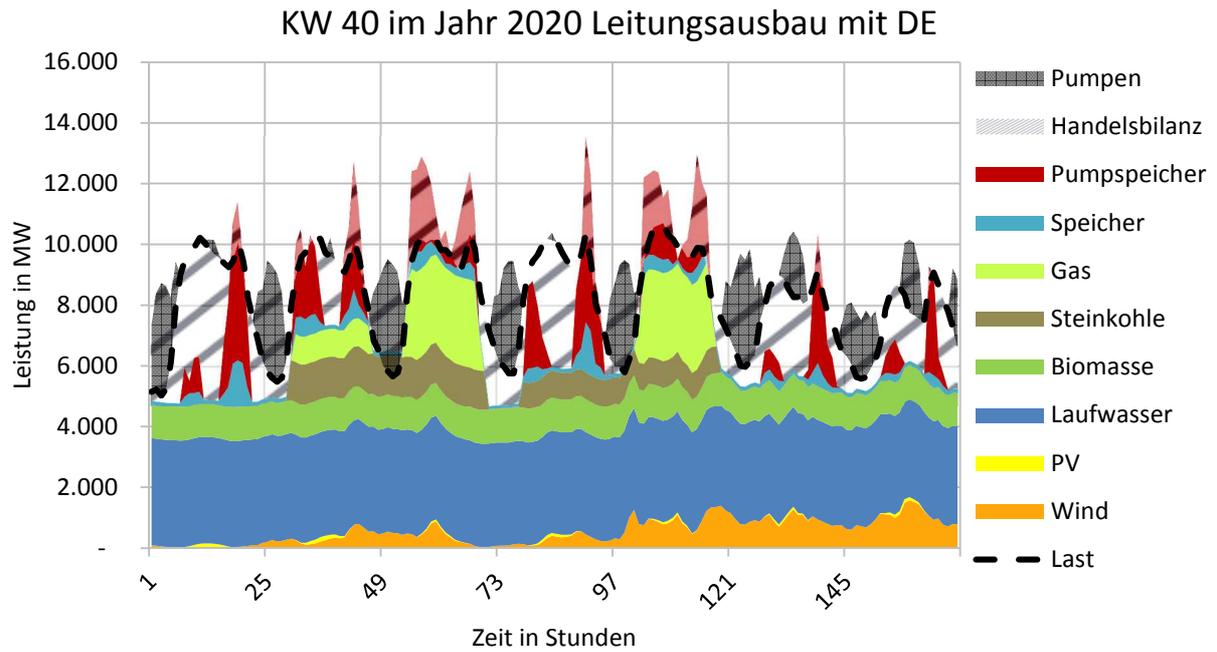


Abbildung 39: Kraftwerkseinsatz in der 40. Kalenderwoche im Jahr 2020 in AT mit Leitungsausbau zwischen AT und DE

Leitungsauslastung

In der Abbildung 40 ist die Leitungsauslastung zwischen den Staaten Österreich und Deutschland dargestellt. Durch den Ausbau der Transferkapazitäten ist die Leitung in 7 Prozent der Zeit maximal belastet. Für 6 Prozent der Stunden des Jahres ist der Stromimport und für 1 Prozent der Stunden des Jahres ist der Stromexport beschränkt. Die durchschnittliche Leitungsauslastung liegt bei 49,1 Prozent.

Die Leitung zwischen Italien und Österreich ist in 96,1 Prozent der Zeit maximal ausgelastet. Davon entfallen 73 Prozent auf Import und die verbleibenden 27 Prozent auf den Stromexport. Die durchschnittliche Auslastung liegt bei 98 Prozent.

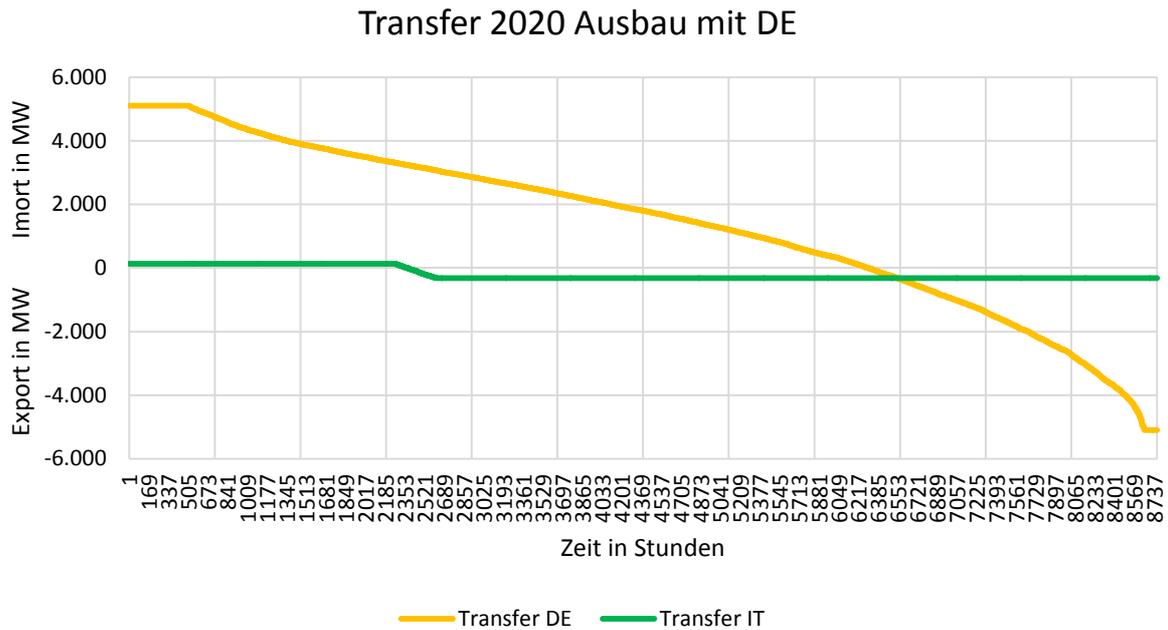


Abbildung 40: Stromhandel von AT mit DE und IT im Jahr 2020 mit Leitungsausbau zwischen DE und AT

4.2.3 Leitungsausbau zwischen IT und AT

Die Ergebnisse wurden berechnet für das Jahr 2020 für einen Ausbau der Leitungskapazitäten um zusätzliche 1,8 GW zu den 135 MW für Import und 315 MW für Export nach Italien im Vergleich zum Basisjahr 2011. Es wird der Kraftwerkseinsatz für das gesamte Jahr, sowie für zwei kritische Wochen und die jährliche Leitungsauslastung ausgearbeitet.

Kraftwerkseinsatz

In Abbildung 41 ist die bereitgestellte Energie getrennt nach Kraftwerkstechnologie dargestellt und beträgt insgesamt 78,1 TWh.

Anlagen mit dem Brennstoff Biomasse weisen einen Anteil von 1,1 GW auf und stellen ganzjährig eine konstante Leistung zur Verfügung, siehe Kapitel 3.3.7. Laufwasserkraftwerke stellen eine maximale Leistung von 4,3 GW bereit und unterliegen dem nach Jahreszeit veränderlichen Zufluss aus Kapitel 3.3.5.

In diesem Szenario werden Anlagen mit Steinkohle ganzjährig eingesetzt und in 88,9 Prozent der Zeit werden 1,8 GW Leistung abgerufen.

Gaskraftwerke werden mit einer maximalen Leistung von 3,6 GW zur Stromproduktion verwendet und das effizienteste längstens für 63,5 Prozent des Jahres betrieben. Dies entspricht einer durchschnittlichen jährlichen Leistung von 1,2 GW.

Der Einsatz der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke liegt bei maximal 7,8 GW und die durchschnittliche Auslastung im Jahr bei 1,3 GW.

Die Einspeisung der volatilen Wind und Photovoltaik Anlagen beträgt maximal 2,3 GW und unterliegt dem verwendeten Profil aus Kapitel 3.3.3 und 3.3.4.

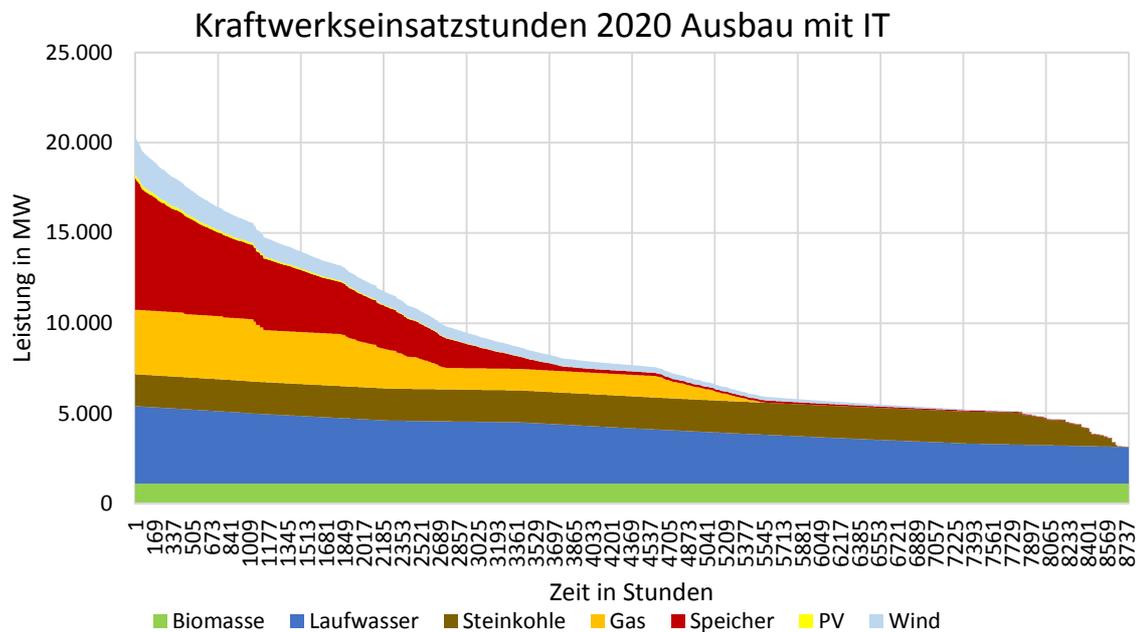


Abbildung 41: Kraftwerkseinsatzstunden im Jahr 2020 in AT mit Ausbau zwischen IT und AT

Betrachtung kritischer Zeiten

In der Abbildung 42 ist der Kraftwerkseinsatz in Österreich für die **24. Kalenderwoche** im Jahr 2020 mit einem Leitungsausbau zwischen AT und IT dargestellt. Der berechnete Einsatzzeitraum für Steinkohlekraftwerke ist in diesen Simulationsergebnissen länger als in jedem der anderen Szenarien. Die bereitgestellte Energie durch Gaskraftwerke ist unverändert und es wird ebenso ein Überkompensieren der Mittagsspitze durch Import abgebildet. Der Leitungsausbau mit Italien reduziert in der betrachteten Woche den Einsatz der österreichischen Pumpspeicherkraftwerke, besonders an den Tagen von Montag bis Samstag. Die Energie wird nach Italien transferiert anstatt in Österreich gespeichert zu werden, verglichen mit dem Szenario ohne Leitungsausbau. Für jene Woche ist ebenfalls ein Rückgang der Stromgenerierung aus Pumpspeicherkraftwerken im Vergleich zu den bisherigen Szenarien ersichtlich.

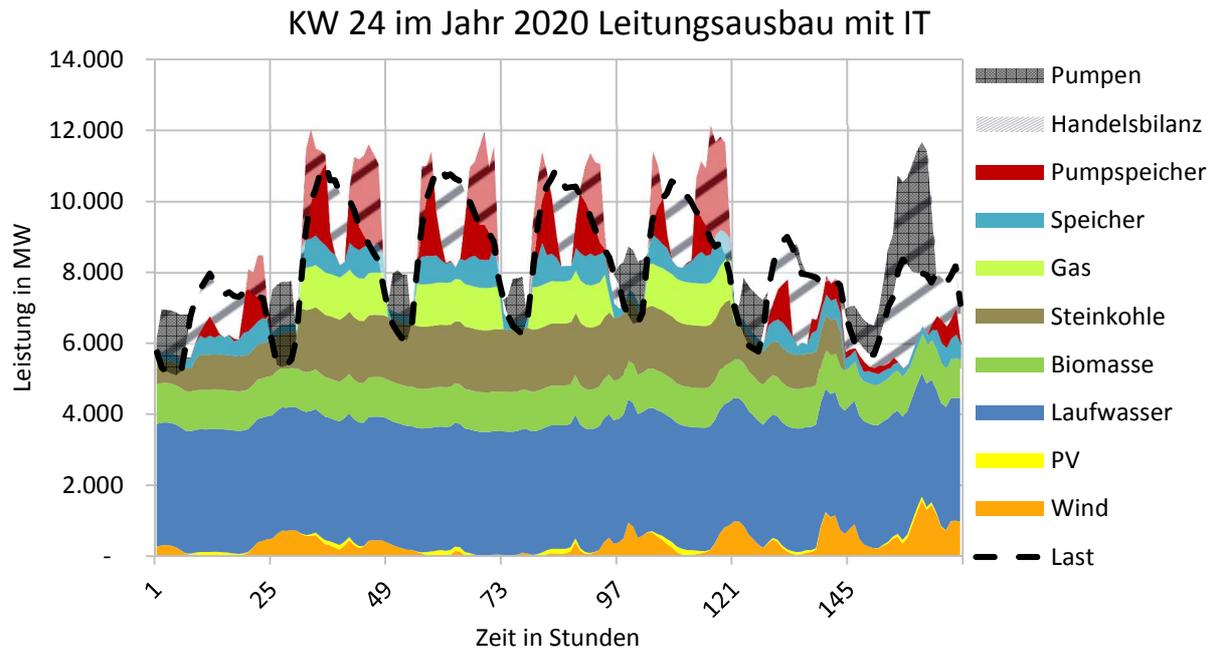


Abbildung 42: Kraftwerkseinsatz in der 40. Kalenderwoche im Jahr 2020 in AT mit Leitungsausbau zwischen AT und IT

Die Abbildung 43 zeigt die Simulationsergebnisse für einen Leitungsausbau zwischen Italien und Österreich in der **40. Kalenderwoche**. In der Grafik sind für den betrachteten Zeitraum Steinkohlekraftwerke mit einer Leistung von maximal 1,8 GW durchgehend zur Stromproduktion eingesetzt. Ein Anfahren der Gaskraftwerke ist am Montag ab 12 Uhr auf eine Leistung von 1,2 GW dargestellt. Im Verlauf der Woche steigt die Leistung für den Zeitraum zwischen 6 und 22 Uhr bis auf 2,9 GW an.

Aufgrund jener Einsatzzeiten ist die insgesamt umgewandelte Energie aus den fossilen Brennstoffen Steinkohle und Gas für die betrachtete Woche, verglichen mit dem Basisjahr und allen anderen Szenarien des Jahres 2020, am größten.

Pumpspeicherkraftwerke speichern zur Mittagszeit importierten Strom an jedem Tag der Woche. Im betrachteten Zeitraum findet dies mehr als bei einem Leitungsausbau mit Deutschland statt. Die Gaskraftwerke reduzieren zur gleichen Zeit jedoch nicht ihre Leistung aufgrund der kurzen zweistündigen Umkehr von Export und Import. An Werktagen findet daher während des Einsatzes heimischer Spitzenlastkraftwerke eine Stromspeicherung durch österreichische Pumpspeicherkraftwerke statt.

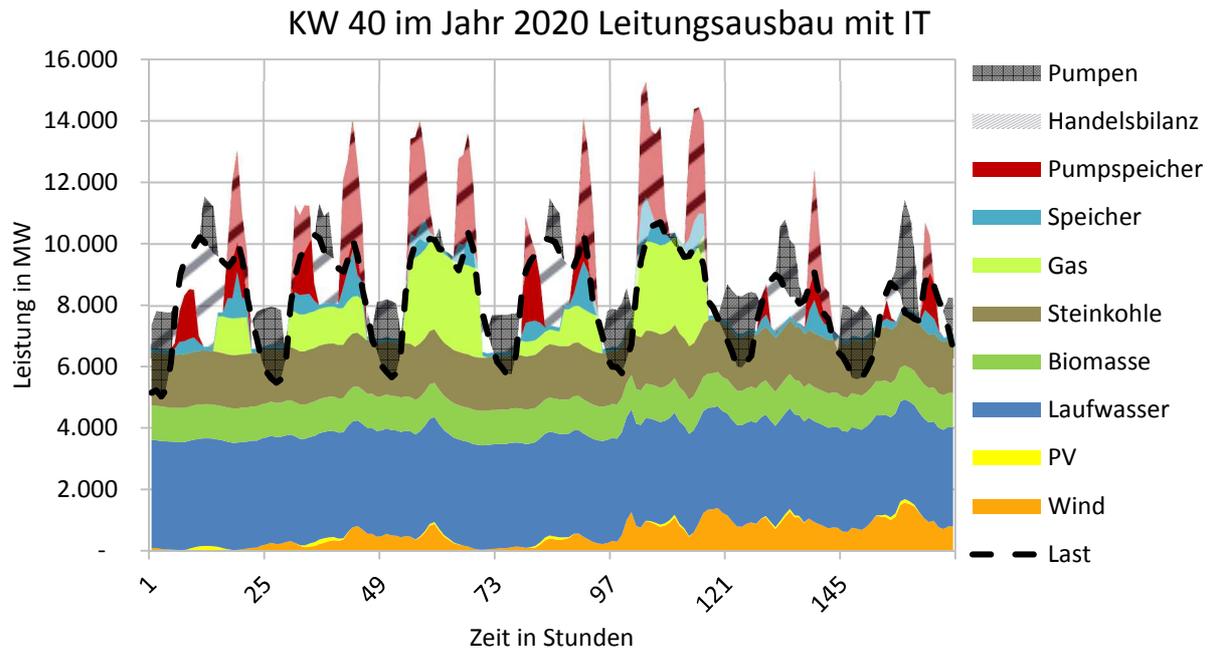


Abbildung 43: Kraftwerkseinsatz in der 40. Kalenderwoche im Jahr 2020 in AT mit Leitungsausbau zwischen AT und IT

Leitungsauslastung

In Abbildung 44 ist der Stromhandel im Jahr 2020 für einen Ausbau der Leitungskapazitäten zwischen Österreich und Italien dargestellt. Es wird gezeigt, dass der Stromimport aus Deutschland in 36,8 Prozent des Jahres mit maximaler Leitungskapazität stattfindet. Der Export findet in 6,8 Prozent der Zeit mit den maximalen Transferkapazitäten statt. Die durchschnittliche Leitungsauslastung liegt bei 71,8 Prozent für den Handel mit Deutschland.

Der Handel mit Italien hat einen Exportanteil in 74 Prozent der Zeit und die maximale Leitungskapazität wird für den Export in 49,4 Prozent der Zeit genutzt. Für den Stromimport wird die Leitung in 13,5 Prozent der Zeit maximal belastet. Die durchschnittliche Leitungsauslastung liegt bei 82,6 Prozent für den Handel mit Italien.

