

SZENARIENANALYSEN FÜR DEN MASTERPLAN 2030 DER AUSTRIAN POWER GRID AG

Klemens REICH¹, Christoph GUTSCHI², Gernot NISCHLER², Thomas NACHT²,
Heinz STIGLER²

Motivation

Im Jahr 2009 wurde der Masterplan 2020 für das Höchstspannungsnetz der Austrian Power Grid AG (APG) veröffentlicht. Ziel dieses Masterplans war die Darstellung der mittelfristigen Ausbauerfordernisse im Netz der APG um für zukünftige Änderungen im Stromversorgungssystem gewappnet zu sein und einen störungsarmen Netzbetrieb gewährleisten zu können.

Die tiefgreifenden Änderungen der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Europa in den letzten beiden Jahren wie der Ausstieg Deutschlands und der Schweiz aus der Kernkraft sowie neue Zielsetzungen für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Europa haben eine Aktualisierung des Masterplans 2020 erforderlich gemacht. Die Einbindung der erneuerbaren Energien, ihre Auswirkungen auf das Übertragungsnetz, die zukünftige Stromnachfrage sowie die Entwicklung der Strommärkte und der Regeln für Engpassmanagement sind wichtige Faktoren für die zukünftige energiewirtschaftliche Entwicklung in Europa und Österreich. Diese Fragestellungen werden mit dem Masterplan 2030 umfassen analysiert.

Die Veröffentlichung des APG Masterplan 2030 ist im Frühjahr 2012 geplant.

Vorgehensweise

Die Methodik und der Umfang der Szenarienanalysen wurde gegenüber dem letzten Masterplan erweitert und auf den Ergebnissen der Diskussionsplattform *e-Trend Forum* zum Thema „Stromszenario 2050“ unter Leitung des Umweltbundesamtes aufgebaut. Ziel dieser Diskussionsplattform ist es, die zukünftigen Rahmenbedingungen für das österreichische Stromnetz im Dialog mit ExpertInnen von Umweltorganisationen und Universitäten sowie mit Interessenvertreterinnen und -vertretern aus dem Bereich der erneuerbaren Energieträger zu erarbeiten.

Die grundlegenden Marktmechanismen sind in Europa mittlerweile grenzüberschreitend realisiert, jedoch werden die tatsächlichen Leistungsflüsse in den aktuell eingesetzten Marktmodellen noch nicht abgebildet. Der Handelspfad der Energielieferung entspricht nicht dem physikalischen Energiefluss, wodurch eine Bewirtschaftung der knappen Übertragungskapazitäten erschwert wird.

Zusätzlich erschweren die unterschiedlichsten nationalen Fördersysteme die Abschätzung zukünftiger physikalischer Lastflüsse rein auf Basis marktrelevanter Fundamentaldaten. Der deutsche Strommarkt unterliegt z.B. in hohem Ausmaß Förderregimen für erneuerbare Energieträger, wodurch es für konventionelle Kraftwerke immer schwieriger wird, über den Jahresverlauf ausreichende Deckungsbeiträge zu erwirtschaften. Für die Erhaltung der

¹ Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, A-1220 Wien,
T: +43(0)50320-56368, F: +43(0)50320-156368, klemens.reich@apg.at, www.apg.at

² Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz,
T: +43(0)316873-7907, F: +43(0)316873-7910, christoph.gutschi@tugraz.at, www.IEE.TUGraz.at

Systemstabilität und für Netzdienstleistungen im Übertragungsnetz werden diese Anlagen mit hoher Verfügbarkeit jedoch benötigt.

Das am Institut für Elektrizitätswirtschaft entwickelte Modell ATLANTIS [1] bietet die Möglichkeit, das Gesamtsystem der Elektrizitätswirtschaft vom Stromhandel über den Lastfluss im Höchstspannungsnetz bis hin zu Unternehmensbilanzen und Endkundenpreisen zu simulieren und wurde daher für die Simulation von Marktergebnissen und Netzauswirkungen herangezogen.

Vor den eigentlichen Simulationen erfolgten eine Recherche des aktuellen Standes in der weltweiten Energiewirtschaft sowie eine konkrete Betrachtung der von der Europäischen Union vorgegebenen Ziele und rechtlichen Rahmenbedingungen für die Elektrizitätswirtschaft. Basierend auf den von der TU Wien [2, 3] im Rahmen des E-Trend-Forums entwickelten Szenarien des Kraftwerks-Ausbaus in Europa wurden im Anschluss mehrere Szenarien untersucht, wobei die aktuellen und zukünftigen energiewirtschaftlichen und rechtlichen Gegebenheiten mitberücksichtigt wurden, um mögliche konsistente Entwicklungspfade der europäischen Elektrizitätswirtschaft abzubilden.

Für jedes der drei untersuchten Szenarien erfolgten Marktsimulationen und Lastflussrechnungen für das kontinentaleuropäische Verbundsystem (ENTSO-E CE) für eine im Mittel zu erwartende Entwicklung als Basisfall. Jedes Monat wird in vier Lastfälle (Peak, Peak mit hohem Speicherkraftwerkseinsatz, Offpeak, Offpeak mit hohem Pumpeinsatz) unterteilt, daraus ergeben sich 48 jährliche Lastflussrechnungen. Zu Beginn jeden Jahres wird zusätzlich eine Überprüfung der Spitzenlastdeckung unter Netzrestriktionen für den Winter sowie den Sommer durchgeführt. Im Basislauf werden pro Szenario für 2011-2030 jährlich 50, also in Summe 1000 Lastflussrechnungen durchgeführt. Darüber hinaus werden für die Jahre 2015, 2020, 2025 und 2030 ausgewählte Extremfälle betrachtet, welche eine besonders hohe Netzbelastung vermuten lassen.

Nachdem mit Hilfe des Simulationsmodells ATLANTIS die gesamtsystemischen Zusammenhänge zwischen Erzeugung, Strommärkten, Übertragungsnetzen und Verbrauch in der europäischen Elektrizitätswirtschaft für die genannten Basisläufe und Extremfälle analysiert wurden erfolgt abschließend eine Präzisierung der Ergebnisse durch APG durch AC-Lastflussrechnungen mit dem Programm INTEGRAL³.

Szenarien und Extremfälle

Beschreibung der Szenarien

Insgesamt wurden für den APG Masterplan im Zusammenarbeit mit APG und der Energy Economics Group (EEG) der TU Wien zwei Szenarien auf Basis der Ergebnisse des E-Trend-Forums (Arbeitstitel „*Best Estimate*“ und „*Green*“) entwickelt. Ein drittes Szenario (Arbeitstitel „*Energiewende*“) wurde auf die energiepolitischen Beschlüsse und Neuausrichtungen bestimmter europäischer Staaten nach dem Erdbeben in Japan im März 2011 vom Institut für Elektrizitätswirtschaft der TU Graz entwickelt. In den folgenden Abschnitten werden diese drei Szenarien kurz beschrieben, wobei in diesem Bericht auf das Green-Szenario vertiefend eingegangen wird.

³ siehe Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V.
http://www.fgh.rwth-aachen.de/www/cms/upload/pdf/Beschreibung_Integral_2009-01_op.pdf

Best Estimate Szenario

In diesem Szenario steht der Ausbau der thermischen Kraftwerke in Kontinentaleuropa im Vordergrund (vgl. [3]). Datenbasis für die Entwicklung der erneuerbaren Energien waren die nationalen Aktionspläne für erneuerbare Energien (NREAP). Jedoch erfolgt der Ausbau der erneuerbaren Energien moderat und die EU 20-20-20 Ziele werden mit zehnjähriger Verspätung im Jahr 2030 erreicht. Für die Entwicklung des Kraftwerksparks in Österreich wurden die von den Elektrizitätsunternehmen im Zuge einer Erhebung durch APG übermittelten Projekte berücksichtigt. Als Basis für den Netzausbau wurde der TYNDP 2010 der ENTSO-E herangezogen. Da dieser als sehr ambitioniert erachtet wird, wurde für die rund 500 Netzprojekte im Best Estimate Szenario die doppelte Realisierungsdauer angenommen. Der Netzausbau in Österreich wurde in Abstimmung mit der APG festgelegt. Der Verbrauchsanstieg in diesem Szenario beträgt für Westeuropa durchschnittlich 1,9% pro Jahr, für Osteuropa wird mit einem mittleren Verbrauchsanstieg von 2,5% pro Jahr der wirtschaftliche Nachholbedarf gegenüber Westeuropa berücksichtigt.

Eine breit angelegte Analyse von international verfügbaren Entwicklungsszenarien⁴ für Brennstoff- und CO₂-Preise zeigt einen abnehmenden Einfluss Europas auf die internationalen Rohstoffmärkte für Rohöl, Kohle und Erdgas. Zudem zeigen sich in der Bandbreite der CO₂-Preisprognosen die Unsicherheiten im Handel mit Treibhausgaszertifikaten, welche auch auf Unsicherheiten im Zusammenhang mit dem Beginn der dritten EU-Emissionshandelsperiode zurück zu führen sind. Für das Best Estimate Szenario wird daher basierend auf dem *EU Energy trends up to 2030 – baseline scenario* [4] ein vergleichsweise niedriges Brennstoffpreisniveau mit moderatem Anstieg vorgegeben. Es wird angenommen, dass die niedrigen Preise für fossile Brennstoffe den Ausbau thermischer Kraftwerke begünstigen. Für die Preisentwicklung von CO₂-Zertifikaten wird ebenfalls das *EU Energy trends up to 2030 – baseline scenario* herangezogen. Sowohl für Brennstoffe als auch für CO₂-Zertifikate erfolgt eine Anpassung an tatsächliche Preise aus dem Jahr 2011.

