MASTERPLAN
2030

APG
AUSTRIAN POWER GRID
STROM BEWEGT

MASTERPLAN 2030

Für die Entwicklung des Übertragungsnetzes in Österreich
Planungszeitraum 2013 – 2030
Mit Ausblick bis 2050

INHALT

APG-Masterplan 2030 – Executive Summary **4**

1. Einleitung **9**

2. Elektrizitätswirtschaft in Österreich **12**
2.1 Funktion und Veränderungen der Elektrizitätswirtschaft 12
2.1.1 Historischer Rückblick zur Elektrizitätswirtschaft 12
2.1.2 Stromaufbringung und -verbrauch 13
2.1.3 Strommarktliberalisierung und Unbundling 14
2.1.4 Die Übertragungs- und Verteilernetze 15
2.1.5 Energiewende, Klimaschutz und EE 15
2.2 Die APG als Übertragungsnetzbetreiber und Regelzonenführer 17
2.2.1 Aufgaben und Verpflichtungen der APG als Übertragungsnetzbetreiber 17
2.2.2 Aufgaben und Funktion der Regelzone APG 18
2.2.3 Technisch-organisatorische Regeln und Allgemeine Netzbedingungen der APG 20
2.2.4 Das (n-1)-Sicherheitskriterium 20
2.2.5 NEP lt. ElWOG 21
2.3 Stromversorgung in Österreich 22
2.3.1 Ausbauzustand des österreichischen Kraftwerksparks 22
2.3.2 Ausbauzustand des APG-Netzes 25
2.3.3 Aktuelle Import- und Exportsituation 27
2.3.4 Entwicklung des Stromverbrauchs 28
2.4 Der 380-kV-Ring gewinnt zunehmend an Bedeutung 28

3. Analyse der energiewirtschaftlichen Entwicklung bis 2030 **30**
3.1 Übergeordnete europäische Ziele der EU 30
3.1.1 Die 20-20-20-Ziele 30
3.1.2 Energieeffizienz 30
3.1.3 Integrierter europäischer Strommarkt 31
3.1.4 Ausbau der Übertragungsnetze 32
3.1.5 TYNDP der ENTSO-E 32
3.2 Nationale Ziele Österreichs 33
3.3 Zukünftige Entwicklung des Stromverbrauchs 34
3.3.1 Entwicklungen auf europäischer Ebene 34
3.3.2 Entwicklungen in Österreich 35
3.4 Zukünftige Entwicklung der Erzeugungskapazitäten 35
3.4.1 Kraftwerkstypen und ihre Bedeutung für den Netzbetrieb 35
3.4.2 Zukünftige Erzeugungsstruktur in Europa 37
3.4.3 Zukünftige Erzeugungsstruktur in Österreich 38
3.5 Wesentliche zukünftige Einflussfaktoren für das APG-Netz 38
3.5.1 Europäische Kraftwerkskapazitäten und resultierende Leistungsflüsse 39
3.5.2 Marktorganisation – Tendenzen im europäischen Strommarkt 40
3.5.3 Lokale Konzentration der österreichischen Kraftwerkspotenziale 42
3.5.4 Steigende Volatilität im Netzbetrieb 42

4. Der Masterplan und das APG-Zielnetz 2030 **45**
4.1 Methodik des Masterplans zur Entwicklung des Zielnetzes 2030 45
4.2 Umsetzungsstand Masterplan 2020 46
4.3 Strukturelle Engpässe im APG-Übertragungsnetz 47

4.3.1 Nord-Süd-Engpässe 47
4.3.2 Schwachstelle St. Peter – Deutschland 47
4.3.3 Ost-West-Engpässe 48
4.3.4 Schwachstelle Lienz – Italien 48
4.3.5 Weitere Schwachstellen 48
4.4 Kritische Netzsituationen und Engpassmanagement 48
4.4.1 Kritische Netzsituation am 30. 11. 2012 (Ost-West-Engpass) 48
4.4.2 Kritische Netzsituation am 25. 3. 2013 (Nord-Süd-Engpass) 50
4.5 Zunehmender Aufwand bei Prognose- und Netzsicherheitsrechnungen 51
4.6 Masterszenarien für das Jahr 2030 52
4.6.1 Verbrauchsannahmen in den Szenarien 53
4.6.2 LEIT-Szenario 53
4.6.3 Szenario RED 54
4.6.4 Szenario GREEN 54
4.6.5 Berücksichtigter Netzausbau im europäischen Umfeld 54
4.7 Die analysierten Cases 54
4.7.1 Fokus nationale Ebene 55
4.7.2 Fokus europäische Ebene 57
4.8 Ergebnisse der Analysen und identifizierte Schwachstellen im Netz 60
4.9 Die Topprojekte des APG-Masterplans und das Zielnetz 2030 62
4.9.1 Top-10-Projekte des APG-Masterplans 2030 62
4.9.2 Der 380-kV-Ring in Österreich und Zielnetz 2030 64
4.9.3 Vorteile des Ringkonzepts 65
4.9.4 APG-Netzentwicklung: der Drei-Stufen-Planungsprozess 66
4.9.5 Kategorisierung des APG-Netzes 68
4.10 Zukünftige Herausforderungen im Netzbetrieb 70

5. Auswirkungen bei Nichtumsetzung der Masterplanprojekte **71**
5.1 Steigendes Risiko für Versorgungssicherheit und Netzbetrieb 71
5.2 Verfehlung der österreichischen Klimaschutzziele 71
5.3 Einschränkungen des Strommarkts und des Wirtschaftsstandorts 72
5.4 Ausbleiben von wesentlichen Wirtschaftsimpulsen 72

6. Risiken und nötige Verbesserungen für den Netzausbau **73**
6.1 Dauer der Genehmigungsverfahren und rechtliche Rahmenbedingungen 73
6.2 Regulatorische Rahmenbedingungen und Finanzierung 75
6.3 Gesellschaftliche Akzeptanz von Leitungsprojekten 76

7. Ausblick auf den Zeitraum bis 2050 **77**
7.1 Zielsetzungen bis 2050 77
7.2 Smart Grids und dezentrale Energieversorgung 77
7.3 E-Mobilität 79
7.4 Entwicklung der Stromnachfrage und der Erzeugungsstruktur 80
7.5 Entwicklung Markt- und Fördermechanismen 81
7.6 Super- bzw. Overlay-Grids 81
7.7 Power-to-Gas 82

Glossar **84**
Impressum 87

APG-MASTERPLAN 2030 EXECUTIVE SUMMARY

Die Austrian Power Grid (APG) ist Österreichs unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber und für den Betrieb und bedarfsorientierten Ausbau des Übertragungsnetzes mit grenzüberschreitenden Anbindungen an das europäische Stromnetz verantwortlich. Das APG-Netz bildet mit einer Trassenlänge von 3.424 km und Leitungssystemen mit einer Gesamtlänge von rd. 6.800 km (System-km) das Rückgrat der österreichischen Stromversorgung. Zur Darstellung der strategischen Netzentwicklung des Übertragungsnetzes dient der von APG herausgegebene Masterplan.

Der aktualisierte Masterplan 2030 betrachtet den Planungszeitraum 2013 bis 2030, wobei aufbauend auf zukünftigen energiewirtschaftlichen Entwicklungsszenarien die erforderlichen Ausbauschritte für das APG-Zielnetz 2030 definiert werden. Zudem wird ein Ausblick auf weitere mögliche Entwicklungen im Stromsektor bis 2050 gegeben.

Der neue Masterplan 2030 setzt auf folgenden Gegebenheiten und Vorarbeiten auf:

- Recherche der internationalen Entwicklungen und energiewirtschaftliche Simulationsrechnungen[1] und Netzberechnungen durch TU Graz und TU Wien
- Umfassender Beteiligungs- und Expertenprozess: Erstellung und Festlegung von zukünftigen Szenarien für den Stromsektor im Rahmen des E-Trend-Forums mit Beteiligung von Umweltorganisationen, NGOs, Vertretern der EE-Branche und der Technischen Universitäten sowie durch Kontakte zu österreichischen Energieunternehmen
- Nachhaltige Transformation des europäischen Stromsystems im Rahmen der Energiewende
- Vermehrt kritische Situationen im Netzbetrieb mit Gefahr für die Versorgungssicherheit durch strukturbedingte Engpässe im Übertragungsnetz

[1] Prof. Stigler, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der TU Graz (Simulationsmodell ATLANTIS); zusammengearbeitet wurde zudem mit dem Institut für elektrische Anlagen, Prof. Fickert und Prof. Renner (TU Graz) sowie mit Prof. Haas und Priv.-Doz. Auer der Energy Economics Group des Instituts für Energiesysteme und elektrische Antriebe der TU Wien, Kontakte gab es mit Prof. Gawlik (Energiesystemtechnik, TU Wien)

ENERGIEWENDE UND TRANSFORMATION DES ELEKTRIZITÄTSSYSTEMS

Die bestimmenden Faktoren für die Energiewende in Europa sind, abgeleitet von internationalen Beschlüssen (z.B. Kyoto-Protokoll), die 20-20-20-Klimaschutzziele und Energy Roadmap 2050 der EU sowie die nationalen Umsetzungspläne. Nach der Strommarktliberalisierung im Jahr 2001 wird nun die Elektrizitätswirtschaft einem weiteren tiefgreifenden Strukturwandel unterworfen. Die Energiewende führt zu einem nachhaltigen Umbau des Strom-systems, der insbesondere durch folgende Schlüsselfaktoren getrieben wird:

- Nachhaltige Änderung der Erzeugungsstruktur durch Forcierung erneuerbarer Stromerzeugung (EE), höhere an die Netze angeschlossene Erzeugungsleistungen durch geringere Erzeugungsstunden (Volllaststunden) der EE
- Reduktion bzw. Wegfall grundlastfähiger thermischer Erzeugung durch politische Entscheidungen (z.B. KKW-Moratorium in Deutschland und der Schweiz) sowie Fehlallokationen im Markt (u.a. CO2-Zertifikate, Gaspreise)
- Mittel- bis langfristig vermehrter Ersatz anderer Energieträger durch Strom

Diese Faktoren führen zu räumlich veränderten Erzeugungsschwerpunkten und einem wesentlich volatileren Einspeiseverhalten der Erneuerbaren. Für die Vermarktung des Stroms werden von den Marktakteuren zudem immer kürzere Vorlaufzeiten an den Strombörsen gefordert, um kurzfristig Erzeugungsschwankungen vermarkten zu können (z.B. massiv steigender Intraday-Handel). Die Standorte neuer Kraftwerke werden nicht mehr nach der Nähe zu Verbraucherzentren, sondern in Hinblick auf das bestmögliche EE-Angebot ausgewählt. Dies führt zu einem markanten räumlichen Auseinanderfallen der Erzeugungs- und Verbrauchszentren (z.B. Deutschland: starke Windkrafterzeugung im Norden und Verbrauchszentren im Südwesten des Landes). Dafür ist die Netzinfrastruktur umzubauen und neu auszurichten.

TOP-10-PROJEKTE

A Salzburgleitung und Deutschlandleitung, 380-kV-Ring, EE-Integration und Marktkopplung

- **1** Salzburgleitung
- **2** Deutschlandleitung (Kuppelleitung St. Peter – Deutschland)

B Netzintegration EE (v.a. Windkraft) im Netzraum Ost

- **3** Netzraum Ost Windintegration

C 380-kV-Ringschluss Österreich Süd, EE-Integration und Marktkopplung

- **4** Netzraum Kärnten (380-kV-Ringschluss)
- **5** Italienleitung (Kuppelleitung Lienz – Veneto Region)

D West Österreich, Netzintegration EE und Pumpspeicher, Marktintegration

- **6** Netzraum Tirol (Netzverstärkung Westtirol – Zell/Ziller)
- **7** Umstellung auf 380-kV-Betrieb (Systeme Westtirol – Memmingen/Bürs)
- **8** Reschenpass (Kuppelleitung Italien)

E Innerösterreichische 220-kV-Leitungen, (General-) Erneuerungen

- **9** Generalerneuerungen 220-kV-Leitungen

F EE-Integration, Marktkopplung Bodensee-Raum

- **10** Netzverstärkung Bodensee-Raum

Abb. 1: Die Top-10-Projekte des APG-Masterplans 2013-2030 (die Projekte 1, 2, 4, 5, 6, 8 & 10 haben PCI-Status)

NEUE ANFORDERUNGEN UND HERAUSFORDERUNGEN AN DEN NETZBETRIEB

Die Veränderungen im Stromsystem stellen den Netzbetrieb vor zahlreiche neue Herausforderungen und haben in Kombination mit dem heute dynamischen Stromhandel weitreichende Auswirkungen auf den Bedarf an Netzkapazitäten. Diese werden nunmehr zunehmend für den Transport des von EE erzeugten Stroms benötigt. Aufgrund der zentralen Lage Österreichs in Europa ist das APG-Netz von diesen Entwicklungen stark betroffen.

Hohe EE-Einspeisungen in Deutschland (Windkraft und Photovoltaik (PV)) und der Export des Stromüberangebots führen immer häufiger zu Engpässen, drohenden Überlastungen und kritischen Situationen im österreichischen Übertragungsnetz. Die im Vergleich zur

Vergangenheit steigenden Transportleistungen und die erhöhte Dynamik der Stromflüsse führen dazu, dass die Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs und der Versorgungssicherheit immer schwieriger wird. Die europäischen Übertragungsnetzbetreiber – und auch APG – müssen gemäß ihrer gesetzlichen Verpflichtungen zunehmend Abhilfemaßnahmen (u.a. Engpassmanagement) einsetzen, um die Betriebssicherheit zu gewährleisten. Im Rahmen des Engpassmanagements greifen die Netzbetreiber nach Ausschöpfen der netztechnischen Maßnahmen vermehrt koordinierend und einschränkend auf den Kraftwerkseinsatz ein (auch über die Länder hinweg), wodurch hohe Kosten verursacht werden. Zudem ist ein stark erhöhter Aufwand an Prognoserechnungen für die Leistungsflüsse notwendig.

Der massive EE-Ausbau führt zu höheren Volatilitäten und schnellen Leistungsänderungen in der Stromerzeugung. Die EE-Erzeugung richtet sich nicht nach dem Verhalten der Stromverbraucher sondern nach dem Dargebot der Natur. Dadurch erfolgt ein zeitliches Auseinanderfallen von Erzeugung und Verbrauch mit markanten Auswirkungen und Einflüssen auf die Netz- und Systemstabilität. Die Netzintegration neuer leistungsstarker EE-Erzeuger (z.B. Windparks) ergibt durch die hohe Gleichzeitigkeit der Erzeugung sowie den erhöhten Speicher- und Regelbedarf neue Herausforderungen. Neben den steigenden Anforderungen an die Netzregelung für den Ausgleich von Prognoseabweichungen sind zunehmend hohe Leistungsgradienten sowie Auswirkungen auf die Spannungsstabilität und -qualität zu bewältigen.

Der forcierte Ausbau der Erneuerbaren bedarf, neben dem Netzanschluss der Anlagen selbst, jedenfalls höherer und leistungsfähigerer Transport- und Übergabekapazitäten zum Übertragungsnetz. Aktuell sind im Netzentwicklungsplan mehrere neue 380/110-kV-Umspannwerke für den Anschluss der Windparks im Osten Österreichs geplant. Das Übertragungsnetz der APG wurde zwar in den letzten Jahrzehnten schrittweise ausgebaut, jedoch kann der Netzausbau nicht mit den stark gestiegenen Anforderungen mithalten. Im internationalen Vergleich fällt auf, dass in Österreich noch kein durchgängig geschlossenes 380-kV-Netz über das Bundesgebiet realisiert ist. Daher liegen strukturbedingte Engpässe und Schwachstellen vor.

ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE ENTWICKLUNGEN UND ZUKÜNFTIGE SZENARIEN

Auf Basis umfassender internationaler Recherchen und Analysen der TU Wien, TU Graz und im E-Trend-Forum wurde ein LEIT-Szenario für den Masterplan 2030 festgelegt. Dieses LEIT-Szenario orientiert sich an den Zielsetzungen der 20-20-20-Ziele (inkl. der österreichischen Ziele) und berücksichtigt die von den EU-Staaten festgelegten „National Renewable Energy Action Plans (NREAPs)". Neben dem LEIT-Szenario wurden zwei weitere Master-Szenarien (GREEN mit stark forciertem EE-Ausbau bzw. RED mit konservativen Ansätzen) mit jeweils sechs unterlagerten Cases definiert. Die drei Master-Szenarien mit den Cases wurden von der TU Graz für den Zeitraum 2015 – 2030 umfassend energiewirtschaftlich mit dem Simulationsmodell ATLANTIS berechnet und mittels Leistungsflussberechnungen analysiert. Es zeigt sich, dass die Erzeugung durch EE und Kraftwerke – im Vergleich zur Verbrauchsseite (inkl. Effizienzsteigerungsmaßnahmen) – sowie die auftretenden Transportleistungen die bestimmenden Größen sind (und nicht die transportierten Energiemengen!).

Eine wesentliche Erkenntnis aus den umfangreichen Berechnungen ist, dass im LEIT-Szenario markante Schwachstellen und Engpässe im österreichischen Übertragungsnetz auftreten. Diese treten ebenfalls in den Szenarien GREEN in starker Ausprägung bzw. im Szenario RED auf. Die Robustheit des spezifischen österreichischen 380-kV-Ringkonzepts hinsichtlich der energiewirtschaftlichen Veränderungen wird in diesem Zusammenhang bestätigt. Damit können sich die Leistungsflüsse in allen Situationen effizient verteilen.

DIE TOP-10-PROJEKTE DES APG-MASTERPLANS 2030

Ausgehend vom Netzausbauzustand 2012 wurden im Rahmen der Master-Szenarien und Cases folgende Masterplanprojekte **(siehe Abbildung 1)** deklariert, um die identifizierten Engpässe zu beseitigen. Diese lassen sich gemäß ihrer geographischen Verteilung zu sechs Clustern [A] bis [F] zusammenfassen. Die Masterplan-Projekte dienen insbesondere der Netzintegration der EE in Österreich (v.a. Windkraft und PV), dem Erhalt der Versorgungssicherheit und der weiteren Marktintegration. Höchste Bedeutung hat dabei zukünftig neben der Schaffung ausreichender Transportkapazitäten die Gewährleistung eines sicheren und stabilen Netzbetriebs. Zudem müssen auch Abschaltungen für Revisionen und Erneuerungen von Betriebsmitteln zukünftig in verstärktem Umfang bewerkstelligt werden.

Als Planungsgrundsatz für die nötigen Verstärkungen des Übertragungsnetzes wendet APG das NOVA-Prinzip an. Hierbei wird zuerst eine Netz-Optimierung und Netzverstärkung angestrebt bevor es zu Ausbauten von Leitungen kommt. Neuen modernen Leitungsbaulösungen und Upgrade-Maßnahmen sowie der Konzentration auf bestehende Trassenräume kommen dabei eine verstärkte Bedeutung zu. Der Netzum- und -ausbau wird bedarfsgerecht geplant und erfolgt schrittweise. Die Dringlichkeit von Netzverstärkungen durch die Netzintegration der EE wird von Studien, die im Auftrag von Umweltorganisationen und NGOs beauftragt wurden, sowie im Rahmen der Zusammenarbeit im E-Trend-Forum bestätigt.

Um die Versorgungssicherheit in Österreich langfristig sicherzustellen, ist die Schließung des 380-kV-Rings als wesentliches Element des österreichischen Übertragungsnetzes unabdingbar. Dieser verbindet die großen Kraftwerke und Pumpspeicher in den Alpen mit den EE-Standorten im Osten Österreichs, den Verbrauchszentren und den Kuppelleitungen. Für die Vervollständigung des 380-kV-Rings sind folgende Leitungsverbindungen erforderlich:

- Umstellung der Leitung St. Peter – Ernsthofen auf 380-kV-Betrieb (2013), Montage des 3./4.-Systems auf der bestehenden Leitung Dürnrohr – Sarasdorf (2013/14)
- Salzburgleitung St. Peter – Tauern, UVP-Genehmigung eingereicht im September 2012
- Schließung des 380-kV-Rings im Netzraum Kärnten im Süden Österreichs

NETZBETRIEBLICHE UND VOLKSWIRTSCHAFTLICHE VORTEILE DES NETZAUSBAUS

Eine zuverlässige, wirtschaftliche und ökologisch nachhaltige Stromversorgung ist unabdingbar für eine moderne Gesellschaft und einen zukunftssicheren Wirtschaftsstandort. Die Nicht-Umsetzung der Masterplanprojekte hätte weitreichende negative Folgen:

- Steigendes Risiko für Netzbetrieb und Versorgungssicherheit
- Verfehlung der österreichischen Klimaschutzziele
- Nachteile für die Sicherung und Entwicklung des Wirtschaftsstandortes
- Ausbleiben wesentlicher Wirtschaftsimpulse und Beschäftigungseffekte
- Einschränkungen der Entwicklungen des Strommarktes

Das gesamte Investitionsvolumen inkl. Umspannwerke und Betriebsinvestitionen im Netzentwicklungsplan (NEP) 2013 der APG umfasst für die kommenden zehn Jahre 2,6 Mrd. €.

Die Investitionsprojekte der APG generieren zudem rd. 70 % der Investitionssumme als heimische Wertschöpfung sowie Beschäftigungseffekte von 13.000 Arbeitsplätzen je investierter Milliarde € (gemäß Studien der TU Graz und IWI). Für die Sicherstellung der notwendigen Netzverstärkungen ist ein zukunftsorientiertes Regulierungsregime mit einer entsprechenden Tarifpolitik erforderlich.

EUROPÄISCHE INITIATIVEN ZUR BESCHLEUNIGUNG DER EE-INTEGRATION UND DES NETZAUSBAUS

Zum langfristigen Erhalt der Versorgungssicherheit, der Lebensqualität und des Wirtschaftsstandortes sowie insbesondere für die Integration der EE zur Erreichung der Klimaschutzziele fordert die EU-Kommission vorausschauende Investitionen in den Netzausbau. Daher werden große Anstrengungen unternommen, um die Rahmenbedingungen für Netzinvestitionen durch das Europäische Infrastrukturpaket (EIP) zu verbessern:

- Nötige Bewusstseinsbildung in der Gesellschaft – die Umsetzung der Stromwende benötigt leistungsfähige Netze und eine Gesamtbetrachtung des Stromsystems
- Deklaration von vorrangigen Leitungskorridoren und Projekten im europäischen und öffentlichen Interesse (PCI-Projekte)
- Harmonisierung und Beschleunigung von Genehmigungsverfahren für Energieinfrastrukturprojekte (u.a. durch Schaffung einer zentralen Bundesbehörde)
- Finanzielle Förderung und alternative Instrumente (z.B. Garantien) zur Finanzierung der PCI-Projekte (vgl. bisherige TEN-E-Förderung)

Die Basis für die Auswahl von rd. 100 PCI-Projekten im Stromsektor waren der Ten Year Network Development Plan (TYNDP) 2012 der ENTSO-E und die eingereichten Unterlagen der Übertragungsnetzbetreiber. Sieben Projekte des Masterplans 2030 wurden im Herbst 2013 vom Europäischen Parlament anerkannt und haben den PCI-Status erhalten. Wenn auf europäischer Ebene und in den Mitgliedsstaaten die gesellschaftlichen, rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen für den Netzausbau nicht verbessert werden, sind bedeutende EU-Ziele nicht erreichbar. Die EE-Integration als Voraussetzung für die 20-20-20-Ziele, die Energiewende und der Strommarkt sind dann nicht im geforderten Umfang umsetzbar.

NÖTIGE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DEN NETZAUS- UND -UMBAU IN ÖSTERREICH

Auf nationaler Ebene sind für die Beschleunigung und Umsetzung der Masterplanprojekte zusätzlich insbesondere notwendig:

- Bewusstseinsbildung in der Bevölkerung über das Strom- und Elektrizitätssystem
- Verstärkter Schutz von Bestandstrassen und Planungskorridoren (vgl. Trassen-Verordnung bei bundesweiten Straßen- und Bahnprojekten)
- Upgrading-Bestimmungen für vereinfachte Genehmigungsverfahren für Modernisierung und Upgrades bestehender Freileitungen
- Vereinheitlichung und Festlegung von maßgeblichen technischen Grenzwerten
- Definition eines strukturierten Prozesses bei der Planung von großen Leitungsprojekten inkl. Bürgerbeteiligungsprozess
- Klarstellung des öffentlichen Interesses der Leitungsprojekte
- Rasche nationale Umsetzung des EIP, Schaffung einer Behörde mit Bundeszuständigkeit für die Beschleunigung der Genehmigungsverfahren und ausreichende Ressourcen bei den Verwaltungsbehörden

Die Schaffung eines leistungsfähigen Übertragungsnetzes mit den Projekten des Masterplans 2030 wird die Versorgungssicherheit und die Zuverlässigkeit der Stromversorgung in Österreich für die nächsten Generationen sichern. Zusätzlich werden die weitere Vernetzung der Systeme mit den Verteilernetzen und Datennetzen (Smart Grids), dezentrale Energiesysteme sowie neue Technologien wie Power-to-Gas u.a. entsprechende Beiträge für das Strom- und Energiesystem 2050 liefern.