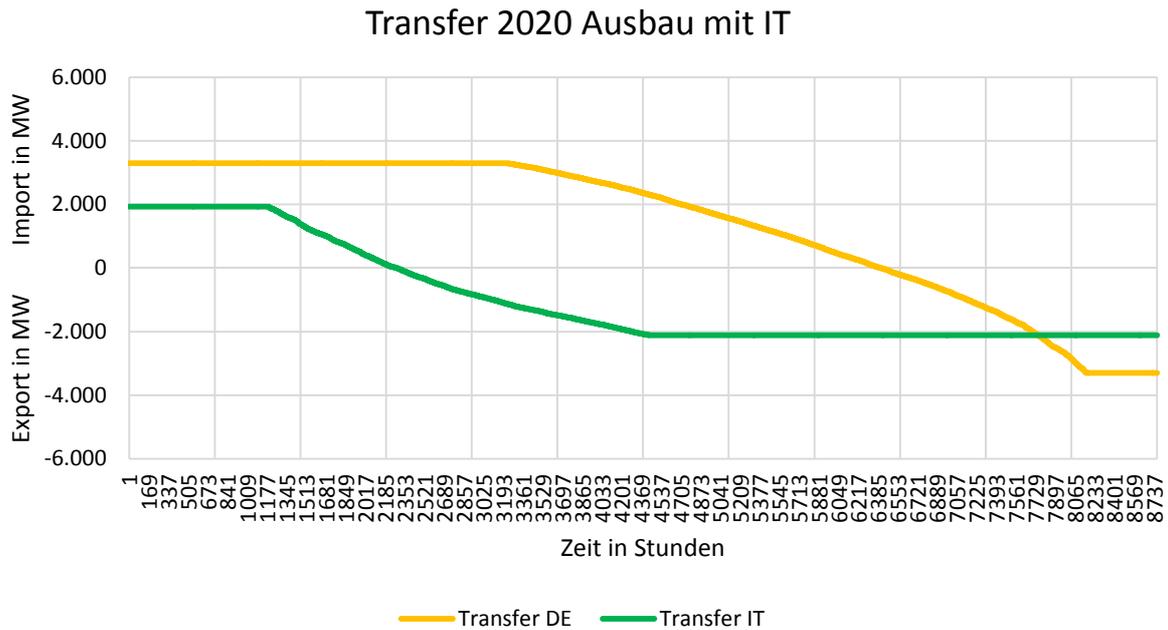


Abbildung 44: Stromhandel von AT mit DE und IT im Jahr 2020 mit Leitungsausbau zwischen IT und AT

4.2.4 Leitungsausbau zwischen DE und AT, sowie IT und AT

Die Ergebnisse wurden berechnet für das Jahr 2020 für einen Ausbau der Leitungskapazitäten mit Deutschland, sowie mit Italien um zusätzliche 1,8 GW im Vergleich zum Basisjahr 2011. Es wird der Kraftwerkseinsatz für das gesamte Jahr, sowie für zwei kritische Wochen und die jährliche Leitungsauslastung ausgearbeitet. Dieses Szenario stellt eine Kombination der beiden vorangegangenen dar.

Kraftwerkseinsatz

In Abbildung 45 ist die bereitgestellte Energie nach Anlagentyp dargestellt. Diese beträgt im betrachteten Szenario insgesamt 75,6 TWh.

Der Anteil der Biomasse liegt ganzjährig bei 1,1 GW, aufgrund der Daten aus Kapitel 3.3.7. Die maximale Leistung aus Laufwasserkraftwerken liegt bei 4,3 GW und unterliegt dem jährlichen Zuflussprofil aus Abbildung 23.

Kraftwerke mit dem Brennstoff Steinkohle sind für 75 Prozent des Jahres mit einer Leistung von 1,8 GW im Einsatz. In 1,3 Prozent der Zeit wird keine Leistung aus Kohlekraftwerken bezogen; dies resultiert in einer durchschnittlichen jährlichen Leistung von 1,5 GW im betrachteten Szenario.

Die Gaskraftwerke stellen akkumuliert eine maximale Leistung von 3,8 GW zur Verfügung und im Jahresmittel wird 1 GW Strom aus dem Brennstoff Gas gewonnen.

Die Leistung der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke liegt bei maximal 7,8 GW und im Jahresmittel bei 1,5 GW.

Die fluktuierenden erneuerbaren Windkraft- und Photovoltaikanlagen haben in Summe einen maximalen Beitrag von 2,3 GW Leistung an der Lastdeckung und unterliegen dem verwendeten Profil aus Kapitel 3.3.3 und 3.3.4.

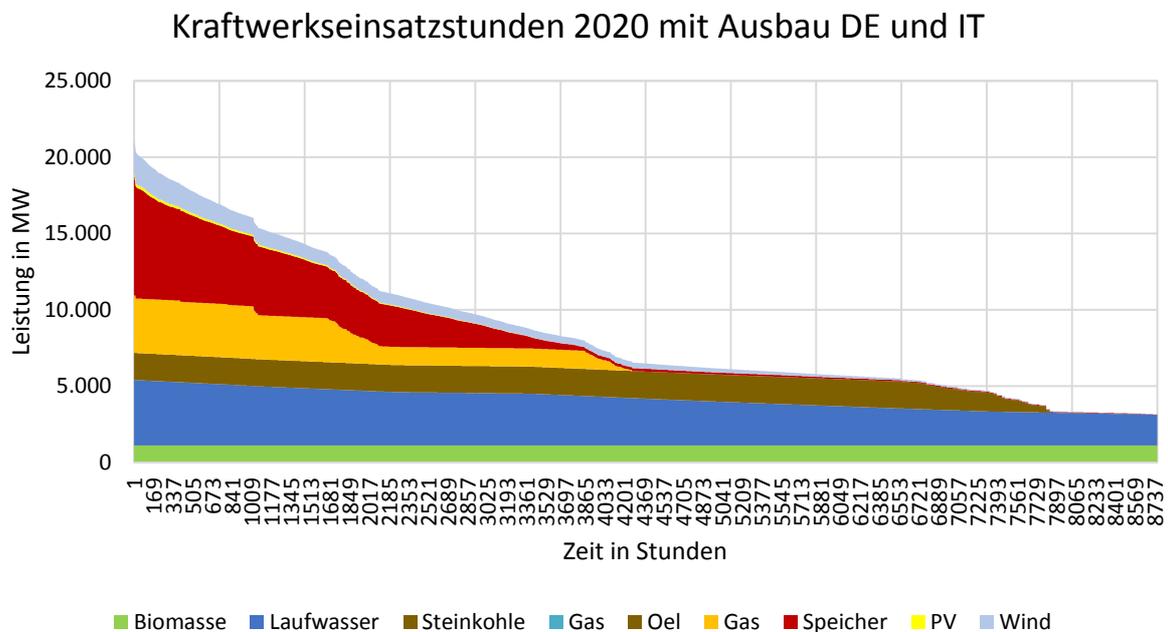


Abbildung 45: Kraftwerkseinsatzstunden im Jahr 2020 in AT mit Ausbau zwischen DE und AT, sowie IT und AT

Kritische Zeiten

In der Abbildung 46 ist der Einsatz österreichischer Kraftwerke in der **24. Kalenderwoche** bei einem Leitungsausbau zwischen Österreich und Deutschland, sowie Österreich und Italien abgebildet. In diesem Szenario werden Steinkohlekraftwerke an den Werktagen durchgehend betrieben. Der Leitungsausbau mit beiden Staaten bewirkt daher einen geringeren Einsatz des Brennstoffs Steinkohle im Vergleich zu einem Ausbau nur mit Italien in der betrachteten Woche. Gaskraftwerke stellen in dieser Sommerwoche in allen Szenarien des Jahres 2020 gleich viel Energie bereit.

Die Anfahrvorgänge für Anlagen mit den fossilen Brennstoffen Steinkohle und Gas sind in der betrachteten Woche äquivalent zu den Szenarien mit einem Ausbau mit DE beziehungsweise dem Szenario ohne Erhöhung der Transferkapazitäten. Im Basisjahr werden Gaskraftwerke seltener angefahren. Bei einem Ausbau nur mit IT werden Steinkohlekraftwerke genauso häufig, aber um zwei Tage verzögert, heruntergefahren.

In der betrachteten Woche haben Pumpspeichieranlagen geringere Einsatzzeiten als bei einem Ausbau zwischen Österreich und Deutschland, welche in Abbildung 38 dargestellt sind. Die Einsatzzeiten liegen jedoch über jenen für einen Leitungsausbau zwischen Österreich und Italien aus Kapitel 4.2.3.

Der Stromimport zur Mittagszeit wird auch durch die zusätzliche Leitungskapazität mit Italien nicht verändert. Es kommt daher in jener Woche für alle Leitungsvarianten bei Sonnenhöchststand zu einem Rückgang der nachgefragten Kraftwerksleistung in Österreich durch einen günstigen Stromimport. Am Feiertag und am Sonntag wird zur Mittagszeit Energie in den Pumpspeicheranlagen gespeichert. Die Folge sind doppelt so häufige Wechsel von Pump- und Generatorbetrieb für die Turbinen österreichischer Pumpspeicherkraftwerke im Vergleich zum Basisjahr. Am Sonntag um 13 Uhr kommt es zur maximalen Auslastung der Leitungen zwischen AT und DE beziehungsweise AT und IT mit einem Import von insgesamt 7,2 GW. Es wird zu diesem Zeitpunkt in Österreich 4 GW Leistung in den Pumpspeicheranlagen motorisch umgesetzt und weder Speicherkraftwerke noch fossile Kraftwerke zur Deckung der Last eingesetzt.

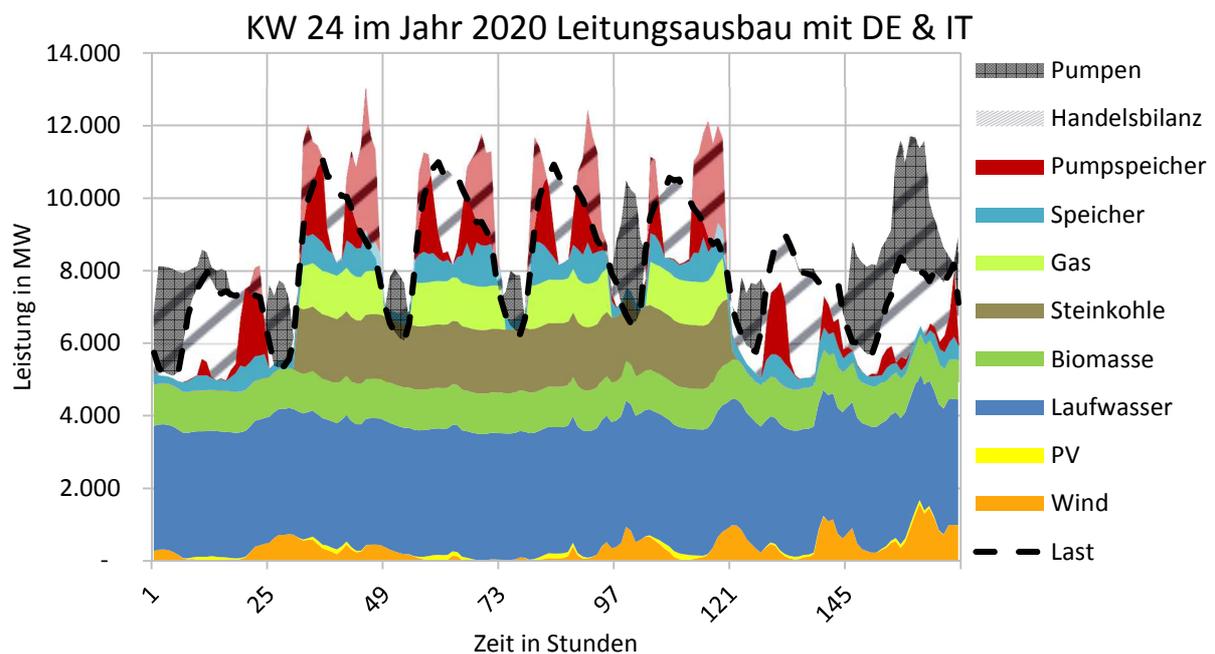


Abbildung 46: Kraftwerkseinsatz in der 40. KW. im Jahr 2020 in AT mit Leitungsausbau zwischen AT und DE, sowie AT und IT

Die Leistungen der österreichischen Kraftwerke in der **40. Kalenderwoche** im Jahr 2020 bei einer Erweiterung der Leitungskapazitäten mit Italien und Deutschland sind in Abbildung 47 dargestellt. Die Grafik zeigt, dass im betrachteten Zeitraum Steinkohlekraftwerke in Österreich durchgängig in Betrieb sind. Es wird daher in dieser gesamten Woche in Österreich Strom aus fossilen Energieträgern erzeugt. Dieses Ergebnis für den Einsatz von Steinkohlekraftwerken ist äquivalent zu jenem aus dem Szenario mit einem Leitungsausbau zwischen Österreich und Italien in Kapitel 4.2.3.

Für die bereitgestellte Energie durch Gaskraftwerke ergibt sich durch den Ausbau mit beiden Nachbarstaaten eine Mittelung der Ergebnisse aus den vorangegangenen Szenarien der Kapitel 4.2.2 und 4.2.3. In jenen ist die bereitgestellte Energie für den Leitungsausbau mit Deutschland, beziehungsweise mit Italien dargestellt.

Die Pumpspeicherkraftwerke werden äquivalent zu dem Szenario mit einem Leitungsausbau zwischen Österreich und Italien eingesetzt. Das bedeutet es kommt mittags zu der Situation, dass zeitgleich

Energie in heimischen Pumpspeichieranlagen gespeichert wird, während Gaskraftwerke in Österreich Strom produzieren.

Anhand dieser Woche wird gezeigt, dass die in Österreich installierten Photovoltaik- und Windkraftanlagen einen geringen Einfluss auf den heimischen Kraftwerkseinsatz, verglichen mit dem volatilen Stromimport aus Deutschland und Italien haben. Dieser Import findet aufgrund der günstigen Strompreise in den beiden Nachbarländern in Zeiten hoher solarer Einstrahlung statt. Die Grafik zeigt für Österreich in jener Oktoberwoche auch den verhältnismäßig geringen Einfluss der heimischen Photovoltaikanlagen mit maximal 0,2 GW Leistung, verglichen mit der Maximalleistung von 1,5 GW aus Windkraftanlagen.

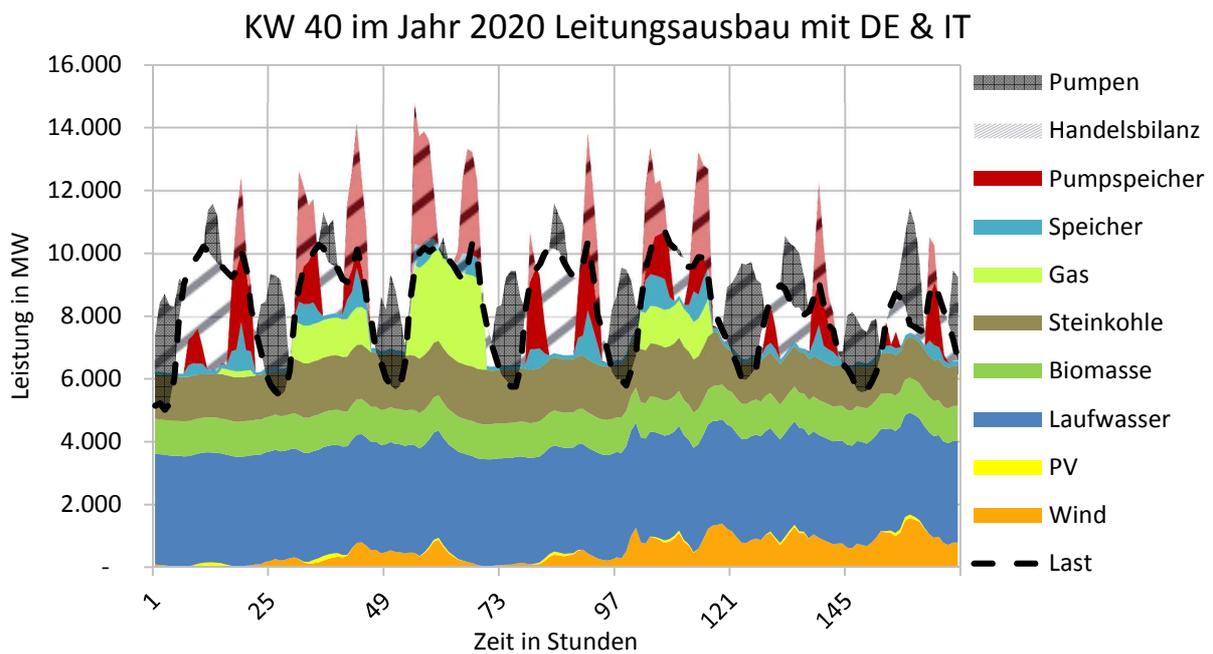


Abbildung 47: Kraftwerkseinsatz in der 40. KW. im Jahr 2020 in AT mit Leitungsausbau zwischen AT und DE, sowie AT und IT

Leitungsausbau

Der Leitungsausbau, dargestellt in Abbildung 48, stellt das Szenario mit den größten Leitungskapazitäten zwischen den betrachteten Ländern dar. Die Leitung zwischen Deutschland und Österreich wird in 3,3 Prozent der Zeit durch den Stromexport und in 16,6 Prozent der Zeit durch den Stromimport maximal belastet. Im Durchschnitt wird die Leitung mit 60,4 Prozent der Kapazität verwendet.

Zwischen Italien und Österreich wird die Leitung in 14,9 Prozent der Zeit für den Import von Italien und in 59,1 Prozent der Zeit für den Export nach Italien maximal belastet. Die durchschnittliche Ausnutzung der Leitung im Jahresmittel liegt bei 88 Prozent.