Energiewende Szenario

Im Energiewende-Szenario wurden die aktuellen Änderungen und die neuen Rahmenbedingungen in Folge der Katastrophe im japanischen Kernkraftwerk Fukushima berücksichtigt. Der Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie in Deutschland mit Beschlussstand vom Juli 2011 wurde in das Szenario eingearbeitet. Die fehlende Kraftwerksleistung wird nur teilweise durch Ausbau thermischer Kraftwerke (GuD und Steinkohle) und durch Ausbau von Windkraftanlagen ersetzt. Ebenso wurde der in der Schweiz im Sommer 2011 beschlossene schrittweise Rückzug aus der Nutzung der Kernenergie berücksichtigt. Weiters erfolgte eine Aktualisierung des Windkraftausbaus in Österreich entsprechend den neuesten Projektplänen. Für die Kraftwerksentwicklung im restlichen Europa wurde ausgehend vom Szenario A (konservativ) des ENTSO-E Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF) 2011-2025 [5] ab 2015 nur geringe Überkapazitäten in allen Ländern angenommen. Der Verbrauchsanstieg bis 2025 stammt ebenso aus dem SO&AF 2011-2025 Szenario A, ab 2025 wurden die Verbrauchsanstiegswerte an den Eurelectric Europrog 2009 Report [6] angelehnt. Daraus ergeben sich geringere Verbrauchszuwächse als im Best Estimate Szenario. Analog zum Best Estimate Szenario wurde der Netzausbau entsprechend TYNDP 2010 [7] mit verdoppelter Bauzeit angenommen. Die Basis für die Brennstoffpreisentwicklung bildet das Szenario *Current Policies* aus dem *World Energy Outlook 2010 der IEA* [8]. Daraus ergeben

⁴ World Energy Outlook 2009 und 2010 der IEA, DENA Netzstudie II, Eurelectric CO₂-Szenarien, EU Energie Trends to 2030 – Baseline Scenario

sich höhere Brennstoffpreise als im Best Estimate Szenario, wodurch der Ausbau der erneuerbaren Energieträger unterstützt wird. Letzteres geschieht auch durch höhere Preise für Emissionsberechtigungen. Die Preise für CO₂-Zertifikate basieren auf dem Szenario *Eurelectric Primes 2010 Power Choices* [9] und wurden damit ebenfalls höher als im Best Estimate Szenario angenommen. Insbesondere die höhere Nachfrage nach CO₂-Zertifikaten durch fossile Ersatzkapazitäten für außer Betrieb genommene Kernkraftwerke macht einen höheren Zertifikatspreis wahrscheinlich. Das Verhältnis zwischen Gaspreis und Kohlepreis wurde basierend auf einer statistischen Auswertung historischer Daten unter Berücksichtigung des Einflusses des Emissionshandels gewählt.

Green Szenario

Im Green Szenario steht der Ausbau der erneuerbaren Energien im Vordergrund. Die energiepolitischen Ziele der EU (EU 20-20-20 Ziele) werden bis 2020 entsprechend den NREAP der Mitgliedsstaaten erreicht. Bis zum Jahr 2030 erfolgt in ganz Europa und im speziellen in Nordeuropa (On- und Offshore) ein ambitionierter Ausbau der Windkraft (Abbildung 1 und Abbildung 2). Da dieses Szenario größtenteils vor der Fukushima-Katastrophe fertig gestellt wurde, ist der endgültige Kernkraftausstieg in Deutschland und der Schweiz noch nicht im vollen Umfang berücksichtigt.

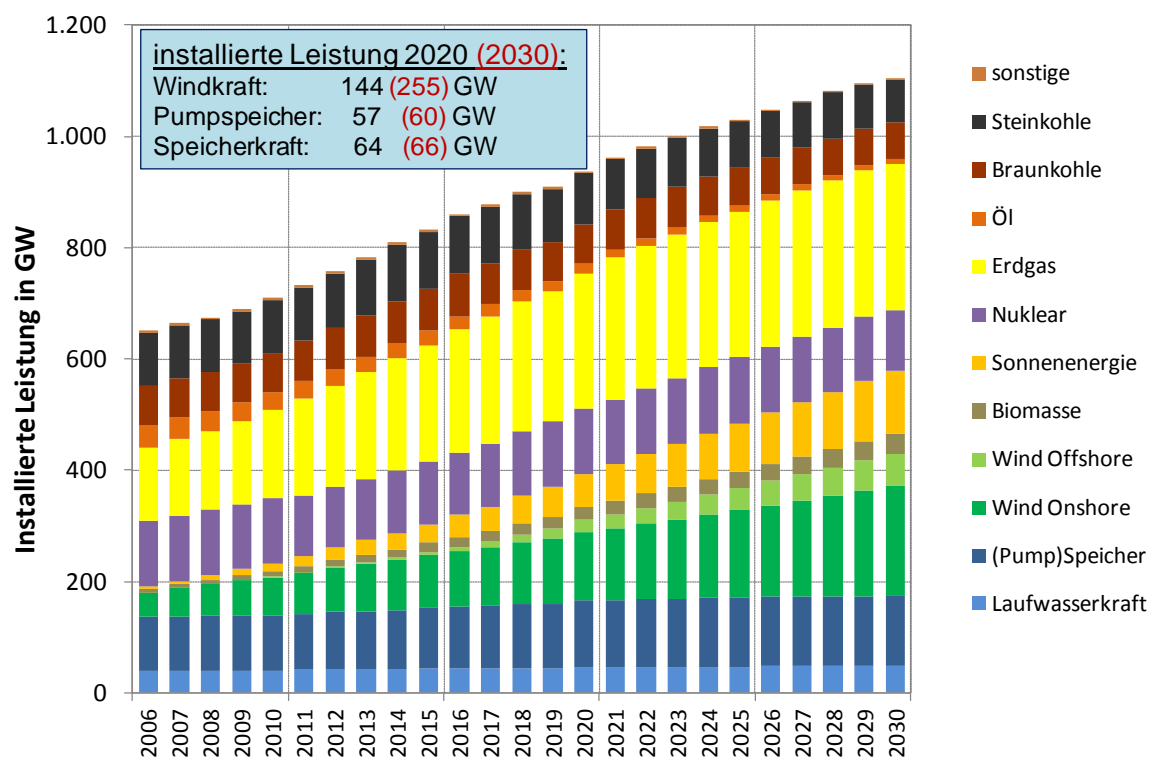


Abbildung 1: Entwicklung des Kraftwerksparks in ENTSO-E CE bis 2030 im Green Szenario

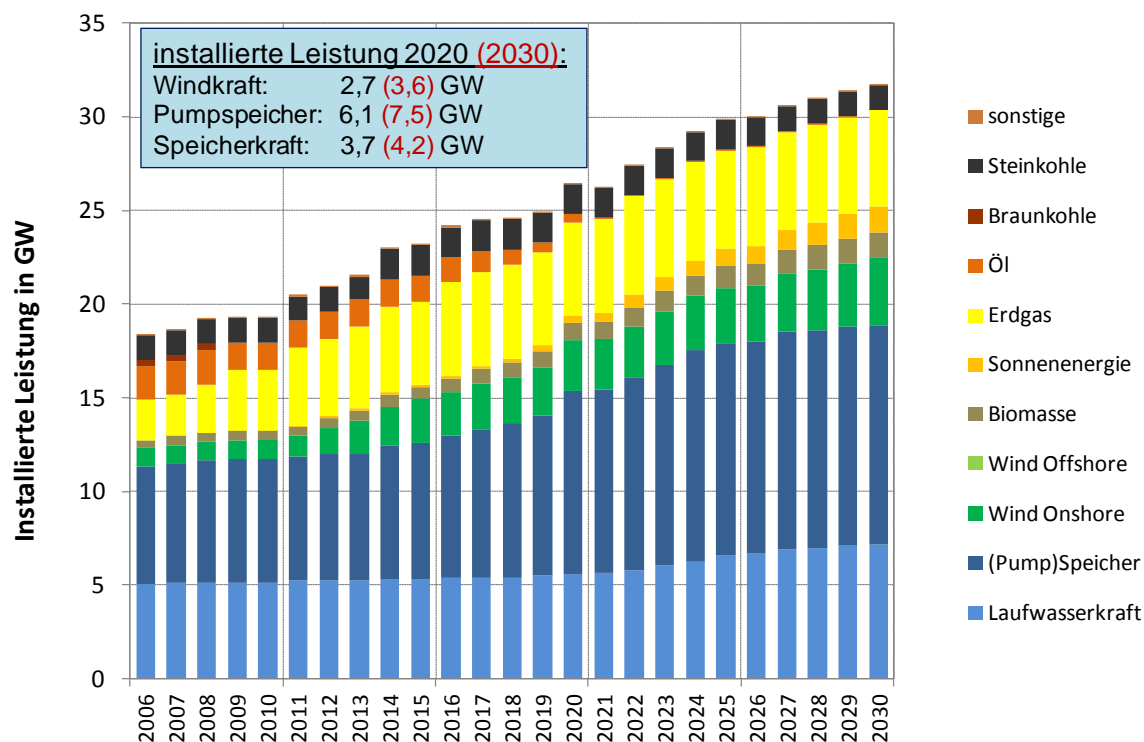


Abbildung 2: Entwicklung des Kraftwerksparks in Österreich bis 2030 im Green Szenario

Da die Integration dargebotsabhängiger Erzeugung (Windkraft, Photovoltaik, Laufwasserkraft) abseits der Verbrauchszentren einen rascheren Netzausbau erfordert, wird anders als im Best Estimate und Energiewende Szenario ein unverzügter Netzausbau gemäß ENTSO-E TYNDP 2010 angenommen. Der Verbrauchszuwachs liegt für Westeuropa bis 2020 bei 1,15% p.a. bzw. für den Zeitraum 2021 bis 2030 bei 0,95% p.a. und für Osteuropa bei 1,75% p.a. (2011-2020) bzw. 1,55% p.a. (2021-2030). Wie im Energiewende Szenario wird ein für den Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung förderlicher hoher Brennstoffpreis, basierend auf dem *IEA WEO 2010 – Current Policies Scenario* [8], angenommen. Der Entwicklung der CO₂-Zertifikate wird ein normales Anfangsniveau mit moderatem Anstieg entsprechend *EU Energy trends up to 2030 – baseline scenario* zugrunde gelegt [4].