1. EINLEITUNG

Die APG ist Österreichs unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber und somit für das österreichische Übertragungsnetz sowie dessen grenzüberschreitende Anbindungen mit Kuppelleitungen an das europäische Stromnetz verantwortlich.

Ein leistungsfähiges Übertragungsnetz ist nicht nur das Rückgrat des österreichischen Wirtschaftsstandorts, sondern hat auch volkswirtschaftlich gesehen oberste Priorität für die Stromversorgung der Bevölkerung sowie von Industrie-, Gewerbe- und Dienstleistungsunternehmen. Das Übertragungsnetz ist zudem die Grundvoraussetzung für den europäischen Strommarkt und die Ausweitung von EE zur Erreichung der Klimaschutzziele. Durch den in Österreich und Europa stark forcierten EE-Ausbau sowie den wachsenden Stromhandel sind in den nächsten Jahrzehnten steigende und zunehmend volatile Leistungsflüsse und Belastungen im Übertragungsnetz zu erwarten.

Als Übertragungsnetzbetreiber ist die APG gesetzlich dazu verpflichtet, die Versorgungssicherheit jederzeit zu gewährleisten. Dazu erstellt die APG regelmäßig Langfristplanungen und bezieht deren zu erwartende Entwicklungen in die strategische Netzplanung ein. Geschah dies früher im Rahmen der Langfristplanung gemäß § 22a des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes (ElWOG), so ist seit 2011 ein jährlich zu aktualisierender NEP verpflichtend vorgesehen, der darüber informiert, „welche wichtigen Übertragungsinfrastrukturen in den nächsten zehn Jahren errichtet oder ausgebaut werden müssen" (§ 37 ElWOG 2010). Aufgrund der langen Umsetzungszeiträume für Leitungsprojekte, der sich beschleunigenden Herausforderungen des europäischen Strommarkts und des massiven EE-Ausbaus muss die APG jedoch weit über den Zehn-Jahres-Horizont hinaus planen.

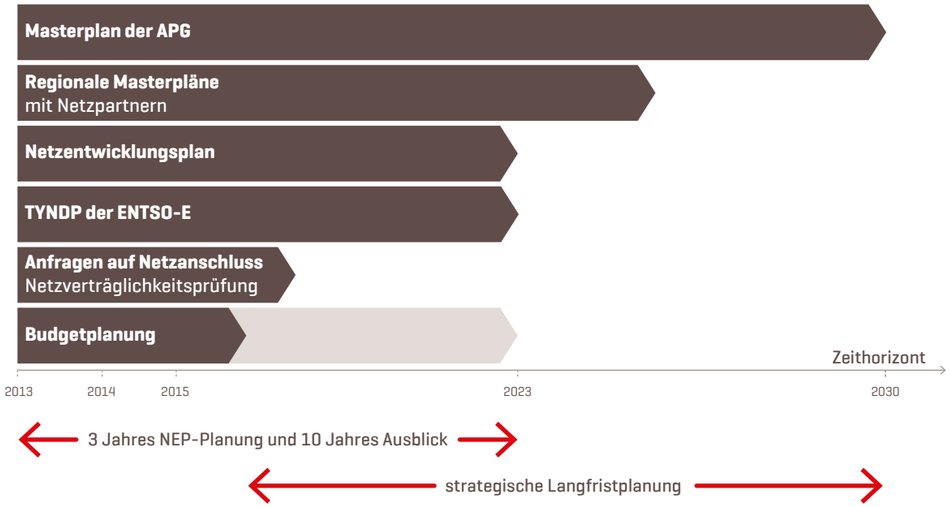


Abb. 2: Planungsinstrumente und Zeithorizonte

Zur Darstellung der langfristigen strategischen Netzentwicklung und Netzplanung des österreichischen Übertragungsnetzes dient der APG-Masterplan. Dieser wurde erstmals im Jahr 2009 für den Zeitraum 2009 bis 2020 mit einem Ausblick bis 2030 erstellt und ist seitdem die Grundlage für die Netzentwicklung sowie eine Basis für den NEP.

Der nunmehr vorliegende aktualisierte APG-Masterplan 2030 betrachtet den Zeitraum 2013 bis 2030. Die absehbaren Entwicklungen wurden detailliert analysiert und die darauf basierenden erforderlichen Entwicklungsschritte für das APG-Zielnetz 2030 definiert. Dabei wurden auch Veränderungen gegenüber den im Jahr 2009 zugrunde gelegten Annahmen berücksichtigt – vor allem der stark forcierte EE-Ausbau in Österreich und Europa, der massive Auswirkungen auf die gesamteuropäische Netzinfrastruktur haben wird. Auch der Atomausstieg Deutschlands und die diesbezüglichen Diskussionen in anderen europäischen Ländern wurden miteinbezogen. Darüber hinaus wird der Zeitraum nach 2030 in Form eines Trend-Forecasts beleuchtet, um bereits heute zukünftig relevante Themen darzustellen und – soweit dies jetzt schon möglich ist – in die Überlegungen für die strategische Ausbauplanung einfließen zu lassen.

Im Vorfeld der Erstellung des Masterplans 2030 initiierte die APG im Jahr 2010 die Diskussionsplattform e-Trend Forum zum Thema „Stromszenario 2050". Sie wurde in weiterer Folge vom Umweltbundesamt organisiert und moderiert. Ziel dieser Diskussionsplattform war und ist es, die zukünftigen Rahmenbedingungen für das österreichische Stromnetz im Dialog mit Experten von Umweltorganisationen (Global 2000, Greenpeace, Umweltdachverband, WWF) und Universitäten (TU Graz und TU Wien) sowie Interessenvertretungen aus dem EE-Bereich (IG Windkraft, Bundesverband Photovoltaik) zu analysieren und zu diskutieren.

Als wesentliche Zukunftsthemen wurden von den Teilnehmern des e-trend Forums u.a. folgende Punkte identifiziert:

- Der Ausbau der fluktuierenden EE im Bereich Windkraft und PV bedeutet eine wachsende Herausforderung für das Stromnetz. Es gibt verschiedene Lösungsansätze, um einen weiteren EE-Ausbau zu ermöglichen, darunter Netzausbau, Stromspeicherung und Laststeuerung (sowohl bei der Stromproduktion als auch -abnahme). Der Schwerpunkt muss daher auf der Umsetzung von Lösungen nach einer Abwägung der unterschiedlichen Möglichkeiten liegen. Im Fall eines Netzausbaus kommt dabei der Kommunikation mit allen Beteiligten (Anrainern, Gemeinden etc.) eine hohe Bedeutung zu.

- Die EE-Entwicklung ist auch künftig genau zu beobachten, im Bereich PV etwa ist diese sehr dynamisch. Bei einem entsprechenden Fortschritt der PV-Technologie ist in Österreich bis 2030 eine installierte Leistung von sechs GW möglich. Auch bei der Windkraft liegen massive Ausbaupläne vor und es ist mit technischen Weiterentwicklungen zu rechnen.

- Es ist abzusehen, dass EE in den nächsten Jahren und Jahrzehnten den Stromhandel immer stärker beeinflussen werden. Dabei werden künftig noch kürzere Handelszyklen (z.B. Spotmarkt und Intradayhandel) zu erwarten sein.

- Die Speicherung der aus Windkraft und PV stammenden dargebotsabhängigen Energie wird in zunehmendem Maß eine wichtige Komponente in der österreichischen und europäischen Stromversorgung. Derzeit gibt es zur PSP-Technologie noch keine marktfähige Alternative für die Speicherung großer Energiemengen. Die Entwicklung weiterer Methoden zur Speicherung und Vernetzung der Systeme (z.B. Batteriespeicher oder Power-to-Gas-Technologie) muss beobachtet werden.

- Beim Netzausbau müssen laufend alle Möglichkeiten (Upgrade von bestehenden Leitungen, Optimierung von Leitungstrassen, Verkabelung etc.), die einen möglichst gesellschaftlich akzeptierten und umweltverträglichen Leitungsbau unterstützen, auf ihre Einsatzmöglichkeiten unter Berücksichtigung höchstmöglicherNetzsicherheit geprüft werden.

Im Rahmen des e-Trend Forums wurde besonderes Augenmerk auf eine offene, konstruktive und sachliche Diskussion gelegt. Auf diese Weise konnte ein wertvoller Beitrag zur Erstellung des APG-Masterplans erarbeitet werden. Die Ergebnisse des e-Trend Forums wurden im Masterplan 2030 berücksichtigt und hatten einen wesentlichen Anteil daran, dass der Langfristplanung für das österreichische Übertragungsnetz eine höchstmögliche Bandbreite an zukünftigen Entwicklungen zugrunde gelegt werden konnte.

Die Festlegung des APG-Zielnetzes 2030 und der daraus resultierenden Masterplanprojekte basieren neben den Inputs aus dem e-Trend Forum auf umfangreichen Szenarienberechnungen und energiewirtschaftlichen Simulationen, die in Zusammenarbeit mit der TU Wien und der TU Graz durchgeführt worden sind. Dabei wurden die künftigen energiewirtschaftlichen Anforderungen unter Berücksichtigung der Neuausrichtung der europäischen Stromversorgung auf EE-Basis und der Weiterentwicklung des europäischen Strommarkts simuliert.

Mit den daraus abgeleiteten erforderlichen Projekten zur Netzentwicklung kann die APG bei zeitgerechter Umsetzung bestehende Engpässe beseitigen und der Entstehung neuer Engpässe entgegenwirken. So werden langfristig die Versorgungssicherheit, der uneingeschränkte Zugang der österreichischen Marktteilnehmer zum Strommarkt sowie die nachhaltige Integration von EE gewährleistet.

2. ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFT IN ÖSTERREICH

In Kapitel 2 werden die Funktion, die gesetzlichen Grundlagen sowie die Entwicklungen und Besonderheiten der österreichischen Stromversorgung beschrieben.

2.1 FUNKTION UND VERÄNDERUNGEN DER ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFT

Die Elektrizitätswirtschaft verfügt im Vergleich zu anderen Wirtschafts- und Industriezweigen über einige prägnante Besonderheiten. Dazu zählen die Leitungs- und Gesamtsystemgebundenheit, die Notwendigkeit des laufenden Gleichgewichts der Erzeugung und des Verbrauchs für eine stabile 50-Hz-Netzfrequenz sowie die Langlebigkeit und Kapitalintensität der Erzeugungs- und Transportanlagen (Kraftwerke und Stromleitungen) und im speziellen Fall der stark zunehmenden EE zudem die dargebotsabhängige und volatile Erzeugung. Daraus resultiert ein hochkomplexes Gesamtsystem, dessen Verlässlichkeit und Sicherheit von einer Vielzahl an Parametern abhängt.

Eine adäquate Stromversorgung ist für das Funktionieren unserer hochtechnisierten Wirtschaft und unseres Gesellschaftssystems in zunehmendem Ausmaß von Bedeutung. Schon minimale Abweichungen von den hohen Qualitätsvorgaben für die industrielle Stromversorgung können beispielsweise automatisierte (Fertigungs-) Prozesse empfindlich und kostenintensiv stören. Stromausfälle bringen dann nicht nur das tägliche Leben und die moderne Kommunikation, sondern auch die gesamte Wirtschaft und den Verkehr nahezu zum Stillstand. Diese Abhängigkeit von einer sicheren, zuverlässigen und umweltverträglichen Stromversorgung wird durch neue Technologien zukünftig noch erheblich an Bedeutung gewinnen.

Für eine funktionierende Stromversorgung sind zwei Faktoren ausschlaggebend: Es muss jederzeit ausreichend Strom zur Deckung des momentanen Bedarfs erzeugt werden und die Stromnetze müssen über ausreichend Kapazität verfügen, den Strom von den Erzeugern zu den Verbrauchern zu transportieren. Dabei erfolgt der großräumige, überregionale Transport mit den Übertragungsnetzen, während die Verteilernetze für die regionale Verteilung zuständig sind.

2.1.1 HISTORISCHER RÜCKBLICK ZUR ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFT

Seit dem Wiederaufbau nach dem Zweiten Weltkrieg (zweites Verstaatlichungsgesetz von 1947) waren der VERBUND bzw. seine Vorgängergesellschaften für den Betrieb von Großkraftwerken und den überregionalen Stromtransport im Übertragungsnetz verantwortlich. Die Landesgesellschaften wiederum sorgten mit ihren Verteilernetzen, eigenen Erzeugungsanlagen und dem Bezug aus dem VERBUND-Hochspannungsnetz für die regionale Stromversorgung in ihren Versorgungsgebieten. Das Ziel dieser jahrzehntelangen Organisationsform und Wertschöpfungskette war die Gewährleistung höchstmöglicher Versorgungssicherheit bei günstigen Stromkosten zum Nutzen der Volkswirtschaft. Der internationale Stromaustausch über die Kuppelleitungen des VERBUND-Übertragungsnetzes diente vor allem wechselseitigen Ausgleichslieferungen und gegenseitiger Störaushilfe.

Aufgrund der speziellen Gegebenheiten entstand in Österreich der „hydrothermische Verbund", der sich viele Jahrzehnte lang bewährte: Laufwasserkraftwerke entlang der großen Flüsse und Speicherkraftwerke in den Alpen sowie thermische Kraftwerke wurden möglichst verbrauchsnahe zu den Ballungszentren errichtet. In Zeiten geringerer Erzeugung durch die Laufwasserkraftwerke (v.a. im Winter) konnten die thermischen Kraftwerke – neben der Erzeugung von Fernwärme – mit ihren Kapazitäten einspringen. Die PSP-Kraftwerke wiederum hatten schon immer eine besondere Funktion im System: Sie deckten in Zeiten hohen Strombedarfs (v.a. zu Mittag und in den Abendstunden) Spitzenlasten ab oder „speicherten" im Pumpbetrieb überschüssige Energie (z.B. hohe Laufkrafterzeugung bei guter Wasserführung und geringerem Strombedarf in der Nacht und an Wochenenden). Die Betriebsführung des hydrothermischen Verbundsystems im Sinne maximaler Versorgungssicherheit bei hoher Kosteneffizienz wurde eng zwischen dem Übertragungsnetz und den Kraftwerksbetreibern abgestimmt. Dadurch bestand jederzeit die Möglichkeit, die Netzbelastung durch eine Änderung des Kraftwerkseinsatzes zu beeinflussen.

Das Übertragungsnetz wurde, was seine Kapazität betrifft, gemäß dem Bedarf nach sicherer und störungsfreier Energieübertragung von den Kraftwerken zu den Verbrauchern sowie den Notwendigkeiten internationaler Ausgleichslieferungen errichtet und betrieben. Mit dem Start der Strommarktliberalisierung ab 1996 wurde dieses Zusammenspiel zwischen thermischen und Wasserkraftwerken mit dem Übertragungsnetz einer grundlegenden Veränderung unterzogen. Dadurch kam es für die APG zu markanten Auswirkungen auf den Netzbetrieb und die Netzbelastungen.

2.1.2 STROMAUFBRINGUNG UND -VERBRAUCH

Ein Spezifikum der elektrischen Energie ist es, dass Strom ein „Selbstbedienungsprodukt" ohne besondere Einschränkung ist – z.B. kann ein Haushaltskunde selbst und zeitlich völlig frei bestimmen, wann er wie viel Strom „konsumiert".[1] Dadurch schwankt der Stromverbrauch und es ergibt sich durch unseren Lebens- und Arbeitsrhythmus ein typisches „Lastprofil" **(siehe Abbildung 3)**.

[1] Begrenzt bis zur maximalen Anschlussleistung; dasselbe gilt prinzipiell auch für Industrie-, Gewerbe- und Dienstleistungsunternehmen.

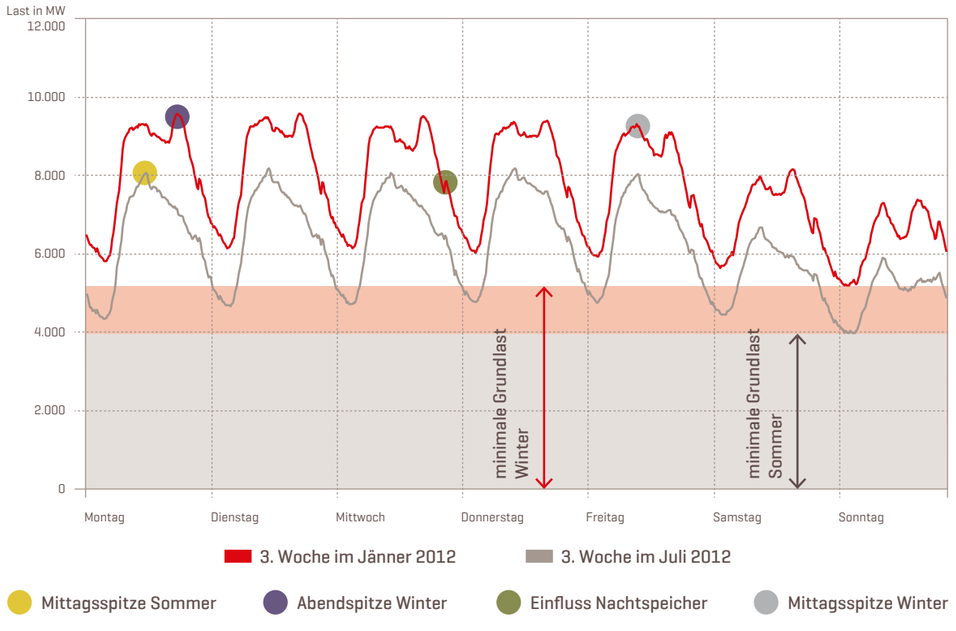


Abb. 3: Typischer Verlauf des Stromverbrauchs (Last in MW) in Österreich innerhalb einer Woche; Vergleich einer Woche im Winter/Sommer 2012 (Datenquelle: E-Control Austria)

Da der Stromverbrauch zeitbedingten Änderungen unterworfen ist (Spitzenverbrauch mittags und abends, geringerer Verbrauch am Wochenende, höherer Verbrauch im Winter) und es saisonale Unterschiede in der Stromerzeugung gibt (z.B. weniger Erzeugung von Laufwasserkraftwerken bei niedriger Wasserführung), ist ein ausgewogener Erzeugungsmix von Bedeutung. Bei der Erzeugung wird zwischen Grundlastkraftwerken wie z.B. Laufwasserkraftwerken oder thermischen Kraftwerken und Kraftwerken zur Abdeckung des Strombedarfs in Spitzenzeiten (z.B. PSP-Kraftwerken) unterschieden. EE wie Windkraft und PV sind dargebotsabhängige Erzeugungsformen, die nur dann Strom erzeugen, wenn die entsprechenden Bedingungen vorherrschen (Winddargebot und Sonnenschein).

2.1.3 STROMMARKTLIBERALISIERUNG UND UNBUNDLING

Im Zuge der Strommarktliberalisierung wurde das so genannte „Unbundling" umgesetzt: Dabei wurden die Bereiche Erzeugung, Handel und Übertragung/Verteilung voneinander getrennt, um den Wettbewerb zwischen den einzelnen Kraftwerksbetreibern sicherzustellen. Das bedeutet, dass Kraftwerke nicht zur Deckung des regionalen Strombedarfs herangezogen, sondern nach betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten betrieben werden (Stromhandel an den Börsen). Im liberalisierten Strommarkt wird ein Kraftwerk vorzugsweise nur dann eingesetzt, wenn sich die Erzeugungskosten im Rahmen der Marktpreise als wirtschaftlich darstellen. Zu Zeiten

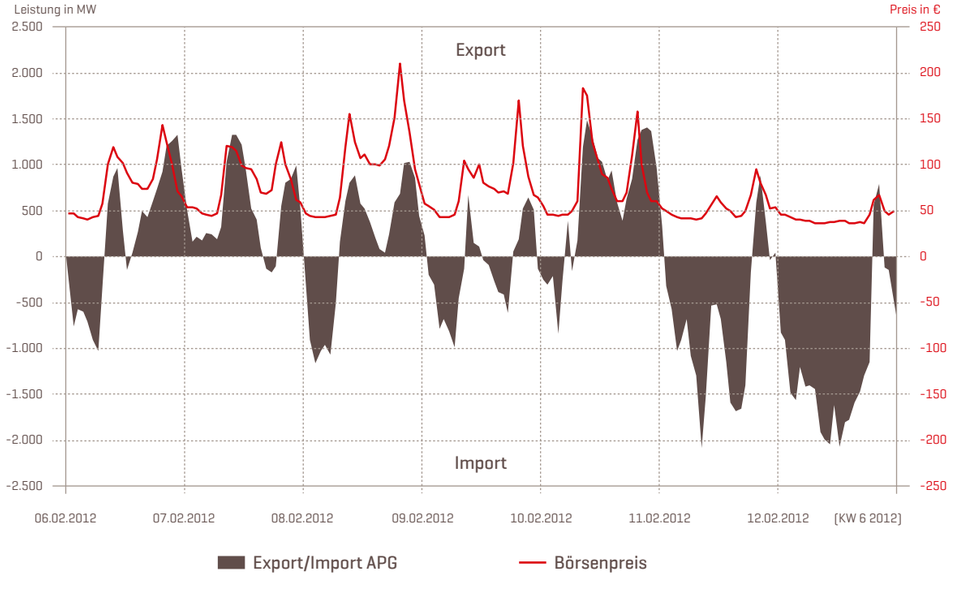


Abb. 4: Zusammenhang zwischen Börsenpreisen (EEX, Spotpreis) und Import-/Exportverhalten der Regelzone APG am Beispiel einer Woche im Februar 2012

geringer Strompreise ist es günstiger, das Kraftwerk herunterzufahren und Strom auf dem Markt zuzukaufen. Unwirtschaftliche Kraftwerke werden gänzlich stillgelegt, neue nur an Standorten errichtet, wo dies aus betriebswirtschaftlicher Sicht darstellbar ist. Somit werden die Kraftwerksstandorte im liberalisierten Strommarkt zunehmend örtlich unabhängig von den Verbraucherzentren.

Weiters wird durch die Liberalisierung das Ziel eines gesamteuropäischen Strommarkts mit einem möglichst uneingeschränkten Stromhandel über die Landesgrenzen hinweg ermöglicht. Dadurch ist es in den letzten Jahren zu einem massiven Anstieg des Stromhandels gekommen. Damit erhalten die grenzüberschreitenden Kuppelleitungen der Übertragungsnetze, die ursprünglich vorwiegend zur Störungsaushilfe und für Ausgleichslieferungen ausgelegt waren, eine neue Aufgabe: den Transport der auf dem internationalen Strommarkt gehandelten Energiemengen.

Die Marktplayer – Erzeuger, Händler und Kunden – erwarten, dass die gesamte gehandelte Strommenge über die Netze ohne Einschränkungen transportiert werden kann. Die Auswirkungen des Strommarkts, d.h. des für Österreich relevanten börsengehandelten Strompreises an der European Energy Exchange (EEX) auf das Import-/Exportverhalten der Regelzone APG, ist in **Abbildung 4** ersichtlich. Es zeigt sich, dass es insbesondere bei niedrigen Börsenpreisen zu Importen (Reduktion der eigenen Erzeugung) bzw. bei hohen Börsenpreisen zu Exporten (Erhöhung der eigenen Erzeugung) kommt. Die Übertragungsnetze in Europa – und auch Österreich – stehen den Aktivitäten der Marktplayer jedoch mit begrenzten Kapazitäten gegenüber. Deshalb sind für die weitere Entwicklung und Integration des europäischen Strommarkts Erhöhungen der Netzkapazitäten erforderlich.

2.1.4 DIE ÜBERTRAGUNGS- UND VERTEILERNETZE

Für die gesicherte Stromübertragung von den Erzeugern zu den Kunden sind Übertragungsnetze (Leitungen mit einer Nennspannung von 380 und 220 kV), die den Strom auf hoher Spannungsebene über große Strecken bzw. grenzüberschreitend transportieren, und Verteilernetze (regionale Verteilung auf der darunter liegenden Spannungsebene von 110 kV bzw. Mittelspannung) zuständig. Das Übertragungsnetz sorgt über (Netzkuppel-) Transformatoren für die Anbindung der Verteilernetze sowie über Kuppelleitungen für die Verbindung zu den Übertragungsnetzen der Nachbarstaaten. Üblicherweise sind große Kraftwerke und PSP-Kraftwerke – sowie zunehmend Windparks über neue UW – direkt an das 380-/220-kV-Netz angeschlossen. Das Übertragungsnetz stellt aber nicht nur den überregionalen Stromtransport sicher und ausreichende Kapazitäten für den internationalen Stromhandel zur Verfügung, sondern gewährleistet auch die Versorgungssicherheit durch den Transport von Regel-, Ausgleichs- und Reserveleistung – z.B. bei Kraftwerksausfällen oder bei Abweichungen der prognostizierten Erzeugung bzw. des Verbrauchs.