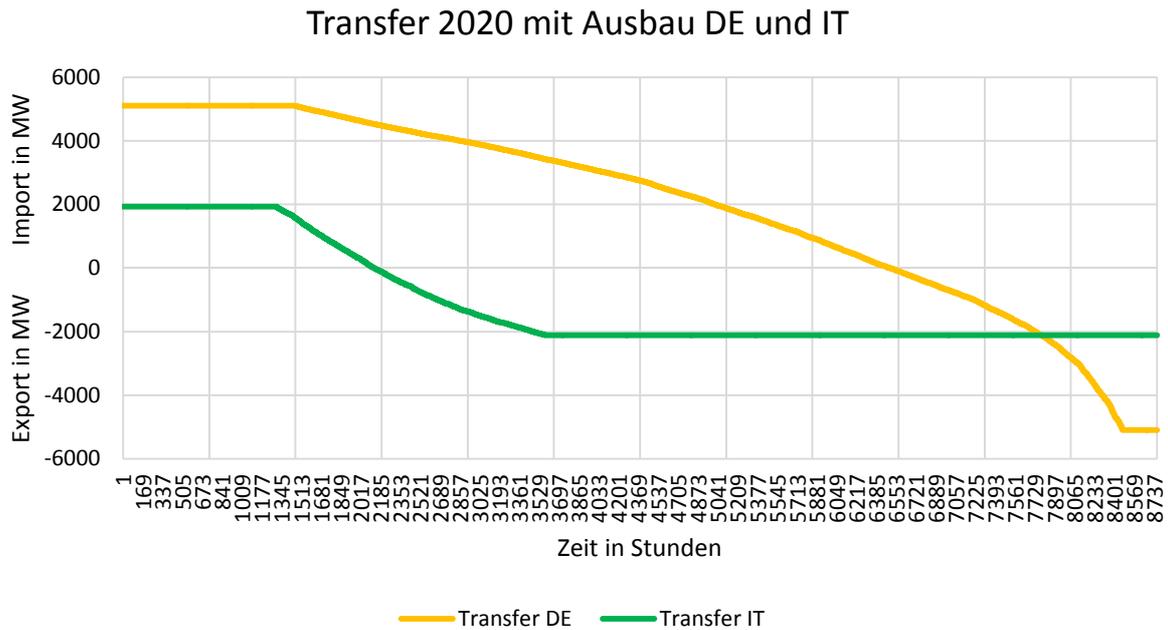


Abbildung 48: Stromhandel von AT mit DE und IT im Jahr 2020 mit Leitungsausbau zwischen DE und AT, sowie IT und AT

4.3 Vergleich der Szenarien

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Szenarien für den Leitungsausbau im Jahr 2020 verglichen.

In Punkt 4.3.1 wird der jährliche Kraftwerkseinsatz für die unterschiedlichen Leitungsszenarien gegenübergestellt. Es werden die Maximalleistungen und die jährliche Stromproduktion nach Anlagentyp betrachtet.

In Punkt 4.3.2 wird die Wirtschaftlichkeit der Kraftwerkstechnologien für die unterschiedlichen Leitungsszenarien verglichen. Dazu werden die Deckungsbeiträge, Strompreise, Erlöse und Startup-Kosten für alle Anlagentypen dargestellt.

4.3.1 Kraftwerkseinsatz

In diesem Abschnitt werden die maximal nachgefragten Leistungen nach Anlagentyp, sowie die bereitgestellte Energie für die unterschiedlichen Szenarien des Jahres 2020 mit dem Basisjahr 2011 verglichen.

Die Maximalleistung aller Technologien erhöht sich zwischen dem Basisjahr 2011 und 2020 aufgrund des Zubaus an Leistung und der höheren Bruttostromnachfrage. Diese allgemeine Entwicklung ist in Abbildung 49 dargestellt. Es kommt stets zu einer positiven Änderung der Maximalleistung im Vergleich zum Referenzjahr.

Die maximal eingespeiste Leistung aus Biomasse-, Laufwasser-, Wind- und Photovoltaikkraftwerken ändert sich im Ausmaß der angenommenen neuinstallierten Anlagen bis zum Jahr 2020 (siehe Kapitel 3.3). Die maximal eingespeiste Leistung unterliegt dem verwendeten Profil und ist daher für alle Szenarien im Jahr 2020 äquivalent.

Die maximal nachgefragte Leistung aus **Steinkohlekraftwerken** steigt für das berechnete Szenario mit einem Leitungsausbau zwischen AT und DE im Jahr 2020 um 7 Prozent, verglichen mit dem Szenario ohne Erhöhung der Transferkapazitäten. Die Kopplung zwischen Deutschland und Österreich mit insgesamt 5,1 GW bewirkt einen größeren Einfluss der deutschen volatil einspeisenden Anlagen auf den österreichischen Markt. Das Resultat sind stärkere Schwankungen in der Nachfrage und folglich beim Strompreis (siehe Abbildung 52). Dies bewirkt ein Zuschalten ineffizienterer Steinkohlekraftwerke in Österreich für Zeiten mit hoher Nachfrage und ist in der Abbildung 49 dargestellt.

Für **Gaskraftwerke** erhöht sich im Szenario ohne einen Leitungsausbau die maximale Leistung um 43 Prozent im Vergleich zum Basisjahr. Der Leitungsausbau zwischen DE und AT bewirkt ein Ansteigen der Maximalleistung auf 77 Prozent im Vergleich dazu ein Ausbau mit IT lediglich eine Zunahme um 35 Prozent. Die höhere Leitungskapazität nach Deutschland erhöht somit zumindest kurzfristig den österreichischen Strompreis, welcher ein Zuschalten ineffizienterer Anlagen wirtschaftlich macht. Der gleiche Effekt war bereits bei den Kohlekraftwerken zu beobachten.

Die Erhöhung der Leitungskapazitäten zwischen AT und IT bewirkt einen Rückgang der maximalen Leistung der Gaskraftwerke in Österreich. Dies lässt auf eine kompensierende Wirkung des italienischen Strommarktes auf den österreichischen Strompreis schließen. Der Ausbau der Leitungen beider Staaten mit Österreich ergibt eine nachgefragte Maximalleistung, vergleichbar mit jener ohne Netzausbau.

Die maximal nachgefragte Leistung aus **Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken** für die unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2020 verhält sich qualitativ wie jene der Gaskraftwerke. Die relativen Änderungen im Vergleich zum Basisjahr sind jedoch kleiner als 10 Prozent und ändern sich daher schwächer als bei Gaskraftwerken.

Speicherkraftwerke haben im Unterschied zu Gaskraftwerken in dem Modell keine Stromgestehungskosten, daher speichern jene lediglich Wasser in ihren Becken in Zeiten geringer Bruttostromnachfrage beziehungsweise generieren Strom in Zeiten hoher Last durch Umwandeln der potentiellen Energie des Wassers in elektrische Energie.

Im Szenario des Leitungsausbaus zwischen Österreich und Deutschland kommt es zu der höchsten Maximalleistung. Dies zeigt, dass es kurzfristig den größten Bedarf an Ausgleichsenergie gibt. Die dazu notwendige Wassermenge wird durch vermehrten Pumpbetrieb gespeichert (siehe Abbildung 50).

Bei einem Ausbau der Transferkapazitäten mit Italien wird eine geringere akkumulierte Maximalleistung aller Speicherkraftwerke benötigt. Dies äußert sich ebenso in einem geringeren Einsatz der Anlagen im Pumpbetrieb (siehe Abbildung 50).

Die gesamte zur Verfügung stehende motorische **Pumpleistung** wird in allen Szenarien maximal ausgenutzt und ändert sich daher im Vergleich zum Basisjahr für alle Szenarien lediglich um die neuinstallierten Anlagen (siehe Kapitel 3.3.6).

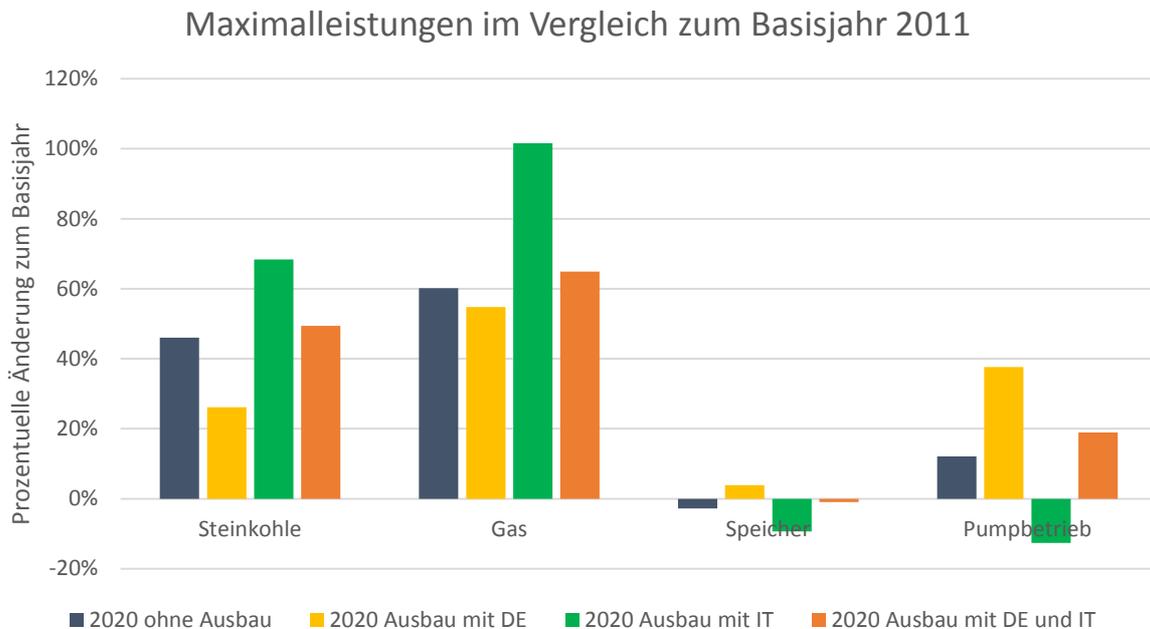


Abbildung 49: Änderungen der maximalen Leistungen nach Kraftwerkstyp bezogen auf das Basisjahr 2011

Vergleich der Stromproduktion nach Anlagentyp

Die Summe der Stromproduktion ist für die unterschiedlichen Szenarien nach Anlagentypen in Abbildung 50 dargestellt⁵.

Ohne einen Ausbau der Leitungen bis zum Jahr 2020 sind **Steinkohlekraftwerke** um 46 Prozent mehr im Einsatz, als im Vergleichsjahr 2011. Die höhere Leitungskapazität mit Deutschland minimiert diese Summe auf einen Zuwachs von nur 26 Prozent. Der Grund dafür ist, dass an Tagen mit Starkwind und hoher Sonneneinstrahlung der Strom unter den kurzfristigen Stromgestehungspreisen der Steinkohlekraftwerke aus Deutschland importiert wird. Dieser Effekt ist im Kapitel 4.2.2 anhand der 24. Kalenderwoche gezeigt.

Der Netzausbau mit Italien hat den Effekt, dass der mittlere Strompreis in Österreich ansteigt und die Varianz sinkt (siehe Abbildung 52). Der Strompreis liegt daher über den Stromgestehungskosten österreichischer Steinkohlekraftwerke. Diese speisen anstatt italienischer Kraftwerke in das Verbundnetz ein. Das An- und Abfahren der heimischen Steinkohlekraftwerke wird auch durch die ausgleichende Wirkung der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke in Italien reduziert und hat eine

⁵ Eine positive Änderung in der Kategorie „Pumpen“ stellt eine Zunahme des Stromverbrauchs durch den Pumpbetrieb dar.

Zunahme der Einsatzzeit zur Folge. Dieser Effekt ist anhand der 40. Kalenderwoche in Kapitel 4.2 gezeigt.

Das Szenario, dass beide Leitungen im Jahr 2020 fertig gestellt sind, bewirkt eine Erhöhung der Summe der Stromproduktion aus Steinkohle um 49 Prozent bis zum Jahr 2020. Bei den verwendeten Daten stellt sich in der Simulation ohne Ausbau eine Erhöhung um 46 Prozent ein. Der Vergleich zeigt, dass durch den Netzausbau mit beiden Ländern eine minimale Erhöhung der Stromproduktion aus Steinkohlekraftwerke in Österreich auftritt. Es kommt für die Summe der Stromproduktion aus Steinkohlekraftwerken zur Mittelung der Ergebnisse eines Ausbaus nur mit Italien oder nur mit Deutschland.

Die Betrachtung der **Gaskraftwerke** liefert qualitativ die gleichen Ergebnisse, wie jene der Steinkohlekraftwerke. Es hat jedoch der Ausbau mit Deutschland nur einen geringen Rückgang der Einsatzzeit zur Folge während der Ausbau mit Italien eine deutliche Erhöhung der Einsatzzeit bewirkt.

Die Stromproduktion aus **Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken** in Österreich sinkt ohne einen Leitungsausbau bei den gegebenen Daten aus Kapitel 3.3.6 um 3 Prozent. Das Szenario mit einem Ausbau der Transferkapazitäten zwischen Österreich und Deutschland erhöht die Summe der Stromproduktion um 4 Prozent. Ein Rückgang um 9 Prozent im Vergleich zum Basisjahr wird bei einem Leitungsausbau mit Italien erreicht. Bei Realisierung beider Leitungen kommt es mit unter 1 Prozent zu nahezu keiner Veränderung im Vergleich zum Referenzjahr. Diese prozentuellen Änderungen sind in Verbindung mit dem Stromverbrauch der Speicherkraftwerke für den Pumpbetrieb zu sehen.

Der Stromverbrauch österreichischer Speicheranlagen im **Pumpbetrieb** korreliert mit der Stromproduktion aus jenen Kraftwerken. Der Ausbau der Transferkapazitäten zwischen Österreich und Deutschland hat eine Zunahme des Pumpbetriebs österreichischer Speicher um 38 Prozent, verglichen mit dem Referenzjahr 2011, zur Folge. Diese Zunahme der Leistungsaufnahme äußert sich durch eine höhere Stromproduktion in der Kategorie „Speicher“.

Durch eine Erhöhung der Leitungskapazität mit Italien wird die Pumparbeit in Österreich um 13 Prozent reduziert und ebenso die Stromproduktion aus Speicherkraftwerken um 9 Prozent.

Die Simulation für einen Leitungsausbau mit beiden Staaten ergibt insgesamt eine Steigerung des Pumpbetriebs um 19 Prozent, im Vergleich zum Basisjahr 2011. Dies entspricht einer Zunahme der Pumparbeit um 7 Prozent im Vergleich zu dem Szenario ohne einem Ausbau der Leitungskapazitäten bis zum Jahr 2020.

Stromproduktion und Pumpbetrieb im Vergleich zum Basisjahr 2011

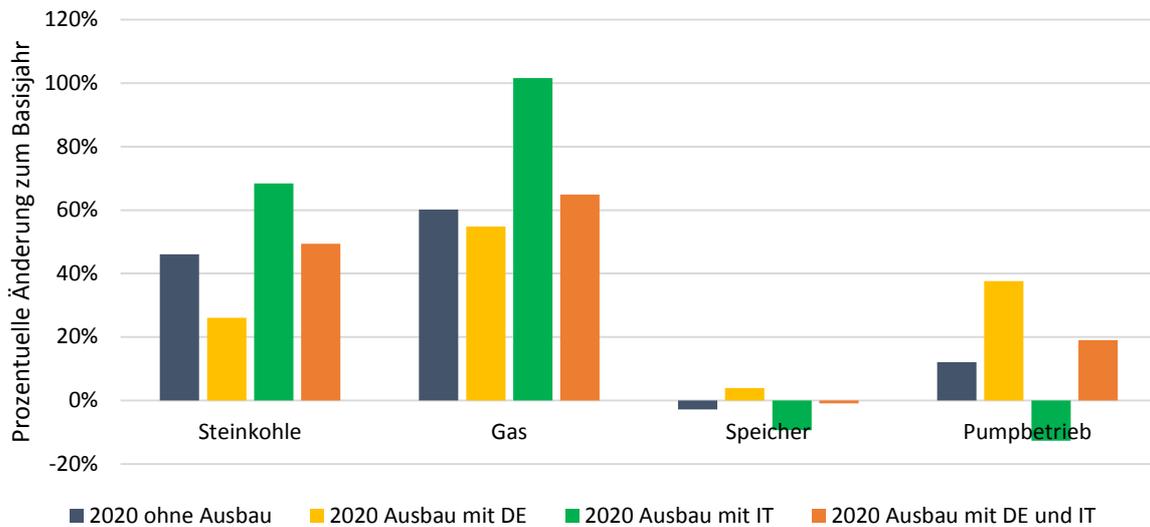


Abbildung 50: Änderungen der Stromproduktion nach Kraftwerkstyp bezogen auf das Basisjahr 2011

4.3.2 Wirtschaftlichkeit

In diesem Kapitel werden die Deckungsbeiträge für die unterschiedlichen Szenarien verglichen. Die Strompreise, jährlichen Erlöse und Startup-Kosten, welche zur Berechnung der Deckungsbeiträge notwendig sind, werden ebenfalls für die einzelnen Szenarien gegenübergestellt.

Deckungsbeiträge

In Abbildung 51 ist die Änderung der Deckungsbeiträge nach Anlagentypen dargestellt. Für alle Szenarien ist mit den angenommenen Daten aus Kapitel 3.3 im Vergleich zum Referenzjahr 2011 eine Erhöhung der Deckungsbeiträge bis zum Jahr 2020 zu erkennen.

Die Stromproduktion der **Laufwasserkraftwerke** ist unabhängig vom herrschenden Strompreis modelliert, da sie einem Zuflussprofil unterliegen (siehe Abbildung 23). Die Deckungsbeiträge korrelieren daher stark mit dem mittleren Strompreis aus Abbildung 52.

In Österreich erwirtschaften Laufwasserkraftwerke ohne einen Leitungsausbau bis zum Jahr 2020 um 21 Prozent höhere Deckungsbeiträge als im Referenzjahr 2011. Die gleiche Änderung der Deckungsbeiträge wird auch für die Erhöhung der Leitungskapazitäten mit beiden Nachbarstaaten berechnet.

Durch eine Erhöhung der Transferkapazitäten mit Deutschland beträgt die Zunahme 19 Prozent und ist damit von allen Szenarien des Jahres 2020 am geringsten. Ein Ausbau der Leitung zwischen Österreich und Italien erhöht die Deckungsbeiträge am stärksten mit 23 Prozent.

Kraftwerke mit dem Brennstoff **Steinkohle** erwirtschaften bei einem Leitungsausbau zwischen Österreich und Deutschland geringere Deckungsbeiträge als ohne eine Erhöhung der Transferkapazitäten bis zum Jahr 2020. Dies ergibt sich aufgrund der geringeren Einsatzstunden (siehe Abbildung 50) und die Kosten für das vermehrte An- und Abfahren (siehe Abbildung 54). Der Mittelwert des Strompreises ist in diesem Szenario ebenso niedriger, als im Szenario ohne Leitungsausbau (siehe Abbildung 52). Dies wirkt gewinnminimierend.

Die Transferkapazitätzunahme mit Italien hat den gegenteiligen Effekt. Es wird bei höheren Strompreisen mehr Energie in Steinkohlekraftwerken umgewandelt. Dies geschieht mit weniger Anfahrvorgängen und bewirkt eine Zunahme der Deckungsbeiträge um 51 Prozent im Vergleich zum Szenario ohne einen Netzausbau bis zum Jahr 2020.

Der Leitungsausbau mit beiden Nachbarstaaten Österreichs bewirkt einerseits eine hohe Stromproduktion aufgrund der guten Anbindung mit Italien, andererseits fallen die Strompreise und es steigt die Volatilität der Nachfrage (siehe Abbildung 49) durch die Kopplung mit Deutschland im Vergleich zum Szenario ohne Leitungsausbau. Während die höheren Einsatzstunden positiv auf die Erlöse (siehe Abbildung 53) wirken, dämpfen der niedrige Strompreis und das häufigere Anfahren die Deckungsbeiträge. Daraus ergeben sich um 8 Prozent höhere Deckungsbeiträge, als im Szenario ohne Netzausbau für das Jahr 2020.