Die beschriebenen Annahmen führen in der Basisfallsimulation zu einer Stromaufbringung in Österreich gemäß Abbildung 3. Auffallend ist der hohe Zuwachs an Stromerzeugung aus Laufwasserkraft, Biomasse und Windenergie. Hingegen bleibt die Erzeugung aus fossilen Brennstoffen in Summe ungefähr konstant, wobei aber eine Verschiebung von Kohle zu Erdgas-Kraftwerken stattfindet. Durch die niedrigen variablen Kosten der Ökostromerzeugung stellt sich im Jahresschnitt eine leichte Nettoexport-Situation ein. Auffallend ist auch die Zunahme des Pumpstromverbrauchs, was v.a. auf die Zunahme der internationalen Stromerzeugung aus Windkraft und die zusätzlichen Pumpspeicherkapazitäten in diesem Szenario zurück zu führen ist.

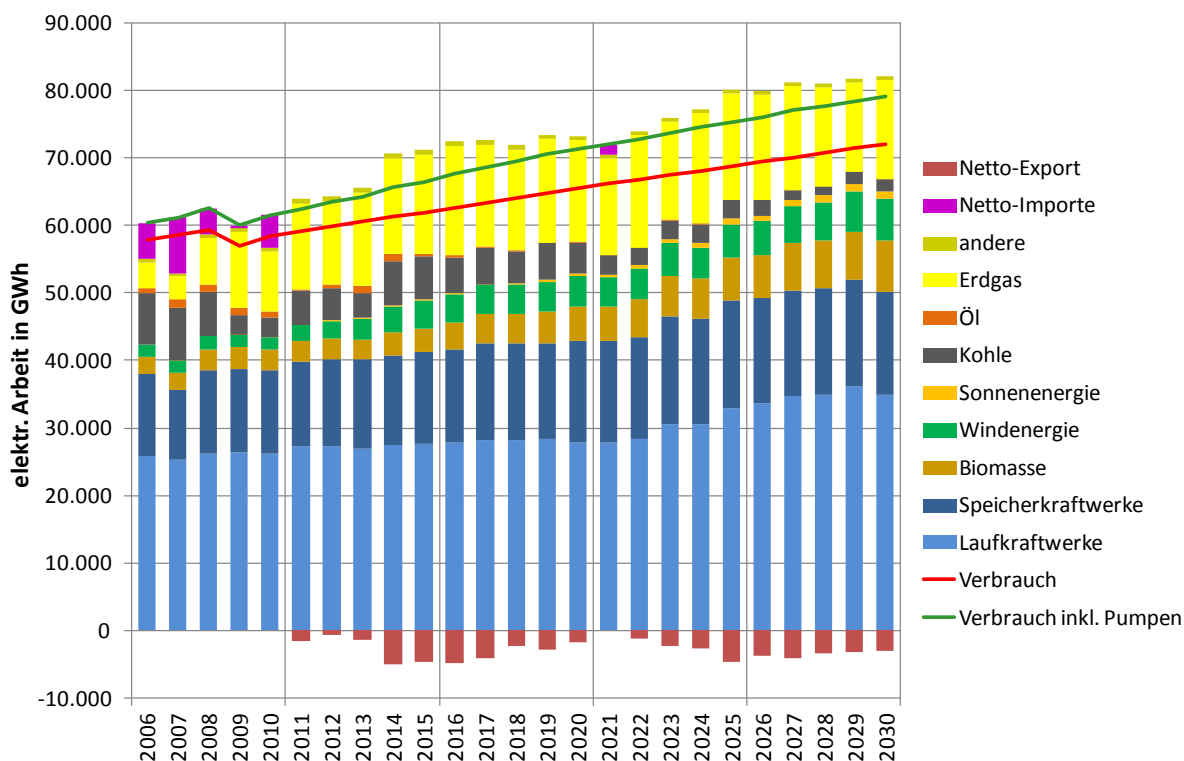


Abbildung 3: Stromaufbringung in Österreich im Green-Szenario

Beschreibung der Extremfälle

Für jedes Szenario wurden mindestens vier Extremfälle ausgearbeitet, welche für das Übertragungsnetz in Österreich zu kritischen Situationen führen können. Ein Extremfall spiegelt eine Situation innerhalb des Rahmens eines Szenarios wieder, welche sich durch besondere Konstellationen von Erzeugung, Verbrauch, Kraftwerks- und Leitungsausfall ergeben kann. Für dargebotsabhängige Erzeugungstechnologien (Windkraft, Laufwasserkraft und Photovoltaik) wird eine auf historischen Zeitreihen von Klimamessdaten basierende Modellierung als Basis [10] herangezogen. So wird beispielsweise für die Simulation einer Starkwindsituation das 97,5%-Quantil als Basiswert für die Windkraft herangezogen. Eine derartige Starkwindsituation wird demnach nur in 2,5% der Fälle überschritten. Eine analoge Vorgangsweise erfolgt für Wasserkraft bzw. Erzeugung aus Photovoltaik. Eine weitere im Rahmen von Extremfallrechnungen variierbare Einflussgröße ist der Verbrauch. Dieser kann bspw. aufgrund eines Feiertages deutlich unter dem Mittelwert liegen oder aber durch anhaltende Witterungsbedingungen wie Hitze oder Kälte vom Mittelwert abweichen. Die Ermittlung der Faktoren für die Verbrauchsänderung in der Extremfallsimulation basiert auf der Auswertung historischer Verbrauchsdaten und deren Korrelation mit Zeitreihen von Temperaturmessungen.

Maßgeblichen Einfluss auf das Übertragungsnetz in Österreich hat neben der innerösterreichischen Erzeugungs- und Verbrauchssituation insbesondere jene in den umliegenden Nachbarländern. Allen voran steht Deutschland, da aufgrund des einheitlichen Marktgebietes Österreich-Deutschland deutlich höhere Auswirkungen des Marktergebnisses auf die physikalischen Lastflüsse zu erwarten sind. In den folgenden Abschnitten werden die sechs entwickelten Extremfälle (Cases) beschrieben.

Case 1: Extremfall am Tag der Deutschen Einheit

Am 3. Oktober, dem Tag der Deutschen Einheit können im österreichischen Übertragungsnetz kritische Netzsituationen auftreten, wenn zuzüglich zum geringen Verbrauch durch den Feiertag in Deutschland eine Starkwindsituation im Norden Europas vorherrscht (Abbildung 4 links). Zusätzlich führt eine geringe Wasserführung am nördlichen Alpenbogen sowie ein hoher Pumpeneinsatz (Offpeak) zu einer weiteren Erhöhung der in diesem Extremfall auftretenden Importe von Deutschland nach Österreich.

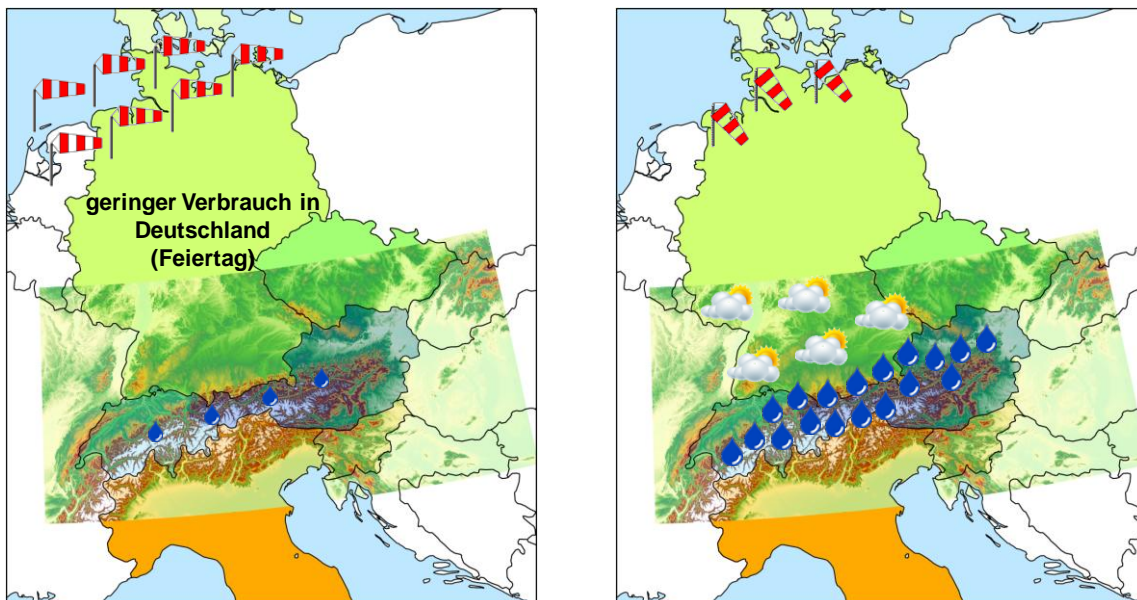


Abbildung 4: Schematische Darstellung von Case 1 (links) und Case 2 (rechts)

Case 2: Extremfall massive Schneeschmelze am Alpenbogen

Durch eine Schwachwindsituation im Norden Europas bei einer gleichzeitigen starken Wasserführung (Schneeschmelze im Mai) am Alpenhauptkamm soll dieser Extremfall eine Exportsituation von Österreich in die Nachbarländer, v.a. nach Deutschland simulieren. Die betrachtete Peak-Periode im Mai wird zudem von einer im Süden Deutschlands vorherrschenden geringen Einspeisung aus Photovoltaik aufgrund von Bewölkung begleitet (Abbildung 4 rechts). Dadurch steigt der Importbedarf Deutschlands zusätzlich an.