Die lokalen 110-kV-Verteilernetze sind an das Übertragungsnetz angebunden, in ihrer räumlichen Ausdehnung begrenzt und aus technischen Gründen betrieblich untereinander nicht verbunden. Ein Austausch von elektrischer Energie zwischen diesen Netzen erfolgt über das Übertragungsnetz. Die Netzbetreiber sind für die Versorgungssicherheit verantwortlich und gewährleisten den Kunden jederzeit eine zuverlässige, unterbrechungsfreie und qualitativ hochwertige Stromversorgung.

2.1.5 ENERGIEWENDE, KLIMASCHUTZ UND EE

Neben den Herausforderungen, die sich aus der Realisierung des Strommarkts ergeben, müssen sich die Übertragungsnetze nunmehr verstärkt für den Einfluss der massiven EE-Förderung rüsten. Der auf den 20-20-20-Zielen der EU, der EU Energy Roadmap 2050 sowie zahlreichen nationalen Beschlüssen der einzelnen Mitgliedsstaaten basierende Prozess beschleunigt sich europaweit – vor allem durch die Reaktionen einzelner europäischer Staaten auf die Katastrophe von Fukushima im Jahr 2011. So hat nicht nur Deutschland im März 2011 Grundlastkern-

kraftwerke (KKWs) mit einer Leistung von rd. 8.400 MW sofort vom Netz genommen, sondern auch Italien hat Pläne zur Errichtung von KKWs zurückgenommen und die Schweiz einen diesbezüglichen Ausbaustopp verhängt.

Die dadurch fehlende Grundlasterzeugung soll zukünftig vor allem durch den EE-Ausbau kompensiert werden. Deutschland etwa hat sich dezidiert zu einer Energiewende bekannt und forciert den massiven EE-Ausbau v.a. durch On- und Offshore-Windparks bzw. PV. Auch in Österreich soll der EE-Anteil von 65,7 % im Jahr 2011 (traditionell vorwiegend Wasserkraft; Quelle: E-Control) durch neue EE-Anlagen bis 2030 auf mehr als 70 % gesteigert werden.

Oft orientieren sich die Standorte der EE-Anlagen – die außer kleinen regionalen Anlagen von ihrer Erzeugungskapazität her als Großkraftwerke einzustufen sind (v.a. Windparks) – nicht an der Nähe zu Verbraucherzentren, sondern ergeben sich an dargebotsgünstigen Orten, die möglichst hohe Erzeugungsausbeuten bieten (z.B. Winddargebot). Gemeinsam mit den Standorten konventioneller Kraftwerke und deren Einsatz nach betriebswirtschaftlichen Kriterien führt das zu zunehmend größeren Distanzen zwischen der Stromerzeugung und den Verbraucherzentren, sprich räumlichem Auseinanderdriften.

Die volatile EE-Erzeugung, die sich zeitlich naturgemäß nicht nach dem Strombedarf der Verbraucher richten kann, muss von konventionellen Kraftwerken ausgeglichen werden, da für die Stabilität des Energiesystems jederzeit ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch bestehen muss (vgl. Abschnitt 2.2.2). Wenn zu viel EE erzeugt und in das Netz eingespeist wird

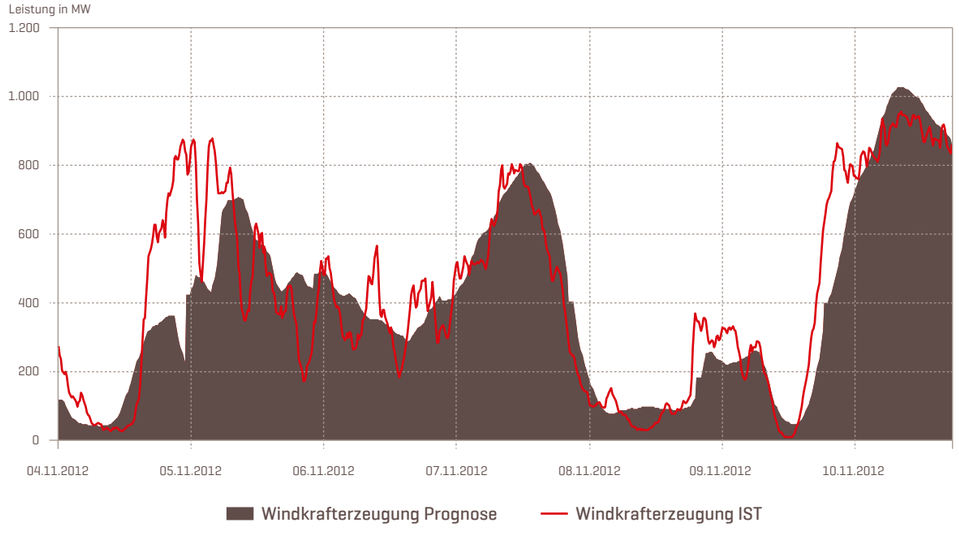


Abb. 5: Winderzeugung: Volatilität und Erzeugungsabweichung Ist- von Prognosewerten

(z.B. EE-Erzeugung höher als prognostiziert), muss die Energie beispielsweise durch PSP-Kraftwerke im Pumpbetrieb „gespeichert" werden. Werden hingegen keine oder zu wenig EE in das Netz geliefert, stellen PSP-Kraftwerke (nunmehr im Erzeugungsbetrieb) die benötigte Energie zur Verfügung. **Abbildung 5** zeigt die Volatilität der Windkrafterzeugung und den Vergleich der Erzeugungsleistung zu den Prognosewerten.

Der massive EE-Ausbau in ganz Europa führt zunehmend zu einer spürbaren Änderung der Aufbringungsstruktur hin zu einer steigenden Volatilität. Die EE-Erzeugung richtet sich dabei nicht nach dem Verhalten der Stromverbraucher (Stichwort zeitliches Auseinanderdriften von Erzeugung und Verbrauch). In Kombination mit dem räumlichen Auseinanderdriften ergeben sich für die APG zunehmend neue Herausforderungen für den Stromtransport und die Regelzone. Der forcierte EE-Ausbau ergibt – neben dem Netzanschluss der Anlagen (z.B. neue UW für den Anschluss der Windparks) – einen zusätzlichen Bedarf an Transportkapazitäten zur Netzintegration.

Das APG-Netz muss daher mittels entsprechender Ausbaustrategien langfristig in der Lage sein, höchstmögliche Versorgungssicherheit zu gewährleisten und kurzfristig auftretende massive Erzeugungsspitzen der EE-Erzeugung zu transportieren (innerösterreichisch und anteilig aus Europa). Zusätzlich sind entsprechende Kapazitäten für Regel- und Ausgleichsenergie für Abweichungen der EE-Erzeugung von den Prognosewerten vorzuhalten.

Gegenüber der ursprünglichen Ausrichtung des Übertragungsnetzes ist das ein bedeutender Paradigmenwechsel. Dabei stellt der forcierte EE-Ausbau in Europa derzeit den größten Treiber für den Netzausbau dar (vgl. auch TYNDP 2012 der ENTSO-E im Abschnitt 3.1.5). Insbesondere weil es im Rahmen der Energiewende zu einer Transformation von Grundlastkraftwerken hin zu volatilen Erzeugern mit höheren installierten Leistungen kommt und EE-Erzeuger weitaus geringere Volllaststunden in der Erzeugung aufweisen.

2.2 DIE APG ALS ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER UND REGELZONENFÜHRER

Die APG ist als gesellschaftsrechtlich eigenständiges und unabhängiges Unternehmen Österreichs Übertragungsnetzbetreiber und eine 100-%-Tochter der VERBUND AG.

Per Zertifizierungsbescheid der E-Control Austria vom 12. März 2012 haben die zuständigen österreichischen und Brüsseler Behörden die APG als unabhängigen Übertragungsnetzbetreiber anerkannt. Damit ist die gesellschaftsrechtliche Entflechtung (das so genannte Unbundling, also die von der EU geforderte Trennung der Bereiche Stromerzeugung und -handel von der Stromübertragung) abgeschlossen.

Neben den Aufgaben des Übertragungsnetzbetreibers nimmt die APG die Funktion des Regelzonenführers für ganz Österreich wahr. Die Funktion und Aufgaben der APG als Übertragungsnetzbetreiber und Regelzonenführer sind in den Kapiteln 2.2.1 und 2.2.2 erläutert.

2.2.1 AUFGABEN UND VERPFLICHTUNGEN DER APG ALS ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER

An dieser Stelle wird auf die Aufgaben und Verpflichtungen der APG als Übertragungsnetzbetreiber eingegangen. Das ElWOG 2010 bzw. die entsprechenden Ausführungsgesetze der Bundesländer sehen eine Reihe von Rechten und Pflichten vor, die generell für alle Netzbetreiber gelten. Dazu gehören (auszugsweise) folgende gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen gemäß § 5 (Grundsatzbestimmung):

- die diskriminierungsfreie Behandlung aller Kunden eines Netzes und der Abschluss von privatrechtlichen Verträgen mit Netzbenutzern über den Anschluss an ihr Netz (allgemeine Anschlusspflicht)

- die Errichtung und Erhaltung einer für die inländische Elektrizitätsversorgung oder für die Erfüllung völkerrechtlicher Verpflichtungen ausreichenden Infrastruktur

- die Erfüllung der durch Rechtsvorschriften auferlegten Pflichten im öffentlichen Interesse

- die Mitwirkung an Maßnahmen zur Beseitigung von Netzengpässen und an Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit

- die bestmögliche Erfüllung der ihnen im Allgemeininteresse auferlegten Verpflichtungen mit allen ihnen zur Verfügung stehenden Mitteln

sowie nach § 15 und §16 (Grundsatzbestimmungen) die Gewährung und Organisation des Netzzugangs auf Grundlage der genehmigten Allgemeinen Bedingungen und der von der Regulierungsbehörde bestimmten Systemnutzungsentgelte.

Das ElWOG 2010 (§ 40) bzw. die entsprechenden Ausführungsgesetze des ElWOG verpflichten weiters speziell Betreiber von Übertragungsnetzen (auszugsweise),

- das von ihnen betriebene System sicher, zuverlässig, leistungsfähig und unter Bedachtnahme auf den Umweltschutz zu betreiben, zu erhalten und auszubauen

- die zum Betrieb des Systems erforderlichen technischen Voraussetzungen sicherzustellen

- dem Betreiber eines anderen Netzes ausreichende Informationen zu liefern, um den sicheren und leistungsfähigen Betrieb, den koordinierten Ausbau und die Interoperabilität des Verbundsystems sicherzustellen

- die Übertragung von Elektrizität durch das Netz unter Berücksichtigung des Austausches mit anderen Verbundnetzen zu regeln

- die genehmigten Allgemeinen Bedingungen und die gemäß §§ 51 ff bestimmten Systemnutzungsentgelte zu veröffentlichen

Mit diesen Regelungen lt. ElWOG sind die Verpflichtungen und Aufgaben der APG als Übertragungsnetzbetreiber grundsätzlich und umfassend per Bundesgesetz (und dazugehörigen Ausführungsgesetzen) festgelegt.

Zu diesen Verpflichtungen gehört unter anderem die Einhaltung des (n-1)-Sicherheits-kriteriums im Netzbetrieb der APG sowie an den Verbindungsleitungen zu den Partnernetzen der ENTSO-E. Der Betrieb des Netzes unter Einhaltung des (n-1)-Kriteriums ist für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb bzw. für eine hohe Versorgungssicherheit unerlässlich. Es wird dadurch sichergestellt, dass im Falle eines störungsbedingten Ausfalls eines beliebigen Netzelements (z.B. einer Leitung oder eines Transformators) entsprechende Reserven im Netz vorhanden sind, die den weiteren Betrieb ohne Überlastung bzw. Ausfall von anderen Netzelementen ermöglichen (weitere Details siehe Kapitel 2.2.4).

Die APG ist als Übertragungsnetzbetreiber zudem verpflichtet, das Netz den Marktteilnehmern diskriminierungsfrei zur Verfügung zu stellen. Aus diesem Grund hat die APG in den Allgemeinen Netzbedingungen (genehmigt von der Regulierungsbehörde) einen detaillierten Ablauf für die Abwicklung von Netzzugangsanfragen festgelegt. In diesem Zusammenhang sei auch darauf hingewiesen, dass das Gesetz (siehe hierzu § 21 ElWOG 2010) in allen Einzelheiten regelt, wann ein Netzzugang verweigert werden darf. Gründe für eine Ablehnung sind beispielsweise außergewöhnliche Netzzustände (Störfälle) und mangelnde Netzkapazitäten.

2.2.2 AUFGABEN UND FUNKTION DER REGELZONE APG

Eine Speicherung der elektrischen Leistung auf dem Weg von den Erzeugern zu den Verbrauchern ist nicht möglich. Die Erzeugung von elektrischer Leistung muss daher zu jedem Zeitpunkt dem momentanen Energieverbrauch entsprechen. Ein Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch im europäischen ENTSO-E-Übertragungsnetz führt zu Abweichungen der Netzfrequenz von 50 Hz

mit der Gefahr von Systemstörungen bis hin zu großflächigen Netzausfällen.

Das ENTSO-E-Netz ist aus technisch-organisatorischen Gründen in Regelzonen gegliedert, wobei jeweils ein Regelzonenführer für das elektrische Gleichgewicht dieser voneinander messtechnisch abgegrenzten Beobachtungsbereiche verantwortlich ist. Er bedient sich dabei bestimmter Kraftwerke, die mit ihrer aktivierten Regelleistung die Ungleichgewichte zwischen Erzeugung und Verbrauch laufend ausgleichen (dies funktioniert im Prinzip wie ein Tempomat im Auto für eine konstante Geschwindigkeit; im Stromsystem wird jedoch die Netzfrequenz von 50 Hz möglichst exakt und konstant gehalten).

Als Regelzonenführer hat die APG damit die Verantwortung für das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch im Elektrizitätssystem in Österreich. Die benötigten Reserven zur Erbringung der Leistungs-/Frequenzregelung werden von der APG mittels Ausschreibungen von Erzeugern (Kraftwerksgesellschaften) beschafft. Dementsprechend hat die APG zusätzlich zu den genannten Aufgaben als Übertragungsnetzbetreiber gemäß ElWOG auch Pflichten als Regelzonenführer (ElWOG § 23):

- Bereitstellung der Systemdienstleistung (Frequenz-/Leistungsregelung), entsprechend den technischen Regeln der ENTSO-E

- physikalischer Ausgleich zwischen Aufbringung und Bedarf in dem von der APG abzudeckenden Bereich der Regelzone

- Einholung von Angeboten für Regelenergie mittels Ausschreibung und Erstellung der Abrufreihenfolge

- Durchführung von Maßnahmen zur Überwindung von Engpässen (so genanntes Engpassmanagement)

EE wie Windkraft und PV sind dargebotsabhängige Erzeugungsformen, die nur dann Strom erzeugen, wenn die entsprechenden Bedingungen vorherrschen (Winddargebot

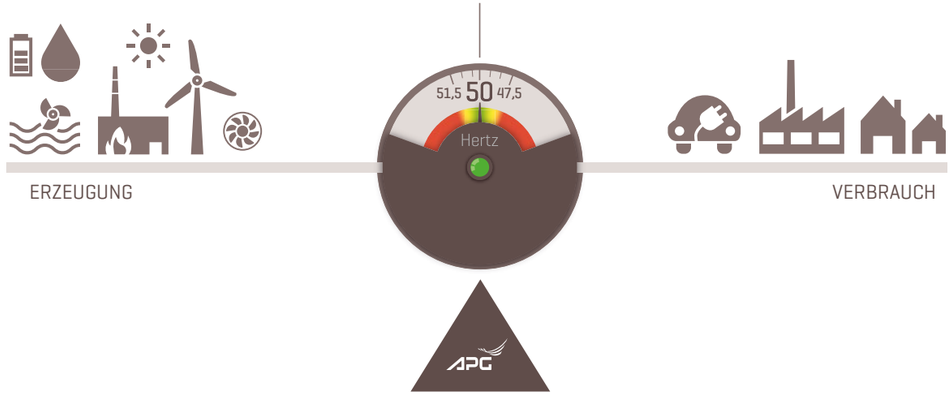


Abb. 6: Aufrechterhaltung des Leistungsgleichgewichts und der konstanten Netzfrequenz von 50 Hz

und Sonnenschein). Deshalb sind hier die Genauigkeit der Einspeiseprognosen und die Ausregelung bei Prognoseabweichungen besonders wichtig. Durch markant zunehmende volatile Erzeuger (EE) werden die systemtechnischen Anforderungen an die Leistungs-/Frequenzregelung zukünftig steigen.

Als Mitglied der ENTSO-E hat die APG Verpflichtungen, die einen sicheren überregionalen Betrieb des europäischen ENTSO-E-Netzes, die gemeinsame koordinierte Reservehaltung und die abgestimmte Abwicklung von regelzonenüberschreitenden Stromgeschäften gewährleisten sollen. Die APG ist dafür verantwortlich, dass der Netzbetrieb der Partnernetze nicht unzulässig gestört oder beeinträchtigt wird. Für diese Aufgaben sind ebenfalls ausreichende Netzkapazitäten erforderlich.

2.2.3 TECHNISCH-ORGANISATORISCHE REGELN UND ALLGEMEINE NETZBEDINGUNGEN DER APG

Die technisch-organisatorischen Regeln (TOR) stellen ein mehrteiliges und umfassendes nationales technisches Regelwerk dar, welches von der E-Control in Zusammenarbeit mit den Netzbetreibern erarbeitet wurde. Der Inhalt dieses Werks richtet sich gleichermaßen an die Betreiber aller Übertragungs- und Verteilernetze sowie an sämtliche Netzbenutzer. Die Verpflichtung für einen sicheren Netzbetrieb und die Einhaltung der vorgeschriebenen Regeln sind für den Netzbetrieb, d.h. für die APG als Übertragungsnetzbetreiber, obligatorisch. Die in den TOR festgelegten Vorschriften sind einzuhalten. Die folgenden Regeln sind in diesem Zusammenhang besonders wichtig:

→ Erfüllung des (n-1)-Kriteriums

→ Einhaltung von Spannungsgrenzen

→ Einhaltung der Netzfrequenz

Außerdem sei hier noch erwähnt, dass neben den TOR die Allgemeinen Netzbedingungen der APG (veröffentlicht auf www.apg.at) vorliegen, welche in Ergänzung der zwingenden gesetzlichen und behördlichen Vorgaben die Rechtsverhältnisse der APG bezüglich Netzanschluss und Netznutzung bzw. Netzverbund und Netzkooperation regeln. Derzeit werden auf europäischer Ebene so genannte Network-Codes seitens der Übertragungsnetzbetreiber erstellt, in welchen netzbetriebliche und Anschlussvorschriften für Europa festgelegt und somit vereinheitlicht werden sollen. Zukünftig werden diese Network-Codes als europäisch verpflichtendes Regelwerk die bestehenden TOR und Allgemeinen Netzbedingungen teilweise ablösen. Nach derzeitigem Zeitplan sollen die ersten zukünftigen Network-Codes Ende 2014 vorliegen.

2.2.4 DAS (N-1)-SICHERHEITSKRITERIUM

Das (n-1)-Kriterium[1] besagt im Wesentlichen, dass es bei Ausfall eines Elements der Stromversorgung – also z.B. eines Leitungssystems oder eines Transformators – zu keiner Beeinträchtigung des Netzbetriebs, zu keinen Folgeausfällen im Erzeugungs- oder Netzbereich und zu keiner Versorgungsunterbrechung kommen darf. Die Einhaltung dieses Kriteriums ist die wichtigste Voraussetzung für die Gewährleistung der geforderten hohen Versorgungssicherheit im Übertragungsnetz und für die Versorgung der Kunden. Es findet generell im Betrieb der europäischen Übertragungsnetze Anwendung.

Die Einhaltung der (n-1)-Sicherheit ist in den österreichischen Marktregeln (TOR gemäß ElWOG) verpflichtend vorgeschrieben und somit auch verpflichtende Grundlage für die Netzausbauplanung der APG.

In **Abbildung 7** ist das (n-1)-Kriterium anhand einer einzeln betrachteten Übertragungsleitung dargestellt. Im oberen Teil der Abbildung haben beide Systeme der Leitung eine Auslastung von 50 %, bezogen auf die thermische Grenzleistung (die maximale Stromtragfähigkeit der Leiterseile). Beim Ausfall eines Systems kann das zweite System die Übertragung der Leistung des ausgefallenen Systems übernehmen und wird mit 100 % ausgelastet.

[1] Die exakte Definition des (n-1)-Kriteriums findet sich im Teil A der TOR für Betreiber und Benutzer von Übertragungs- und Verteilernetzen gemäß ElWOG, einsehbar unter www.e-control.at.

Sind die beiden Systeme stärker belastet, wie in **Abbildung 8** mit jeweils 80 % dargestellt, so handelt es sich um einen gefährdeten Betrieb – das (n-1)-Sicherheitskriterium ist verletzt. Beim Ausfall eines Systems würde das zweite System zwar zunächst die gesamte Leistung übernehmen, es würde jedoch dadurch selbst mit 160 % überlastet und durch Schutzmaßnahmen abgeschaltet werden. Weitere Folgeausfälle und eine Versorgungsunterbrechung sind die Folge.

Um die (n-1)-Sicherheit einhalten zu können, dürfen einzelne Leitungen im vermaschten Übertragungsnetz abhängig von der Netztopologie in der Regel zu 50 % bis maximal 70 % ausgelastet werden – die restliche Stromtragfähigkeit muss als Reserve für Ausfälle vorgehalten werden. Für die vorliegende Topologie des APG-Übertragungsnetzes hat sich als (n-1)-Grenze der 60-%-Wert der thermischen Belastungsgrenze als durchschnittlich geeigneter Wert herausgestellt.

Treten Leitungsbelastungen über der (n-1)-Sicherheitsgrenze auf bzw. ist eine solche Gefährdung der Versorgungssicherheit absehbar, müssen die Leitungsbelastungen vom Netzbetreiber mithilfe von Engpassmanagement entsprechend reduziert werden.

2.2.5 NEP LT. ELWOG

Gemäß § 37 ElWOG 2010 sind Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, jedes Jahr der Regulierungsbehörde einen zehnjährigen NEP zur Genehmigung vorzulegen, welcher die erforderlichen Netzausbauprojekte im Übertragungsnetz der APG auf den Netzebenen 1, 2 und 3 im gesetzlich festgelegten zehnjährigen Planungszeitraum darstellt. Damit informiert die APG alle Netzbenutzer und Stakeholder darüber, welche wichtigen Übertragungsinfrastrukturen in den nächsten zehn Jahren in ihrem Netz ausgebaut werden müssen. Der NEP enthält eine Auflistung bereits beschlossener Investitionen und Projekte, die binnen der nächsten drei Jahre verpflichtend umzusetzen sind. Darüber hinaus ist im NEP die weitere Netzplanung für die kommenden zehn Jahre dargestellt.

Der NEP und die darin definierten Projekte/Maßnahmen werden von der E-Control per Bescheid genehmigt. Voraussetzung dafür ist der Nachweis der technischen Notwendigkeit sowie die Angemessenheit und Wirtschaftlichkeit der Investitionen.

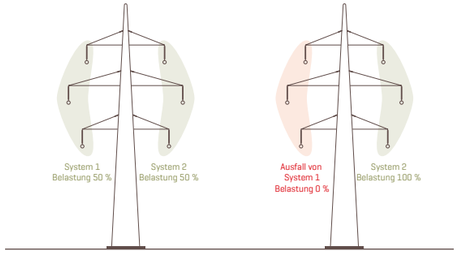


Abb. 7: Einhaltung des (n-1)-Kriteriums am Beispiel einer einzelnen Übertragungsleitung

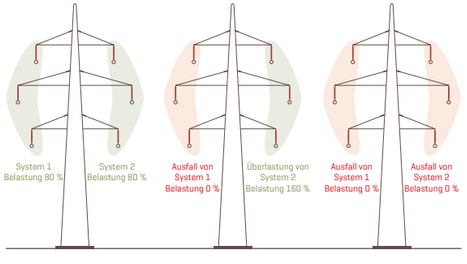


Abb. 8: Konsequenzen in der Verletzung des (n-1)-Kriteriums, weitere Folgeausfälle treten auf

Der NEP 2012 mit dem Planungszeitraum 2013 bis 2022 wurde von der APG Ende August 2012 bei der E-Control eingereicht und von der Regulierungsbehörde per Bescheid genehmigt. Die jeweils aktuelle NEP-Fassung ist auf der Webseite der APG (www.apg.at) veröffentlicht. Die aktualisierte Version als NEP 2013 (Planungszeitraum 2014 bis 2023) wird bis Ende 2013 genehmigt und veröffentlicht.