Für **gasbefeuerten Anlagen** sinkt bei einem Netzausbau zwischen Österreich und Deutschland die Stromproduktion um 5 Prozent gegenüber dem Szenario ohne Netzausbau. Die Erlöse reduzieren sich um 4 Prozent aufgrund von niedrigeren Strompreisen. Es entstehen höhere Anfahrkosten und insgesamt kommt es zu einer Zunahme der Deckungsbeiträge um 50 Prozent im Vergleich zum Szenario ohne Netzausbau bis zum Jahr 2020.

Im Vergleich zu keinem Ausbau der Leitungen hat ein Ausbau der Transferkapazitäten mit Italien eine Reduktion der Deckungsbeiträge um 8 Prozent zur Folge. Es erhöht sich zwar die produzierte Strommenge, aber die Erlöse steigen im Verhältnis schwächer an. Dies ergibt sich, da die Gaskraftwerke in Zeiten niedrigerer Strompreise knapp oberhalb ihrer kurzfristigen Stromgestehungskosten in das Verbundnetz einspeisen.

Der Ausbau mit beiden Ländern äußert sich mit den niedrigsten Deckungsbeiträgen für Gaskraftwerke. Der Grund dafür sind die höchsten Anfahrkosten aller Szenarien im Jahr 2020 und die geringsten Maximalwerte des Strompreises.

Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke haben bei einem Netzausbau mit Deutschland die höchsten Deckungsbeiträge, da die Varianz der Strompreise am höchsten ist. Wie in Abbildung 50 gezeigt kommt es in diesem Szenario zur größten Einsatzzeit der Speicher, sowie zum meisten Pumpbetrieb.

Bei einem Ausbau der Transferkapazitäten mit Italien kommt es aufgrund der vorhandenen Speicherkapazitäten in Italien und der daraus entstehenden geringen Strompreisvarianz zu den geringsten Deckungsbeiträgen.

Die Ergebnisse für einen Ausbau mit beiden Staaten stellen eine Zunahme der Deckungsbeiträge dar, jedoch unterhalb jener von einem Ausbau nur mit Deutschland.

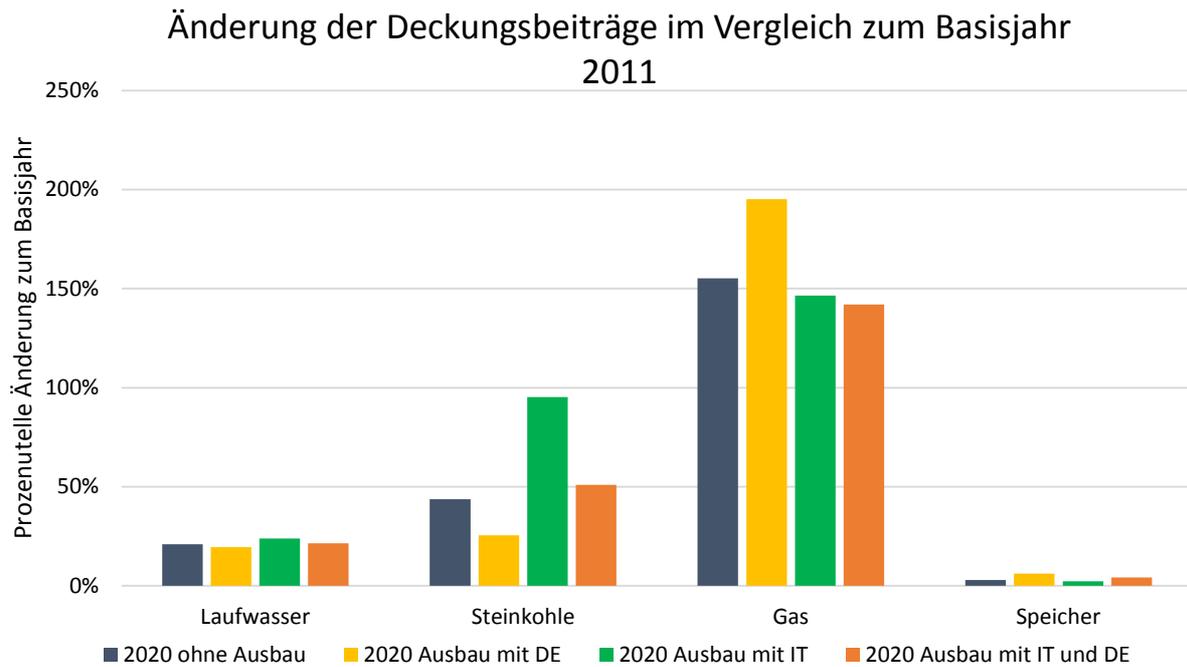


Abbildung 51: Änderungen der Deckungsbeiträge nach Kraftwerkstyp bezogen auf das Basisjahr 2011

Strompreis

Der Mittelwert des Strompreises wird bis zum Jahr 2020 ansteigen. Die absoluten Werte sind in Abbildung 52 für die simulierten Szenarien dargestellt. Die Erhöhung des Strompreises im Modell ergibt sich aufgrund des verwendeten Kraftwerkparcs und der steigenden Stromnachfrage (siehe Kapitel 3.3), wodurch Kraftwerke mit höheren kurzfristigen Stromgestehungskosten zum Einsatz kommen.

Durch den Ausbau mit Deutschland kommt es zu einer Reduktion des Strompreises in Österreich im Vergleich zum Basisjahr, jedoch zu einer Änderung der minimalen und maximalen Strompreise um bis zu 80%. Dieser Effekt basiert auf dem hohen Anteil an volatiler Erzeugung in Deutschland im Jahr 2020, welche der Last nicht nachgeführt wird. Der Anstieg der Varianz um 38 Prozent verdeutlicht den stark veränderlichen Strompreis. Der Leitungsausbau mit Italien kompensiert den Einfluss des deutschen Strommarktes.

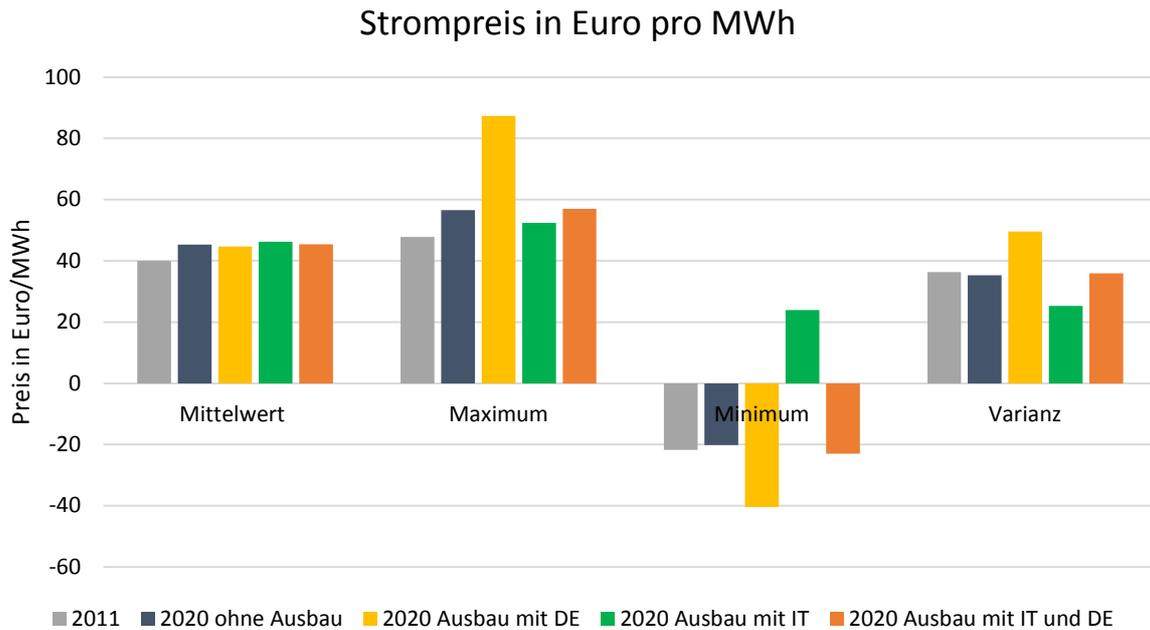


Abbildung 52: Strompreis in Euro pro MWh in AT

Erlöse

Für **Laufwasser-, Steinkohle- und Gaskraftwerke** steigen die Erlöse bis zum Jahr 2020 wegen der höheren Bruttostromnachfrage an. In der Abbildung 53 wird gezeigt, dass ein Ausbau der Leitungskapazitäten nach Deutschland die Erlöse im Zeitraum eines Jahres allgemein minimiert. Eine Zunahme der Transferkapazitäten mit Italien erhöht jedoch die Erlöse österreichischer Kraftwerksbetreiber.

Speicherkraftwerke bilden eine Ausnahme aufgrund der Möglichkeit Energie in den Anlagen zu speichern. Durch die stärkere Variation der Strompreise in Deutschland ist für Speicherkraftwerke der erwirtschaftete Erlös durch höhere Leitungskapazitäten zwischen Deutschland und Österreich am größten.

Änderung der Erlöse im Vergleich zum Basisjahr 2011

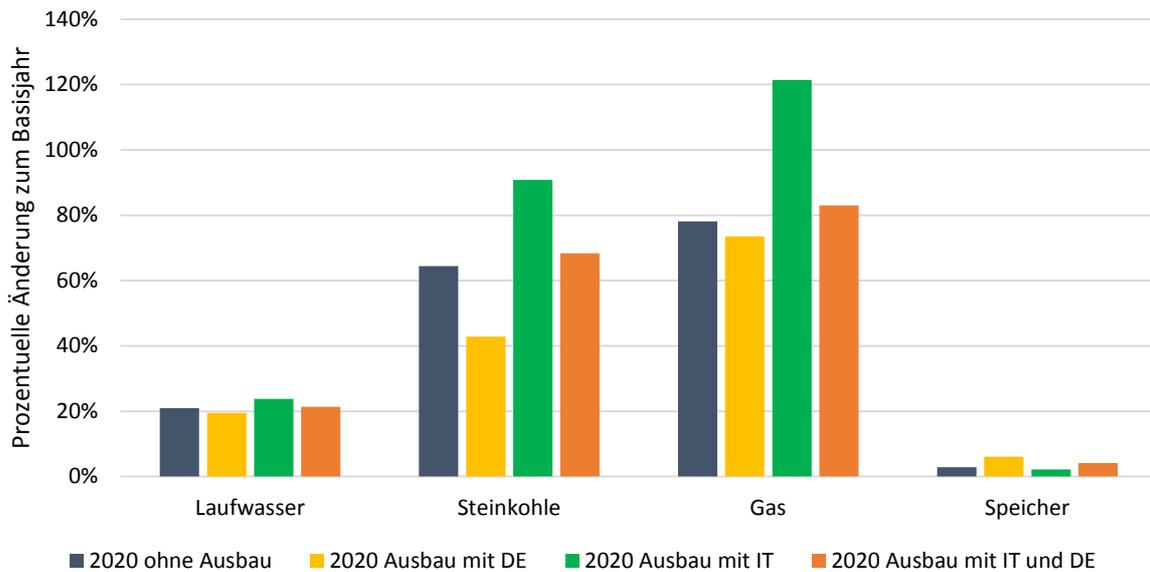


Abbildung 53: Änderung der Erlöse im Vergleich zum Basisjahr 2011 in AT

Startup-Kosten

In der Abbildung 54 sind die Änderungen der in der Simulation berechneten Startup-Kosten abhängig von den Leitungsszenarien für die fossilen Kraftwerke mit dem Brennstoff Steinkohle und Gas eingetragen.

Die Anfahrkosten für **Steinkohlekraftwerke** sind bei einem Netzausbau mit Deutschland am höchsten. Durch die Erhöhung der Transferkapazitäten zwischen Österreich und Italien kommt es zu einer Reduktion der Startup-Kosten für Steinkohlekraftwerke im Vergleich zum Basisjahr 2011. Der Leitungsausbau mit beiden Nachbarstaaten bewirkt eine Steigerung der Anfahrkosten um 37 Prozent, ähnlich dem Szenario ohne eine Veränderung der Transferkapazitäten bis zum Jahr 2020.

Die Anfahrkosten für **Gaskraftwerke** steigen bis zum Jahr 2020 zwischen 48 und 58 Prozent an. Ohne einem Netzausbau kommt es zur geringsten Erhöhung (48 Prozent). Bei einem Leitungsausbau zwischen Österreich und Deutschland kommt es zu einer Kostenzunahme um 54 Prozent. Im Szenario mit einem Ausbau der Transferkapazitäten mit Italien kommt es zu einer minimalen Zunahme (2 Prozent) im Vergleich zum Szenario ohne Ausbau. Bei einer Erhöhung der Leitungskapazitäten mit beiden Staaten kommt es mit 58 Prozent zur stärksten Erhöhung der Startup-Kosten für Gaskraftwerke bis zum Jahr 2020.

Änderung der Startup-Kosten im Vergleich zum Basisjahr 2011

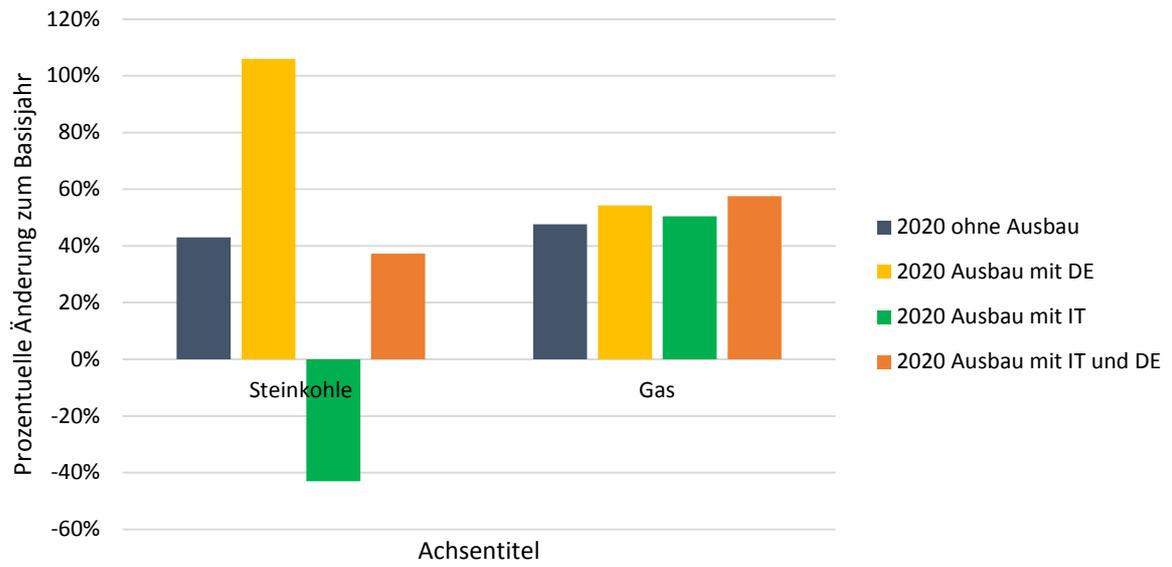


Abbildung 54: Änderung der Startup-Kosten im Vergleich zum Basisjahr 2011 in AT

5. Schlussfolgerungen

Nach Auswertung der Ergebnisse werden folgende Schlussfolgerungen für die Einsatzzeiten österreichischer Kraftwerke gezogen:

- Ohne Leitungsausbau nimmt die Einsatzzeit für Kraftwerke mit den fossilen Brennstoffen Steinkohle und Gas zu. Dies ergibt sich aufgrund der höheren Bruttostromnachfrage, im Vergleich zum Basisjahr. Die bis zum Jahr 2020 neuinstallierten Anlagen zur Stromproduktion aus erneuerbaren Energien kompensieren diese Differenz für den heimischen Markt nicht. Der Strompreis in Österreich steigt in diesem Szenario.
- Ein Leitungsausbau zwischen Österreich und Deutschland bewirkt eine steigende Volatilität der Preise, dadurch werden Pumpspeicher und thermische Kraftwerke mit fossilen Brennstoffen variabler eingesetzt. Der Strompreis sinkt jedoch im Jahresmittel durch den günstigen Import aus Deutschland in Zeiten mit hohem Windaufkommen oder hoher Sonneneinstrahlung. In diesen Stunden wird durch Pumpspeichieranlagen in Österreich vermehrt Energie gespeichert.
- Der Ausbau der Transferkapazitäten zwischen Österreich und Italien erhöht den mittleren Strompreis in Österreich. Steinkohlekraftwerke werden wegen der niedrigen Stromgestehungskosten daher nahezu durchgehend betrieben. Im Vergleich zu den anderen Szenarien sinkt auch die Varianz des Strompreises, wodurch es zu einer Reduktion der Einsatzzeiten heimischer Pumpspeicherkraftwerke kommt.
- Die Steigerung der maximalen Leitungskapazitäten um 1,8 GW zwischen Österreich und Italien, sowie Österreich und Deutschland, entspricht qualitativ den Ergebnissen ohne einen Leitungsausbau im Jahr 2020. Die Summe der Stromproduktion und die nachgefragte Maximalleistung der Anlagentechnologien entsprechen den gemittelten Einzelergebnissen für eine Erhöhung der Transferkapazitäten mit nur einem der Länder.

Durch die Berechnung der Deckungsbeiträge konnten weitere Erkenntnisse bezüglich der Wirtschaftlichkeit thermischer Kraftwerke mit fossilen Brennstoffen gewonnen werden:

- Steinkohlekraftwerke erwirtschaften bei einem Leitungsausbau mit Deutschland die niedrigsten Deckungsbeiträge, während sich diese bei einem Ausbau mit Italien stark erhöhen. Durch den Ausbau mit beiden Staaten kommt es zu einer Synthese der Einzelergebnisse, welche den Deckungsbeiträgen ohne Kapazitätserweiterung entsprechen. Die Deckungsbeiträge der Steinkohlekraftwerke korrelieren in den Szenarien sowohl mit der Höhe des Strompreises, als auch mit ihrer Einsatzzeit.
- Gaskraftwerke erzielen die maximalen Deckungsbeiträge bei einem Leitungsausbau mit Deutschland. Dies kommt trotz der geringsten Einsatzstunden und der zweitgrößten Anfahrkosten zu Stande. Zusätzlich ist in diesem Szenario der durchschnittliche Strompreis für das Jahr 2020 am geringsten. Die Volatilität der Stromnachfrage und des Strompreises bewirken die Erwirtschaftung der maximalen Deckungsbeiträge. Im Gegensatz dazu hat ein Ausbau mit Italien oder beiden Ländern eine negative Auswirkung auf die Varianz des Strompreises und damit auf die Deckungsbeiträge der Gaskraftwerke.

Die Ergebnisse weisen bei allen Szenarien einen insgesamt steigenden Preis bis zum Jahr 2020 auf. Dies zeigt, dass die Erhöhung der Bruttostromnachfrage und der Atomausstieg Deutschlands bei den im Modell getroffenen Annahmen preisstärkend wirken. Die neu installierten Anlagen, insbesondere der erneuerbaren Technologien, kompensieren diese Preissteigerung nicht.