Case 3: Extremfall sehr heißer und trockener Sommer

Im betrachteten Monat Juli wird eine schwache Wasserführung am Alpenhauptkamm begleitet von einer Starkwindsituation im Norden Kontinentaleuropas und einer starken Photovoltaikerzeugung in Süddeutschland begleitet. Aufgrund der anhaltenden Hitze bewirken Klimageräte einen Anstieg des Strombedarfs in Italien und am Balkan. In der betrachteten Hochlastzeit im Juli ist in diesem Extremfall für das Übertragungsnetz eine hohe horizontale Netzlast in Nord-Südrichtung zu erwarten. (Abbildung 5 links)

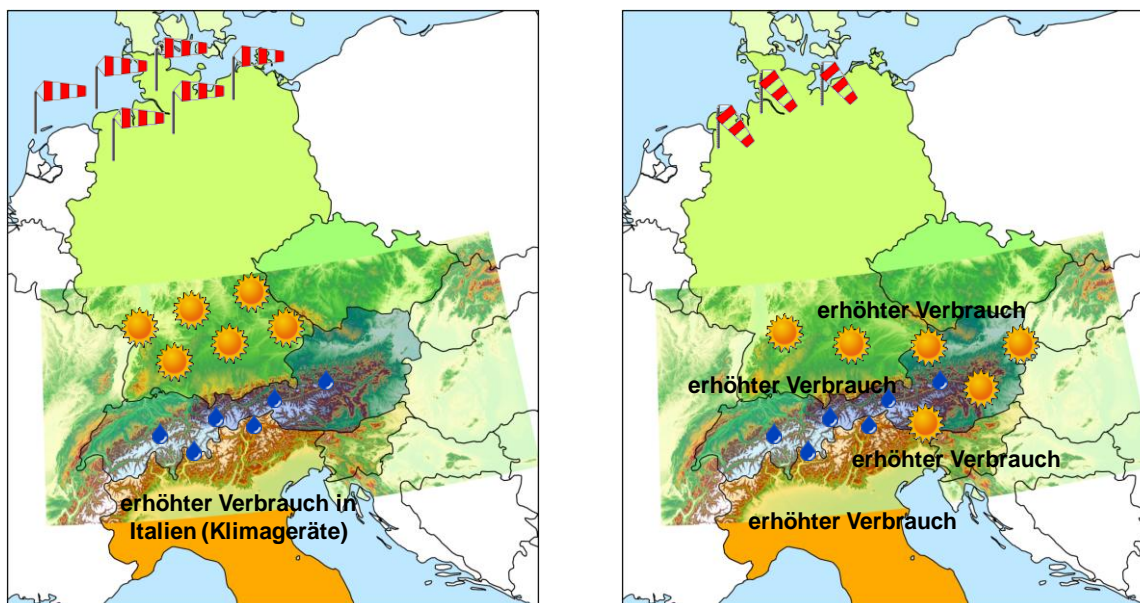


Abbildung 5: Case 3 (links) und Case 4 (rechts)

Case 4: Extremfall kalter und trockener Winter

Aufgrund einer stabilen Hochdruckwetterlage über dem Alpenhauptkamm sind neben niedrigen Temperaturen (Jänner) auch kaum Niederschläge zu verzeichnen. Daraus ergeben sich ein erhöhter Strombedarf in Österreich und den angrenzenden Ländern sowie eine schwache Wasserführung am gesamten Alpenhauptkamm (Abbildung 5 rechts). Das klare Wetter bevorzugt die Erzeugung aus Photovoltaik in Süddeutschland und Österreich, das stabile Hochdruckgebiet verringert allerdings die Windeinspeisung im Norden Kontinentaleuropas (Deutschland, Dänemark, Niederlande). In diesem Extremfall können je nach Szenario Süd-Nord Lastflüsse von Italien bzw. dem Balkan über Österreich nach Deutschland auftreten.

Case 5: Extremfall Import in der Winternacht

Der leicht erhöhte Verbrauch in Österreich und der Schweiz basiert auf der Annahme einer kalten Winternacht (Jänner). Die Starkwindsituation im Norden Kontinentaleuropas (Deutschland und Nachbarländer) bringt einen erhöhten Pumpeinsatz der Pumpspeicherkraftwerke in den Alpenländern Österreich und Schweiz mit sich (Abbildung 6 links). Daraus ergibt sich ein ausgeprägter Importfall für das Übertragungsnetz in Österreich.

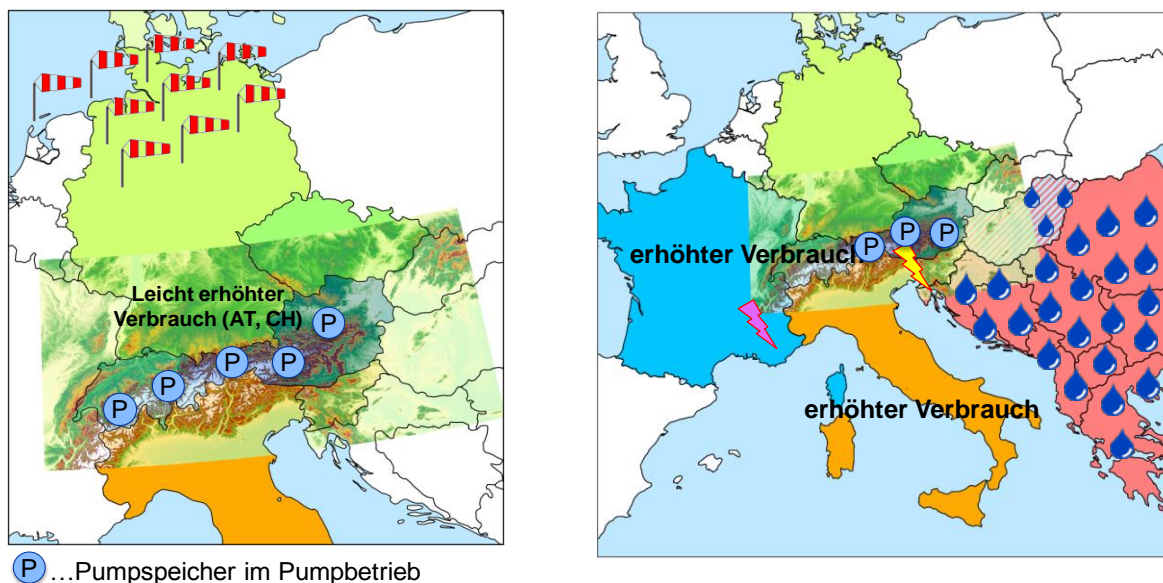


Abbildung 6: Extremfall 5 (links) und Störfall 6 (rechts)

Case 6: Extremfall bzw. Störfall mit hohem Ost-West-Lastfluss in Österreich

Eine *zyklonale Nordwestlage* ist eine Großwetterlage, welche in Europa im Winter (Jänner) mit einer Wahrscheinlichkeit von 4,5% auftritt. Diese zeichnet sich durch überdurchschnittliche Niederschläge und Temperaturen in Südosteuropa (Tiefdruckwetterlage) aus, während im Rest Europas eine Hochdrucklage vorherrscht. Hochdruckwetter ist verbunden mit Kälte, welche einen Anstieg des Stromverbrauchs bewirkt. Dieser Extremfall zeichnet sich durch eine hohe Erzeugung aus Wasserkraft begleitet von temperaturbedingt verringertem Bedarf in Südosteuropa aus (Abbildung 6 rechts). Dem steht ein kältebedingter Verbrauchsanstieg in Frankreich, der Schweiz, Italien und Spanien gegenüber. Durch diesen Extremfall kann über das österreichische Höchstspannungsnetz ein Ost→West Lastfluss entstehen, welcher zusätzlich durch den Ausfall von drei Kernkraftwerksblöcken (rd. 2,7 GW) im Südosten Frankreichs nahe der Grenze zu Italien sowie dem Ausfall der Leitung von Divaca (Slowenien) nach Redipuglia (Italien) verschärft wird (thermische Grenzleistung 1620 MVA). Dieser Extremfall zeigt v.a. Offpeak bei hohem Pumpeinsatz in Österreich (n-1)-Verletzungen im Höchstspannungsnetz.