2.3 STROMVERSORGUNG IN ÖSTERREICH

Im Folgenden wird auf die wichtigsten energiewirtschaftlichen Einflussfaktoren (Kraftwerkspark, Entwicklung Stromverbrauch, Import-/Exportverhalten etc.) auf das Übertragungsnetz eingegangen.

2.3.1 AUSBAUZUSTAND DES ÖSTERREICHISCHEN KRAFTWERKSPARKS

Der österreichische Kraftwerkspark ist, wie bereits dargestellt, von einem historisch gewachsenen hydrothermischen Verbund geprägt. Seit 1947 hat die installierte Leistung von 1,7 GW auf rd. 22,6 GW im Jahr 2011 zugenommen, alleine im Zeitraum 2001 bis 2011 betrug der Zuwachs an installierter Leistung ca. 24 %. Der bei Weitem überwiegende Anteil des in Österreich erzeugten Stroms stammt aus den neuen EE und aus Wasserkraft.

Die in Österreich installierte Kraftwerksleistung beträgt mit Stand[1] Dezember 2011 bei Laufwasserkraftwerken 5,4 GW (24 % der installierten Gesamtleistung), 7,8 GW bei Speicherkraftwerken (34 %), 7,7 GW bei thermischen Kraftwerken (34 %) sowie 1,7 GW bei EE (8 % Wind/PV/Biomasse) – vgl. **Abbildung 9** rechts. Gegenüber 2001 bedeutet das eine deutliche Zunahme der installierten

[1] Zuletzt verfügbare Daten von E-Control.

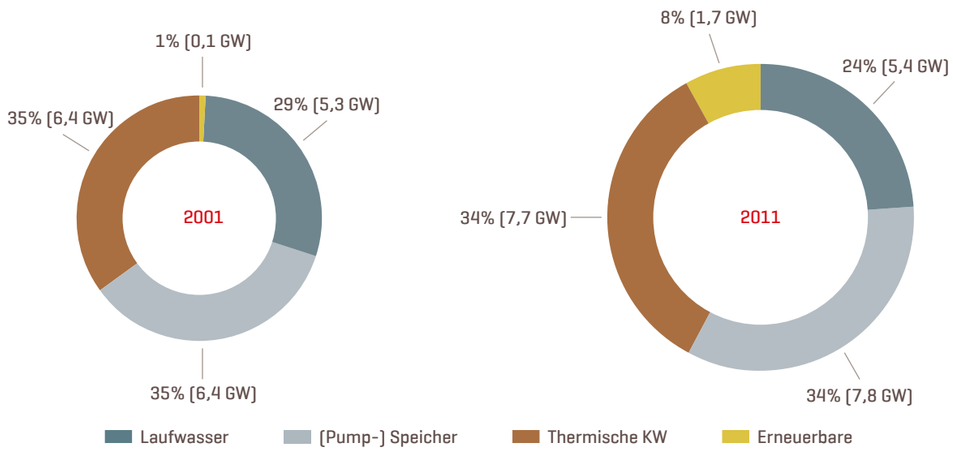


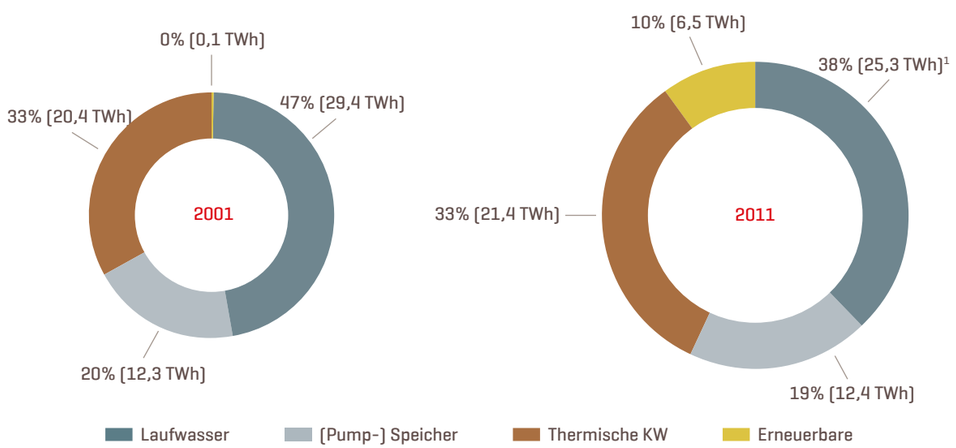
Abb. 9: Installierte Kraftwerksleistung und Erzeugungsmix in Österreich 2001 (18,2 GW) und 2011 (22,6 GW); d.h. Steigerung der installierten Leistung um 24,2 % (v.a. EE, PSP- und therm. Kraftwerke)

EE-Erzeugung (Wind/PV/Biomasse). Seit der Veröffentlichung des APG-Masterplans 2009 bis 2020 im Jahr 2009 sind über 600 MW Wasserkraft, mehr als 130 MW PV und über 300 MW Windkraft in Betrieb gegangen (Quellen: E-Control, Photovoltaic Austria, IG Windkraft).

Auch bei der 2011 erzeugten Energiemenge in TWh ist die Zunahme der Erzeugung aus Windkraft, PV und Biomasse gegenüber 2001 auf nunmehr 10 % der Jahreserzeugung deutlich zu erkennen. Gemeinsam mit dem Kraftwerkseinsatz nach betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten im Strommarkt kommt es durch den EE-Ausbau zunehmend zu einer Veränderung des Erzeugungsmixes (in TWh) in Österreich **(siehe Abbildung 10)**.

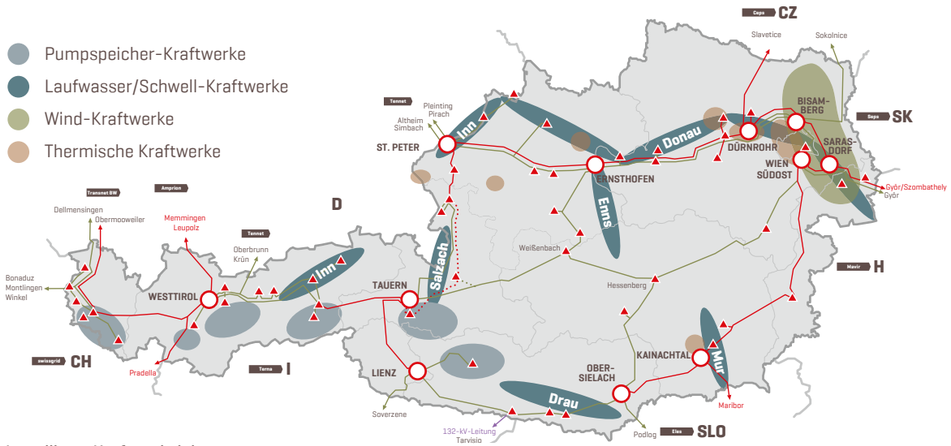
Ein Vergleich von **Abbildung 9** mit **Abbildung 10** zeigt zudem den Effekt der Grundlasterzeugung am Beispiel der Laufwasserkraft – mit 24 % der installierten Leistung werden auf Jahressicht 38 % der elektrischen Energie erzeugt. Bei EE (Wind/PV/Biomasse) zeigt sich umgekehrt die Auswirkung der weitaus geringeren Volllaststunden – hier werden von 8 % der installierten Gesamtleistung 10 % der Stromerzeugung generiert.

Ein weiteres Spezifikum der österreichischen Erzeugungsstruktur ist aufgrund der Topografie die regionale Konzentration der verschiedenen Kraftwerkstypen **(vgl. Abbildung 11)**. Die Laufwasserkraftwerke befinden sich entlang der großen Flüsse (z.B. Donau, Inn, Drau), die Speicherkraftwerke wiederum hauptsächlich im Zentralalpenraum (in Westkärnten, im südlichen Salzburg sowie in Tirol und Vorarlberg). Während die meisten thermischen Kraftwerke nahe den großen Verbraucherzentren Wien, Linz und Graz liegen, konzentrieren sich rd. 94 % der Windkraft aufgrund der besonders günstigen Windverhältnisse auf Niederösterreich und das Burgenland (gesamt 1.378 MW, Stand Ende 2012, Quelle: IG Windkraft). Ein Boom des Windkraftausbaus war von



[1] Bedingt durch eine extrem schlechte Wasserführung kam es 2011 im Vgl. zu 2001 zu einer verminderten Erzeugung aus Laufwasserkraft.

Abb. 10: Jahreserzeugung in Österreich 2001 (62,2 TWh) und 2011 (65,6 TWh); Steigerung um 5,5 %



Installierte Kraftwerksleistung
im Süden & Westen der Regelzone APG
(Tirol, Salzburg, Kärnten, Steiermark & Vorarlberg)

Erzeugung: rd. 10.600 MW
Pumpleistung: rd. 2.300 MW
Last: rd. 4.500 MW

Installierte Kraftwerksleistung
im Norden & Osten der Regelzone APG
(Wien, NÖ, OÖ, Burgenland)

Erzeugung: rd. 11.300 MW
Last: rd. 5.500 MW

Abb. 11: Übersicht der installierten Kraftwerksleistung in der Regelzone APG

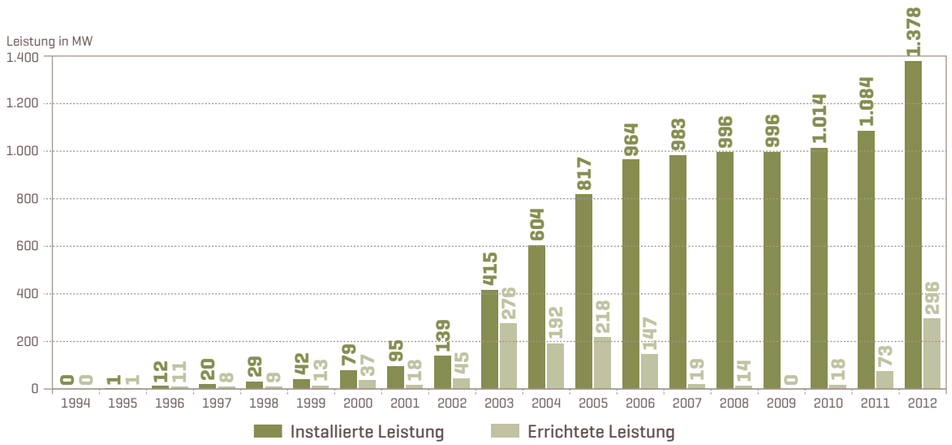


Abb. 12: Installierte Windkraftleistung und jährlicher Zubau (Datenquelle: IG Windkraft)

2003 bis 2006 zu verzeichnen, danach stagnierte er. Mit dem neuen Ökostromgesetz 2012 erfolgt nun aber ein weiterer Ausbauschub. So sind alleine im Jahr 2012 rd. 300 MW dazugekommen, wobei dies erst den Anfang der zweiten Boomphase darstellt **(siehe Abbildung 12)**. Derzeit bekannte Windparkprojekte lassen einen weiteren Zubau von rd. 3 GW Windkraft bis 2018 erwarten (v.a. in Niederösterreich und im Burgenland).

2.3.2 AUSBAUZUSTAND DES APG-NETZES

Die APG betreibt das österreichische Übertragungsnetz mit den Spannungsebenen 380/220/110 kV. Das APG-Netz bildet das Rückgrat der heimischen Stromversorgung und sichert mit Kuppelleitungen die internationale Anbindung an das europäische Übertragungsnetz. Großkraftwerke, die 110-kV-Verteilernetze, die ÖBB und einzelne große Industrieanlagen sind direkt an das APG-Netz angeschlossen. Das Übertragungsnetz der APG ist historisch gewachsen und besteht aus älteren 220-kV-Leitungen sowie leistungsfähigen 380-kV-Leitungen, die ab ca. 1975 in Betrieb genommen wurden. Der aktuelle Ausbauzustand des APG-Netzes (Stand 2012) ist aus **Abbildung 13** ersichtlich.

Zentrale Basis aller Ausbauüberlegungen ist die rasche Schließung des leistungsfähigen 380-kV-Rings, der mit der Anbindung aller großen Verbraucherzentren und Kraftwerksstandorte sowie den Kuppelleitungen das Kernstück des APG-Netzes darstellt (siehe dazu Kap. 2.4). Für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und eine optimale Betriebsführung sind die derzeit noch

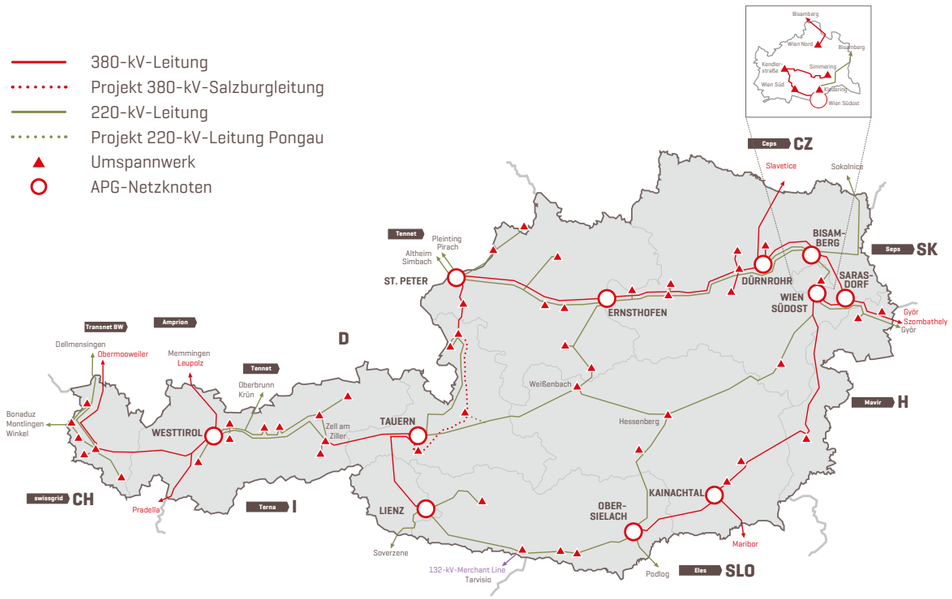


Abb. 13: Österreichisches Übertragungsnetz, Ausbauzustand 2012

ausständigen Lückenschlüssen im 380-kV-Ring – im Zentralwesten die Salzburgleitung und im Süden die Verstärkung des Netzraums Kärnten – unerlässlich. Seit dem Erscheinen des Masterplans 2020 im Jahr 2009 konnten wichtige Verstärkungs- und Ausbauprojekte realisiert und in Betrieb genommen werden (siehe Abschnitt 4.2). Derzeit verfügt das gesamte APG-Netz über 3.424 Trassen-km, auf denen 6.776 km Leitungssysteme geführt werden **(vgl. Tabelle 1)**.

Spannungsebene	Trassenlänge	Systemlänge
380 kV	1.150 km	2.373 km
220 kV	1.614 km	3.219 km
110 kV	660 km	1.184 km
Summe		
380/220/110 kV	**3.424 km**	**6.776 km**

Tabelle 1: Trassen- und Systemlänge des APG-Netzes nach Spannungsebenen (Stand: Ende 2012)

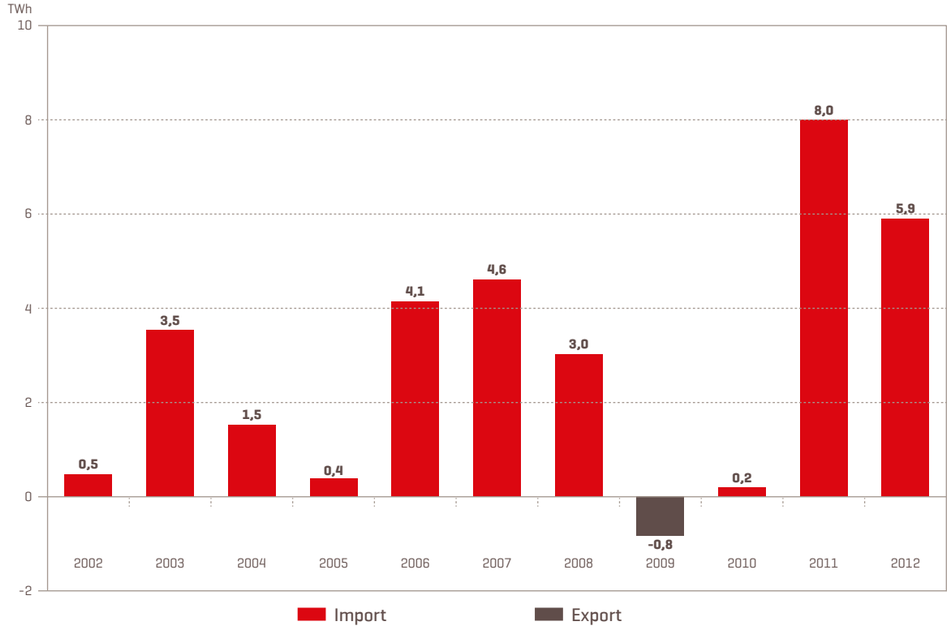


Abb. 14: Jährlicher Import-/Exportsaldo (TWh) der Regelzone APG von 2002 bis 2012 (APG-Daten)

2.3.3 AKTUELLE IMPORT- UND EXPORTSITUATION

Mit Ausnahme des Jahres 2009 (durch die Auswirkungen der Wirtschaftskrise) war die Regelzone APG in den letzten Jahren Nettoimporteur von elektrischer Energie **(siehe Abbildung 14)**. Dieser Trend verstärkte sich durch die Integration der Regelzonen TIWAG-Netz (Tiroler Wasserkraft AG) und VKW-Netz (Vorarlberger Kraftwerke AG) in die Regelzone APG ab dem Jahr 2011. Im Jahr 2012 lag der Import-/Exportsaldo bei rd. 6 TWh. Die jährlichen Schwankungen im Import-/Exportsaldo sind im Wesentlichen von den beiden Faktoren Marktverhalten (Börsenpreise) und – mit dem hohen Wasserkraftanteil im österreichischen Erzeugungspark – Wasserführung bestimmt.

Vergleicht man die maximalen Export-/Importwerte über die letzten Jahre, so ergibt sich eine wachsende Bandbreite – tendenziell weiter steigend durch den zunehmenden Stromhandel sowie den Zubau von EE und Kraftwerken **(siehe Abbildung 15)**. Steigende Import- und Exportmaxima gehen jedoch mit steigenden Netzbelastungen einher, da diese Leistungen im Übertragungsnetz zu transportieren und zu bewältigen sind.

Im europäischen Vergleich war Österreich mit einem Jahresimport 2011 von in Summe ca. 26 TWh der viertgrößte Importeur (zusammen mit in Summe rd. 18 TWh Exporten ergibt sich der Jahresimport-/Jahresexportsaldo von 8 TWh). Während Frankreich mit rd. 64 TWh der größte

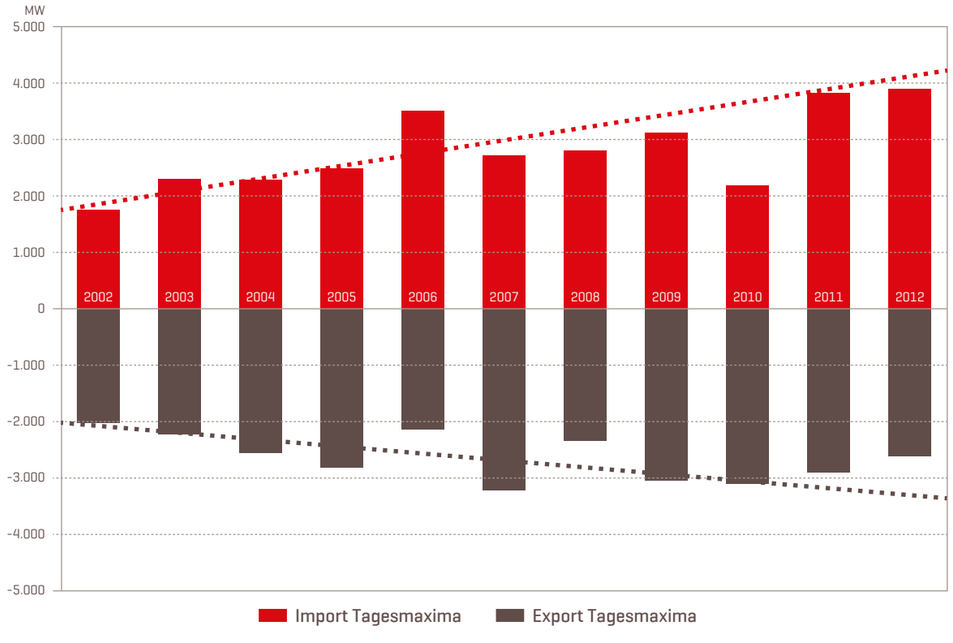


Abb. 15: Höchster jährlicher Import- bzw. Export-(Regler-)Wert in MW im Jahresvergleich ab 2002 (Regelzone APG; Datenquelle: APG)

europäische Exporteur ist, stellt Italien mit rd. 47 TWh den größten Importeur dar (Daten von der ENTSO-E 2011).

2.3.4 ENTWICKLUNG DES STROMVERBRAUCHS

In den letzten Jahren vor der Finanz- u. Wirtschaftskrise lagen die Steigerungsraten des österreichischen Stromverbrauchs bei ca. 2 bis 2,5 % pro Jahr **(siehe Abbildung 16)**. Da der Stromverbrauch in erster Linie an die aktuelle Wirtschaftsentwicklung gekoppelt ist, kam es im Zuge der Wirtschaftskrise in den Jahren 2008/2009 zu einem Rückgang des Verbrauchs. In den Folgejahren ab 2010 war durch Beschleunigungseffekte wieder ein Anstieg des Stromverbrauchs zu verzeichnen. Zuletzt lag der österreichische Inlandsstromverbrauch bei 68,8 TWh im Jahr 2011.

2.4 DER 380-KV-RING GEWINNT ZUNEHMEND AN BEDEUTUNG

Das 380-kV-Ringkonzept wird bereits seit den 1970er-Jahren verfolgt. Dabei handelt es sich um ein sicheres und umweltschonendes Konzept für eine nachhaltige Stromversorgung in Österreich. Die Entscheidung dafür beruht auf dem Ziel der größtmöglichen Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit. Mit dem 380-kV-Ring wurde ein neues Rückgrat für die Versorgungssicherheit in Österreich geplant, das die zukünftigen Anforderungen optimal erfüllen kann.

Die möglichst rasche Schließung des 380-kV-Rings ist die zentrale Basis der APG-Netzausbauplanung. Der 380-kV-Ring besteht im Norden aus der Donauschiene und der Verbindung Dürnrohr – Wien-Südost, im Osten aus der Burgenland- und Steiermarkleitung sowie der Verbindung Kainachtal – Obersielach. Neben dem noch erforderlichen Lückenschluss im Netzraum Kärnten und im Zentralwesten mit der Salzburgleitung besteht eine 380-kV-Verbindung im Bereich der Zentralalpen bzw. der Speicherkraftwerksregionen (Leitung Lienz – Tauern – Zell/Ziller sowie im Westen von Tirol bis Vorarlberg). Der 380-kV-Ring bindet alle großen Verbraucherzentren und Kraftwerksstandorte ein. Neben der Anbindung von Westösterreich sind wichtige Kuppelleitungen zu den Übertragungsnetzen der Nachbarstaaten ebenfalls mit dem 380-kV-Ring verbunden.