Die Betrachtung einzelner Wochen zeigt, dass die importierte Energie aus den Nachbarländern bei hoher Sonneneinstrahlung je nach Leitungsausbau um den Faktor 10 bis 20 größer ist, als jene österreichischer Photovoltaikanlagen. Bei Windkraftwerken ist der heimische Anteil mit 3,1 GW installierter Leistung im Jahr 2020 zu berücksichtigen. Diese übersteigt nicht die mögliche importierte Energie aus deutschen Windkraftanlagen, auch ohne Ausbau der Leitungskapazitäten. Der Einfluss heimischer fluktuierender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern hat daher gegenüber dem auftretenden Stromimport aus ausländischen volatilen Anlagen einen geringen Einfluss auf den Kraftwerkseinsatz in Österreich.

Die Darstellung einzelner kritischer Wochen zeigt ebenso, dass zur Mittagszeit Gaskraftwerke Strom produzieren und zeitgleich Pumpspeicheranlagen Energie speichern. Dieser Effekt ergibt sich aus der kurzfristig starken Änderung der solaren Einstrahlung und der Startup-Kosten von Gaskraftwerken. Die Darstellung zeigt ebenso, dass zukünftig ein häufigerer Wechsel zwischen Speicherung und Produktion der Pumpspeicherkraftwerke wegen des kurzfristig hohen Stromimports zur Mittagszeit an Sommertagen auftreten wird. Dieser Effekt wird durch die Erweiterung der Leitungskapazitäten verstärkt.

Die Diplomarbeit zeigt durch die Modellierung eines Drei-Ländermodells und Variation der Leitungskapazitäten zwischen den Ländern, zu welchen Veränderungen der Einsatzzeiten des österreichischen Kraftwerksparks es im Jahr 2020 kommen wird. Zusätzlich wird eine Aussage über die zu erwartende Wirtschaftlichkeit getroffen. Nachfolgende Arbeiten können auf dem Modell aufbauend, die Rentabilität zukünftiger Leitungen beurteilen.

Literaturverzeichnis

- AMPRION, 2011a, *Netzkennzahlen-Windenergieeinspeisung*, <http://www.amprion.net/windenergieeinspeisung> (8.5.2013)
- AMPRION, 2011b, *Netzkennzahlen-Photovoltaikeinspeisung*, <http://www.amprion.net/photovoltaikeinspeisung> (8.5.2013)
- APG, 2011a, *Grenzüberschreitender Austausch-Lastflüsse*, <http://www.apg.at/de/markt/grenzueberschreitender-austausch/lastfluesse> (7.5.2013)
- APG, 2011b, *Erzeugung-Windenergie*, <http://www.apg.at/de/markt/erzeugung/windenergie> (8.5.2013)
- APG, 2011c, *Erzeugung-Installierte Kraftwerksleistung*, <http://www.apg.at/de/markt/erzeugung/installierte-leistung> (8.5.2013)
- APG, 2013, *Verfügbare Kapazitäten*, <http://www.apg.at/de/markt/grenzueberschreitender-austausch/verfuegbare-kapazitaeten> (20.4.2013)
- AUER, J. , 2013, 8. *Internationale Energiewirtschaftstagung*, http://www.eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iewt/iewt2013/uploads/plenarysessions/PL2_3_Auer.pdf (15.2.2013), Wien; S.6
- BAUER, K., FISCHER, T., EINSIEDLER, A., 2011, *DENA-Marktanalyse 2011: Status der erneuerbaren Energien weltweit*, Deutsche Energie-Agentur GmbH, Berlin
- BIERMAYR, P., 2012, *Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung 2011.Nachhaltig wirtschaften*,12/2012, BMVIT, Wien
- BKA, 2013, *Biomassekraftwerk Güssing*, http://www.bka.gv.at/site/cob_39764/7208/default.aspx (29.8.2013)
- BMU, 2011a, *Eckpunktepapier der Bundesregierung zur Energiewende* www.bmu.de/P1691/ (14.5.2013); Absatz 4
- BMU, 2011b, *Eckpunktepapier der Bundesregierung zur Energiewende* www.bmu.de/P1691/ (14.5.2013); Absatz 11 – 24
- BRAUNER G., 2008a, *Vorlesung 2. Abschnitt Energieversorgung*. Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Wien; S. BW18
- BRAUNER G., 2008b, *Vorlesung 2. Abschnitt Energieversorgung*. Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Wien; S. BW14-BW16
- BRAUNER G., 2008c, *Vorlesung 2. Abschnitt Energieversorgung*. Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Wien; S. BW16-BW17
- BRAUNER G., 2008d, *Vorlesung 2. Abschnitt Energieversorgung*. Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Wien; S. BW3

- BSW, 2012, *Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik)*, http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/bsw_solar_fakten_pv.pdf (8.5.2013)
- CHRISTINER, G., 2013, *Herausforderungen in neuen Energiemärkten aus der Sicht der Übertragungsnetzbetreiber*. IEWT 2013, Wien; S.9
- E-CONTROL, 2011a, *Elektrizitätsstatistik-Betriebsstatistik 2011*, http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/statistik/dokumente/xls/strom/2011/LeistBil_3Mi_ges_2011_CL1.xls (8.5.2013)
- E-CONTROL, 2011b, *Elektrizitätsstatistik-Betriebsstatistik 2011*, <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/betriebsstatistik/betriebsstatistik2011> (9.5.2013)
- E-CONTROL, 2013, *Speicherbewirtschaftung*, <http://www.e-control.at/de/statistik/gas/marktstatistik/speicherbewirtschaftung> (27.5.2013)
- ENTSO-E, 2011, *Statistical Yearbook 2011*. Secretariat of ENTSOE-E, Brüssel
- ENTSO-E, 2011a, *hourly load values of a specific country for a specific month (in mw)*, <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/consumption/> (17.1.2013)
- ENTSO-E, 2011b, *Cross border physical flow*, www.entsoe.net (2.4.2013)
- ENTSO-E, 2012, *Ten-Year Network Development Plan 2010*, <https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/tyndp-2010/> (14.5.2013)
- ENTSOE-E, 2013, *Network capacity*, www.entsoe.net (8.5.2013)
- EU27, 2011, *Reference scenario with updated world energy prices*, Athen
- FACHVERBAND BIOGAS E.V., 2011, *Übersicht über Vergütungssätze für Strom aus Biomasse gemäß dem EEG 2012*, http://www.oekobit-biogas.com/fileadmin/user_upload/pdf/EEG_2012_Vergu%CC%88tungsuebersicht_Fachverband_Biogas_eV.pdf (29.8.2013)
- FRAUNHOFER, 2011, *Windmonitor*, http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windwebdad/www_reisi_page_new.show_page?lang=ger&wa=Windenergieeinspeisung.daten%3Fp_lang=ger%26bild_id=272 (8.5.2013)
- IAEA, 2013, *Power Reactor Information System*, <http://www.iaea.org/pris/CountryStatistics/CountryDetails.aspx?current=DE> (10.5.2013)
- KKG, 2013, *Zahlen & Daten*, http://www.kkw-gundremmingen.de/kkw_z.php (29.8.2013)
- LEMMERER T., 1987, *Optimale Speicherbewirtschaftung: Eine empirische Anwendung auf Österreich*. Institut für Energiewirtschaft der Technischen Universität Wien, Wien; S.61
- NAKICENOVIC, N. und HAAS, R., 2010, *Skriptum zur Vorlesung mit Übung Energieökonomie*. Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Energy Economics Group, Wien; S. 2-25
- NAKICENOVIC, N. und HAAS, R., 2012, *Skriptum zur Vorlesung mit Übung Energiemodelle und Analysen*. Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Energy Economics Group, Wien; S.3-7

- NORDPOOLSPOT, 2011, *Market Data*, <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Downloads/Historical-Data-Download1/Data-Download-Page/> (7.5.2013)
- SCHRÖTER, J., 2004a, *Auswirkungen des europäischen Emissionshandelssystems auf den Kraftwerkseinsatz in Deutschland*. Diplomarbeit, Berlin; S. 15
- SCHRÖTER, J., 2004b, *Auswirkungen des europäischen Emissionshandelssystems auf den Kraftwerkseinsatz in Deutschland*. Diplomarbeit, Berlin; S. 37
- SWU, 2011, *Pumpspeicherkraftwerk Blautal Energiepolitische und -wirtschaftliche Fragen*. Präsentation, 28.11.2011, Folie 11
- TENNET, 2011a, *Transparenz-Netzkennzahlen*, <http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen/tatsaechliche-und-prognostizierte-windenergieeinspeisung> (7.5.2013)
- TENNET, 2011b, *Transparenz-Netzkennzahlen*, <http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen/tatsaechliche-und-prognostizierte-windenergieeinspeisung> (12.5.2013)
- TERNA, 2011, *Power Plants – Table 13*, <http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=hd3a2GrVWX4%3d&tabid=670&mid=13878> (8.5.2013)
- TRANSNETBW, 2011a, *Kennzahlen-Windenergie*, <http://transnetbw.de/kennzahlen/erneuerbare-energien/windenergie/?app=wind&activeTab=csv&auswahl=month&selectMonat=25> (8.5.2013)
- TRANSNETBW, 2011b, *Kennzahlen-Photovoltaik*, <http://transnetbw.de/kennzahlen/erneuerbare-energien/photovoltaik/?activeTab=csv&app=solar> (8.5.2013)
- UMWELTBUNDESAMT, 2012, *Bruttostromerzeugung*, <http://www.umweltbundesamt-daten-zur-umwelt.de/umweltdaten/public/theme.do?nodelident=3437> (21.5.2013)
- VDE, 2013, *Pumpspeicherkraftwerke*, <http://www.vde.com/de/fg/ETG/Arbeitsgebiete/V1/Aktuelles/Oeffentlich/Seiten/Energiespeicherstudie-Ergebnisse.aspx> (29.8.2013)
- 50HERTZ, 2011a, *Windenergie-Hochrechnungswerte*, <http://www.50hertz.com/de/1983.htm> (8.5.2013)
- 50HERTZ, 2011b, *Photovoltaik-Eckdaten 2011*, <http://www.50hertz.com/de/2792.htm> (12.5.2013)

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Installierte PV Leistung in den Jahren 2010, 2011 und 2020 für die Länder AT, DE und IT	11
Abbildung 2: PV-Märkte mit mehr als 0,2 GW an installierter Kapazität (Stand: Ende 2010) (BAUER et al. 2011; S. 7)	11
Abbildung 3: Installierte Windturbinen Leistung in den Jahren 2010, 2011 und 2020 für die Länder AT, DE und IT	12
Abbildung 4: Windmärkte mit mehr als einem GW an installierter Kapazität (Stand: Ende 2010) (BAUER et al. 2011; S. 6).....	13
Abbildung 5:Physikalischer Energietransport in GWh im Jahr 2011 (modifiziert nach ENTSO-E 2011; S.15).....	15
Abbildung 6: Entwicklung des grenzüberschreitenden Handels der ENTSO-E Mitglieder (modifiziert nach ENTSO-E, 2011; S.17)	16
Abbildung 7: Drei-Länder-Modell mit Leitungskapazitäten im Basisjahr 2011 (modifiziert nach ENTSO-E 2013).....	19
Abbildung 8: Schema der implementierten Pumpspeicher	21
Abbildung 9: Langfristigen Stromgestehungskosten für GuD-Kraftwerk (modifiziert nach NAKICENOVIC und HAAS 2010; S. 2-25)	27
Abbildung 10: Prinzip der Erwirtschaftung des Deckungsbeitrags	29
Abbildung 11: Berücksichtigung des Zubaus an installierter Leistung am Beispiel des normierten PV Profils Italiens	31
Abbildung 12: Jahresprofil der Last im Jahr 2011 für AT, DE und IT	31
Abbildung 13: Monatsprofil der Last im Jänner 2011 für AT, DE und IT	32
Abbildung 14: Außenhandelsprofil für AT über die Systemgrenze des Modells.....	33
Abbildung 15: Außenhandel für DE über die Systemgrenze des Modells.....	34
Abbildung 16: Außenhandel für IT über die Systemgrenze des Modells	34
Abbildung 17: Normiertes Windprofil für AT auf Basis der Daten des Jahres 2011	36
Abbildung 18: Normiertes Windprofil für DE auf Basis der Daten des Jahres 2011	37
Abbildung 19: Normiertes Windprofil für IT auf Basis der Daten des Jahres 2011.....	37
Abbildung 20: Normiertes Profil für Photovoltaik für AT und DE auf Basis des Jahres 2011.....	39
Abbildung 21: Normiertes Profil für Photovoltaik in AT und DE des Monats Juli auf Basis des Jahres 2011.....	39
Abbildung 22: Normiertes Profil für Photovoltaik in IT auf Basis des Jahres 2011	40
Abbildung 23: Normiertes Profil für Laufwasserkraftanlagen	41
Abbildung 24: normiertes Profil für (Pump-)Speicherzufluss normiert auf den Jahresdurchschnittswert	44
Abbildung 25: Entwicklung des Brutto-Brennstoffnutzungsgrad fossiler Kraftwerke (Umweltbundesamt 2012)	46
Abbildung 26: Merit-Order-Kurve thermischer Kraftwerke im Jahr 2011 in AT	49
Abbildung 27: Merit-Order-Kurve thermischer Kraftwerke im Jahr 2011 in DE	49
Abbildung 28: Merit-Order-Kurve thermischer Kraftwerke im Jahr 2011 in IT.....	50
Abbildung 29: Kraftwerkseinsatzstunden im Jahr 2011 in AT.....	52
Abbildung 30: Kraftwerkseinsatz in der 24. Kalenderwoche im Basisjahr 2011 in AT	53
Abbildung 31: Kraftwerkseinsatz in der 40. Kalenderwoche im Basisjahr 2011 in AT	54

Abbildung 32: Stromhandel von AT mit DE und IT im Basisjahr 2011.....	55
Abbildung 33: Kraftwerkseinsatzstunden im Jahr 2020 in AT ohne Ausbau.....	56
Abbildung 34: Kraftwerkseinsatz in der 24. Kalenderwoche im Jahr 2020 in AT ohne Leitungsausbau	57
Abbildung 35: Kraftwerkseinsatz in der 40. Kalenderwoche im Jahr 2020 in AT ohne Leitungsausbau	58
Abbildung 36: Stromhandel von AT mit DE und IT im Jahr 2020 ohne Leitungsausbau	59
Abbildung 37: Kraftwerkseinsatzstunden im Jahr 2020 in AT mit Ausbau zwischen DE und AT	60
Abbildung 38: Kraftwerkseinsatz in der 24. Kalenderwoche im Jahr 2020 in AT mit Leitungsausbau zwischen AT und DE	61
Abbildung 39: Kraftwerkseinsatz in der 40. Kalenderwoche im Jahr 2020 in AT mit Leitungsausbau zwischen AT und DE	62
Abbildung 40: Stromhandel von AT mit DE und IT im Jahr 2020 mit Leitungsausbau zwischen DE und AT.....	63
Abbildung 41: Kraftwerkseinsatzstunden im Jahr 2020 in AT mit Ausbau zwischen IT und AT.....	64
Abbildung 42: Kraftwerkseinsatz in der 40. Kalenderwoche im Jahr 2020 in AT mit Leitungsausbau zwischen AT und IT	65
Abbildung 43: Kraftwerkseinsatz in der 40. Kalenderwoche im Jahr 2020 in AT mit Leitungsausbau zwischen AT und IT	66
Abbildung 44: Stromhandel von AT mit DE und IT im Jahr 2020 mit Leitungsausbau zwischen IT und AT.....	67
Abbildung 45: Kraftwerkseinsatzstunden im Jahr 2020 in AT mit Ausbau zwischen DE und AT, sowie IT und AT	68
Abbildung 46: Kraftwerkseinsatz in der 40. KW. im Jahr 2020 in AT mit Leitungsausbau zwischen AT und DE, sowie AT und IT.....	69
Abbildung 47: Kraftwerkseinsatz in der 40. KW. im Jahr 2020 in AT mit Leitungsausbau zwischen AT und DE, sowie AT und IT.....	70
Abbildung 48: Stromhandel von AT mit DE und IT im Jahr 2020 mit Leitungsausbau zwischen DE und AT, sowie IT und AT	71
Abbildung 49: Änderungen der maximalen Leistungen nach Kraftwerkstyp bezogen auf das Basisjahr 2011.....	73
Abbildung 50: Änderungen der Stromproduktion nach Kraftwerkstyp bezogen auf das Basisjahr 2011	75
Abbildung 51: Änderungen der Deckungsbeiträge nach Kraftwerkstyp bezogen auf das Basisjahr 2011	77
Abbildung 52: Strompreis in Euro pro MWh in AT.....	78
Abbildung 53: Änderung der Erlöse im Vergleich zum Basisjahr 2011 in AT	79
Abbildung 54: Änderung der Startup-Kosten im Vergleich zum Basisjahr 2011 in AT.....	80

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Zeitplan zum Ausstieg aus der Kernkraft in Deutschland.....	14
Tabelle 2: Installierte Leistung an Windkraftanlagen in AT, DE und IT	35
Tabelle 3: Installierte Leistung an Photovoltaikanlagen in AT, DE und IT	38
Tabelle 4: Installierte Leistungen an Laufwasserkraftwerken in AT, DE und IT	40
Tabelle 5: Installierte Leistungen der Speicherkraftwerke in AT, DE und IT	42
Tabelle 6: Wirkungsgrade für Pumpspeicherkraftwerke ohne spezifische Angabe für AT, DE und IT .	42
Tabelle 7: Pumpspeicherkraftwerke in AT, DE und IT im Jahr 2011	43
Tabelle 8: Pumpspeicherkraftwerke in AT, DE und IT im Jahr 2020	43
Tabelle 9: Brennstoffpreise und Emissionsfaktoren für thermische Kraftwerke in den Jahren 2011 und 2020.....	45
Tabelle 10: Zertifikatspreis für CO ₂ in den Jahren 2011 und 2020.....	45
Tabelle 11: Installierte Leistungen in AT für die Jahre 2011 und 2020	47
Tabelle 12: Installierte Leistungen in DE für die Jahre 2011 und 2020	48
Tabelle 13: Installierte Leistungen in IT für die Jahre 2011 und 2020	48
Tabelle 14: Net Transfer Capacities im Jahr 2011 und Szenarien für das Jahr 2020.....	50

Anhang

*****QUELLCODE*****

* Version: Kompilieren_4.11n; 24.5.2013; Norbert Lichtenstöger, BSc.