Ausgewählte Ergebnisse

Aus der Summe der durchgeführten Lastflussrechnungen werden in diesem Kapitel einige Ergebnisse dargestellt, welche in mehreren Szenarien auftretende Effekte anschaulich darstellen. Zugleich soll damit ein vertiefender Einblick in den Ablauf der Simulationen gegeben werden. Die in der Folge gezeigten Ergebnisse der Markt- und Lastflusssimulationen beziehen sich auf das Green-Szenario, in den anderen Szenarien sind jedoch gleiche bzw. ähnliche Effekte zu beobachten.

Herausforderung der Windintegration in Österreich

Die Errichtung von Windkraftanlagen (WKA) ist in Österreich nach 2006 zum Erliegen gekommen. Durch aktualisierte Förderrichtlinien ist nun aber ein neuer Aufschwung in der Windenergiebranche abzusehen, was durch zahlreiche Projekteinreichungen untermauert wird. Im Szenario „Green“ wird angenommen, dass bis 2020 in Österreich 2,7 GW an WKA installiert sein werden, dies bedeutet eine Steigerung um ca. 170% gegenüber den Ist-Stand. Die überwiegende Mehrheit der neuen WKA wird im östlichen Niederösterreich und im nördlichen Burgenland errichtet werden. Der Übertragungsnetzbetreiber hat die Aufgabe, die Integration dieser neuen Ökostromanlagen in das österreichische Elektrizitätssystem zu ermöglichen. Neben den naheliegenden Investitionen in das Netz im Großraum Wien, Niederösterreich und Nordburgenland muss jedoch auch das gesamtösterreichische Netz auf die Auswirkungen der Windstromeinspeisung hin untersucht und kritische Netzbereiche verstärkt werden. Dieser Vorgang wird anhand von Simulationsergebnissen für das Jahr 2018 dargestellt.

Die Einspeisung aus WKA ist nicht planbar sondern richtet sich nach dem Windangebot. Daher treten regelmäßig Situationen auf, in denen die Windstromeinspeisung einen Erzeugungsüberschuss darstellt, welcher jedoch in Pumpspeicherkraftwerken (PSKW) gespeichert werden kann. Eine derartige Situation ist zukünftig z.B. in der Offpeak-Zeit im April regelmäßig zu erwarten. Die Simulationsergebnisse für den europäischen Strommarkt sind für Offpeak 04/2018 in Abbildung 7 dargestellt. Demnach importiert Österreich in den Schwachlastperioden ca. 1600 MW, was v. a. auf den Einsatz der Speicherpumpen zurückzuführen ist. Aus den Marktergebnissen lassen sich grenzüberschreitende Lastflüsse berechnen, welche in der Regel von den Handelsflüssen deutlich abweichen. Wie aus Abbildung 8 ersichtlich wird, erfolgt dieser Import vor allem über die nördlichen Grenzen und kann an diesen Grenzen die gehandelten Mengen deutlich überschreiten.

Bei Betrachtung der Lastflüsse auf Leitungsebene erkennt man, dass sich den internationalen Lastflüssen innerösterreichische Effekte überlagern. Aus Abbildung 9 wird ersichtlich, dass die Speicherung des überschüssigen Windstroms in den Pumpspeichern in Westösterreich einen Ost→West-Lastfluss bewirkt, welcher durch Engpässe in der 220 kV Ebene limitiert wird. Dies gilt insbesondere für die Systeme Wien Südost-Ternitz, Weißenbach-Tauern und Salzburg-Tauern sowie für das gesamte Drautal. Der Stromimport aus Deutschland wird durch einen Engpass auf dem System Leupolz-Westtirol negativ beeinflusst.

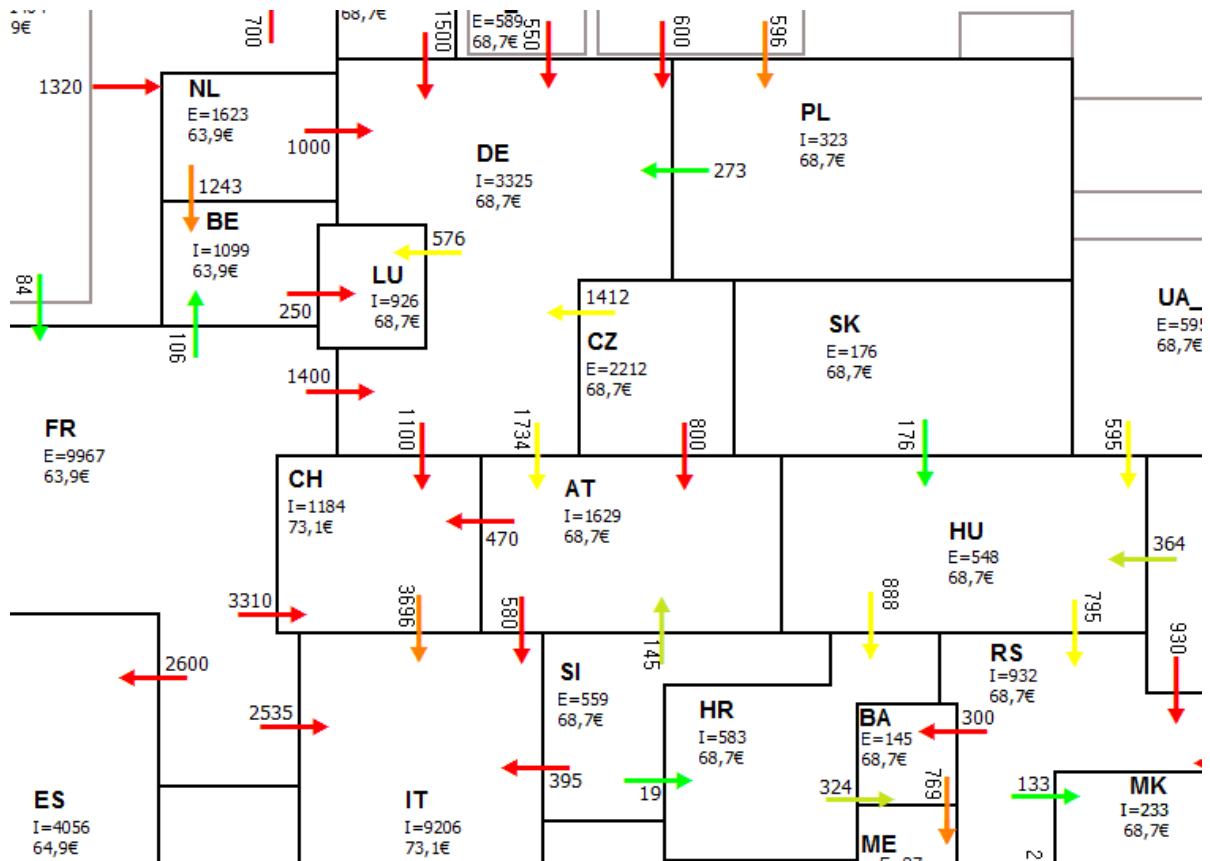


Abbildung 7: Simulation des europäischen Strommarktes im Basisfall Offpeak 04/2018 mit einem Market Coupling Modell mit NTC.

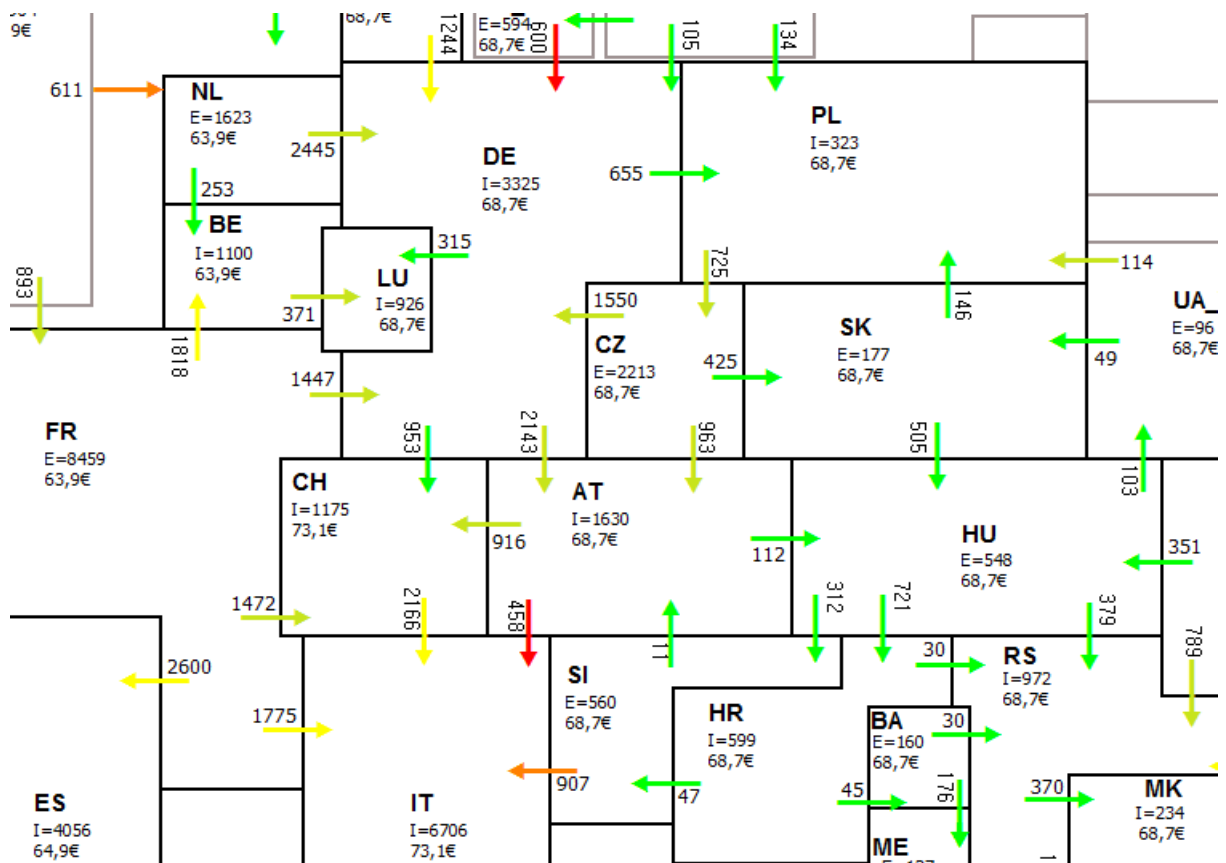


Abbildung 8: Simulation der physikalische Lastflüsse im Basisfall Offpeak 04/2018 mit einem DC-Lastfluss-Modell.