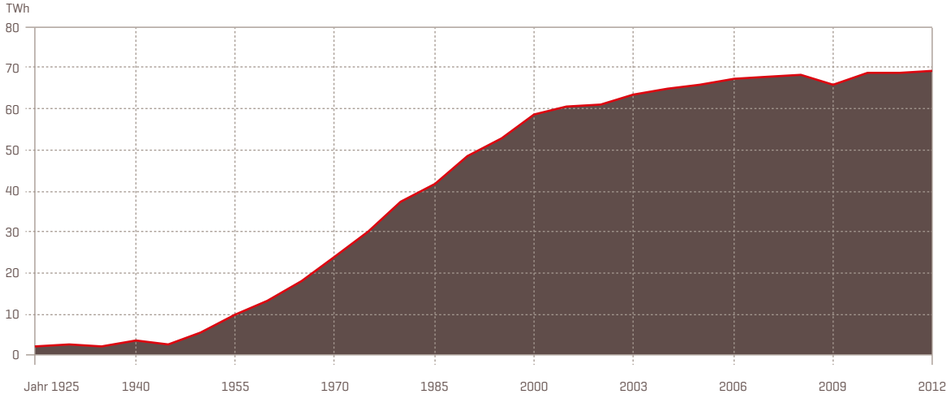


Abb. 16: Historische Entwicklung des österreichischen Stromverbrauchs (TWh; Quelle: E-Control)

Die letzten umgesetzten Meilensteine zur Vervollständigung des 380-kV-Rings sind die Steiermarkleitung (Inbetriebnahme 2009) und die Inbetriebnahme des ersten Abschnitts der Salzburgleitung zwischen dem Netzknoten St. Peter und dem UW Salzburg im Jahr 2011 (UVP-genehmigter 220-kV-Zwischenbetriebszustand bis zur Inbetriebnahme der 380-kV-Salzburgleitung St. Peter – Tauern).

Wie aus **Abbildung 17** ersichtlich, ist der 380-kV-Ring derzeit an zwei Stellen noch nicht geschlossen.

→ Im Zentralwesten: Nach der Inbetriebnahme (220-kV-Zwischenbetrieb) der ersten Ausbaustufe der Salzburgleitung zwischen dem Netzknoten St. Peter und dem UW Salzburg fehlt nunmehr der 380-kV-Lückenschluss mit der 380-kV-Verbindung Netzknoten St. Peter – Netzknoten Tauern. Gemäß der Ausbauplanung aus dem Jahr 2004 sollte die Leitung bereits 2013 in Betrieb genommen werden, aufgrund massiver Verzögerungen im Planungs- und Genehmigungsprozess ist aber mit einer vollständigen Inbetriebnahme dieses wichtigen Teilstücks frühestens im Jahr 2019 zu rechnen.

→ Im Süden: Der Netzraum Kärnten ist derzeit durch eine 220-kV-Leitung zwischen Kärnten (Netzknoten Obersielach) und Osttirol (Netzknoten Lienz) verbunden. Der 380-kV-Ringschluss im Süden Österreichs ist ein wesentlicher Teil der strategischen Langfristplanung im Masterplan 2030 (siehe dazu Kapitel 4).

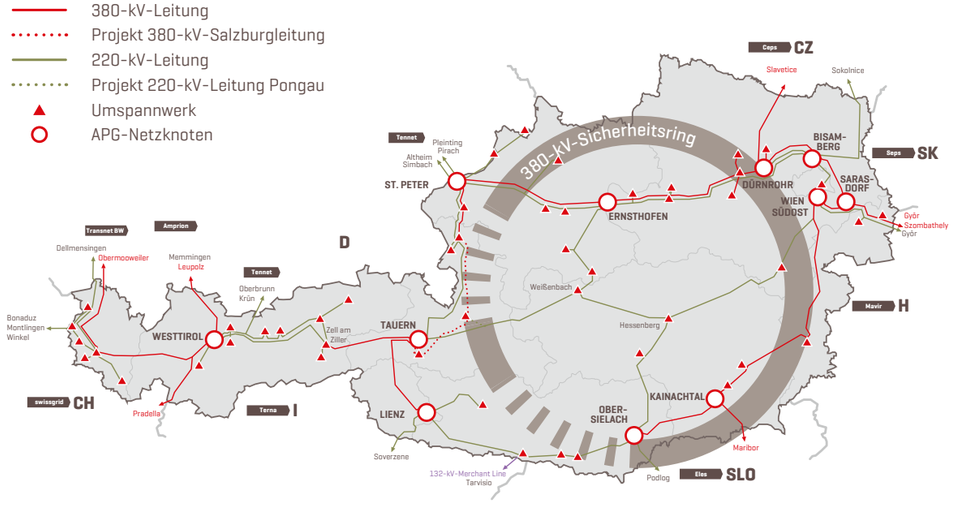


Abb. 17: Der geplante österreichische 380-kV-Ring (Ausbauzustand 2012)

3. ANALYSE DER ENERGIEWIRTSCHAFTLICHEN ENTWICKLUNG BIS 2030

Seit der erstmaligen Erstellung und Veröffentlichung des APG-Masterplans 2009 bis 2020 im Jahr 2009 haben sich einige Rahmenbedingungen und Einflussparameter verändert bzw. haben sich laufende Prozesse beschleunigt (z.B. EE-Ausbau). Im Folgenden wird daher nicht nur die energiewirtschaftliche Entwicklung bis 2030 analysiert, sondern auch auf Veränderungen und deren Auswirkungen eingegangen.

3.1 ÜBERGEORDNETE EUROPÄISCHE ZIELE DER EU

Die EU hat sich im Rahmen des Kyoto-Protokolls[1] zu weitreichenden Maßnahmen bzw. Emissionsbeschränkungen verpflichtet, um dem drohenden Klimawandel – einer der größten Herausforderungen unserer Zeit – zu begegnen. Gleichzeitig ist die EU aber auch bestrebt, die Stromversorgung für den europäischen Wirtschaftsstandort und die Bevölkerung im Sinne hoher Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und Nachhaltigkeit langfristig abzusichern sowie die Abhängigkeit von Primärenergieimporten zu verringern. Die Maßnahmen, die zu diesen Zielen führen sollen, stimmen mit den Zielen und Handlungsschwerpunkten im Climate Action Plan überein. Der Climate Action Plan definiert die so genannten 20-20-20-Ziele der EU für die Bereiche Treibhausgasemissionen, EE und Energieverbrauch.

[1] Mit dem Beschluss des Kyoto-Protokolls wurden wesentliche Schritte gesetzt, um den Klimaschutz weltweit nachhaltig voranzutreiben. Diese – ursprünglich bis Ende 2012 verpflichtend umzusetzende – Vereinbarung wurde im Zuge der Doha-Konferenz im Jahr 2012 bis zum Jahr 2020 verlängert.

3.1.1 DIE 20-20-20-ZIELE

Die 20-20-20-Ziele wurden von der EU ursprünglich im Jahr 2007 verabschiedet und im Rahmen der EU-Energiestrategie „Energy 2020 – A strategy for competitive, sustainable and secure Energy" im November 2010 angepasst. Dabei wurden Prioritäten für den Bereich Energie und die Energieinfrastruktur für die nächsten zehn Jahre definiert, um den wachsenden Herausforderungen hinsichtlich Energieeinsparung und -effizienz, Märkten, Versorgungssicherheit und zukunftsweisenden Technologien gerecht zu werden.

Bis zum Jahr 2020 sehen die 20-20-20-Ziele auf europäischer Ebene vor:

- Reduktion der Treibhausgasemissionen um zumindest 20 % gegenüber 1990
- Erhöhung der EE-Erzeugung (Wind/PV/Biomasse etc.) auf 20 % der EU-Gesamtenergieproduktion
- Senkung des Energieverbrauchs um 20 %, bezogen auf das voraussichtliche Niveau von 2020 durch die Erhöhung der Energieeffizienz in allen Bereichen (Verkehr, Wärme, Elektrizität etc.)

Die EU hat damit weltweit eine Vorreiterrolle eingenommen. Ausgehend von den genannten Zielen, wurden zur Sicherstellung der Umsetzung in einem zweiten Schritt länderspezifische Zielvorgaben – auf der Basis von Bruttosozialprodukt, Potenzial und aktuellem Entwicklungsstand – für die einzelnen EU-Mitgliedsstaaten festgesetzt. Für Österreich ergeben diese Berechnungen eine zu erreichende CO_2-Reduktion von 16 % und eine Steigerung des EE-Anteils von derzeit rund 31 % auf 34 % des prognostizierten Endverbrauchs für 2020 (Quelle: Umweltbundesamt).

3.1.2 ENERGIEEFFIZIENZ

Nach Schätzungen der EU-Kommission werden die in der Vergangenheit definierten Energieeffizienzziele mit den bisherigen Maßnahmen nicht zu erreichen sein. Um dem entgegenzuwirken, wurden Effizienzkonzepte und -maßnahmen für die gesamte Energiekette definiert. Im Juni 2010 wurde das Energieeffizienzziel seitens des Europäischen Rats als vorrangiges Ziel der EU bestätigt. Im März 2011 hat die EU den EEP mit neuen Impulsen zur Zielerreichung vorgelegt. Der EEP beinhaltet Maßnahmen für weitere Einsparungen bei der Energieversorgung und -nutzung. Dabei sollen bestimmte Aspekte des EEP mittels einer Richtlinie in verbindliche Maßnahmen übergeführt werden.

Am 25. Oktober 2012 wurde die Energieeffizienzrichtlinie (2012/27/EG) erlassen und damit ein gemeinsamer Rahmen für Maßnahmen zur Förderung von Energieeffizienz innerhalb der EU geschaffen. Unter anderem ist die Einführung eines Energieeffizienzverpflichtungssystems mit entsprechendem Monitoring der Fortschritte vorgesehen. Damit soll sichergestellt werden, dass das vorgegebene Energieeffizienzziel von 20 % bis 2020 erreicht wird. Die einzelnen Mitgliedsstaaten müssen die Richtlinie bis Mitte 2014 in nationales Recht umsetzen.

3.1.3 INTEGRIERTER EUROPÄISCHER STROMMARKT

Im Rahmen der 2010 veröffentlichten EU-Energiestrategie wird auch die Schaffung eines „wahrhaften, europaweit integrierten Energiemarkts" als prioritäres Ziel definiert. Derzeit wird der Binnenmarkt seitens der EU noch als zu fragmentiert angesehen. Das Potenzial bezüglich Transparenz, Marktzugang und Wahlmöglichkeiten sei noch nicht erschöpft. Weiters gebe es noch zu viele Hemmnisse für offenen und fairen Wettbewerb und die Umsetzung der Binnenmarktvorschriften sei bislang enttäuschend, wie in einer Studie[1] der TU Graz dargelegt wird. Zur Erreichung eines europaweit integrierten Strommarkts bis Ende 2014 soll gemäß der Zielsetzung des Europäischen Rats und der Kommission jeder EU-Mitgliedsstaat in den Binnenmarkt integriert sein. Dazu sollen die nachfolgend angeführten Maßnahmen beitragen:

- Fristgerechte und korrekte Durchführung der Binnenmarktvorschriften: Für die erfolgreiche Umsetzung eines integrierten Markts sind Maßnahmen bezüglich Market- Coupling, Entwicklung von Zielmodellen (für Strom und Gas), Netzkodizes und stabile Rahmenbedingungen, ergänzend zum bestehenden Regulierungsrahmen, auszuarbeiten.
- Ausarbeitung einer „Blaupause" für die europäische Energieinfrastruktur für den Zeitraum 2020 bis 2030: Damit sollen prioritäre Projekte (Strom und Gas), die für das Funktionieren des Binnenmarkts, die Integration von EE sowie die Gewährleistung der Versorgungssicherheit von hoher Relevanz sind, benannt werden können. Die Ausarbeitung der Blaupause des europäischen Strom- und Gasnetzes für den Zeitraum 2020 bis 2030 (die auch einen Ausblick bis 2050 enthalten soll) obliegt der ENTSO-E, ENTSO-G und der Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER).
- Straffung von Genehmigungsverfahren und Marktregeln für die Infrastrukturentwicklung: Es sollen gestraffte Genehmigungsverfahren für Projekte von „europäischem Interesse" eingeführt werden, die für mehr Transparenz auf lokaler, regionaler und nationaler Ebene sorgen sollen.
- Schaffung eines geeigneten Finanzierungsrahmens.

Bezüglich der im ersten Aufzählungspunkt genannten Netzkodizes – die für den Elektrizitätssektor von der ENTSO-E in Abstimmung mit ACER und durch öffentliche Konsultationen erstellt wurden – sind hier jene genannt, die vorrangig zur Umsetzung gelangen sollen. Bevor diese Network-Codes in den europäischen Rechtsrahmen übergeführt werden, erfolgen im Zuge von Komitologieverfahren in den Verwaltungs- und Expertenausschüssen der EU so genannte Impact-Assessments mit den Mitgliedsstaaten:

Connection Related Network Codes
Requirements for Generators (RfG)
Demand Connection Code (DCC)

System Operation Related Network Codes
Operational Security Network (OS)
Operational Planning & Scheduling (OPS)
Load Frequency Control & Reserves (LFCR)

Market Related Network Codes
Capacity Allocation & Congestion Management (CACM)
Forward Capacity Allocation (FCA)
Balancing Network Code (BAL)

[1] „Internationaler energiepolitischer und energiewirtschaftlicher Rahmen", Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der TU Graz, 2011

3.1.4 AUSBAU DER ÜBERTRAGUNGSNETZE

Zur langfristigen Erhaltung der Versorgungssicherheit, der Lebensqualität und eines funktionierenden Wirtschaftsstandorts Europa fordert die EU-Kommission von den Übertragungsnetzbetreibern vorausschauende Investitionen in den Ausbau der Netze, um für zukünftige Entwicklungen gerüstet zu sein. Neben den wachsenden Anforderungen durch den liberalisierten Strommarkt trägt besonders der beschleunigte EE-Ausbau dazu bei, dass die unabdingbar nötigen Netzausbauten beschleunigt zu realisieren sind. Daher werden auf europäischer Ebene entsprechende Anstrengungen unternommen, um die Rahmenbedingungen für Investitionen in den Ausbau der Netze zu verbessern.

Die EU-Kommission ist sich der Bedeutung des Netzausbaus im Zusammenhang mit der Erreichung der europäischen Klimaziele bewusst und versucht, diese entsprechend zu unterstützen:

- Deklaration vorrangiger Leitungskorridore in Europa
- finanzielle Förderung und Nennung von PCI
- Verbesserung und Beschleunigung der Genehmigungsverfahren

PCI zählen zu den vorrangigen Vorhaben und zeichnen sich durch wesentliche Auswirkungen auf das Funktionieren des Binnenmarkts, die Versorgungssicherheit oder die Erschließung von EE-Quellen aus. Bestimmte prioritäre Vorhaben – grenzüberschreitend oder mit erheblichen Auswirkungen auf grenzüberschreitende Transportkapazitäten – werden zu PCI erklärt und entsprechend gefördert (bisherige TEN-E-Förderung). In Österreich wurde beispielsweise die 380-kV-Salzburgleitung als TEN-E-Projekt anerkannt.

Da die bisherige TEN-E-Förderung nicht weitreichend genug bzw. in der Anwendung zu unflexibel war, wurde auf EU-Ebene das EIP erarbeitet. Das sind die künftigen Schwerpunkte dieses Programms:

- Beschleunigung von Energieinfrastrukturprojekten durch Verbesserung und Harmonisierung der nationalen Genehmigungsverfahren
- alternative Instrumente (z.B. Garantien) zur Finanzierung bestimmter Energieinfrastrukturprojekte
- Definition von rund 100 PCI, die periodisch aktualisiert werden

Dadurch soll die benötigte Realisierung wichtiger Netzinfrastrukturprojekte beschleunigt werden. Die Basis für die Projektauswahl bilden der TYNDP 2012 der ENTSO-E und die eingereichten Projektunterlagen der Übertragungsnetzbetreiber. Zudem hat sich die APG von Beginn an in diesem Prozess engagiert eingebracht. Im Oktober 2013 wurden von der Europäischen Kommission sieben Projekte des Masterplans 2030 als „Projekte von gemeinsamem Interesse" anerkannt und erhielten PCI-Status. Durch den Verordnungsstatus dieser europäischen Rechtsnorm ist sie unmittelbar in Österreich anwendbares Recht.

3.1.5 TYNDP DER ENTSO-E

Seit 2010 erstellt und veröffentlicht die ENTSO-E verpflichtend alle zwei Jahre den TYNDP, in welchem Netzausbau-PCI erfasst werden. Der TYNDP baut auf nationalen Ausbauplänen auf und bildet die koordinierte Ausbauplanung der ENTSO-E. Im Rahmen des TYNDP 2012 erfolgte die Erstellung von Szenarien, deren Auswirkungen auf das europäische Übertragungsnetz durch Marktmodelle und Leistungsflussberechnungen ermittelt wurden. Daraus resultierend, wurden die entsprechenden Netzausbauprojekte definiert, die ein Volumen von insgesamt rd. 52.300 km für Verstärkungen und Ausbauten im ENTSO-E-Übertragungsnetz ergeben (wobei Projekte auch mehrere Auslöser haben können). Besonders bemerkenswert ist, dass der größte Anteil davon durch den Ausbau und die Netzintegration von EE ausgelöst wird.

Mittlerweile wird bereits intensiv an der TYNDP-Version 2014 gearbeitet.

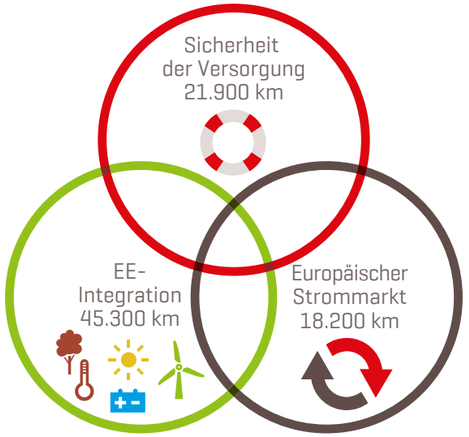


Abb. 18: Koordinierte Ausbauplanung der ENTSO-E im TYNDP12 gegliedert nach Auslöser (Projekte können auch mehrere Auslöser haben)

3.2 NATIONALE ZIELE ÖSTERREICHS

Die Republik Österreich hat ihre übergeordneten energiepolitischen Ziele zur Erreichung der europäischen Zielvorgaben zuletzt im Regierungsprogramm 2008 bis 2013 festgelegt. Österreich bekennt sich nicht nur zu einem liberalisierten Energiemarkt, sondern will auch verstärkt einseitige Abhängigkeiten von Energieimporten reduzieren, sich den Zugang zu Energiemärkten eröffnen und den Energiebinnenmarkt weiter intensivieren.

Allen Bürgern und Unternehmen soll eine sichere und leistbare Energieversorgung zur Verfügung stehen, da dies die Basis für ein nachhaltiges Wirtschaftswachstum und für sichere Arbeitsplätze bildet. Gleichzeitig soll auch eine effiziente Nutzung von EE erfolgen. Folgende Schwerpunkte sind im aktuellen Regierungsprogramm festgelegt:

Versorgungssicherheit und Ausbau des Höchstspannungsnetzes:

- Lückenschluss im österreichischen 380-kV-Höchstspannungsring (bis zum Ende der Legislaturperiode), um Engpässe und Risiken hinsichtlich der Versorgungssicherheit hintanzuhalten
- Optimierung der internationalen Anbindungen des österreichischen Höchstspannungsnetzes, Ausbau der transeuropäischen Projekte
- Verbesserung der rechtlichen Rahmenbedingungen für den Leitungsbau durch Verfahrensbeschleunigung und Stärkung der übergeordneten Interessen der Versorgungssicherheit
- Schaffung von Korridoren für Stromleitungen

Schwerpunkte zur Erreichung der 20-20-20-Ziele in Österreich:

- Rasche Umsetzung des „Masterplans Wasserkraft" (Wasserkraftpotenzialstudie Österreich – Endbericht, Pöyry Energy GmbH im Auftrag des VEÖ, 2008)
- Weiterer EE-Ausbau zur Nutzung vorhandener kosteneffizienter Potenziale
- Prüfung des optimalen und effizienten Einsatzes dezentraler Stromerzeugungsanlagen
- Steigerung der Energieeffizienz

Zur Erreichung der ambitionierten energiepolitischen Ziele und zur Setzung wichtiger Forschungs- und Technologieimpulse wurde in Österreich gemeinsam mit der heimischen Energiewirtschaft der mit 150 Mio. Euro jährlich dotierte Energie- und Klimaschutzfonds öffentlichen Rechts geschaffen.

Ziel des Energie- und Klimaschutzfonds ist es, einen wesentlichen Beitrag im Bereich der Energieforschung und -entwicklung für die Zielerreichung des EE-Anteils am Gesamtenergieverbrauch bis 2020 zu leisten. Konkret zielt der Fonds darauf ab, neue Technologien zur nachhaltigen Energieversorgung und zur effizienten Energienutzung zur wirtschaftlichen Reife zu bringen, die Marktdurchdringung zu unterstützen sowie die Versorgungssicherheit durch regional verfügbare Ressourcen zu erhöhen. Die Umsetzung des Energie- und Klimaschutzfonds soll auch den Wirtschaftsstandort und Österreichs führende Rolle in der Energie- und Umwelttechnologie stärken.

Es ist davon auszugehen, dass sich auch in kommenden Regierungsprogrammen die Schwerpunkte EE-Ausbau, Versorgungssicherheit, Ausbau des Höchstspannungsnetzes und Steigerung der Energieeffizienz wiederfinden werden.

3.3 ZUKÜNFTIGE ENTWICKLUNG DES STROMVERBRAUCHS

Bis vor einigen Jahren war die Entwicklung des Stromverbrauchs einer der wesentlichen Parameter für die langfristige Ausbauplanung der Übertragungsnetze. Durch den massiven Ausbau von EE und neuen Kraftwerken verliert der Stromverbrauch als Parameter für die Netzausbauplanung an Bedeutung.

3.3.1 ENTWICKLUNGEN AUF EUROPÄISCHER EBENE

Durch neue Technologien und die Ökologisierung des Energiesystems wird die Bedeutung einer sicheren Stromversorgung künftig weiter zunehmen. Dabei wird es zu Verschiebungen in Richtung des Stromsektors kommen, etwa durch die Förderung von Niedrigenergiehäusern mit

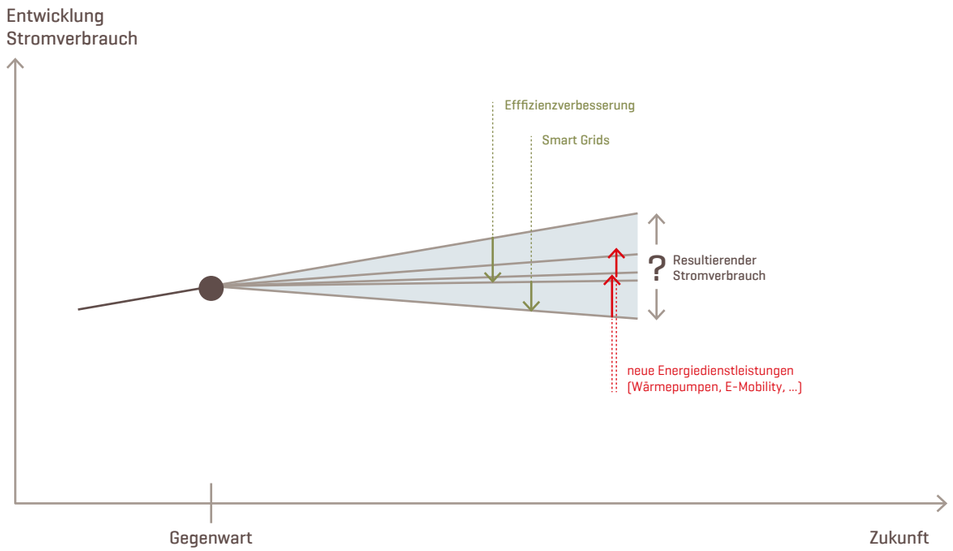


Abb. 19: Treibende Kräfte bei der Entwicklung des Stromverbrauchs

Wärmepumpen, Effizienzsteigerungen im Sektor Wärme bzw. Kühlung/Klimatisierung und durch die Etablierung der Elektromobilität (E-Mobilität). Diese Verschiebungen hin zum Stromsektor können – je nach Marktdurchdringung – trotz umfangreicher Bemühungen durch Effizienzsteigerungsmaßnahmen insgesamt zu einer Erhöhung des Stromverbrauchs beitragen. **Abbildung 19** zeigt die wichtigsten Einflussfaktoren und deren Auswirkungen auf die Entwicklung des Stromverbrauchs. Es wird abzuwarten sein, welche Komponenten dabei überwiegen werden.

Zur Ermittlung der zu erwartenden Stromverbrauchsentwicklung in den Ländern des Untersuchungsgebiets „ENTSO-E Continental Europe" wurden die von der EU-Kommission veröffentlichte Publikation „EU energy trends 2030 – Baseline Scenario (2010)", die Energiestrategie der Schweiz (BFE Schweiz 2011) und für Südosteuropa Daten der TU Wien herangezogen.