Sets

t Zeit /1*4345/
b Pumphaus /1*6/
*Becken1, Becken2, Becken3, Becken2-Fluss, Becken3-Fluss, Becken3-Becken1
c Laender /at, de, it/
j Profil Typen /Last, PV, Wind, Laufwasser, Speicher, Unflex-Therm/
f Brennstoffe /Erdgas, Steinkohle, Braunkohle, Oel, GuD, Uran, Biomasse/
i KW Daten /Leistung, Kapazitaet, Zufluss, Pumpleistung, Wirkungsgrad, Pumpwirkungsgrad,
Fallhoehe, Start-up-c/
*Kraftwerke der Technologiangruppen
j_t Thermische Kraftwerke /1*26/
*keine Emissionen oder Grenzkosten:
j_psp Pumpspeicher /1*31/
j_tu unflexible Thermische Erzeugung /1*1/
j_sp Speicher /1*26/
j_lw Laufwasser /1*1/
j_pv Photovoltaik /1*1/
j_wind Wind Kraftwerke /1*1/
;

Scalars

CO_2 CO2 Zertifikatspreis euro pro Tonne CO2
NTC_at_de NTC AT->DE
NTC_de_at NTC DE->AT
NTC_de_it NTC DE->IT
NTC_it_de NTC IT->DE
NTC_it_at NTC IT->AT
NTC_at_it NTC AT->IT
;

Parameters

BP(f) Brennstoffpreis
EF(f) Emissionsfaktoren
KW_Daten_t(j_t,f,i,c) Therm KW nach Laender
KW_Daten_sk_AT(j_t,i) Steinkohle KW Daten AT eingelesen
KW_Daten_sk_DE(j_t,i) Steinkohle KW Daten DE eingelesen
KW_Daten_sk_IT(j_t,i) Steinkohle KW Daten IT eingelesen
KW_Daten_bk_AT(j_t,i) Braunkohle KW Daten AT eingelesen
KW_Daten_bk_DE(j_t,i) Braunkohle KW Daten DE eingelesen
KW_Daten_bk_IT(j_t,i) Braunkohle KW Daten IT eingelesen
KW_Daten_gas_AT(j_t,i) Erdgas KW Daten AT eingelesen
KW_Daten_gas_DE(j_t,i) Erdgas KW Daten DE eingelesen
KW_Daten_gas_IT(j_t,i) Erdgas KW Daten IT eingelesen
KW_Daten_oel_AT(j_t,i) Oel KW Daten AT eingelesen
KW_Daten_oel_DE(j_t,i) Oel KW Daten DE eingelesen
KW_Daten_oel_IT(j_t,i) Oel KW Daten IT eingelesen
KW_Daten_gud_AT(j_t,i) GuD KW Daten AT eingelesen
KW_Daten_gud_DE(j_t,i) GuD KW Daten DE eingelesen
KW_Daten_gud_IT(j_t,i) GuD KW Daten IT eingelesen
KW_Daten_nuk_AT(j_t,i) Nuklear KW Daten AT eingelesen
KW_Daten_nuk_DE(j_t,i) Nuklear KW Daten DE eingelesen
KW_Daten_nuk_IT(j_t,i) Nuklear KW Daten IT eingelesen

```

KW_Daten_bio_AT(j_t,i)    Biomasse KW Daten AT eingelesen
KW_Daten_bio_DE(j_t,i)    Biomasse KW Daten DE eingelesen
KW_Daten_bio_IT(j_t,i)    Biomasse KW Daten IT eingelesen
Profile(t,j,c)            Profile nach Laender
Profile_AT(t,j)           Profil AT eingelesen
Profile_DE(t,j)           Profil DE eingelesen
Profile_IT(t,j)           Profil IT eingelesen
KW_Daten_wind(j_wind,i,c) Wind KW nach Laender
KW_Daten_wind_AT(j_wind,i) Wind KW Daten AT eingelesen
KW_Daten_wind_DE(j_wind,i) Wind KW Daten DE eingelesen
KW_Daten_wind_IT(j_wind,i) Wind KW Daten IT eingelesen
KW_Daten_pv(j_pv,i,c)     Photovoltaik nach Laender
KW_Daten_pv_AT(j_pv,i)    Photovoltaik KW Daten AT eingelesen
KW_Daten_pv_DE(j_pv,i)    Photovoltaik KW Daten DE eingelesen
KW_Daten_pv_IT(j_pv,i)    Photovoltaik KW Daten IT eingelesen
KW_Daten_sp(j_sp,i,c)     Speicher KW Daten nach Laender
KW_Daten_sp_AT(j_sp,i)    Speicher KW Daten AT eingelesen
KW_Daten_sp_DE(j_sp,i)    Speicher KW Daten DE eingelesen
KW_Daten_sp_IT(j_sp,i)    Speicher KW Daten IT eingelesen
KW_Daten_lw(j_lw,i,c)     Laufwasser Daten nach Laender
KW_Daten_lw_AT(j_lw,i)    Laufwasser Daten AT eingelesen
KW_Daten_lw_DE(j_lw,i)    Laufwasser Daten DE eingelesen
KW_Daten_lw_IT(j_lw,i)    Laufwasser Daten IT eingelesen
KW_Daten_tu(j_tu,i,c)     Therm Unflex Daten nach Laender
KW_Daten_tu_AT(j_tu,i)    Therm Unflex Daten AT eingelesen
KW_Daten_tu_DE(j_tu,i)    Therm Unflex Daten DE eingelesen
KW_Daten_tu_IT(j_tu,i)    Therm Unflex Daten IT eingelesen
KW_Daten_psp(j_psp,i,b,c) Pumpspeicher Daten nach Laender und Becken
KW_Daten_psp_AT_b1(j_psp,i) Pumpspeicher Daten AT Becken 1 eingelesen
KW_Daten_psp_AT_b2(j_psp,i) Pumpspeicher Daten AT Becken 2 eingelesen
KW_Daten_psp_AT_b3(j_psp,i) Pumpspeicher Daten AT Becken 3 eingelesen
KW_Daten_psp_AT_b4(j_psp,i) Pumpspeicher Daten AT Becken 4 eingelesen
KW_Daten_psp_AT_b5(j_psp,i) Pumpspeicher Daten AT Becken 5 eingelesen
KW_Daten_psp_AT_b6(j_psp,i) Pumpspeicher Daten AT Becken 6 eingelesen
KW_Daten_psp_DE_b1(j_psp,i) Pumpspeicher Daten DE Becken 1 eingelesen
KW_Daten_psp_DE_b2(j_psp,i) Pumpspeicher Daten DE Becken 2 eingelesen
KW_Daten_psp_DE_b3(j_psp,i) Pumpspeicher Daten DE Becken 3 eingelesen
KW_Daten_psp_DE_b4(j_psp,i) Pumpspeicher Daten DE Becken 4 eingelesen
KW_Daten_psp_DE_b5(j_psp,i) Pumpspeicher Daten DE Becken 5 eingelesen
KW_Daten_psp_DE_b6(j_psp,i) Pumpspeicher Daten DE Becken 6 eingelesen
KW_Daten_psp_IT_b1(j_psp,i) Pumpspeicher Daten IT Becken 1 eingelesen
KW_Daten_psp_IT_b2(j_psp,i) Pumpspeicher Daten IT Becken 2 eingelesen
KW_Daten_psp_IT_b3(j_psp,i) Pumpspeicher Daten IT Becken 3 eingelesen
KW_Daten_psp_IT_b4(j_psp,i) Pumpspeicher Daten IT Becken 4 eingelesen
KW_Daten_psp_IT_b5(j_psp,i) Pumpspeicher Daten IT Becken 5 eingelesen
KW_Daten_psp_IT_b6(j_psp,i) Pumpspeicher Daten IT Becken 6 eingelesen
;
*-----*
* Data import from Excel using GDY utilities
*-----*
*First unload to GDY file (occurs during compilation phase)
*$CALL GDXXRW.EXE Power_Three.xlsx par=Level rng=sheet1!A1:D3
$onecho > commands.txt
par = BP      rng=Production!LA4:LB10  Rdim=1
par = EF      rng=Production!LD4:LE9   Rdim=1
par = CO_2    rng=Production!LH4      Rdim=0
*****
par = KW_Daten_sk_AT  rng=Production!C3:F503  Rdim=1 Cdim=1

```

```

par = KW_Daten_sk_DE  rng=Production!DC3:DF503 Rdim=1 Cdim=1
par = KW_Daten_sk_IT  rng=Production!HC3:HF503 Rdim=1 Cdim=1
par = KW_Daten_bk_AT  rng=Production!H3:K503  Rdim=1 Cdim=1
par = KW_Daten_bk_DE  rng=Production!DH3:DK503 Rdim=1 Cdim=1
par = KW_Daten_bk_IT  rng=Production!HH3:HK503 Rdim=1 Cdim=1
par = KW_Daten_gas_AT  rng=Production!M3:P503  Rdim=1 Cdim=1
par = KW_Daten_gas_DE  rng=Production!DM3:DP503 Rdim=1 Cdim=1
par = KW_Daten_gas_IT  rng=Production!HM3:HP503 Rdim=1 Cdim=1
par = KW_Daten_oeI_AT  rng=Production!R3:U503  Rdim=1 Cdim=1
par = KW_Daten_oeI_DE  rng=Production!DR3:DU503 Rdim=1 Cdim=1
par = KW_Daten_oeI_IT  rng=Production!HR3:HU503 Rdim=1 Cdim=1
par = KW_Daten_gud_AT  rng=Production!W3:Z503  Rdim=1 Cdim=1
par = KW_Daten_gud_DE  rng=Production!DW3:DZ503 Rdim=1 Cdim=1
par = KW_Daten_gud_IT  rng=Production!HW3:HZ503 Rdim=1 Cdim=1
par = KW_Daten_nuk_AT  rng=Production!AB3:AE503 Rdim=1 Cdim=1
par = KW_Daten_nuk_DE  rng=Production!EB3:EE503 Rdim=1 Cdim=1
par = KW_Daten_nuk_IT  rng=Production!IB3:IE503 Rdim=1 Cdim=1
par = KW_Daten_bio_AT  rng=Production!CL3:CO503 Rdim=1 Cdim=1
par = KW_Daten_bio_DE  rng=Production!GL3:GO503 Rdim=1 Cdim=1
par = KW_Daten_bio_IT  rng=Production!KL3:KO503 Rdim=1 Cdim=1
*****
par = Profile_AT      rng=Profiles!B2:H8762  Cdim=1 Rdim=1
par = Profile_DE      rng=Profiles!BB2:BH8762 Cdim=1 Rdim=1
par = Profile_IT      rng=Profiles!CB2:CH8762 Cdim=1 Rdim=1
par = NTC_at_de       rng=Profiles!DB3      Rdim=0
par = NTC_de_at       rng=Profiles!DC3      Rdim=0
par = NTC_de_it       rng=Profiles!DD3      Rdim=0
par = NTC_it_de       rng=Profiles!DE3      Rdim=0
par = NTC_it_at       rng=Profiles!DF3      Rdim=0
par = NTC_at_it       rng=Profiles!DG3      Rdim=0
*****
par = KW_Daten_sp_AT  rng=Production!AG3:AJ503 Cdim=1 Rdim=1
par = KW_Daten_sp_DE  rng=Production!EG3:EJ503 Cdim=1 Rdim=1
par = KW_Daten_sp_IT  rng=Production!IG3:IJ503 Cdim=1 Rdim=1
par = KW_Daten_lw_AT  rng=Production!AL3:AM503 Cdim=1 Rdim=1
par = KW_Daten_lw_DE  rng=Production!EL3:EM503 Cdim=1 Rdim=1
par = KW_Daten_lw_IT  rng=Production!IL3:IM503 Cdim=1 Rdim=1
par = KW_Daten_tu_AT  rng=Production!AO3:AP503 Cdim=1 Rdim=1
par = KW_Daten_tu_DE  rng=Production!EO3:EP503 Cdim=1 Rdim=1
par = KW_Daten_tu_IT  rng=Production!IO3:IP503 Cdim=1 Rdim=1
par = KW_Daten_pv_AT  rng=Production!AR3:AS503 Cdim=1 Rdim=1
par = KW_Daten_pv_DE  rng=Production!ER3:ES503 Cdim=1 Rdim=1
par = KW_Daten_pv_IT  rng=Production!IR3:IS503 Cdim=1 Rdim=1
par = KW_Daten_wind_AT  rng=Production!AU3:AV503 Cdim=1 Rdim=1
par = KW_Daten_wind_DE  rng=Production!EU3:EV503 Cdim=1 Rdim=1
par = KW_Daten_wind_IT  rng=Production!IU3:IV503 Cdim=1 Rdim=1
*****
par = KW_Daten_esp_AT_b1 rng=Production!AX3:BE503 Cdim=1 Rdim=1
par = KW_Daten_esp_AT_b2 rng=Production!BF3:BM503 Cdim=1 Rdim=1
par = KW_Daten_esp_AT_b3 rng=Production!BN3:BU503 Cdim=1 Rdim=1
par = KW_Daten_esp_AT_b4 rng=Production!BV3:BZ503 Cdim=1 Rdim=1
par = KW_Daten_esp_AT_b5 rng=Production!CA3:CE503 Cdim=1 Rdim=1
par = KW_Daten_esp_AT_b6 rng=Production!CF3:CJ503 Cdim=1 Rdim=1
par = KW_Daten_esp_DE_b1 rng=Production!EX3:FE503 Cdim=1 Rdim=1
par = KW_Daten_esp_DE_b2 rng=Production!FF3:FM503 Cdim=1 Rdim=1
par = KW_Daten_esp_DE_b3 rng=Production!FN3:FU503 Cdim=1 Rdim=1
par = KW_Daten_esp_DE_b4 rng=Production!FV3:FZ503 Cdim=1 Rdim=1
par = KW_Daten_esp_DE_b5 rng=Production!GA3:GE503 Cdim=1 Rdim=1

```

```

par = KW_Daten_psp_DE_b6 rng=Production!GF3:GJ503 Cdim=1 Rdim=1
par = KW_Daten_psp_IT_b1 rng=Production!IX3:JE503 Cdim=1 Rdim=1
par = KW_Daten_psp_IT_b2 rng=Production!JF3:JM503 Cdim=1 Rdim=1
par = KW_Daten_psp_IT_b3 rng=Production!JN3:JU503 Cdim=1 Rdim=1
par = KW_Daten_psp_IT_b4 rng=Production!JV3:JZ503 Cdim=1 Rdim=1
par = KW_Daten_psp_IT_b5 rng=Production!KA3:KE503 Cdim=1 Rdim=1
par = KW_Daten_psp_IT_b6 rng=Production!KF3:KJ503 Cdim=1 Rdim=1
$offecho
$call GDXXRW Power_Three.xlsx @commands.txt
*Import data from GDXX
$GDXXIN Power_Three.gdx
$LOAD BP EF CO_2 NTC_at_de NTC_de_at NTC_de_it NTC_it_de NTC_it_at NTC_at_it KW_Daten_sk_AT
KW_Daten_sk_DE KW_Daten_sk_IT KW_Daten_bk_AT KW_Daten_bk_DE KW_Daten_bk_IT
KW_Daten_gas_AT KW_Daten_gas_DE KW_Daten_gas_IT KW_Daten_oel_AT KW_Daten_oel_DE
KW_Daten_oel_IT KW_Daten_gud_AT KW_Daten_gud_DE KW_Daten_gud_IT KW_Daten_nuk_AT
KW_Daten_nuk_DE KW_Daten_nuk_IT KW_Daten_bio_AT KW_Daten_bio_DE KW_Daten_bio_IT
Profile_AT Profile_DE Profile_IT KW_Daten_sp_AT KW_Daten_sp_DE KW_Daten_sp_IT KW_Daten_lw_AT
KW_Daten_lw_DE KW_Daten_lw_IT KW_Daten_tu_AT KW_Daten_tu_DE KW_Daten_tu_IT
KW_Daten_psp_AT_b1 KW_Daten_psp_AT_b2 KW_Daten_psp_AT_b3 KW_Daten_psp_AT_b4
KW_Daten_psp_AT_b5 KW_Daten_psp_AT_b6 KW_Daten_psp_DE_b1 KW_Daten_psp_DE_b2
KW_Daten_psp_DE_b3 KW_Daten_psp_DE_b4 KW_Daten_psp_DE_b5 KW_Daten_psp_DE_b6
KW_Daten_psp_IT_b1 KW_Daten_psp_IT_b2 KW_Daten_psp_IT_b3 KW_Daten_psp_IT_b4
KW_Daten_psp_IT_b5 KW_Daten_psp_IT_b6 KW_Daten_pv_AT KW_Daten_pv_DE KW_Daten_pv_IT
KW_Daten_wind_AT KW_Daten_wind_DE KW_Daten_wind_IT
$GDXXIN
*-----*
*
*           Ende Data Import
*-----*
Parameter
*Grenzkosten der Erzeugung und CO2 Emissionen
MC(j_t,f,c)           Grenzkosten der Erzeugung ;
KW_Daten_t(j_t,'Steinkohle',i,'at')=KW_Daten_sk_AT(j_t,i);
KW_Daten_t(j_t,'Steinkohle',i,'de')=KW_Daten_sk_DE(j_t,i);
KW_Daten_t(j_t,'Steinkohle',i,'it')=KW_Daten_sk_IT(j_t,i);
KW_Daten_t(j_t,'Braunkohle',i,'at')=KW_Daten_bk_AT(j_t,i);
KW_Daten_t(j_t,'Braunkohle',i,'de')=KW_Daten_bk_DE(j_t,i);
KW_Daten_t(j_t,'Braunkohle',i,'it')=KW_Daten_bk_IT(j_t,i);
KW_Daten_t(j_t,'Erdgas',i,'at')=KW_Daten_gas_AT(j_t,i);
KW_Daten_t(j_t,'Erdgas',i,'de')=KW_Daten_gas_DE(j_t,i);
KW_Daten_t(j_t,'Erdgas',i,'it')=KW_Daten_gas_IT(j_t,i);
KW_Daten_t(j_t,'Oel',i,'at')=KW_Daten_oel_AT(j_t,i);
KW_Daten_t(j_t,'Oel',i,'de')=KW_Daten_oel_DE(j_t,i);
KW_Daten_t(j_t,'Oel',i,'it')=KW_Daten_oel_IT(j_t,i);
KW_Daten_t(j_t,'GuD',i,'at')=KW_Daten_gud_AT(j_t,i);
KW_Daten_t(j_t,'GuD',i,'de')=KW_Daten_gud_DE(j_t,i);
KW_Daten_t(j_t,'GuD',i,'it')=KW_Daten_gud_IT(j_t,i);
KW_Daten_t(j_t,'Uran',i,'at')=KW_Daten_nuk_AT(j_t,i);
KW_Daten_t(j_t,'Uran',i,'de')=KW_Daten_nuk_DE(j_t,i);
KW_Daten_t(j_t,'Uran',i,'it')=KW_Daten_nuk_IT(j_t,i);
KW_Daten_t(j_t,'Biomasse',i,'at')=KW_Daten_bio_AT(j_t,i);
KW_Daten_t(j_t,'Biomasse',i,'de')=KW_Daten_bio_DE(j_t,i);
KW_Daten_t(j_t,'Biomasse',i,'it')=KW_Daten_bio_IT(j_t,i);
*Preis fuer jedes thermische Kraftwerk nach Brennstofftyp und Land in euro pro MWh
MC(j_t,f,c)$KW_Daten_t(j_t,f,'Wirkungsgrad',c) ne 0)=(BP(f)+EF(f)*CO_2)/KW_Daten_t(j_t,f,'Wirkungsgrad',c) ;
*UNFLEXIBLE ERZEUGUNG (Wind, PV, Laufwasser, unflexible therm. Erzeugung)
*Wind
Parameter
P_wind(t,j_wind,c)           Erzeugung aus Windkraft;