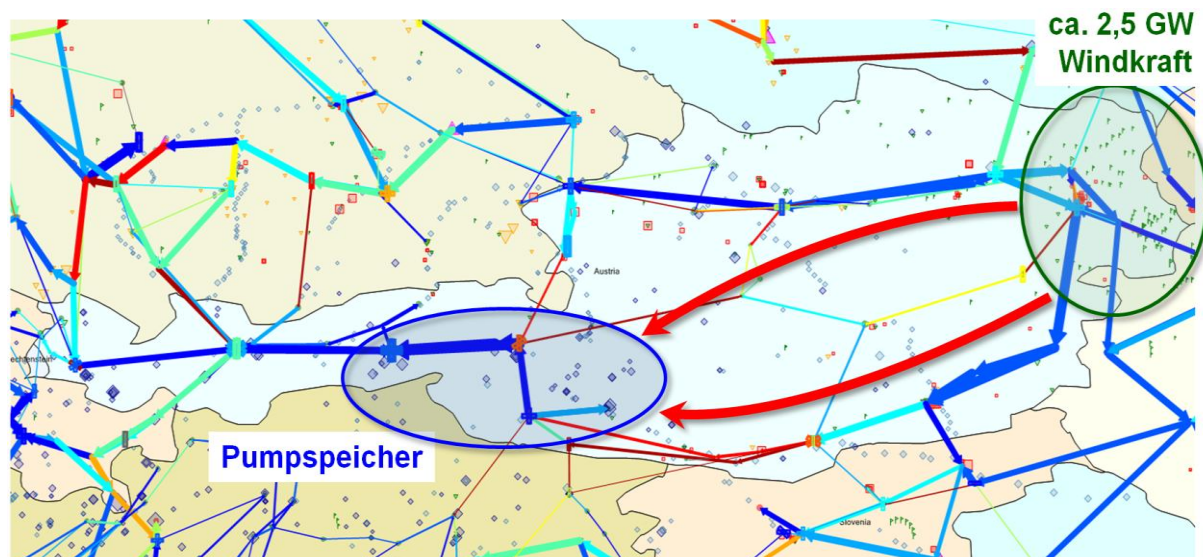


Abbildung 9: Simulation der Lastflüsse im Höchstspannungsnetz nach Redispatch für den Basisfall Offpeak 04/2018. Die Dicke der Leitungen entspricht der maximalen thermischen Belastbarkeit, die Farbe gibt die Auslastung an. (blau ... geringe Leitungsauslastung, rot ... sehr hohe Leitungsauslastung)

Die in den PSKW gespeicherte Energie kann zu Zeiten hohen Bedarfs an die Verbraucher geliefert werden. Ein derartiger Fall ist Abbildung 10 für den Juli 2018 dargestellt. Hier treten West→Ost-Lastflüsse von den PSKW zu den Verbrauchszentren Wien, Graz und Linz auf, welche bereits im Basisfall zu Engpässen im 220 kV-Netz führen werden. Erneut treten sehr hohe Leitungsauslastungen auf den Systemen Weißenbach-Tauern und Salzburg-Tauern sowie im gesamten Drautal auf. Hinzu kommen Engpässe auf den 220 kV-Systemen Ternitz-Hessenberg, entlang der Donau und von St. Peter in Richtung Bayern. Die beschriebene Situation wäre bei einer realen Entwicklung entsprechend dem Green-Szenario im Juli regelmäßig zu erwarten.

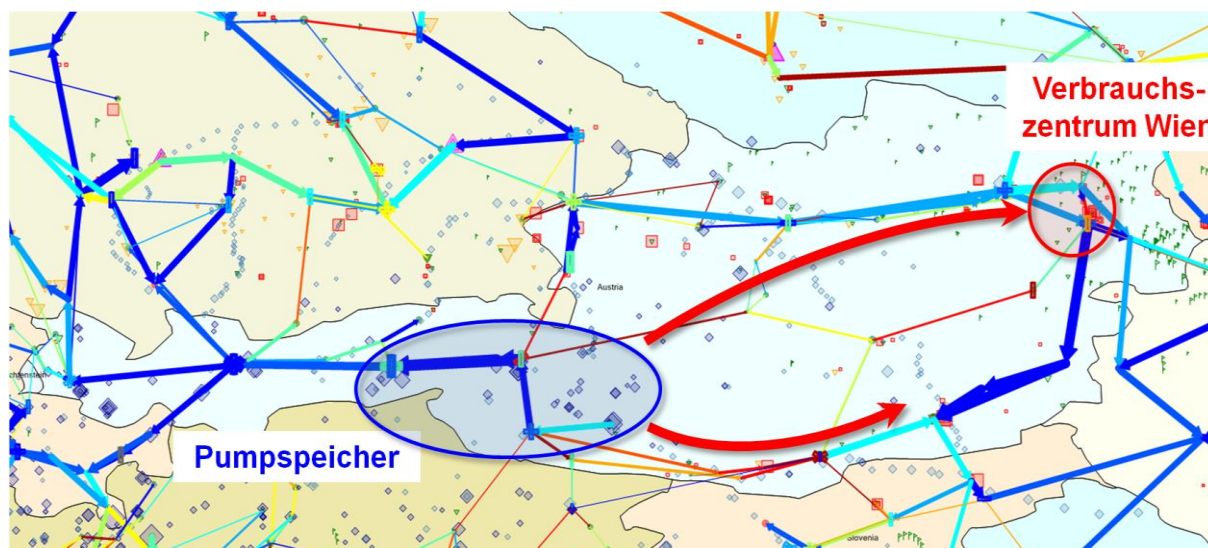


Abbildung 10: Simulation der Lastflüsse im Höchstspannungsnetz nach Redispatch für den Basisfall Peak 07/2018. Die Dicke der Leitungen entspricht der maximalen thermischen Belastbarkeit, die Farbe gibt die Auslastung an. (blau ... geringe Leitungsauslastung, rot ... sehr hohe Leitungsauslastung)

Die aufgezeigten Probleme erfordern ein Eingreifen des Übertragungsnetzbetreibers um die Systemstabilität und -sicherheit zu gewährleisten. In den beschriebenen Fällen müssten z.B. durch Redispatch Kraftwerke zurückgefahren werden, was im konkreten Fall Einschränkungen der Windstromeinspeisung bzw. des PSKW-Betriebs bedeuten kann. Die beschrie-

benen kritischen Situationen werden erst durch die Inbetriebnahme der 380 kV Salzburgleitung von Salzburg nach Kaprun sowie durch eine neue 380 kV Verbindung von St. Peter nach Bayern (Isar) deutlich reduziert. Die Realisierung dieser Projekte ist seitens der APG bis 2019 bzw. 2020 geplant.

Aufgrund der in der Simulation regelmäßig auftretenden hohen Leitungsauslastungen im Drautal muss mittelfristig auch eine Erhöhung der Leitungskapazitäten im Großraum Kärnten angedacht werden. Aus technischer Sicht wäre auch hier ein Lückenschluss des innerösterreichischen 380 kV Rings hilfreich.

Import von Windstrom aus Deutschland (Case 1)

In diesem Extremfall wird der Import überschüssiger Windenergie aus Deutschland und den Nachbarländern nach Österreich und eine teilweise Speicherung in den PSKW untersucht. Die Entwicklung der Aufbringung ist für diesen Case in Abbildung 11 dargestellt. Man erkennt, dass 2015 bis 2025 durch die Windstromimporte der Einsatz fossiler Kraftwerke in Österreich deutlich reduziert werden kann. Im Jahr 2030 ist im betrachteten Szenario mit verringerten Importen zu rechnen, weil in dem, entsprechend TYNDP2010 simulierten, deutschen Höchstspannungsnetz Engpässe auftreten, welche die Windstromnutzung limitieren. Aufgrund dieser Engpässe müssen in Österreich zusätzliche Gaskraftwerke eingeschaltet werden. Weiters ist in der Simulation für 2020 trotz höherer installierter Leistungen eine Abnahme der Windstromerzeugung gegenüber 2015 erkennbar. Dies ist auf Engpässe im Bereich Bisamberg zurückzuführen. Die Integration der zukünftig gebauten WKA erfordert demnach noch zusätzliche Investitionen in Netze und Umspannwerke in Ostösterreich.