Bis 2020 ist für Westeuropa ein Anstieg des Stromverbrauchs von durchschnittlich 1,25 %/a zu erwarten, in den östlichen und südöstlichen Staaten Europas von durchschnittlich 1,7 %/a. Gegenüber den Annahmen, die dem Masterplan 2009 bis 2020 zugrunde lagen, stellt dies eine leichte Verflachung des Stromverbrauchsanstiegs dar.

Für die Jahre 2021 bis 2035 wird in den westeuropäischen Ländern eine Zuwachsrate des Stromverbrauchs von durchschnittlich 0,84 %/a, in den Staaten Ost- und Südosteuropas eine von durchschnittlich 1,25 %/a angenommen.

3.3.2 ENTWICKLUNGEN IN ÖSTERREICH

Zuletzt hatte Österreich im Jahr 2011 einen Stromverbrauch von 68,8 TWh (vgl. Kapitel 2.3.4) und Steigerungsraten, die über dem Durchschnitt von Westeuropa lagen. Für die Jahre 2011 bis 2020 wird unter Berücksichtigung von Effizienzsteigerungen ein jährlicher Verbrauchsanstieg von 1,3 %, für den Zeitraum bis 2030 von 0,8 %/a angenommen. Im Jahr 2030 ist demzufolge mit einem Verbrauch von rd. 84 GWh zu rechnen. Dies wurde auch dem LEIT-Szenario (siehe Kapitel 4.6) zur Berechnung der Anforderungen an das Zielnetz 2030 zugrunde gelegt.

Aufgrund der Wirtschafts- und Bevölkerungsentwicklung in einigen österreichischen Gebieten wird es zu regionalen Unterschieden kommen. D.h., dass in manchen Regionen auch mit einem höheren Verbrauchszuwachs zu rechnen ist (v.a. in den Ballungsräumen). Die vorliegenden Prognosen bedeuten gegenüber den Annahmen für die Verbrauchsentwicklung von 2021 bis 2030 im APG-Masterplan 2009 bis 2020 eine verringerte Verbrauchssteigerung, da eine zunehmende Implementierung von Effizienzsteigerungsmaßnahmen berücksichtigt wird (vgl. **Abbildung 16**: Abflachung der Kurve innerhalb der letzten zehn Jahre).

Wie eingangs erwähnt, spielt jedoch die Verbrauchsentwicklung im Vergleich zu den Entwicklungen auf der Erzeugungsseite (EE und neue Kraftwerke) eine untergeordnete Rolle in der Zielnetzplanung.

3.4 ZUKÜNFTIGE ENTWICKLUNG DER ERZEUGUNGSKAPAZITÄTEN

Im folgenden Abschnitt wird auf die Entwicklung der nationalen und europäischen Erzeugungsstrukturen mit dem forcierten EE-Ausbau und deren Einfluss auf die Netzausbauplanung eingegangen.

3.4.1 KRAFTWERKSTYPEN UND IHRE BEDEUTUNG FÜR DEN NETZBETRIEB

Aus Sicht eines Netzbetreibers wirken sich einzelne Kraftwerkstypen sehr unterschiedlich auf die Netzbelastung aus. Daher sind der Kraftwerksmix und die Erzeugungscharakteristika für die Prognosen der Netzbelastungen von entscheidender Bedeutung. Im Folgenden werden die unterschiedlichen Kraftwerkstypen und ihre Bedeutung für den Netzbetrieb erläutert.

Moderne thermische Kraftwerke (vor allem Gas- und Dampfkraftwerke; GuD) werden meist in Abhängigkeit

vom Strompreis gefahren. Sie haben deshalb eine marktpreisbedingte Erzeugung und weisen, die mögliche Geschwindigkeit der Leistungsänderungen betreffend, Einschränkungen auf. Typischerweise verfügen sie über Systeme zur Kraftwärmekopplung (Fernwärme). Moderne Gaskraftwerke sind sehr effizient und tragen, wenn sie bestehende ältere thermische Kraftwerke ablösen, zur CO_2-Reduktion bei.

Thermische Grundlastkraftwerke (Kohle, Öl, Kernkraft) fahren typischerweise einen bandförmigen Erzeugungsbetrieb (zum Teil auch im Hinblick auf eine vorhandene Wärmeauskopplung), decken die Grundlast des Verbrauchs und verursachen relativ konstante Leistungsflüsse. Aus Sicht des Netzbetreibers ergeben sich im Vergleich zu modernen GuD-Kraftwerken weniger dynamische Änderungen der Einspeiseleistungen.

Wasserlaufkraftwerke (inkl. Kleinwasserkraft) erzeugen typischerweise Grundlast. Die Erzeugung ist von der Wasserführung der Flüsse abhängig, bei starkem Hochwasser kann regional auch ein Totalausfall der Erzeugung drohen. Aus Sicht eines Netzbetreibers werden von Laufkraftwerken durch moderate Geschwindigkeiten bei den Änderungen der Einspeiseleistungen (Leistungsgradienten) eher grundlastähnliche Leistungsflüsse verursacht, die mit entsprechenden Methoden (Wetter- und Wasserführungsprognosen) relativ gut vorherzusehen sind. Sofern ein Schwellbetrieb möglich ist, kommt es zu Verlagerungen der Erzeugung in die Spitzenlastzeiten. Dadurch entsteht mehr Dynamik in den Netzbelastungen.

PSP-Kraftwerke sind sehr flexibel einsetzbar und werden daher zur Abdeckung des Bedarfs an Spitzenstrom und zur Netzregelung bzw. zur Bereitstellung von Ausgleichsenergie eingesetzt. PSP-Kraftwerke können zudem Strom (elektrische Energie) speichern – z.B. wenn überschüssige Wind- und PV-Erzeugung im Pumpbetrieb zum Füllen der Wasserspeicher verwendet wird. Aus Sicht eines Netzbetreibers ist der Einsatz von PSP-Kraftwerken zunehmend schwer vorhersehbar, da er sich immer mehr an kurzfristigen Marktsituationen orientiert und sich durch den vermehrten Intradayhandel ergibt. Speicherkraftwerke erfüllen eine wichtige Funktion im Übertragungsnetz und für die Regelzone, da sie sich hervorragend zur Frequenzhaltung und -stabilisierung, zur Ausbilanzierung der Regelzone, zur Störaushilfe beim Ausfall von Kraftwerken und für den Netzwiederaufbau eignen.

Windkraftwerke erzeugen Strom dargebotsabhängig, d.h. nur dann, wenn entsprechende Wetterbedingungen zur Erzeugung vorherrschen. Die erzeugte elektrische Leistung ist daher volatil. Da die Windkrafterzeugung in vielen Ländern zwingend in die Netze einzuspeisen ist, besteht bei auftretenden Prognoseabweichungen ein hoher Regelbedarf. Im Zusammenspiel mit PSP-Kraftwerken ergibt sich die Möglichkeit, überschüssige, momentan nicht benötigte Windenergie zu speichern. Wenn allerdings kein Wind bläst, müssen andere Kraftwerke kurzfristig einspringen. Zur Ausregelung dieser Volatilitäten sind wiederum rasch einsetzbare Kraftwerke erforderlich. Aus Sicht des Netzbetreibers ergeben sich daher aus der Windkrafterzeugung volatile Leistungsflüsse. Windparks stellen zudem aufgrund ihrer hohen Anlagenleistungen Großkraftwerke dar. Mit dem beschleunigten und in großem Umfang absehbaren Ausbau der Windkraft in Europa und in Österreich wird der Netzbetrieb in den Übertragungsnetzen zunehmend vor massive neue Herausforderungen gestellt.

PV hat in den letzten Jahren stark an Bedeutung gewonnen. Da auch weiterhin ein beschleunigter Ausbau geplant und zu erwarten ist, werden mittel- und langfristig höhere Leistungsrückspeisungen aus den Verteilernetzen zu bewältigen sein. Auch für die PV gilt, dass sie dargebotsabhängig gemäß der Sonneneinstrahlung produziert und entsprechend prognostiziert werden muss. Die PV-Einspeisung zeigt jedoch eine hohe Korrelation mit dem Tageslastgang (fällt gut mit der Mittagslastspitze zusammen) und erfolgt vor allem in den Frühjahrs- und Sommermonaten. Dennoch betragen die Volllaststunden in Österreich nur rd. 1.000 h/a (vgl. Windkraft ca. 2.000 h/a, Laufwasserkraft bis zu rd. 6.000 h/a).

3.4.2 ZUKÜNFTIGE ERZEUGUNGSSTRUKTUR IN EUROPA

Die europäische Erzeugungsstruktur ist derzeit noch stark geprägt von fossilen Brennstoffen (Gas, Kohle etc.) als Energieträger und Atomkraft sowie Wasserkraft (Laufwasser, Speicher) – **vgl. Abbildung 20 links.**

Der EE-Ausbau steht trotz seiner steigenden Bedeutung in den letzten Jahren erst am Anfang seiner Entwicklung und wird in den nächsten Jahren aufgrund der aktuellen energiepolitischen Rahmenbedingungen zusätzlich beschleunigt. Im TYNDP 2012 wird der Anstieg der installierten EE-Leistung von 320 GW im Jahr 2012 auf 536 GW bis 2020 angegeben.

Dazu tragen nicht nur die Anstrengungen zur Erreichung der 20-20-20-Ziele bei, sondern vor allem auch die in Europa eingeleitete Ökologisierung der Stromerzeugung nach der Katastrophe von Fukushima im März 2011. Alleine der beschlossene Kernkraftausstieg Deutschlands bis 2022 hat erhebliche Ausbauten von Windkraft und PV zur Folge, da damit die abgeschalteten KKWs kompensiert werden sollen. Ähnliches gilt für Italien, welches einen Kernkrafteinstieg ad acta gelegt hat. Auch die Schweiz hat einen Ausbaustopp für Kernkraft verfügt.

Im Rahmen der Studie „Internationaler energiepolitischer und energiewirtschaftlicher Rahmen“ (Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der TU Graz, 2011) wurde das EU-Baseline-Szenario für das synchrone

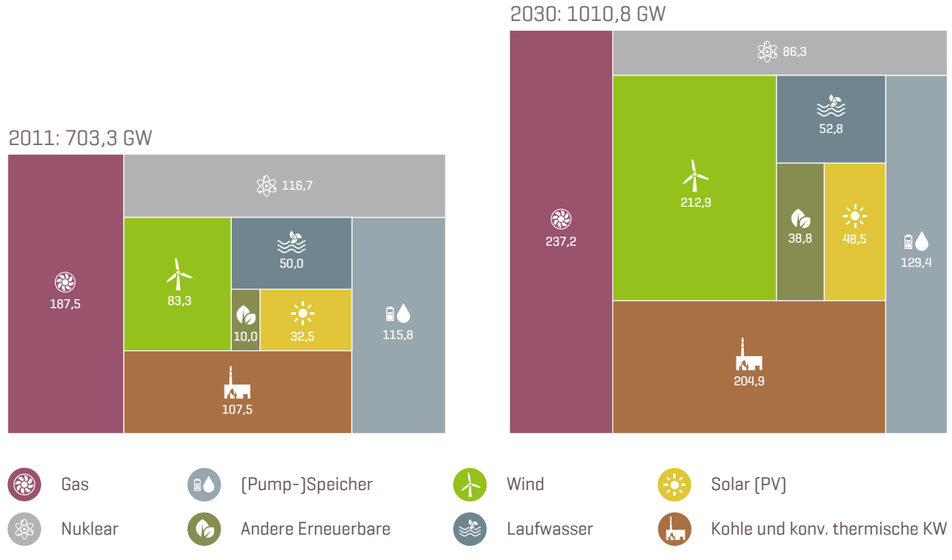


Abb. 20: Installierte Kraftwerksleistung in GW der ENTSO-E Continental Europe (ENTSO-E CE) im Jahr 2011 (links) und 2030 (rechts) gemäß einer Studie der TU Graz 2011; Leistungen in GW sind flächenproportional gezeichnet

Netzgebiet „Continental Europe" der ENTSO-E betrachtet, um die zukünftige Entwicklung der Erzeugungsstruktur bis 2035 darzustellen. Hier wurde ein Trend weg von der Erzeugung aus Atomkraft und Öl hin zu hocheffizienter GuD-Produktion sowie einem forcierten EE-Ausbau unterstellt.

Dabei sind ein gesamthafter Kernkraftausstieg Deutschlands bis 2022 und ein langfristiger Kernkraftausstieg der Schweiz (Aktualisierung der Energieperspektiven 2035 Szenario, BFE Schweiz, 2011) berücksichtigt. In Deutschland und der Schweiz soll gemäß den Analysen aus 2011 die fehlende Leistung kurz- und mittelfristig durch GuD-Kraftwerke sowie mittel- und langfristig durch einen massiv steigenden EE-Anteil in Kombination mit GuD-Kraftwerken kompensiert werden. Mittlerweile haben sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Gaskraftwerke in Europa dramatisch verschlechtert. Sogar einige neu errichtete moderne Gas- und GuD-Kraftwerke können nicht mehr kostendeckend betrieben werden. Sie werden derzeit konserviert bzw. wieder stillgelegt.

Auch die Standorte neuer Kraftwerke werden nicht mehr nach ihrer Nähe zu Verbraucherzentren, sondern analog zur optimalen Verfügbarkeit von Primärenergie bzw. speziell bei EE zu bestmöglichen Erzeugungsbedingungen ausgewählt. Das führt dazu, dass die mittlere Entfernung von Erzeugung und Verbrauch laufend weiter zunimmt. Lag sie früher bei durchschnittlich 100 km, sind heute oft lange Distanzen vom Norden Europas in den Süden des Kontinents zu bewältigen (räumliches Auseinanderdriften von Erzeugung und Verbrauch). Diese Veränderungen stellen nicht nur den Netzbetrieb der APG vor zahlreiche neue Herausforderungen, sondern haben in Kombination mit dem stetig steigenden Stromhandel Auswirkungen auf den Bedarf an Transportkapazitäten.

Europa nimmt hinsichtlich des EE-Ausbaus weltweit eine Vorreiterrolle ein (vgl. dazu auch World Energy Outlook 2012 der IEA). Eine Studie der EU zeigt die detaillierte Zusammensetzung der verschiedenen EE-Erzeugungsformen bei einer 100%igen Umsetzung des Ziels 20 % Erzeugung aus EE der EU-27 im Jahr 2020. Vor allem die EE Windkraft und Biomasse, Wärmepumpen sowie Biotreibstoffe werden die wesentlichsten Treiber zur Zielerreichung sein. Mit der prognostizierten Entwicklung steht Europa in den nächsten Jahrzehnten vor einem tiefgreifenden Wandel der Energie- und Stromerzeugungsstruktur, der aufgrund der Dargebotsabhängigkeit und der Volatilität von EE auch weitreichende Effekte auf die europäischen Übertragungsnetze haben wird.

3.4.3 ZUKÜNFTIGE ERZEUGUNGSSTRUKTUR IN ÖSTERREICH

Für die Prognose des österreichischen Kraftwerksausbaus hat die APG im Rahmen der Erstellung des NEP bei allen relevanten Kraftwerksbetreibern jene Kraftwerksprojekte, die bis zum Jahr 2030 geplant sind, erhoben. Bis zum Jahr 2030 wird von einem Anstieg der in Österreich installierten Kraftwerksleistung von zuletzt 22,5 GW (2011, Quelle: E-Control) auf 34,5 GW ausgegangen **(siehe Abbildung 21)**. Der Anteil der installierten EE-Leistung steigt im gleichen Zeitraum von 66 auf 76 %.

Während es bei den potenziellen PSP-Kraftwerksstandorten gegenüber den Annahmen des Masterplans 2009 bis 2020 kaum zu Veränderungen gekommen ist, ist bei der Windkraft ein massiver Anstieg der prognostizierten Kraftwerksleistung auf 4 GW zu verzeichnen (LEIT-Szenario 2030; die aktuell vorliegenden Projekte deuten sogar darauf hin, dass bereits 2018 4 GW Windkraft erreicht werden). Auch der Zubau von PV wurde gegenüber den im letzten Masterplan getroffenen Annahmen stark erhöht. Das führt in weiterer Folge zu deutlich gestiegenen Anforderungen für das APG-Zielnetz 2030 und dessen sicheren Betrieb.

3.5 WESENTLICHE ZUKÜNFTIGE EINFLUSSFAKTOREN FÜR DAS APG-NETZ

Die wesentlichen zukünftigen Einflussfaktoren werden die Entwicklungen des europäischen Kraftwerksparks mit den zukünftigen leistungsstarken EE-Standorten und die Marktorganisation sein. Insgesamt zeigen sich mittel- und langfristig zunehmend steigende Volatilitäten.

3.5.1 EUROPÄISCHE KRAFTWERKSKAPAZITÄTEN UND RESULTIERENDE LEISTUNGSFLÜSSE

Eine von der APG in Auftrag gegebene Studie der TU Wien („Szenarien der Entwicklung zukünftiger Stromversorgungsstrukturen in Europa", Auer, Lettner, Zach; 2011) kommt zu dem Ergebnis, dass bis 2030 vor allem die Entwicklungen der Erzeugungsstrukturen in Deutschland, Frankreich, Polen und Italien einen entscheidenden Einfluss auf das APG-Netz haben werden. Dies gilt sowohl hinsichtlich der langfristigen Grundleistungsflüsse als auch in Bezug auf kurzfristige Leistungsflussschwankungen. Nachstehend die wichtigsten Ergebnisse der Analyse:

→ **Grundleistungsflüsse**
Aus heutiger Sicht werden Frankreich und Deutschland auch in Zukunft im Jahressaldo Nettoexporteure bleiben (zusätzliche EE-Erzeugung überwiegt den Atomausstieg in Deutschland). Auch die Rolle Italiens als Nettoimporteur wird aus heutiger Sicht weiterhin bestehen bleiben. (Zusätzliche EE-Erzeugung reduziert zwar die Importmengen, der Kraftwerkspark in Italien

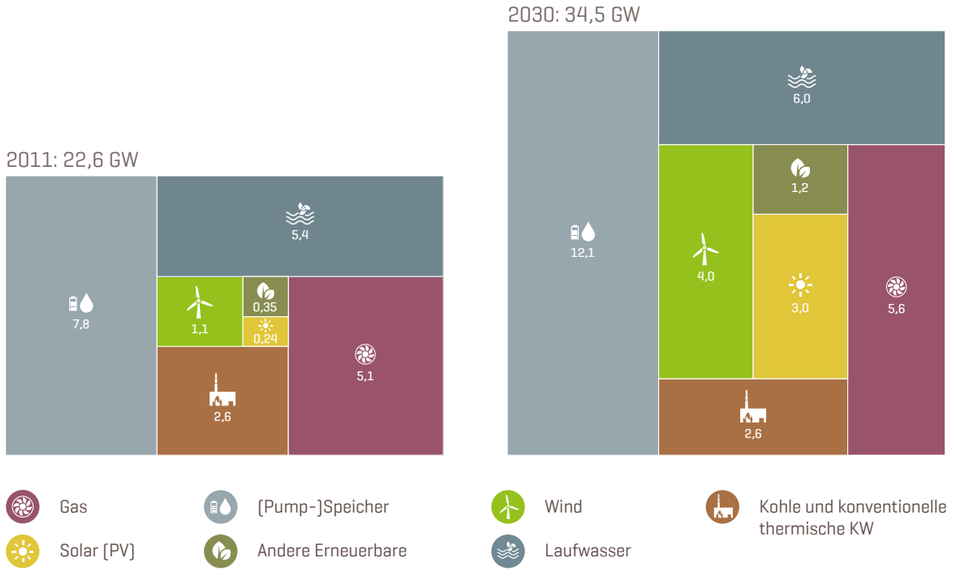


Abb. 21: Installierte Kraftwerksleistung in Österreich 2011 (links) und 2030 (rechts; LEIT-Szenario Masterplan 2030, vgl. 4.6); Leistungen in GW sind flächenproportional gezeichnet

weist jedoch weiterhin hohe Erzeugungskosten auf; durch die zunehmende Marktintegration überwiegt deshalb zukünftig trotzdem die Importseite.) Daraus folgend sind in Zentral- und Mitteleuropa signifikante Grundleistungsflüsse sowohl in West-Ost- als auch in Nord-Süd-Richtung zu erwarten.

→ **Kurzfristige Leistungsflussschwankungen**
Die Import-/Exportcharakteristik an den Grenzen des österreichischen Stromversorgungssystems wird zukünftig von volatilen Leistungsflüssen und damit kurzfristigen Leistungsflussschwankungen geprägt sein. Dies ist vor allem auf den massiven Ausbau von Windenergie in den nördlichen Nachbarländern Österreichs (Onshore- und Offshore-Windkraft in Deutschland, Dänemark, der Nord- und Ostsee bzw. in geringerem Umfang auch in Frankreich und Polen) sowie den Windkraft-, aber auch den geplanten PV-Ausbau in Italien zurückzuführen. Das Windkraft- und PV-Aufkommen wird in eine starke Wechselwirkung mit den zukünftig noch stärker ausgebauten Speicherkraftwerken in den alpinen Regionen treten und damit die Übertragungsnetze in Zentraleuropa vor neue, derzeit noch ungelöste Herausforderungen stellen.

3.5.2 MARKTORGANISATION – TENDENZEN IM EUROPÄISCHEN STROMMARKT

Eines der prioritären Ziele der 2010 veröffentlichten EU-Energiestrategie ist die Schaffung eines „wahrhaften, europaweit integrierten Energiemarkts". Derzeit wird der Binnenmarkt seitens der EU als noch zu fragmentiert und das Potenzial hinsichtlich Transparenz, Marktzugang und Wahlmöglichkeiten als noch nicht ausreichend ausgeschöpft angesehen (siehe dazu auch Kapitel 3.1).

Die Schaffung eines gemeinsamen Energiemarkts stellt alle Beteiligten vor eine große Herausforderung, da sich der europäische Strommarkt derzeit in einer Phase der Neuordnung befindet. Das 2012 in Kraft getretene dritte EU-Gesetzespaket zur Energiemarktintegration zielt auf die Vollendung der Strommarktintegration bis Ende 2014 ab und beinhaltet grundlegende Veränderungen für die Elektrizitätswirtschaft, allen voran für die Übertragungsnetzbetreiber. Dazu werden in einem noch nie dagewesenen Ausmaß Gesetzesakte zur Nachregulierung entwickelt und gemeinschaftliche Regeln geschaffen, die weit über das heute bestehende Maß an Kooperation im Strombereich hinausgehen.

Die Ziele der Marktintegration können aber nur erreicht werden, wenn ausreichend Leitungskapazitäten zur Verfügung stehen, die das Marktgeschehen mit seinem grenzüberschreitenden Stromaustausch überhaupt erst ermöglichen. Das erfordert in Zukunft eine noch weitere Vertiefung der Kooperation zwischen den europäischen Übertragungsnetzbetreibern, den Mitgliedsstaaten und Marktteilnehmern. Zudem begleitet ein umfassender Harmonisierungsanspruch der EU die langfristige Entwicklung der nationalen Übertragungsnetze.

Im derzeitigen schnellen Wandel der Elektrizitätswirtschaft wird es immer schwieriger, eine Prognose für die zukünftige Strommarktentwicklung abzugeben. Aktuell zeichnen sich folgende Einflüsse ab:

→ beschleunigte Veränderung der europäischen Erzeugungsstruktur, v.a. forcierter EE-Ausbau

→ Volatilität der Primärenergiemärkte wirkt sich immer stärker auf den Strommarkt aus

→ Anpassungen der rechtlichen und regulatorischen Rahmen auf nationaler und internationaler Ebene; Änderungen der Rahmenbedingungen führen jedoch zunehmend zu Unsicherheiten

Daraus ergeben sich einige Unbekannte, die sich in den nächsten Jahren massiv auf die zukünftige Entwicklung des Strommarkts auswirken werden – wie etwa der Umgang mit den in den EU-Mitgliedsstaaten sehr unterschiedlich gehandhabten Förderungen von EE, die Schaffung neuer Markttools (z.B. Kapazitätsmärkte) zur Aufrechterhaltung des Marktsystems, die weitere Vorgangsweise zur Etablierung eines effektiven Handels mit CO_2-Zertifikaten sowie die Einführung grenzüberschreitender Regelenergiemärkte.

Klassisches Marktdesign

Das klassische Marktdesign basiert auf dem Langfristmarkt (Jahr/Monat), auf Day-Ahead- und Intradayhandelsgeschäften sowie dem Markt für Ausgleichsenergie. In der ursprünglichen Intention für einen stabilen Markt sollte das Day-Ahead-Geschäft der Hauptmarkt sein und die Preisbasis bilden. Der Langfristmarkt wiederum sollte für Planungssicherheit und Preiskontinuität sorgen und somit helfen, Preisvolatilitäten in Day-Ahead- und Intradaymärkten in Grenzen zu halten.