```

```

Profile(t,j,'at')=Profile_AT(t,j);
Profile(t,j,'de')=Profile_DE(t,j);
Profile(t,j,'it')=Profile_IT(t,j);
KW_Daten_wind(j_wind,i,'at')=KW_Daten_wind_AT(j_wind,i);
KW_Daten_wind(j_wind,i,'de')=KW_Daten_wind_DE(j_wind,i);
KW_Daten_wind(j_wind,i,'it')=KW_Daten_wind_IT(j_wind,i);
P_wind(t,j_wind,c)=KW_Daten_wind(j_wind,'Leistung',c)*Profile(t,'Wind',c);
Parameter
P_windkraft(t,c)      Erzeugung aus Windkraft gesamt;
P_windkraft(t,c)=sum(j_wind,P_wind(t,j_wind,c));
*PV
Parameter
P_pv(t,j_pv,c)      Erzeugung aus Photovoltaik;
KW_Daten_pv(j_pv,i,'at')=KW_Daten_pv_AT(j_pv,i);
KW_Daten_pv(j_pv,i,'de')=KW_Daten_pv_DE(j_pv,i);
KW_Daten_pv(j_pv,i,'it')=KW_Daten_pv_IT(j_pv,i);
P_pv(t,j_pv,c)=KW_Daten_pv(j_pv,'Leistung',c)*Profile(t,'PV',c);
Parameter
P_photovoltaik(t,c)  Erzeugung aus Photovoltaik gesamt;
P_photovoltaik(t,c)=sum(j_pv, P_pv(t,j_pv,c));
*Laufwasser
Parameter
P_lw(t,j_lw,c)      Laufwasser Einspeisung als Fix angenommen;
KW_Daten_lw(j_lw,i,'at')=KW_Daten_lw_AT(j_lw,i);
KW_Daten_lw(j_lw,i,'de')=KW_Daten_lw_DE(j_lw,i);
KW_Daten_lw(j_lw,i,'it')=KW_Daten_lw_IT(j_lw,i);
P_lw(t,j_lw,c)=KW_Daten_lw(j_lw,'Leistung',c)*Profile(t,'Laufwasser',c);
Parameter
P_laufw(t,c)      Erzeugung aus Laufwasser;
P_laufw(t,c)=sum(j_lw,P_lw(t,j_lw,c));
*unflexible Thermisch Erzeugung
Parameter
P_tu(t,j_tu,c)      Waermegefuehrte thermische Erzeugung;
KW_Daten_tu(j_tu,i,'at')=KW_Daten_tu_AT(j_tu,i);
KW_Daten_tu(j_tu,i,'de')=KW_Daten_tu_DE(j_tu,i);
KW_Daten_tu(j_tu,i,'it')=KW_Daten_tu_IT(j_tu,i);
P_tu(t,j_tu,c)=KW_Daten_tu(j_tu,'Leistung',c)*Profile(t,'Unflex-Therm',c);
Parameter
P_therm_unflex(t,c)  unflexible thermische Erzeugung;
P_therm_unflex(t,c)=sum(j_tu,P_tu(t,j_tu,c));
*Zufluss Speicher
Parameter
P_sp_zf(t,j_sp,c)    Zufluss Speicher;
KW_Daten_sp(j_sp,i,'at')=KW_Daten_sp_AT(j_sp,i);
KW_Daten_sp(j_sp,i,'de')=KW_Daten_sp_DE(j_sp,i);
KW_Daten_sp(j_sp,i,'it')=KW_Daten_sp_IT(j_sp,i);
P_sp_zf(t,j_sp,c)=KW_Daten_sp(j_sp,'Zufluss',c)*Profile(t,'Speicher',c);
*Zufluss Pumpspeicher
Parameter
V_psp_zf(t,j_psp,b,c)  Zufluss Pumpspeicher von m^3 pro sek auf Mio m^3 pro Stunde;
KW_Daten_psp(j_psp,i,'1','at')=KW_Daten_psp_AT_b1(j_psp,i);
KW_Daten_psp(j_psp,i,'2','at')=KW_Daten_psp_AT_b2(j_psp,i);
KW_Daten_psp(j_psp,i,'3','at')=KW_Daten_psp_AT_b3(j_psp,i);
KW_Daten_psp(j_psp,i,'1','de')=KW_Daten_psp_DE_b1(j_psp,i);
KW_Daten_psp(j_psp,i,'2','de')=KW_Daten_psp_DE_b2(j_psp,i);
KW_Daten_psp(j_psp,i,'3','de')=KW_Daten_psp_DE_b3(j_psp,i);
KW_Daten_psp(j_psp,i,'1','it')=KW_Daten_psp_IT_b1(j_psp,i);
KW_Daten_psp(j_psp,i,'2','it')=KW_Daten_psp_IT_b2(j_psp,i);

```

```

KW_Daten_psp(j_osp,i,'3','it')=KW_Daten_psp_IT_b3(j_osp,i);
KW_Daten_psp(j_osp,i,'4','at')=KW_Daten_psp_AT_b4(j_osp,i);
KW_Daten_psp(j_osp,i,'5','at')=KW_Daten_psp_AT_b5(j_osp,i);
KW_Daten_psp(j_osp,i,'6','at')=KW_Daten_psp_AT_b6(j_osp,i);
KW_Daten_psp(j_osp,i,'4','de')=KW_Daten_psp_DE_b1(j_osp,i);
KW_Daten_psp(j_osp,i,'5','de')=KW_Daten_psp_DE_b2(j_osp,i);
KW_Daten_psp(j_osp,i,'6','de')=KW_Daten_psp_DE_b3(j_osp,i);
KW_Daten_psp(j_osp,i,'4','it')=KW_Daten_psp_IT_b1(j_osp,i);
KW_Daten_psp(j_osp,i,'5','it')=KW_Daten_psp_IT_b2(j_osp,i);
KW_Daten_psp(j_osp,i,'6','it')=KW_Daten_psp_IT_b3(j_osp,i);
*Umrechnung von Zufluss [m^3/s] auf V_osp_zf [Mio/m^3/h]
V_osp_zf(t,j_osp,b,c)=KW_Daten_psp(j_osp,'Zufluss',b,c)*Profile(t,'Speicher',c)*3600/1e6;
*Fallhoehe zwischen Fluss und Becken 2
KW_Daten_psp(j_osp,'Fallhoehe','4',c)=KW_Daten_psp(j_osp,'Fallhoehe','1',c)+KW_Daten_psp(j_osp,'Fallhoehe','2',c);
*Fallhoehe zwischen Fluss und Becken 3
KW_Daten_psp(j_osp,'Fallhoehe','5',c)=KW_Daten_psp(j_osp,'Fallhoehe','4',c)+KW_Daten_psp(j_osp,'Fallhoehe','3',c);
*Fallhoehe zwischen Becken 1 und Becken 3
KW_Daten_psp(j_osp,'Fallhoehe','6',c)=KW_Daten_psp(j_osp,'Fallhoehe','2',c)+KW_Daten_psp(j_osp,'Fallhoehe','3',c);
*Last
Parameter
L(t,c)          vertikale Netzaast ohne Pumpen;
L(t,c)=Profile(t,'Last',c) ;
*****
Variables
C_tot          total costs
Import        Import: pos und Export:neg der einzelnen Laender
E_at_de      Uebertragung AT->DE: pos und DE->AT: neg
E_de_it      Uebertragung DE->IT: pos und IT->DE: neg
E_it_at      Uebertragung IT->AT: pos und AT->IT: neg
Becken_sp    Summe Speicherstand Speicher KW
Becken_osp   Summe Speicherstand Pumpspeicher KW
AT_becken_osp Summe Speicherstand Speicher KW in AT
DE_becken_osp Summe Speicherstand Speicher KW in DE
IT_becken_osp Summe Speicherstand Speicher KW in IT
AT_becken_osp Summe Speicherstand Pumpspeicher KW in AT
DE_becken_osp Summe Speicherstand Pumpspeicher KW in DE
IT_becken_osp Summe Speicherstand Pumpspeicher KW in IT
;
*Funktionsvariablen
Positive Variables
CO2_tot      gesamte CO2 emission (t_CO2)
P_t(t,j_t,f,c) Einspeiseleistung flexible thermische Kraftwerke
P_osp(t,j_osp,c) Einspeiseleistung Speicher
C_osp(t,j_osp,c) Kapazität Speicher
P_in(t,j_osp,b,c) Pumpleistung
P_out(t,j_osp,b,c) Turbinenleistung
V_in(t,j_osp,b,c) Volumenstrom ins Becken gepumpt
V_out(t,j_osp,b,c) Volumenstrom aus Becken turbiniert
C_osp(t,j_osp,b,c) Kapazität Pumpspeicher
P_therm_start(t,j_t,f,c) Start-up capacity thermal
C_start_t(t,j_t,f,c) Start-up costs thermal
;
*Ausgabevariablen
Positive Variables
P_KW(t,c,f)   Erzeugung der Kraftwerke nach Brennstofftyp

```

P_therm(t,c) Thermische Erzeugung
 P_sk(t,c) Erzeugung Steinkohle
 P_bk(t,c) Erzeugung Braunkohle
 P_gas(t,c) Erzeugung Gas
 P_oel(t,c) Erzeugung aus Oel
 P_gudkw(t,c) Erzeugung aus GuD
 P_nuklear(t,c) Erzeugung aus Uran
 P_biomasse(t,c) Erzeugung aus Biomasse
 P_speich(t,c) Erzeugung aus Speichern
 P_turb(t,c) Erzeugung aus Pumpspeichern
 P_pump(t,c) Pumpleistung
 *fuer AT:
 AT_P_sk(t) Erzeugung Steinkohle
 AT_P_bk(t) Erzeugung Braunkohle
 AT_P_gas(t) Erzeugung Gas
 AT_P_oel(t) Erzeugung aus Oel
 AT_P_gudkw(t) Erzeugung aus GuD
 AT_P_speich(t) Erzeugung aus Speichern
 AT_P_turb(t) Erzeugung aus Pumpspeichern
 AT_P_pump(t) Pumpleistung
 AT_P_laufw(t) Laufwasser
 AT_P_therm_unflex(t) thermisch unflexibel
 AT_P_windkraft(t) Erzeugung Windkraft
 AT_P_photovoltaik(t) Erzeugung Photovoltaik
 AT_P_nuklear(t) Erzeugung Nuklear
 AT_P_biomasse(t) Erzeugung Biomasse
 *fuer DE:
 DE_P_sk(t) Erzeugung Steinkohle
 DE_P_bk(t) Erzeugung Braunkohle
 DE_P_gas(t) Erzeugung Gas
 DE_P_oel(t) Erzeugung aus Oel
 DE_P_gudkw(t) Erzeugung aus GuD
 DE_P_speich(t) Erzeugung aus Speichern
 DE_P_turb(t) Erzeugung aus Pumpspeichern
 DE_P_pump(t) Pumpleistung
 DE_P_laufw(t) Laufwasser
 DE_P_therm_unflex(t) thermisch unflexibel
 DE_P_windkraft(t) Erzeugung Windkraft
 DE_P_photovoltaik(t) Erzeugung Photovoltaik
 DE_P_nuklear(t) Erzeugung Nuklear
 DE_P_biomasse(t) Erzeugung Biomasse
 *fuer IT:
 IT_P_sk(t) Erzeugung Steinkohle
 IT_P_bk(t) Erzeugung Braunkohle
 IT_P_gas(t) Erzeugung Gas
 IT_P_oel(t) Erzeugung aus Oel
 IT_P_gudkw(t) Erzeugung aus GuD
 IT_P_speich(t) Erzeugung aus Speichern
 IT_P_turb(t) Erzeugung aus Pumpspeichern
 IT_P_pump(t) Pumpleistung
 IT_P_laufw(t) Laufwasser
 IT_P_therm_unflex(t) thermisch unflexibel
 IT_P_windkraft(t) Erzeugung Windkraft
 IT_P_photovoltaik(t) Erzeugung Photovoltaik
 IT_P_nuklear(t) Erzeugung Nuklear
 IT_P_biomasse(t) Erzeugung Biomasse

;

Equations

Cost	Gesamtkosten
Last	Last fuer jedes einzelne Land gedeckt
SK	Erzeugung aus Steinkohle
BK	Erzeugung aus Braunkohle
Gas	Erzeugung aus Gas (GUD & GT)
Oel	Erzeugung aus Oel
Gudkw	Erzeugung aus GuD
Nuklear	Erzeugung aus Uran
Biomasse	Erzeugung aus Biomasse
Therm	thermische Erzeugung
Speicher	Erzeugung aus Speichern
Turbinieren	Erzeugung aus Pumpspeichern
Pumpen	Pumpleistung
Summe_Becken_Sp	Summe Speicherstand Speicherbecken
Summe_Becken_Psp	Summe Speicherstand Pumpspeicher
Leistung_t	Maximalleistung Kraftwerke
Leistung_sp1	Maximalleistung Speicher (Maschinen-bedingt)
Leistung_psp_out	maximale Pumpleistung Speicher
Leistung_psp_in	maximale Turbinenleistung P-Speicher (Maschinenbedingt)
Volumenfluss_out	Volumenfluss aus Becken Turbine
Volumenfluss_in	Volumenfluss in Becken Pumpe
Kapazitaet_sp	definiert den Speicherstand
Max_Kapazitaet_sp	maximale Kapazitaet Speicher
Anfangskapazitaet_sp	Anfangskapazitaet der Speicher
*Endkapazitaet_sp	Endkapazitaet der Speicher
Kapazitaet_psp_1	definiert den Speicherstand in Pumpspeicher 1
Kapazitaet_psp_2	definiert den Speicherstand in Pumpspeicher 2
Kapazitaet_psp_3	definiert den Speicherstand in Pumpspeicher 3
Max_Kapazitaet_psp	maximale Kapazitaet Pumpspeicher für jedes Becken
Anfangskapazitaet_psp	Anfangsspeicherstand Pumpspeicher alle Becken
Start_up_CAP_thermal	start_up thermal capacity
Start_up_cost_thermal	Start_up costs thermal capacity
Import_at	pos: Import und neg: Export von AT
Import_de	pos: Import und neg: Export von DE
Import_it	pos: Import und neg: Export von IT
Max_Transfer_at_de	maximaler Transfer AT->DE
Max_Transfer_de_at	maximaler Transfer DE->AT
Max_Transfer_de_it	maximaler Transfer DE->IT
Max_Transfer_it_de	maximaler Transfer IT->DE
Max_Transfer_it_at	maximaler Transfer IT->AT
Max_Transfer_at_it	maximaler Transfer AT->IT
AT_SK	Erzeugung aus Steinkohle
AT_BK	Erzeugung aus Braunkohle
AT_Gas	Erzeugung aus Gas (GUD & GT)
AT_Oel	Erzeugung aus Oel
AT_Gudkw	Erzeugung aus GuD
AT_Speicher	Erzeugung aus Speichern
AT_Turbinieren	Erzeugung aus Pumpspeichern
AT_Pumpen	Pumpleistung
AT_laufw	Laufwasser
AT_therm_unflex	Thermische unflexibel
AT_windkraft	Windkraft
AT_photovoltaik	Photovoltaik
AT_nuklear	Nuklear
AT_biomasse	Biomasse
AT_summe_sp	Summe Speicherstand Speicher KW in AT
AT_summe_psp	Summe Speicherstand Pumpspeicher KW in AT

DE_SK	Erzeugung aus Steinkohle
DE_BK	Erzeugung aus Braunkohle
DE_Gas	Erzeugung aus Gas (GUD & GT)
DE_Oel	Erzeugung aus Oel
DE_Gudkw	erzeugung aus GuD
DE_Speicher	Erzeugung aus Speichern
DE_Turbinieren	Erzeugung aus Pumpspeichern
DE_Pumpen	Pumpleistung
DE_laufw	Laufwasser
DE_therm_unflex	Thermische unflexibel
DE_windkraft	Windkraft
DE_photovoltaik	Photovoltaik
DE_Nuklear	Nuklear
DE_biomasse	Biomasse
DE_summe_sp	Summe Speicherstand Speicher KW in DE
DE_summe_psp	Summe Speicherstand Pumpspeicher KW in DE
IT_SK	Erzeugung aus Steinkohle
IT_BK	Erzeugung aus Braunkohle
IT_Gas	Erzeugung aus Gas (GUD & GT)
IT_Oel	Erzeugung aus Oel
IT_Gudkw	erzeugung aus GuD
IT_Speicher	Erzeugung aus Speichern
IT_Turbinieren	Erzeugung aus Pumpspeichern
IT_Pumpen	Pumpleistung
IT_laufw	Laufwasser
IT_therm_unflex	Thermische unflexibel
IT_windkraft	Windkraft
IT_photovoltaik	Photovoltaik
IT_nuklear	Nuklear
IT_biomasse	Biomasse
IT_summe_sp	Summe Speicherstand Speicher KW in IT
IT_summe_psp	Summe Speicherstand Pumpspeicher KW in IT

;

*ZIEL-FKT - MINIMIERE KOSTEN

Cost..

$C_{tot} = e = \sum((t,j,t,f,c), P_t(t,j,t,f,c) * MC(j,t,f,c) + C_{start}_t(t,j,t,f,c));$

*LASTDECKUNG

Last(t,c)..