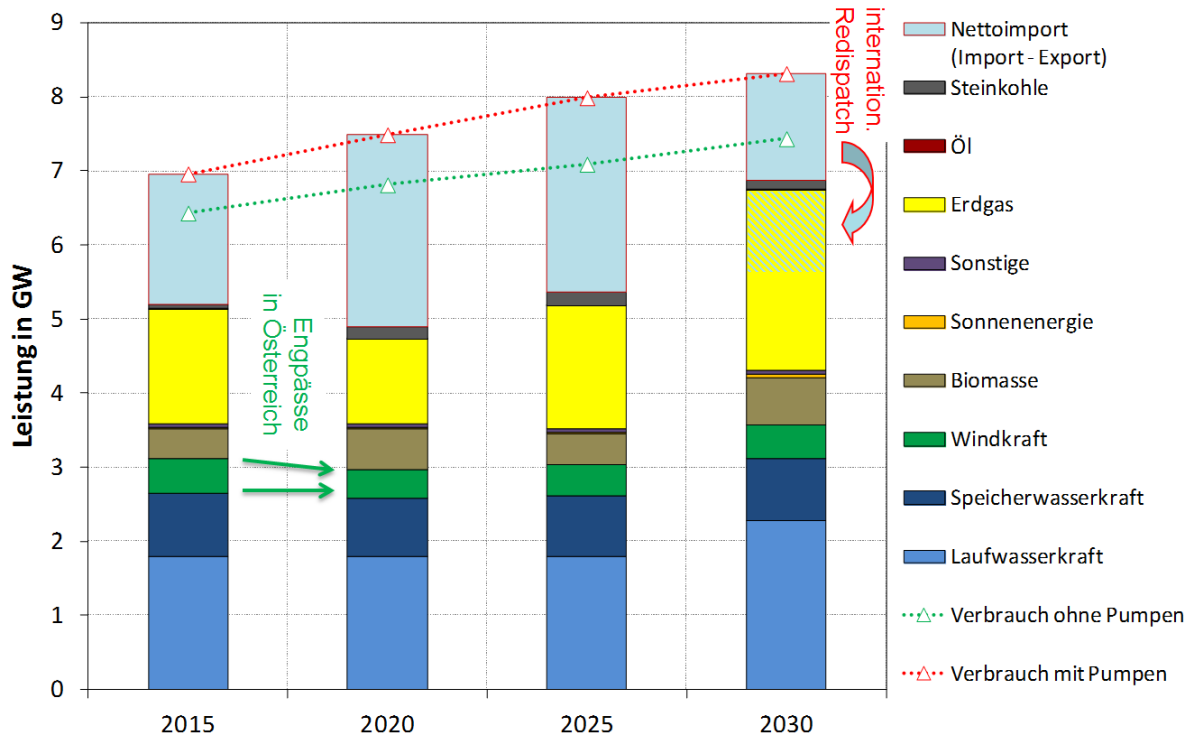


Abbildung 11: Simulation der Stromaufbringung in Österreich im Extremfall „Tag der deutschen Einheit“

Die Ergebnisse einer Lastflussimulation für diesen Extremfall sind in Abbildung 12 wiedergegeben. Es zeigen sich für Österreich bereits 2015 ein deutlicher Anstieg des Imports von Windstrom und damit einhergehend Engpässe auf den grenzüberschreitenden Leitungen zwischen Deutschland und Österreich (Leupolz → Westtirol, Pleinting → St.Peter) sowie im

österreichischen Netz (220 kV Donauschiene, Salzburg → Tauern, Wien Südost → Ternitz). Auffallend ist zudem die hohe Auslastung der Leitungen aus Tschechien durch indirekte Lastflüsse. Der in deutschen WKA erzeugte Strom wird aufgrund der innerdeutschen Engpässe auch über Polen und Tschechien nach Österreich transportiert. Im betrachteten Fall limitieren Engpässe in Tschechien (z.B. Dasny → Slavetice) die Stromdurchleitung von Deutschland nach Österreich.

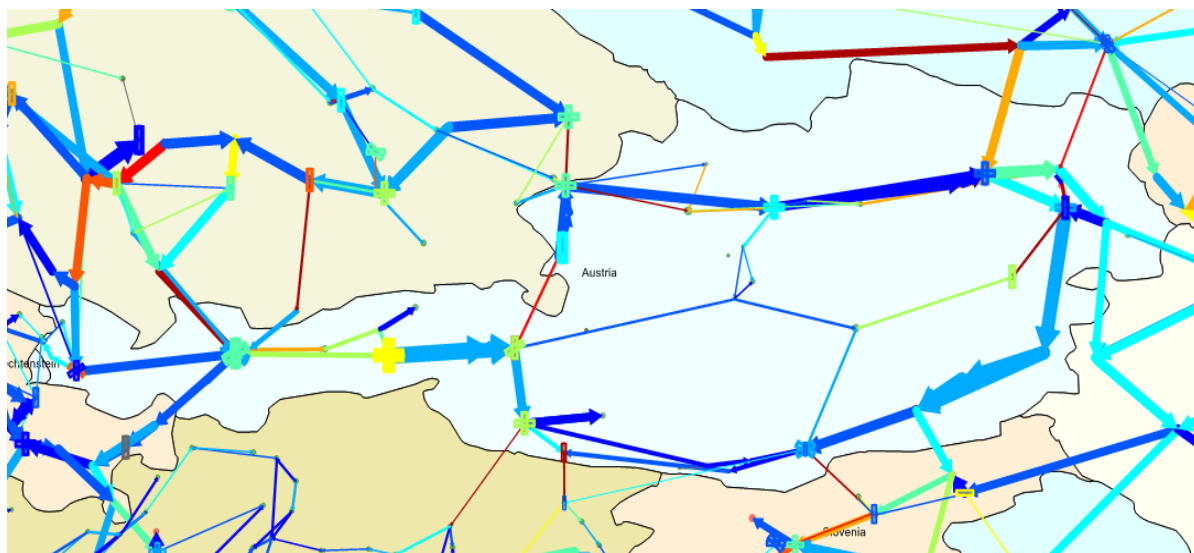


Abbildung 12: Simulation der Lastflüsse im Höchstspannungsnetz nach Redispatch für den Case 1, Offpeak 10/2015. Die Dicke der Leitungen entspricht der maximalen thermischen Belastbarkeit, die Farbe gibt die Auslastung an. (blau ... geringe Leitungsauslastung, rot ... sehr hohe Leitungsauslastung)

Internationale Lastflüsse im europäischen Übertragungsnetz (Case 3)

Im **Case 3 „Heißer Sommer“** (Juli Peak) wurde eine Starkwindsituation im Norden Europas, starke Sonneneinstrahlung und Trockenheit in Mittel- und Südeuropa, sowie erhöhter Verbrauch durch Klimatisierung in Italien simuliert. Daraus ergibt sich ein hoher horizontaler Lastfluss im APG-Netz. In diesem Case sinkt der – im Normalfall zu erwartende – Nettoexport Österreichs durch die niedrige Wasserführung der Flüsse um ca. 2.400 MW, sodass sich eine ausgeglichene Leistungsbilanz einstellt. In Abbildung 13 ist eine Zunahme der horizontalen Lastflüsse im Netz der APG bis 2030 zu erkennen.

Die Ergebnisse der entsprechenden Lastflusssimulation für 2015 sind in Abbildung 14 veranschaulicht. Dabei zeigen sich Engpässe v.a. von St. Peter in Richtung Tauern (220 kV) und in Richtung Hausruck, im Drautal von Lienz in Richtung Obersielach sowie von UW Tauern nach Weißenbach. Dieser Extremfall bestätigt somit erneut die Bedeutung der aktuellen Ausbauprojekte „Salzburgleitung“ und „St. Peter-Isar“.

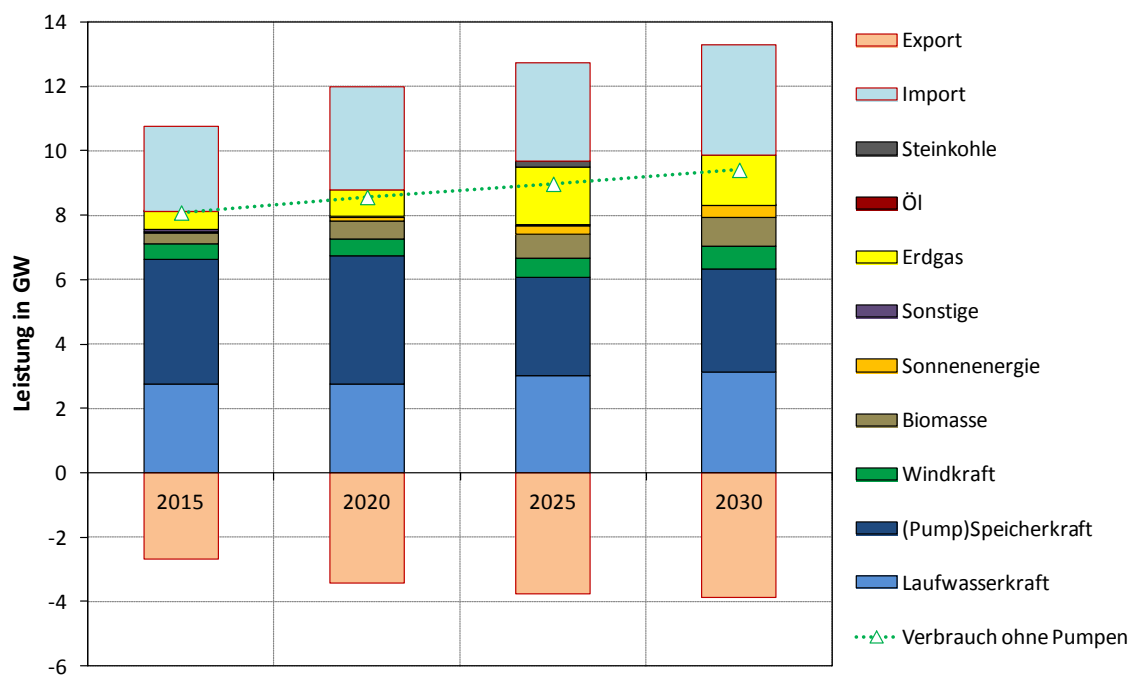


Abbildung 13: Simulation der Stromaufbringung in Österreich im Extremfall „heißer Sommertag“