Die sich laufend verändernde Erzeugungsstruktur in Europa wirkt sich nicht nur auf die Auslastung der Übertragungsnetze aus, sondern beeinflusst auch den europäischen Strommarkt massiv. Neben der grundsätzlichen Dynamik des Markts mit steigenden (grenzüberschreitenden) Handelsmengen trägt vor allem der forcierte EE-Ausbau zu einer deutlichen Zunahme der kurzfristigen Handelsgeschäfte (intraday) bei. Allein in Deutschland stieg der kurzfristige Handel im Jahr 2011 um 56 %, während der gesamte Stromhandel um nur 12 % zunahm. Die Bedeutung des kurzfristigen Stromhandels wird aufgrund des massiven EE-Ausbaus in Europa noch weiter zunehmen. Die Übertragungsnetzbetreiber müssen dafür entsprechende Transportkapazitäten zur Verfügung stellen und den sicheren Netzbetrieb aufrechterhalten, ohne dabei die Marktaktivitäten stark einzuschränken.

Gerade die steigende Kurzfristigkeit der Handelsgeschäfte würde neben einer noch stärkeren Kooperation der Übertragungsnetzbetreiber ein harmonisiertes Regelwerk als Grundlage für ein funktionierendes Gesamtsystem benötigen. Seit Beginn der Liberalisierung haben aber Rückwirkungen und Einflüsse auf den Stromgroßhandelsmarkt – bedingt durch individuelle nationalstaatliche Anpassungen und politische Rahmenbedingungen – massiv zugenommen.

Einerseits zeigen die umfangreichen, aber unter den EU-Mitgliedsstaaten unkoordinierten Fördermechanismen für EE (23 verschiedene Fördersysteme innerhalb der EU-27) erhebliche Rückwirkungen auf die Großhandelspreise am Strommarkt und beeinflussen die Marktsituationen. Andererseits sind Anreiz- und Lenkungseffekte von handelbaren „CO_2 Emission Allowances" ausgeblieben. Beides hat entsprechende Rückwirkungen auf den Stromgroßhandelsmarkt und beeinflusst das Funktionieren des üblicherweise grenzkostenorientierten Markts.

So verdrängen beispielsweise EE (insbesondere Windkraft und PV) bei hohem Dargebot mit Grenzkosten nahe null Euro/MWh konventionelle Kraftwerkskapazitäten mit höheren Grenzkosten vom Markt (insbesondere thermische Anlagen mit hohen Kosten für Primärenergieträger). Dadurch werden die Einsatzzeiten der konventionellen Kraftwerke stark reduziert und ist ihre Wirtschaftlichkeit zunehmend nicht mehr gegeben. Konservierungen und Stilllegungen von modernen und neuen GuD-Kraftwerken stehen heute bereits auf der Tagesordnung. Neue konventionelle Kraftwerke, auch zunehmend PSP-Kraftwerke, sind derzeit wirtschaftlich nicht darstellbar.

Kapazitätsmärkte als Lösung?

Da die EE-Erzeugung dargebotsabhängig ist, sind aber – um den Systembetrieb und die Versorgungssicherheit auch bei sehr hohem EE-Anteil aufrechtzuerhalten – konventionelle Kraftwerkskapazitäten und entsprechende Regel- und Speichermöglichkeiten als Back-up zwingend erforderlich. Es wird daher davon ausgegangen, dass die vorhandenen Kraftwerkspotenziale im PSP-Bereich sowie eine ausreichende Anzahl an thermischen Back-up-Kraftwerken (v.a. GuD-Blöcke) trotz der gegenwärtig mangelnden Wirtschaftlichkeit langfristig systemtechnisch notwendig für die Erreichung der Energiewende sein werden.

Aktuell wird diesbezüglich die Einführung so genannter Kapazitätsmärkte diskutiert. Hierbei kämen z.B. „Fördermechanismen" für die Zurverfügungstellung von konventionellen Back-up-Kapazitäten zum Tragen, um die nicht

ausreichenden Deckungsbeiträge aus den „Energy only"-Märkten durch zusätzliche Zahlungen zu ergänzen. Allerdings werden auch bereits nationalstaatliche Alleingänge im Rahmen etwaiger Einführungen von Kapazitätsmärkten angedacht, wodurch die Entwicklung eines einheitlichen europäischen Strommarkts wieder konterkariert wird.

Grenzüberschreitende Regelenergiemärkte

Der systemtechnische Ausgleich der zunehmend volatilen Einspeisung aus dargebotsabhängigen EE-Trägern erhöht neben dem Intradaymarkt auch die Bedeutung der Einführung grenzüberschreitender Regelenergiemärkte.

Im Zielmodell der European Regulators' Group for Electricity and Gas (ERGEG – 2009) sind die beteiligten nationalen Übertragungsnetzbetreiber der zentrale Ansprechpartner für alle Marktteilnehmer und verantwortlich für die Bereitstellung der notwendigen Übertragungskapazität. Die Regelreserven würden dabei, basierend auf einer einheitlichen Merit-Order-Liste, abgerufen. Kontrovers diskutiert wird derzeit noch, ob Übertragungskapazität für Regeldienstleistungen reserviert werden soll oder nicht. In jedem Fall müssten entsprechende regulatorische Rahmenbedingungen eingehend vor der Umsetzung grenzüberschreitender Regelenergiemärkte untersucht werden.

Vor dem Hintergrund der oben angeführten Einflussfaktoren für die zukünftige Entwicklung des europäischen Strommarkts – und damit für die zukünftigen Herausforderungen an die Übertragungsnetzbetreiber – stehen zwei wesentliche Trends für die nächsten Jahre und Jahrzehnte im Raum:

→ die Schaffung eines funktionierenden Gesamtsystems auf Basis des bestehenden klassischen Marktdesigns durch eine wesentlich stärkere überregionale und europaweite Koordinierung und Harmonisierung, ggf. unter Zuhilfenahme neuer Markttools (z.B. Kapazitätsmärkte)

versus

→ die Schaffung eines grundlegend neuen Marktdesigns

3.5.3 LOKALE KONZENTRATION DER ÖSTERREICHISCHEN KRAFTWERKSPOTENZIALE

Die Entwicklung des österreichischen Erzeugungsparks wurde bereits in Abschnitt 3.4.3 beschrieben. Neben einer massiven Zunahme der installierten Leistungen – insbesondere von EE – zeigt sich aufgrund der topologischen Gegebenheiten und des Dargebots eine starke räumliche Clusterung der Kraftwerkspotenziale in Österreich **(vgl. Abbildung 21)**. Die Windkraft weist schon heute eine starke lokale Konzentration im Osten Österreichs (v.a. Burgenland und Niederösterreich) auf, und diese wird in den nächsten Jahren noch erheblich zunehmen. Weitere PSP-Kraftwerkspotenziale liegen vorwiegend im Zentralalpenraum.

Grundsätzlich verfügt Österreich durch die PSP-Kraftwerke über günstige Systemvoraussetzungen für die EE-Integration. Zukünftig werden sich jedoch zunehmend volatile Leistungsflüsse und massiv steigende Anforderungen an einen sicheren Netzbetrieb ergeben. Und im Gegensatz zu früher, als der Ort der Erzeugung oft auch jener des Verbrauchs war, muss in Zukunft der Strom über deutlich weitere Strecken transportiert werden. Erfolgt der Ausbau von leistungsstarken Erzeugungseinheiten (d.h. auch Windparks) ohne einen entsprechenden Netzausbau, werden massive Engpässe entstehen. Bereits heute können neue leistungsstarke Kraftwerke nur mit Einschränkungen und Vorbehalten an das APG-Netz angeschlossen werden.

3.5.4 STEIGENDE VOLATILITÄT IM NETZBETRIEB

Mit der Strommarktliberalisierung und den zunehmenden kurzfristigen Handelsgeschäften ist im Zusammenhang mit dem steigenden Anteil an EE-Erzeugung in den letzten Jahren die Volatilität im Netzbetrieb massiv gestiegen. Als Beispiel hierfür ist die Entwicklung des Leistungsaustausches zwischen Österreich und Deutschland in den Jahren 2005 und 2012 dargestellt **(siehe Abbildung 23)**. In der Grafik für 2012 ist die heute erhöhte Belastung,

ausgelöst durch die nunmehrige EE-Einspeisung, deutlich sichtbar. Das hohe EE-Dargebot in Deutschland führt zu sinkenden Preisen auf dem Strommarkt. Dadurch ist es untertags (zu Peak-Zeiten) zu einer Interaktion zwischen der EE-Erzeugung in Deutschland und den österreichischen PSP-Kraftwerken gekommen und zu massiven Importen nach Österreich. (Hohe) Importe waren vor dem forcierten EE-Ausbau üblicherweise zu Off-Peak-Zeiten zu verzeichnen – dies bestätigt die veränderten Marktkräfte und den geänderten Kraftwerkseinsatz sowie die neuen Herausforderungen für den Netzbetrieb.

Wie in **Abbildung 24** dargestellt, wirkt sich die Volatilität der EE-Erzeugung nicht nur auf den Tages-Forecast aus, sondern führt auch beim Intradayhandel laufend zu erheblichen Verschiebungen. Kurzfristige Änderungen des APG-Reglerwerts (d.h. des viertelstündlichen Import-/Exportwerts der APG-Regelzone) von über 1.200 MW sind keine Seltenheit mehr.

Diese zunehmenden Herausforderungen im Netzbetrieb haben in den letzten Jahren zu einem Anstieg an kritischen Netzsituationen in Österreich und im europäischen Umfeld geführt und bedürfen zunehmend mehr Aufwand bei den Prognoseberechnungen (vgl. 4.4).

Abb. 22: Räumliche Verteilung der Kraftwerkspotenziale in Österreich

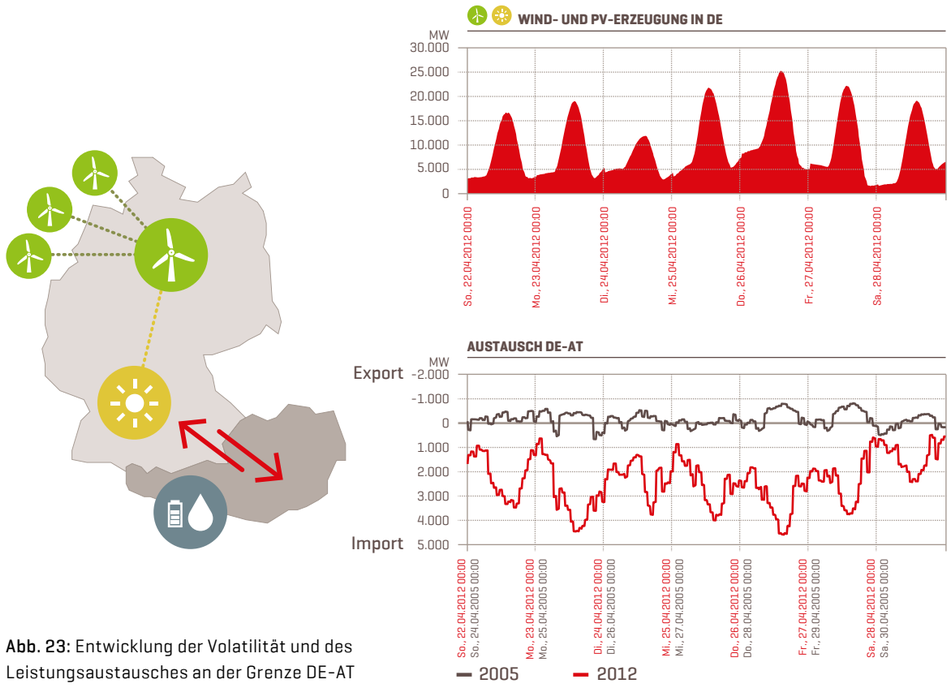


Abb. 23: Entwicklung der Volatilität und des Leistungsaustausches an der Grenze DE-AT

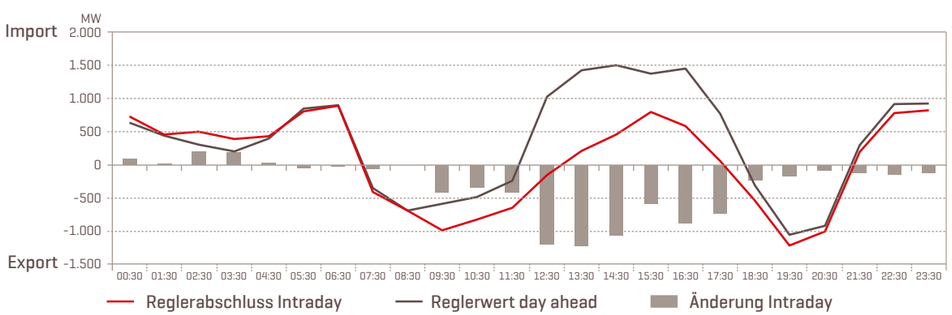


Abb. 24: Intradayänderungen des APG-Reglerwerts (Beispiel 13.03.2012) durch kurzfristige Handelsgeschäfte der Marktteilnehmer; mehrmalige Wechsel zwischen Import und Export sind heute keine Seltenheit mehr

4. DER MASTERPLAN UND DAS APG-ZIELNETZ 2030

4.1 METHODIK DES MASTERPLANS ZUR ENTWICKLUNG DES ZIELNETZES 2030

Die Entwicklung des APG-Zielnetzes 2030 und der erforderlichen Masterplanprojekte basieren auf umfangreichen Prognoserechnungen und Analysen. Dabei wurden insbesondere der EE-Ausbau in Österreich und im relevanten Umfeld die weiteren energiewirtschaftlichen Entwicklungen der Erzeugung und des Verbrauchs, der Stromhandel sowie die regulatorischen und netzbetrieblichen Rahmenbedingungen berücksichtigt **(siehe Abbildung 25)**. Im Rahmen von gemeinsamen Szenarien-Workshops mit der TU Graz und der TU Wien wurden aus den genannten Eingangsparametern drei energiewirtschaftliche Masterszenarien definiert und mit den Teilnehmern des e-Trend Forums (vgl. Kapitel 1) festgelegt.

In weiterer Folge wurden die Szenarien mit dem Marktmodell ATLANTIS der TU Graz (Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Prof. Stigler) energiewirtschaftlich simuliert und analysiert. Danach wurden für die Ergebnisse der Szenarien Leistungsflussrechnungen anhand von Cases durchgeführt. Die gesamthafte Analyse der Berechnungsergebnisse führt zum APG-Zielnetz 2030 und den Masterplanprojekten (siehe Kapitel 4.9). Zuletzt werden das Zielnetz 2030 sowie die Masterplanprojekte vom Institut für elektrische Anlagen der TU Graz überprüft und testiert.

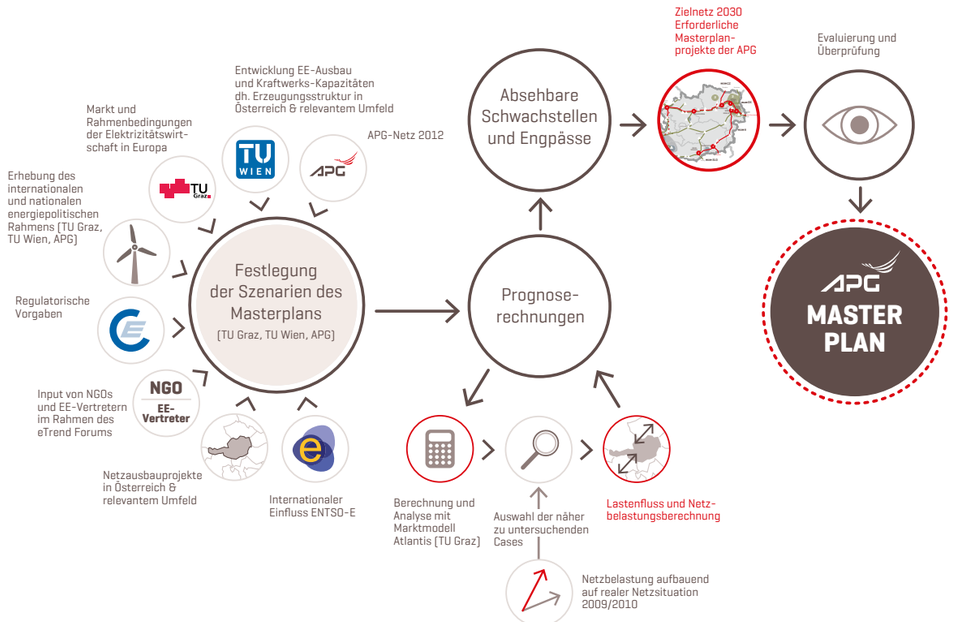


Abb. 25: Methodik des Masterplans 2030

4.2 UMSETZUNGSSTAND MASTERPLAN 2020

Nachstehend werden die Projekte des APG-Masterplans 2009 bis 2020 und ihr Umsetzungsstand dargestellt. Es zeigt sich, dass wichtige Leitungsprojekte der APG in der Zwischenzeit vorangetrieben bzw. begonnen und abgeschlossen wurden.

Projekt

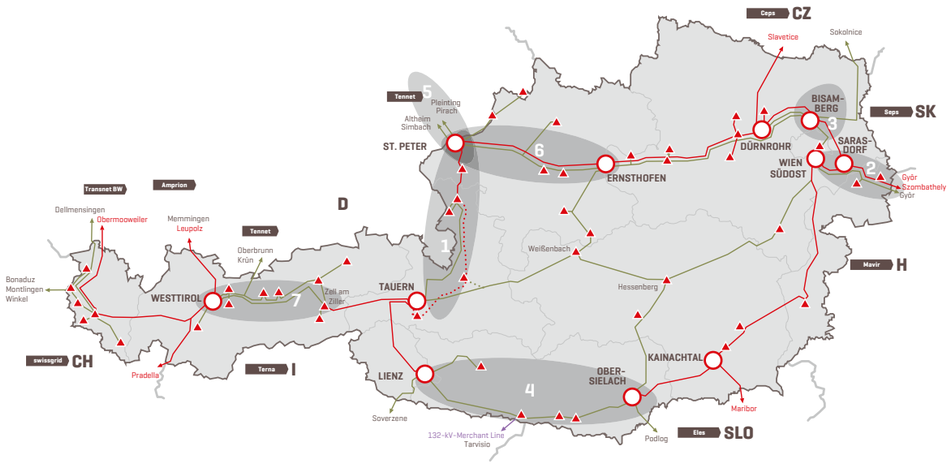
1 Die Inbetriebnahme der ersten Ausbaustufe der Salzburgleitung im Leitungsabschnitt Netzknoten St. Peter – UW Salzburg erfolgte plangemäß Mitte 2011 (Zwischenbetriebszustand mit 220 kV). Mit der UVE-Einreichung der Salzburgleitung St. Peter – Tauern wurde im September 2012 ein wesentlicher Meilenstein für den 380-kV-Ringschluss in Salzburg gesetzt.

2 Im Frühjahr 2010 wurde das zweite System auf der bestehenden 380-kV-Leitung Wien Südost Györ/Szombathely (HU) in Betrieb genommen.

3 Die Auflage des dritten und vierten 380-kV-Systems auf der bestehenden Leitung zwischen Dürnrohr und Wien-Südost ist als Umsetzungsprojekt gestartet und wird bis 2014 abgeschlossen. Weitere Ausbauschritte zur Anbindung der Windkraft in Niederösterreich sind in Planung.

4 Das Masterplanprojekt Netzraum Kärnten vervollständigt den 380-kV-Ring im Süden Österreichs und fällt in den Zeitbereich 2022 bis 2025.

5 Die Planungen für die 380-kV-Deutschlandleitung werden im Jahr 2013 vorangetrieben und die Einreichung der UVE wird im Frühjahr 2014 erfolgen.



1 Salzburgleitung
2 Auflage 2. System nach Ungarn und Integration von Windenergie im Burgenland (UW Zurndorf)
3 Netzverstärkung zur Anbindung der Windenergie
4 Netzverstärkung im Raum Kärnten
5 Deutschlandleitung
6 Umstellung der Donauschiene auf 380 kV
7 Verstärkung Westtirol – Zell am Ziller

Abb. 26: APG-Masterplanprojekte bis 2020 (Quelle: Masterplan 2020)

6 Die betriebliche Umstellung der Donauschiene (bestehende Leitungssysteme St. Peter – Ernsthofen 431/432) auf 380-kV-Betrieb erfolgt im Jahr 2013.

7 Das Masterplanprojekt Verstärkung Westtirol – Zell/Ziller umfasst die Errichtung je eines zweiten Netzkuppeltransformators (380/220 kV) in Zell/Ziller und Westtirol zur Erhöhung der (n-1)-Sicherheit sowie Überlegungen zur Verstärkung der Leitung. Die Errichtung des zweiten 1.200-MVA-Transformators im UW Zell/Ziller wird 2013 abgeschlossen.

Trotz der umgesetzten Netzverstärkungen verbleiben im APG-Netz strukturelle Engpässe und kritische Netzsituationen häufen sich. Die APG setzt zunehmend mehr Engpassmanagement ein, beginnend mit netztechnischen Maßnahmen über marktseitiges Engpassmanagement (Eingriffe in die Kraftwerksfahrpläne) bis hin zu koordinierten Cross-Border- und internationalen Redispatch-Maßnahmen. In weiterer Folge werden zwei repräsentative kritische Netzsituationen sowie die steigenden Aufwendungen bei den Prognose- und Netzsicherheitsrechnungen beschrieben.

4.3 STRUKTURELLE ENGPÄSSE IM APG-ÜBERTRAGUNGSNETZ

Die aktuelle Belastungssituation im APG-Übertragungsnetz ist von den in Kapitel 3 beschriebenen Entwicklungen – steigender Volatilität, weiterer Zunahme des Intradayhandels und der europäischen Leistungsflüsse – sowie den Auswirkungen der Schwachstellen und Engpässen im Netz geprägt. Dabei haben insbesondere folgende, bereits heute bekannte Engpässe den Netzbetrieb und damit die Versorgungssicherheit negativ beeinflusst:

4.3.1 NORD-SÜD-ENGPÄSSE

Die 220-kV-Nord-Süd-Leitungen (Salzburg – Tauern, Ernsthofen – Weißenbach – Tauern, Wien-Südost – Ternitz, Hessenberg – Obersielach) sind bereits über 60 Jahre alt und weisen aufgrund der geringen Seilquerschnitte sehr geringe Transportkapazitäten auf. Bis zur Inbetriebnahme der 380-kV-Steiermarkleitung (Mitte 2009) bestand auf diesen Nord-Süd-Leitungen ein massiver Engpass, der nur durch das Ausschöpfen aller netzbetrieblichen Möglichkeiten, den massiven Eingriff auf den Kraftwerkseinsatz durch die APG sowie durch die Errichtung der drei Phasenschiebertransformatoren beherrscht werden konnte. Durch die Inbetriebnahme der 380-kV-Steiermarkleitung (Mitte 2009) gelang insbesondere im östlichen Teil der Regelzone eine entscheidende Verbesserung der Situation.

Aufgrund bereits realisierter und weiterer Kraftwerksprojekte im Osten Österreichs (v.a. Windkraft) sowie im Zentralalpenraum (v.a. PSP-Kraftwerke) werden sich die Nord-Süd-Engpässe wieder verschärfen. Eine Beseitigung dieser Engpässe wird erst mit Inbetriebnahme der 380-kV-Salzburgleitung vom Netzknoten St. Peter über Salzburg und Pongau bis zum Netzknoten Tauern erfolgen, da erst durch deren durchgängigen 380-kV-Betrieb eine ausreichende Erhöhung der Transportkapazität gewährleistet ist. Die Inbetriebnahme der 380-kV-Salzburgleitung ermöglicht in weiterer Folge auch die erforderlichen Instandhaltungs- und Erneuerungsarbeiten (zB Seiltausch) an den bereits über 60 Jahre alten innerösterreichischen 220-kV-Leitungen.

4.3.2 SCHWACHSTELLE ST. PETER – DEUTSCHLAND

Vom Netzknoten St. Peter führen zwei 220-kV-Leitungen bzw. insgesamt vier 220-kV-Systeme nach Deutschland (St. Peter – Simbach/Altheim, St. Peter – Pirach/Pleinting). Seit 2006 treten sowohl im Import- als auch im Exportfall hohe Belastungen und zeitweise (n-1)-Verletzungen auf diesen vier 220-kV-Systemen zur TenneT TSO GmbH auf.