*=e= damit keine ueberproduktion (wegen start-up costs)

$P_{therm}(t,c) + P_{speich}(t,c) + P_{turb}(t,c) -$

$P_{pump}(t,c) + P_{laufw}(t,c) + P_{windkraft}(t,c) + P_{photovoltaik}(t,c) + P_{therm_unflex}(t,c) + Import(t,c) = e = L(t,c);$

*Import positiv gezaehlt, Export abgezogen

$Import_{at}(t).. \quad Import(t,'at') = e = -E_{at_de}(t) + E_{it_at}(t);$

$Import_{de}(t).. \quad Import(t,'de') = e = -E_{de_it}(t) + E_{at_de}(t);$

$Import_{it}(t).. \quad Import(t,'it') = e = -E_{it_at}(t) + E_{de_it}(t);$

*Maximale Leitungsbelastung von AT nach DE positiv gezaehlt

$Max_Transfer_{at_de}(t).. \quad E_{at_de}(t) = l = NTC_{at_de};$

$Max_Transfer_{de_at}(t).. \quad E_{at_de}(t) = g = -NTC_{de_at};$

*Maximale Leitungsbelastung von DE nach IT positiv gezaehlt

$Max_Transfer_{de_it}(t).. \quad E_{de_it}(t) = l = NTC_{de_it};$

$Max_Transfer_{it_de}(t).. \quad E_{de_it}(t) = g = -NTC_{it_de};$

*Maximale Leitungsbelastung von IT nach AT positiv gezaehlt

$Max_Transfer_{it_at}(t).. \quad E_{it_at}(t) = l = NTC_{it_at};$

$Max_Transfer_{at_it}(t).. \quad E_{it_at}(t) = g = -NTC_{at_it};$

*Start-up Capacity

$Start_up_CAP_{thermal}(t,j,t,f,c).. \quad P_{therm_start}(t,j,t,f,c) = g = P_t(t,j,t,f,c) - P_t(t-1,j,t,f,c);$

*Start-up costs

Start_up_cost_thermal(t,j,t,f,c).. C_start_t(t,j,t,f,c)=g=P_therm_start(t,j,t,f,c)*KW_Daten_t(j,t,f,'Start-up-c',c);

*Erzeugungen nach Typ fuer Ausgabe

SK(t,c).. P_sk(t,c)=e=sum(j_t,P_t(t,j_t,'Steinkohle',c));
BK(t,c).. P_bk(t,c)=e=sum(j_t,P_t(t,j_t,'Braunkohle',c));
Gas(t,c).. P_gas(t,c)=e=sum(j_t,P_t(t,j_t,'Erdgas',c));
Oel(t,c).. P_oel(t,c)=e=sum(j_t,P_t(t,j_t,'Oel',c));
Gudkw(t,c).. P_gudkw(t,c)=e=sum(j_t,P_t(t,j_t,'GuD',c));
Nuklear(t,c).. P_nuklear(t,c)=e=sum(j_t,P_t(t,j_t,'Uran',c));
Biomasse(t,c).. P_biomasse(t,c)=e=sum(j_t,P_t(t,j_t,'Biomasse',c));
Speicher(t,c).. P_speich(t,c)=e=sum(j_sp,P_sp(t,j_sp,c));
Turbinieren(t,c).. P_turb(t,c)=e=sum((j_psp,b),P_out(t,j_psp,b,c));
Pumpen(t,c).. P_pump(t,c)=e=sum((j_psp,b),P_in(t,j_psp,b,c));
Therm(t,c).. P_therm(t,c)=e=sum((j_t,f),P_t(t,j_t,f,c));

*Beckenstand in Speicher und Pumpspeicher

Summe_Becken_Sp(t,c).. Becken_sp(t,c)=e=sum(j_sp,C_sp(t,j_sp,c));
*Summe_Becken_Psp(t,c).. Becken_psp(t,c)=e=sum((j_psp,b),C_psp(t,j_psp,b,c));
Summe_Becken_Psp(t,c).. Becken_psp(t,c)=e=sum((j_psp),C_psp(t,j_psp,'2',c));

*geaendert: Ausgabe fuer AT:

AT_SK(t).. AT_P_sk(t)=e=P_sk(t,'at');
AT_BK(t).. AT_P_bk(t)=e=P_bk(t,'at');
AT_Gas(t).. AT_P_gas(t)=e=P_gas(t,'at');
AT_Oel(t).. AT_P_oel(t)=e=P_oel(t,'at');
AT_Gudkw(t).. AT_P_gudkw(t)=e=P_gudkw(t,'at');
AT_Speicher(t).. AT_P_speich(t)=e=P_speich(t,'at');
AT_Turbinieren(t).. AT_P_turb(t)=e=P_turb(t,'at');
AT_Pumpen(t).. AT_P_pump(t)=e=P_pump(t,'at');
AT_laufw(t).. AT_P_laufw(t)=e=P_laufw(t,'at');
AT_therm_unflex(t).. AT_P_therm_unflex(t)=e=P_therm_unflex(t,'at');
AT_windkraft(t).. AT_P_windkraft(t)=e=P_windkraft(t,'at');
AT_photovoltaik(t).. AT_P_photovoltaik(t)=e=P_photovoltaik(t,'at');
AT_nuklear(t).. AT_P_nuklear(t)=e=P_nuklear(t,'at');
AT_biomasse(t).. AT_P_biomasse(t)=e=P_biomasse(t,'at');
AT_summe_sp(t).. AT_becken_sp(t)=e=Becken_sp(t,'at');
AT_summe_psp(t).. AT_becken_psp(t)=e=Becken_psp(t,'at');

*geaendert: Ausgabe fuer DE:

DE_SK(t).. DE_P_sk(t)=e=P_sk(t,'de');
DE_BK(t).. DE_P_bk(t)=e=P_bk(t,'de');
DE_Gas(t).. DE_P_gas(t)=e=P_gas(t,'de');
DE_Oel(t).. DE_P_oel(t)=e=P_oel(t,'de');
DE_Gudkw(t).. DE_P_gudkw(t)=e=P_gudkw(t,'de');
DE_Speicher(t).. DE_P_speich(t)=e=P_speich(t,'de');
DE_Turbinieren(t).. DE_P_turb(t)=e=P_turb(t,'de');
DE_Pumpen(t).. DE_P_pump(t)=e=P_pump(t,'de');
DE_laufw(t).. DE_P_laufw(t)=e=P_laufw(t,'de');
DE_therm_unflex(t).. DE_P_therm_unflex(t)=e=P_therm_unflex(t,'de');
DE_windkraft(t).. DE_P_windkraft(t)=e=P_windkraft(t,'de');
DE_photovoltaik(t).. DE_P_photovoltaik(t)=e=P_photovoltaik(t,'de');
DE_nuklear(t).. DE_P_nuklear(t)=e=P_nuklear(t,'de');
DE_biomasse(t).. DE_P_biomasse(t)=e=P_biomasse(t,'de');
DE_summe_sp(t).. DE_becken_sp(t)=e=Becken_sp(t,'de');
DE_summe_psp(t).. DE_becken_psp(t)=e=Becken_psp(t,'de');

*geaendert: Ausgabe fuer IT:

IT_SK(t).. IT_P_sk(t)=e=P_sk(t,'it');
IT_BK(t).. IT_P_bk(t)=e=P_bk(t,'it');
IT_Gas(t).. IT_P_gas(t)=e=P_gas(t,'it');
IT_Oel(t).. IT_P_oel(t)=e=P_oel(t,'it');

```

IT_Gudkw(t)..          IT_P_gudkw(t)=e=P_gudkw(t,'it');
IT_Speicher(t)..      IT_P_speich(t)=e=P_speich(t,'it');
IT_Turbinieren(t)..  IT_P_turb(t)=e=P_turb(t,'it');
IT_Pumpen(t)..       IT_P_pump(t)=e=P_pump(t,'it');
IT_laufw(t)..        IT_P_laufw(t)=e=P_laufw(t,'it');
IT_therm_unflex(t).. IT_P_therm_unflex(t)=e=P_therm_unflex(t,'it');
IT_windkraft(t)..    IT_P_windkraft(t)=e=P_windkraft(t,'it');
IT_photovoltaik(t).. IT_P_photovoltaik(t)=e=P_photovoltaik(t,'it');
IT_nuklear(t)..     IT_P_nuklear(t)=e=P_nuklear(t,'it');
IT_biomasse(t)..    IT_P_biomasse(t)=e=P_biomasse(t,'it');
IT_summe_sp(t)..    IT_becken_sp(t)=e=Becken_sp(t,'it');
IT_summe_psp(t)..   IT_becken_psp(t)=e=Becken_psp(t,'it');
*THERMISCHE ERZEUGUNG
Leistung_t(t,j_t,f,c).. P_t(t,j_t,f,c)=I=KW_Daten_t(j_t,f,'Leistung',c);
*****
*SPEICHER
Leistung_sp1(t,j_sp,c).. P_sp(t,j_sp,c)=I=KW_Daten_sp(j_sp,'Leistung',c);
*Kapazitaetsgleichung Speicher
Kapazitaet_sp(t,j_sp,c).. C_sp(t+1,j_sp,c)=e=C_sp(t,j_sp,c)-P_sp(t,j_sp,c)*1 + P_sp_zf(t,j_sp,c)*1;
*Kapazitätsbeschaerungen Speicher
Max_Kapazitaet_sp(t,j_sp,c).. C_sp(t,j_sp,c)=I=KW_Daten_sp(j_sp,'Kapazitaet',c);
*Anfangsspeicherstand ist halbes Volumen in Stunde 1:
Anfangskapazitaet_sp(t,j_sp,c).. C_sp('1',j_sp,c)=e=KW_Daten_sp(j_sp,'Kapazitaet',c) / 2 ;
*Endkapazitaet_sp(t,j_sp,c).. C_sp('2161',j_sp,c)=I=KW_Daten_sp(j_sp,'Kapazitaet',c) *0.2 ;
*****
*PUMPSPEICHER
*maximale Turbinenleistung Pumpspeicher (wegen Maschine) ->aktuelle Turbinenleistung < maximale Leistung
*P[MW]
Leistung_psp_out(t,j_psp,b,c).. P_out(t,j_psp,b,c)=I=KW_Daten_psp(j_psp,'Leistung',b,c);
*maximale Pumpleistung Pumpspeicher (wegen Maschine) ->aktuelle Pumpleistung < maximale Pumpleistung
Leistung_psp_in(t,j_psp,b,c).. P_in(t,j_psp,b,c)=I=KW_Daten_psp(j_psp,'Pumpleistung',b,c);
Volumenfluss_out(t,j_psp,b,c)..
*V.[Mio m^3/h] = (P[Mio kg*m^2/s^3] * 3600 [s/h] / ( rho[kg/m^3] * gravitation[m/s^2] * fallhoehe[m] )) /
Wirkungsgrad[1]
V_out(t,j_psp,b,c)=e=(P_out(t,j_psp,b,c)*3600/(1000*9.81*KW_Daten_psp(j_psp,'Fallhoehe',b,c)))/KW_Daten_psp(j_psp,'Wirkungsgrad',b,c);
Volumenfluss_in(t,j_psp,b,c)..
*V.[Mio m^3/s] = (P[Mio kg*m^2/s^3] * 3600 [s/h] / ( rho[kg/m^3] * gravitation[m/s^2] * fallhoehe[m] )) *
Pumpwirkungsgrad[1]
V_in(t,j_psp,b,c)=e=(P_in(t,j_psp,b,c)*3600/(1000*9.81*KW_Daten_psp(j_psp,'Fallhoehe',b,c)))*KW_Daten_psp(j_psp,'Pumpwirkungsgrad',b,c);
*Kapazitaetsgleichung Pumpspeicher (SS=Speicherstand in Mio m^3)
Kapazitaet_psp_1(t,j_psp,b,c)..
*Volumen nachher in Mio m^3=Volumen jetzt + Volumenstrom_in in Mio m^3 pro Stunde *1 -
Volumenstrom in Mio m^3 pro stunde raus + zufluss in Mio m^3 pro stunde +V_out-V_in
C_psp(t+1,j_psp,'1',c)=e=C_psp(t,j_psp,'1',c)+V_in(t,j_psp,'1',c)*1-
V_out(t,j_psp,'1',c)*1+V_psp_zf(t,j_psp,'1',c)*1 + V_out(t,j_psp,'2',c)*1-V_in(t,j_psp,'2',c)*1-
V_in(t,j_psp,'6',c)*1 + V_out(t,j_psp,'6',c)*1;
Kapazitaet_psp_2(t,j_psp,b,c)..
C_psp(t+1,j_psp,'2',c)=e=C_psp(t,j_psp,'2',c)+V_in(t,j_psp,'2',c)*1-
V_out(t,j_psp,'2',c)*1+V_psp_zf(t,j_psp,'2',c)*1 + V_out(t,j_psp,'3',c)*1-V_in(t,j_psp,'3',c)*1 +
V_in(t,j_psp,'4',c)*1 - V_out(t,j_psp,'4',c)*1;
Kapazitaet_psp_3(t,j_psp,b,c)..
C_psp(t+1,j_psp,'3',c)=e=C_psp(t,j_psp,'3',c)+V_in(t,j_psp,'3',c)*1 - V_out(t,j_psp,'3',c)*1 +
V_psp_zf(t,j_psp,'3',c)*1 + V_in(t,j_psp,'5',c)*1 - V_out(t,j_psp,'5',c)*1 + V_in(t,j_psp,'6',c)*1 -
V_out(t,j_psp,'6',c)*1;
*Kapazitaetsbeschaerungen Pumpspeicher
*§ aktueller SS < Kapazitaet in Mio m^3

```

```

Max_Kapazitaet_psp(t,j_osp,b,c)..   C_osp(t,j_osp,b,c)=l=KW_Daten_osp(j_osp,'Kapazitaet',b,c);
*Anfangsspeicherstand ist halbes Volumen in Stunde 1:
Anfangskapazitaet_psp(t,j_osp,b,c)..   C_osp('1',j_osp,b,c)=e=KW_Daten_osp(j_osp,'Kapazitaet',b,c) / 2 ;
Model Power_Three /all/
Option LP=osicplex;
OPTION RESLIM = 10000000;
*****
Solve Power_Three using lp minimizing C_tot;
*****
execute_unload "Power_Three.gdx"
*****
AT_P_sk.L
AT_P_bk.L
AT_P_gas.L
AT_P_oel.L
AT_P_gudkw.L
AT_P_speich.L
AT_P_pump.L
AT_P_turb.L
AT_P_laufw.L
AT_P_therm_unflex.L
AT_P_windkraft.L
AT_P_photovoltaik.L
AT_P_nuklear.L
AT_P_biomasse.L
*
DE_P_sk.L
DE_P_bk.L
DE_P_gas.L
DE_P_oel.L
DE_P_gudkw.L
DE_P_speich.L
DE_P_pump.L
DE_P_turb.L
DE_P_laufw.L
DE_P_therm_unflex.L
DE_P_windkraft.L
DE_P_photovoltaik.L
DE_P_nuklear.L
DE_P_biomasse.L
*
IT_P_sk.L
IT_P_bk.L
IT_P_gas.L
IT_P_oel.L
IT_P_gudkw.L
IT_P_speich.L
IT_P_pump.L
IT_P_turb.L
IT_P_laufw.L
IT_P_therm_unflex.L
IT_P_windkraft.L
IT_P_photovoltaik.L
IT_P_nuklear.L
IT_P_biomasse.L
*
E_at_de.L
E_de_it.L

```

```

E_it_at.L
AT_becken_sp
DE_becken_sp
IT_becken_sp
AT_becken_psp
DE_becken_psp
IT_becken_psp
Last.M
P_t.M
*****
*execute 'Power_Three.gdx';
*-----AT-----*
$onecho>2excel.txt
SQ=N var=AT_P_sk.L      rng=Results!A2:B8761 RDim=1
SQ=N var=AT_P_bk.L      rng=Results!Y2:Z8761 RDim=1
SQ=N var=AT_P_speich.L  rng=Results!C2:D8761 RDim=1
SQ=N var=AT_P_pump.L    rng=Results!E2:F8761 RDim=1
SQ=N var=AT_P_turb.L    rng=Results!G2:H8761 RDim=1
SQ=N var=AT_P_laufw.L   rng=Results!I2:J8761 RDim=1
SQ=N var=AT_P_therm_unflex.L rng=Results!K2:L8761 RDim=1
SQ=N var=AT_P_gas.L     rng=Results!M2:N8761 RDim=1
SQ=N var=AT_P_oel.L     rng=Results!O2:P8761 RDim=1
SQ=N var=AT_P_gudkw.L   rng=Results!Q2:R8761 RDim=1
SQ=N var=AT_P_windkraft.L rng=Results!S2:S8761 RDim=1
SQ=N var=AT_P_photovoltaik.L rng=Results!U2:U8761 RDim=1
SQ=N var=AT_P_nuklear.L  rng=Results!W2:W8761 RDim=1
SQ=N var=AT_P_biomasse.L  rng=Results!AE2:AF8761 RDim=1
*Im- und Export:
SQ=N var=E_at_de.L      rng=Results!AA2:AB8761 RDim=1
SQ=N var=E_it_at.L      rng=Results!AC2:AD8761 RDim=1
*-----DE-----*
SQ=N var=DE_P_sk.L      rng=Results!BA2:BB8761 RDim=1
SQ=N var=DE_P_bk.L      rng=Results!BY2:BZ8761 RDim=1
SQ=N var=DE_P_speich.L  rng=Results!BC2:BD8761 RDim=1
SQ=N var=DE_P_pump.L    rng=Results!BE2:BF8761 RDim=1
SQ=N var=DE_P_turb.L    rng=Results!BG2:BH8761 RDim=1
SQ=N var=DE_P_laufw.L   rng=Results!BI2:BJ8761 RDim=1
SQ=N var=DE_P_therm_unflex.L rng=Results!BK2:BL8761 RDim=1
SQ=N var=DE_P_gas.L     rng=Results!BM2:BN8761 RDim=1
SQ=N var=DE_P_oel.L     rng=Results!BO2:BP8761 RDim=1
SQ=N var=DE_P_gudkw.L   rng=Results!BQ2:BR8761 RDim=1
SQ=N var=DE_P_windkraft.L rng=Results!BS2:BS8761 RDim=1
SQ=N var=DE_P_photovoltaik.L rng=Results!BU2:BU8761 RDim=1
SQ=N var=DE_P_nuklear.L  rng=Results!BW2:BW8761 RDim=1
SQ=N var=DE_P_biomasse.L  rng=Results!CE2:CF8761 RDim=1
*Im- und Export:
SQ=N var=E_at_de.L      rng=Results!CA2:CB8761 RDim=1
SQ=N var=E_de_it.L      rng=Results!CC2:CD8761 RDim=1
*-----IT-----*
SQ=N var=IT_P_sk.L      rng=Results!DA2:DB8761 RDim=1
SQ=N var=IT_P_bk.L      rng=Results!DY2:DZ8761 RDim=1
SQ=N var=IT_P_speich.L  rng=Results!DC2:DD8761 RDim=1
SQ=N var=IT_P_pump.L    rng=Results!DE2:DF8761 RDim=1
SQ=N var=IT_P_turb.L    rng=Results!DG2:DH8761 RDim=1
SQ=N var=IT_P_laufw.L   rng=Results!DI2:DJ8761 RDim=1
SQ=N var=IT_P_therm_unflex.L rng=Results!DK2:DL8761 RDim=1
SQ=N var=IT_P_gas.L     rng=Results!DM2:DN8761 RDim=1
SQ=N var=IT_P_oel.L     rng=Results!DO2:DP8761 RDim=1

```

```

SQ=N var=IT_P_gudkw.L      rng=Results!DQ2:DR8761 RDim=1
SQ=N var=IT_P_windkraft.L  rng=Results!DS2:DT8761 RDim=1
SQ=N var=IT_P_photovoltaik.L rng=Results!DU2:DV8761 RDim=1
SQ=N var=IT_P_nuklear.L    rng=Results!DW2:DX8761 RDim=1
SQ=N var=IT_P_biomasse.L   rng=Results!EE2:EF8761 RDim=1
*Im- und Export:
SQ=N var=E_it_at.L        rng=Results!EA2:EB8761 RDim=1
SQ=N var=E_de_it.L       rng=Results!EC2:ED8761 RDim=1
*****
*Pumpspeicherstand:
SQ=N var=AT_becken_sp.L   rng=Psp!BF2:BG8761 RDim=1
SQ=N var=DE_becken_sp.L   rng=Psp!CF2:CG8761 RDim=1
SQ=N var=IT_becken_sp.L   rng=Psp!EF2:EG8761 RDim=1
*Speicherstand:
SQ=N var=AT_becken_psp.L   rng=Psp!BH2:BI8761 RDim=1
SQ=N var=DE_becken_psp.L   rng=Psp!CH2:CI8761 RDim=1
SQ=N var=IT_becken_psp.L   rng=Psp!EH2:EI8761 RDim=1
$offecho
execute 'gdxrw.exe Power_Three.gdx @2excel.txt'

```