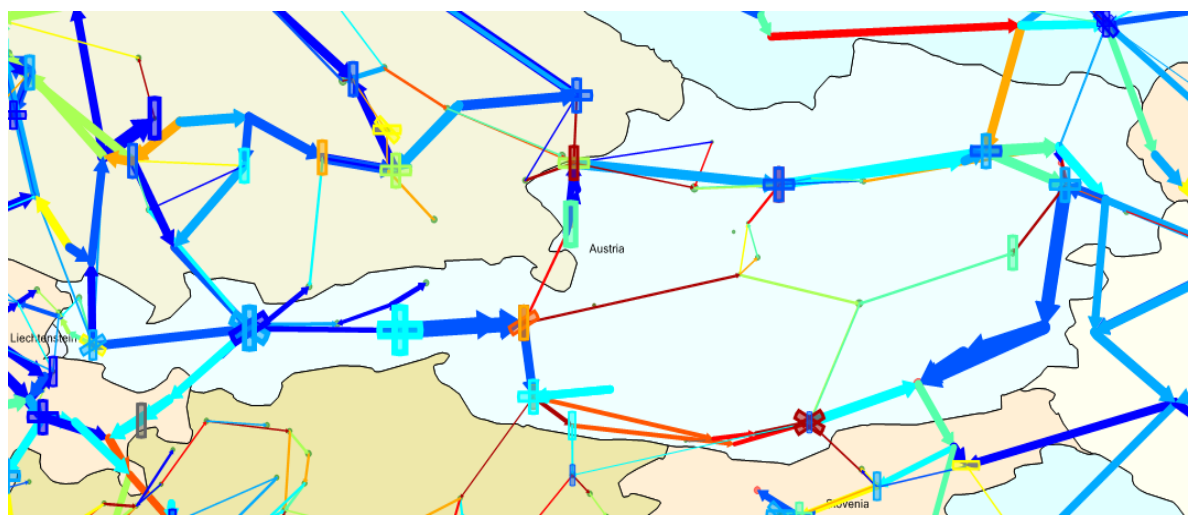


Abbildung 14: Simulation der Lastflüsse im Höchstspannungsnetz nach Redispatch für den Extremfall 3, Peak 07/2015. Die Dicke der Leitungen entspricht der maximalen thermischen Belastbarkeit, die Farbe gibt die Auslastung an. (blau ... geringe Leitungsauslastung, rot ... sehr hohe Leitungsauslastung)

Weitere Erkenntnisse aus dem Green-Szenario

Weitere Analysen zeigten, dass auch unter Normalbedingungen vermehrt Überlastungen im 220 kV Netz auftreten werden. Insbesondere sind davon die Leitungen Salzburg-Tauern, die 220 kV Leitungen der Donauschiene, die Drautal-Leitungen, Molln-Ernsthofen und Weißenbach-Tauern (bzw. Weißenbach-Pongau) betroffen. Zusätzlich zeigte die Simulation Probleme in Niederösterreich, d. h. die Integration der österreichischen Windkraft erfordert zusätzliche Investitionen in Netze und Umspannwerke. Unter der Annahme, dass sowohl die Salzburgleitung als auch die Leitung St. Peter-Isar gebaut werden, zeigt die Simulation auf der Grenze Deutschland-Österreich ab 2020 deutlich weniger Engpässe. Die Hauptprobleme liegen weiterhin im Drautal, im inneren 220 kV Netz in Nord-Süd Richtung, sowie auf der 380 kV Leitung zwischen Lienz und Italien.

Zusammenfassung

Die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energieträger zur Stromerzeugung gehört zu den obersten Zielen der Europäischen Union. Die Integration dieser sehr volatilen Energiequellen in das bestehende Elektrizitätssystem erfordert einen deutlichen Ausbau des Übertragungsnetzes, um die erneuerbare Stromerzeugung mit den Verbrauchszentren und Speicherkapazitäten zu verbinden. Insgesamt ist durch die forcierte Strommarktintegration und den Ausbau der erneuerbaren Energien im kontinentaleuropäischen Elektrizitätssystem eine deutliche Zunahme der grenzüberschreitenden Lastflüsse zu erwarten. Der APG-Masterplan zielt darauf ab, die erforderlichen Investitionen in das österreichische Übertragungsnetz zu identifizieren und zu konkretisieren. Dazu wurden drei Szenarien der zukünftigen Entwicklung der europäischen Elektrizitätswirtschaft erstellt und simuliert. Weiters wurden je Szenario mindestens vier kritische Extremfälle untersucht. Durch diese umfangreichen Strommarkt- und Lastflusssimulationen konnten die wesentlichsten zukünftigen Herausforderungen für das Netz der APG identifiziert werden.

Zukünftige Engpässe sind vor allem auf den bestehenden 220 kV Leitungen zu erwarten. Insbesondere die Systeme Salzburg-Tauern, Weißenbach-Tauern/Pongau, Molln-Ernsthofen und das 220 kV-Netz im Drautal werden zu limitierenden Elementen. Die bereits heute bestehenden Probleme auf der 220 kV Donauschiene werden weiterhin auftreten. In manchen Situationen sind hohe Auslastungen auf den 380 kV Anbindungen zum Ausland zu erwarten. Durch die Inbetriebnahme der 380 kV Projekte „Salzburgleitung“ und „St. Peterlsar“ ist eine wesentliche Verbesserung der Lastflusssituation zu erwarten.

Aus europäischer Sicht ist es von hoher Bedeutung, die Windkraftherzeugung im Norden Europas mit den Speichern in den Alpen zu verbinden. Hinzu kommen innerösterreichische Ost→West-Lastflüsse um den dargebotsabhängigen Windstrom im Osten in die Speicher im Westen zu transportieren, welche die gespeicherte Energie in Zeiten hohen Verbrauchs wieder in Richtung der großen Verbrauchszentren (Wien, Linz, Salzburg, Graz) abgeben können (West→Ost-Lastfluss). Der 380 kV Ringschluss mit den Projekten Salzburgleitung und 380 kV Ausbau im Drautal ist daher von höchster Priorität, um die Integration erneuerbarer Energien und die damit einhergehende Reduktion von CO₂-Emissionen voranzutreiben.

Die Ergebnisse dieser umfangreichen Simulationen fließen in den neuen APG Masterplan bis 2030 ein. Dieser wird im Frühjahr 2012 veröffentlicht werden.

Literatur

- [1] Gutschi et al.: *Scenarios for the development of the electricity economy in Continental Europe*, 21st World Energy Congress, Montréal, Canada, 12.-16. September 2010.
- [2] Auer H., Dummer A., Kranzl S., et al.: *Stromszenario 2050 – Abschlussbericht der Diskussionsplattform e-Trend Forum*, Report REP-0335, Umweltbundesamt, Wien, 2011
- [3] Reich K., Auer H. et al.: *Entwicklung zukünftiger Stromversorgungsstrukturen in Europa*, 7. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT) an der TU-Wien, 16.-18. Feb. 2011
- [4] Europäische Kommission: *Directorate-General for Energy - EU energy trends to 2030 - update 2009*, 2009
- [5] ENTSO-E: *Scenario Outlook and System Adequacy Forecast 2011-2025*, Brüssel, 2011
- [6] Eurelectric: *Statistics and prospects for the european electricity sector (37th edition EURPROG 2009)*, Brüssel, 2010
- [7] ENTSO-E: *Ten-Year Net Development Plan 2010-2020*, Brüssel, 2010
- [8] IEA: *World Energy Outlook 2010*, International Energy Agency, ISBN 978 92 64 08624 1, Paris, 2010
- [9] Eurelectric: *Power Choices – Pathways to Carbon-Neutral Electricity in Europe by 2050*, 2011
- [10] Schüppel A., Gutschi Ch., Stigler H.: *Einfluss dargebotsabhängiger Stromerzeugung auf die Strommärkte*, 7. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT) an der TU-Wien, 16.-18. Feb. 2011, 2011
- [11] Austrian Power Grid AG: *Netzentwicklungsplan 2011*,
<http://www.apg.at/de/netz/netzausbau/netzentwicklungsplan>
- [12] Austrian Power Grid AG: *APG-Masterplan 2020*,
<http://www.apg.at/de/netz/netzausbau/masterplan>