Die hohen lokalen Belastungen der Leitungssysteme sind aufgrund der regionalen Produktion/Abnahme (z.B. PV in Bayern, EE in Deutschland; Erzeugung der Donaukraftwerke) und der überregionalen Austauschleistungen

zwischen Deutschland und Österreich gegeben und erfordern zeitweise ein Engpassmanagement. Bisher konnte mit großteils netztechnischen Maßnahmen (v.a. Sonderschaltungen) das Auslangen gefunden werden. Im Jahr 2012 und 2013 mussten bereits einige kraftwerksseitige Maßnahmen (Cross-Border-Redispatch) umgesetzt werden, um die Netzsicherheit zu gewährleisten.

4.3.3 OST-WEST-ENGPÄSSE

Hohe europäische Ost-West-Lastflüsse treten bei hoher Erzeugung in Südosteuropa und bei Importen von Italien, Deutschland, Belgien bzw. Frankreich auf. Aufgrund der zentralen Lage Österreichs verursachen derartige Konstellationen hohe Belastungen und Engpässe im APG-Netz, vor allem auf der 220-kV-Donauschiene und weiter von St. Peter Richtung TenneT, auf den innerösterreichischen 220-kV-Leitungen sowie zwischen Obersielach und Lienz und von Zell/Ziller nach Westtirol. Verschärft werden solche Situationen durch die gleichzeitig hohe Windkrafterzeugung im Osten Österreichs. Deshalb ist der 380-kV-Ringschluss im Süden Österreichs für eine leistungsfähige Ost-West-Verbindung zusätzlich relevant.

4.3.4 SCHWACHSTELLE LIENZ – ITALIEN

Die 220-kV-Leitung von Lienz nach Soverzene ist eine Leitungsverbindung mit geringer Übertragungskapazität. Diese Leitungsverbindung zwischen Österreich und Italien wurde bereits im Jahr 1953 in Betrieb genommen. Ohne Entlastungsmaßnahmen wäre diese Leitung bislang aufgrund der Erzeugung der nahen Speicher- und Wasserkraftwerke in Kärnten und des Importverhaltens von Italien über große Zeiträume überlastet. Zur Begrenzung des Leistungsflusses wurden in der Vergangenheit Engpassmanagementmaßnahmen eingesetzt und im Mai 2012 wurde ein 220-kV-Phasenschieber-Transformator (PST) zur Leistungsflusssteuerung im Netzknoten Lienz in Betrieb genommen.

4.3.5 WEITERE SCHWACHSTELLEN

Aufgrund der zukünftigen energiewirtschaftlichen Entwicklungen werden sich die Lastflüsse verändern und in einigen Bereichen des APG-Netzes deutlich ansteigen. Die Auswirkungen wurden im Rahmen des APG-Masterplans 2030 eingehend untersucht und es wurden – neben den bereits dargestellten Netzbereichen noch bestimmte 220-kV-Netzbereiche als Schwachstellen lokalisiert (220-kV-Leitung Obersielach – Podlog und 220-kV-Leitungen im Osten Österreichs mit nicht ausreichenden Kapazitäten für die geforderten Einspeiseleistungen der Windkraftprojekte).

Alle dargestellten Engpässe bzw. Schwachstellen müssen aufgrund der gesetzlichen Verpflichtungen der APG im laufenden Betrieb mit entsprechenden Engpassmanagementmaßnahmen für einen (n-1)-sicheren Netzbetrieb bewältigt werden. Diese bereits heute augenscheinlichen Schwachstellen im APG-Netz sind damit auch Auslöser für die entsprechenden Ausbauprojekte im APG-Masterplan.

Erfolgen die erforderlichen Netzausbauten bzw. -erweiterungen nicht zeitgerecht, erhöht sich das Risiko im Netzbetrieb und Kraftwerke (und damit auch EE-Einspeiser) müssen im Rahmen des Engpassmanagements vermehrt im Betrieb eingeschränkt werden.

4.4 KRITISCHE NETZSITUATIONEN UND ENGPASSMANAGEMENT

Im folgenden Abschnitt werden zwei kritische Netzsituationen analysiert und beschrieben.

4.4.1 KRITISCHE NETZSITUATION AM 30. 11. 2012 (OST-WEST-ENGPASS)

Zur Veranschaulichung eines typischen Ost-West-Engpasses (vgl. 4.3.3) wird die kritische Netzsituation vom 30. 11. 2012 veranschaulicht. Sie wird in der **Abbildung 27** symbolisiert und hatte mehrere Ursachen. Aus einer äußerst geringen Winderzeugung in Deutschland resultierte

ein sehr geringer Export. Aufgrund günstiger Bedingungen für die Wasserkrafterzeugung in Südosteuropa (Slowenien, Kroatien, Bosnien, Serbien, Bulgarien und Rumänien) kam es zu einem starken Exportverhalten aus dieser Region (Export bis zu 2,2 GW). Verschärfend kam hinzu, dass Italien einen hohen Importwert von 6,9 GW aufwies und Frankreich einen mittleren Import von 2,1 GW.

Der Preisanstieg an den Strombörsen führte in der Regelzone APG zu einer hohen Erzeugung aus thermischen Kraftwerken (3,9 GW) und aus Speicherkraftwerken (3,0 GW). Zusätzlich kam es in Österreich zu einer hohen Windeinspeisung von 0,8 GW. Dies führte zu starken Lastflüssen innerhalb der Regelzone APG vom Osten in den Nordwesten und dadurch zu mehrfachen (n-1)-Verletzungen.

Diese Situation ist besonders kritisch für die APG, da zwischen Slowenien und Italien nur zwei einsystemige Kuppelleitungen (je eine mit 380 kV und mit 220 kV) existieren und damit maßgebliche Leistungsflüsse über das APG-Netz erfolgen. Einspeisungen aus Windkraft bis zu 4 GW – die bis 2018 in Österreich zu erwarten sind – wären in solch einer europäischen Konstellation absolut unvorstellbar (markante Einschränkungen der neuen EE-Einspeiser wären die Folge).

Um die kritische Netzsituation für die Region zu entschärfen, wurde ein Engpassmanagement (netztechnische und marktseitige Maßnahmen) eingesetzt:

- Abbruch von Instandhaltungsarbeiten und Wiederzuschaltungen von Leitungen
- Sonderschaltung mit TenneT TSO zwischen Pleinting – St. Peter – Ernsthofen
- Netztrennung im Westen Österreichs mit TIWAG-Netz
- Intradayhandelsstopp in Exportrichtung nach Deutschland und Schweiz
- Lastfluss nach Italien mittels PST in Lienz erhöht, koordinierte Erhöhung des Leistungsflusses von Slowenien (TSO ELES) nach Italien (TSO TERNA) mit PSTs
- Pumpverbote in der Regelzone APG

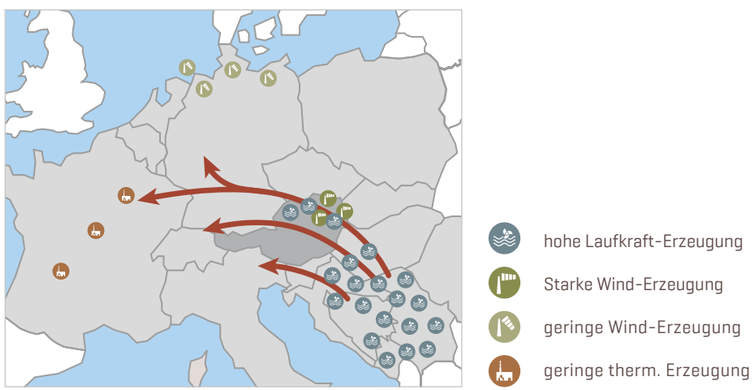


Abb. 27: Kritische Lastflusssituation in Zentraleuropa am 30.11.2012

4.4.2 KRITISCHE NETZSITUATION AM 25. 3. 2013 (NORD-SÜD-ENGPASS)

Gemäß den Prognose- und Netzsicherheitsrechnungen die day-ahead bei der APG angestellt werden (vgl. auch 4.5) zeichnete sich bereits am Vortag die kritische Netzsituation ab. Diese entspricht einem Nord-Süd-Engpass, wie er bereits im Abschnitt 4.3.1 beschrieben worden ist:

- Die Kälteperiode über Zentraleuropa führte insbesondere in Frankreich zu einem hohen Verbrauch und einem daraus resultierenden Importverhalten.

- Die Prognosewerte für die EE-Einspeisung in Deutschland betrugen 17 GW Windkraft und 14 GW PV (damit extremer Export von 11 GW). Es kam zum Sinken der Marktpreise durch ein sehr hohes EE-Dargebot und eine entsprechende Reaktion der Marktteilnehmer; extremer Importwert der APG-Regelzone.

- Die angespannte Situation zeichnete sich vor allem durch die hohen Leitungsauslastungen innerhalb Deutschlands und von Deutschland in Richtung Polen/Tschechien ab.

Im Rahmen der TSO Security Cooperation (TSC) (siehe 4.4) wurden die Erwartungen hinsichtlich der kritischen Netzsituationen bestätigt. Insbesondere wurden markante und mehrfache (n-1)-Verletzungen sowie eine erhöhte Kaskadengefahr durch die hohen Leitungsauslastungen im nördlichen Teil Zentraleuropas festgestellt.

Aus diesem Grund wurden vorsorglich Engpassmanagement- und koordinierte Redispatch-Maßnahmen gegen eine drohende Großstörung vorgenommen (Intraday-handelsstopp, internationaler Redispatch). Die dennoch aufgetretene kritische Lastflusssituation am 25. 3. 2013 ist in **Abbildung 28** veranschaulicht. Durch die extremen Nord-Süd-Lastflüsse kam es zu mehrfachen (n-1)-Verletzungen und folglich zur Alarmierung im RAAS (Regional Alarm and Awareness System) der betroffenen Regionen (Setzen der gelben Ampeln zeitgleich in Deutschland, Polen und Tschechien).

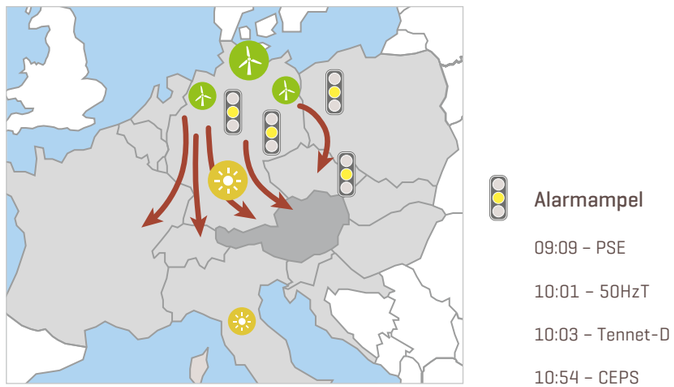


Abb. 28: Lastflusssituation in Zentraleuropa am 25.3.2013

4.5 ZUNEHMENDER AUFWAND BEI PROGNOSE- UND NETZSICHERHEITSRECHNUNGEN

Die TSC ist eine Sicherheitskooperation von derzeit zwölf europäischen Übertragungsnetzbetreibern (Transmission System Operators; TSOs). Sie wurde gegründet, weil der Betrieb der Netze durch die rasante Zunahme von EE-Einspeisung in Verbindung mit dem liberalisierten Strommarkt grundlegend verändert wurde. Die sich im Netzbetrieb zunehmend abzeichnenden Probleme liegen in

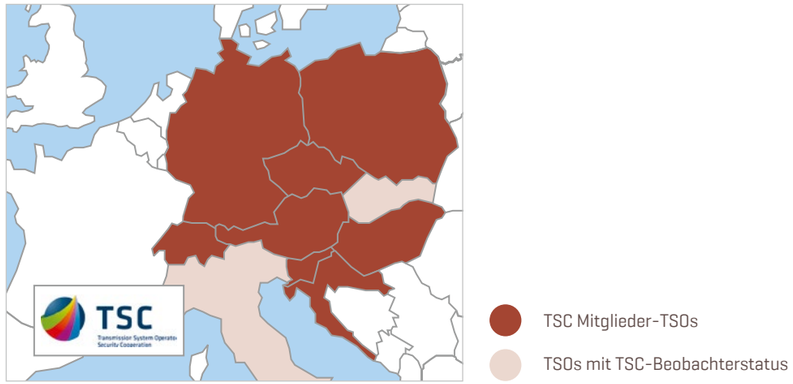


Abb. 29: EPM-Maßnahmen bedürfen internationaler Koordination

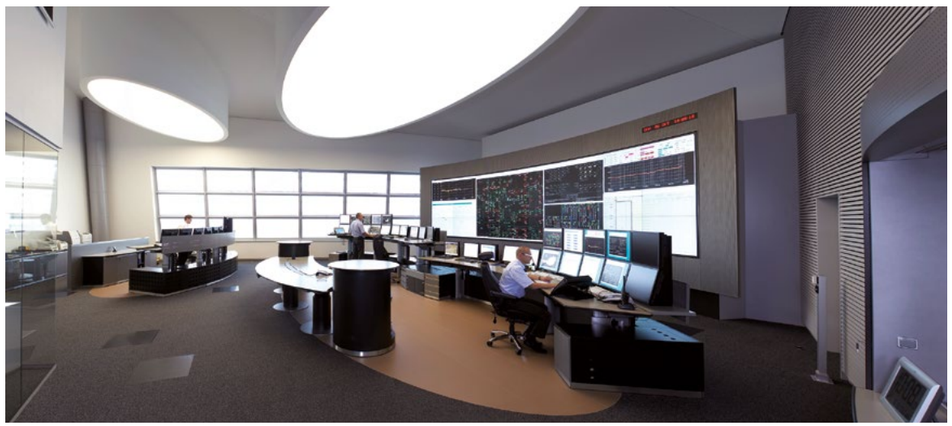


Abb. 30: Control-Center zur Netzbetriebsführung der APG in Wien

einer europäischen Dimension und können nur koordiniert gelöst werden. Besonders die Großstörung im November 2006 (Netztrennung Europas in drei große Zonen) hat gezeigt, dass die unbedingte Notwendigkeit verbesserter, koordinierter Prognoserechnungen für Netzbelastungen besteht.

Das Grundprinzip der TSC-Prozesse beruht auf den individuellen Netzsicherheitsberechnungen der teilnehmenden TSOs. Die bei den einzelnen TSOs erstellten Datensätze werden auf einen gemeinsamen Datenserver hochgeladen und dort zu einem europäischen Datensatz zusammengesetzt. Mit solchen Datensätzen werden im Stundenraster mittels „Common tool for data exchange and (n-1) security assessments" (CTDS) Prognoserechnungen für die Leistungsflüsse und (n-1)-Ausfallssimulationen in zwei Prozessschritten erstellt (typischerweise day-ahead am Vorabend und intraday am nächsten Tag). Diese stehen allen Mitgliedern zur Verfügung und werden bei Videokonferenzen gemeinsam analysiert.

Präventive und kurative Engpassmaßnahmen, die notwendig sind, um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten, werden miteinander beraten. Dabei werden vorrangig netztechnische Maßnahmen („non-costly remedial actions") und erst im zweiten Schritt Cross-Border- und internationale Kraftwerks-Redispatches eingesetzt (diese Leistungsänderungen verursachen Kosten). Seit Juni 2012 ergänzt ein multilateraler Redispatch-Vertrag für „costly remedial actions" im Rahmen einer „trail phase" den zweiten Schritt mit Regelungen zur Aufteilung der Kosten in der TSC-Region.

Durch das CTDS arbeiten alle beteiligten TSOs mit dem gleichen Datensatz. So werden Abschaltkoordinierungen sowie koordinierte präventive Maßnahmen für erwartete kritische Netzsituationen ermöglicht. Auch eine Überprüfung der Wirksamkeit und Machbarkeit der Schritte kann auf diese Weise erfolgen. Nicht zuletzt ist eine effektive und kostenoptimale Entscheidungsfindung bezüglich ggf. nötiger Markteingriffe (z.B. Intradayhandelsstopps) und Redispatch-Maßnahmen möglich. Bei kritischen Netzsituationen, die nicht präventiv gelöst werden können, werden die Operatoren in den nationalen Control-Centern **(siehe Abbildung 30)** frühzeitig informiert, um Engpassmanagement-Maßnahmen für den Echtzeitbetrieb vorzubereiten. Das CTDS wird zudem laufend weiterentwickelt und soll beispielsweise künftig automatische Vorschläge für kostenoptimale Redispatch-Maßnahmen berechnen.

4.6 MASTERSZENARIEN FÜR DAS JAHR 2030

Auf Basis von umfassenden internationalen Recherchen und Analysen der von der APG involvierten Institute der TU Wien und der TU Graz sowie im Rahmen des e-Trend Forums wurde in gemeinsamen Workshops ein LEIT-Szenario für den Masterplan 2012 bis 2030 festgelegt. Dabei wurden von der ENTSO-E erstellte Analysen und Daten (im Rahmen des TYNDP, System Outlook and Adequacy Forecast etc.) zusätzlich einbezogen. Das LEIT-Szenario orientiert sich an den politischen Zielsetzungen zur Erreichung der 20-20-20-Ziele und berücksichtigt die von den einzelnen EU-Staaten festgelegten NREAPs. Neben dem LEIT-Szenario wurden, ebenfalls gemeinsam mit der TU Wien und der TU Graz, zwei weitere Szenarien (RED/GREEN) definiert. Allen Szenarien liegt dabei der weitere EE-Ausbau zugrunde, wenn auch in unterschiedlicher Ausprägung. Aufbauend auf diesen drei Szenarien, wurden sechs verschiedene Belastungsfälle, so genannte Cases, untersucht (siehe auch Abschnitt 4.7).

Die Auswirkungen der Energieeffizienz-Richtlinie 2012 sind dabei nur begrenzt absehbar, da die nationale Umsetzung in Österreich noch erfolgen muss (vermutlich im Laufe des Jahres 2013) und dabei ein gewisser Handlungsspielraum gegeben ist. Grundsätzlich ist dabei jedoch anzumerken, dass die Erweiterung des Übertragungsnetzes primär durch den massiven EE- und Kraftwerksausbau getrieben ist und weniger durch Verbrauchssteigerungen oder -einsparungen (vgl. 3.4.3).

4.6.1 VERBRAUCHSANNAHMEN IN DEN SZENARIEN

Die Entwicklung des Stromverbrauchs wird von der wirtschaftlichen Dynamik, künftig notwendigen Effizienzmaßnahmen, der immer stärker werdenden Substitution anderer Energieträger durch Strom (z.B. E-Mobilität) sowie neuen Anwendungen und Energiedienstleistungen beeinflusst (vgl. 2.3.4).

Im LEIT-Szenario erfolgt deshalb unter Annahme von Effizienzverbesserungen eine Verringerung der Zuwachsraten des Stromverbrauchs von 1,3 %/a auf 0,8 %/a im Zeitraum 2020 bis 2030. Trotzdem kommt es durch neue Anwendungen zu einem weiteren Verbrauchsanstieg bis 2030 auf rd. 84 TWh pro Jahr **(vgl. Tabelle 2)**.

Im Szenario RED liegt die Verbrauchsentwicklung auf Basis aktueller Steigerungsraten über den Annahmen des LEIT-Szenarios. D.h., die Energieeffizienzziele werden verfehlt bzw. wirken erst später. Der Verbrauch im Jahr 2030 ist mit 96,5 TWh um 40 % höher als jener im Jahr 2011 (!).

Im Szenario GREEN kommt es durch hohe Effizienzgewinne und Verbrauchseinsparungen bereits in der Periode bis 2020 zu geringen Verbrauchssteigerungen (im Vergleich zum LEIT-Szenario); aufgrund der Substitution fossiler Energieträger durch Strom (z.B. Benzin-/Dieselfahrzeuge → E-Fahrzeuge, Öl-/Gasheizung → Wärmepumpe etc.) erfolgt in der Periode 2020 bis 2030 trotzdem ein Verbrauchsanstieg (hier mit der gleichen Steigerungsrate, die bei LEIT angenommen wurde).

Im Folgenden werden die in den drei Masterszenarien angenommenen Entwicklungen des Kraftwerksparks beschrieben.

4.6.2 LEIT-SZENARIO

Das LEIT-Szenario orientiert sich an den politischen Zielsetzungen zur Erreichung der 20-20-20-Ziele und berücksichtigt dabei die von den einzelnen EU-Staaten festgelegten NREAPs sowie die aktuellsten Entwicklungen in den einzelnen Staaten. Eine wesentliche Annahme ist, dass die EU-Ziele erreicht werden.

In Österreich kommt es zur Umsetzung des gemäß Ökostromgesetz 2012 vorgesehenen EE-Ausbaus bis 2020, d.h. zur Inbetriebnahme von zusätzlichen 2.000 MW Windkraft (vorwiegend im Osten Österreichs) und von 1.200 MW PV sowie von 200 MW Biomasse. Zudem wird die Wasserkraft weiter ausgebaut und soll um 1.000 MW gesteigert werden. In Summe ergibt sich somit ein Leistungszuwachs von 4.400 MW auf insgesamt 21.700 MW installierte Leistung bei EE-Trägern (inkl. Großwasserkraft bzw. ohne thermische Kraftwerke).

Für 2030 wird angenommen, dass die in Österreich installierte Windkraftleistung ca. 5.500 MW und die installierte PV-Leistung rd. 6.000 MW betragen. Dies bedeutet gegenüber 2012 eine Steigerung der installierten Leistung dieser beiden Energieformen um den Faktor acht.

Szenario	jährliche Verbrauchszuwächse (%)		Verbrauch 2011	Verbrauch 2030
	2011 - 2020	2020 - 2030	(TWh)	(TWh)
LEIT	1,3	0,8	68,8	83,7
RED	1,9	1,7	68,8	96,5
GREEN	0,95	0,8	68,8	81,2

Tabelle 2: Angenommene Verbrauchsentwicklung in Österreich

4.6.3 SZENARIO RED

Konventionelle und thermische Kraftwerke erfüllen ihre bisherige Rolle und werden auch in Zukunft ausgebaut. Der Atomausstieg in Deutschland und in der Schweiz wird ebenfalls wie im LEIT-Szenario angenommen. Grundsätzlich werden keine großen Änderungen in den unterschiedlichen Strukturen der Kraftwerksparks der einzelnen Länder erwartet (Anlagen am Ende ihrer Lebensdauer werden durch gleichwertige neue ersetzt).

Im Vergleich zum LEIT-Szenario sind die Annahmen bezüglich EE-Ausbau und Energieeffizienz pessimistischer: Hier geht man davon aus, dass die 20-20-20-Ziele frühestens im Jahr 2030 erreicht werden und der Stromverbrauch mit weitgehend unveränderten Wachstumsraten weiter ansteigt.

In Westeuropa wird von einer jährlichen Steigerung des Bruttostromverbrauchs von 1,9 % ausgegangen (kaum Energieeffizienzsteigerung; Gewohnheiten von heute setzen sich fort). In Osteuropa liegen noch höhere Zuwachsraten vor (2,5 %/a). Das Szenario RED ist damit an einen „business as usual"-Fall angelehnt – wenn auch die Annahmen zum Ausbau der konventionellen und thermischen Erzeugung nicht mit dem aktuellen Marktumfeld bzw. den vorherrschenden Rahmenbedingungen konform sind.

4.6.4 SZENARIO GREEN

In diesem Szenario steht der Ökoenergieausbau im Vordergrund. Der Ausbau der EE-Träger bis zum Jahr 2020 erfolgt in den einzelnen Ländern gemäß den 20-20-20-Zielen und den jeweiligen NREAPs.

Die Annahmen im Szenario GREEN sind bezüglich EE-Ausbau und Energieeffizienz noch optimistischer als jene im LEIT-Szenario: Hier werden die 20-20-20-Ziele im Jahr 2020 nicht nur erreicht, sondern übertroffen. Entsprechende Projekte für z.B. Windenergie liegen in Österreich vor (zusätzliche 3 GW Windkraft bis 2018); die Umsetzung ist jedoch vor allem von den Förderungsregimen und deren Aufstockungen abhängig. Auch bei PV kommt es zu einem Durchbruch ab 2015 durch Net-Metering und Netzparität der Vollkosten des erzeugten Stroms. Die jährlichen Verbrauchssteigerungen zeigen hier bis 2020 mit 0,95 %/a in Westeuropa und mit 1,55 %/a in Osteuropa die geringsten Zuwachsraten.

4.6.5 BERÜCKSICHTIGTER NETZAUSBAU IM EUROPÄISCHEN UMFELD

Der für die dargestellten Szenarien angenommene Netzausbau im europäischen Umfeld basiert auf dem TYNDP 2012 der ENTSO-E sowie den in den einzelnen Ländern für die Folgejahre angekündigten Netzausbauten und berücksichtigt insbesondere die geplanten Entwicklungen im relevanten Umfeld Österreichs (z.B. leistungsfähige Nord-Süd-Verbindungen innerhalb Deutschlands).

4.7 DIE ANALYSIERTEN CASES

Die in Abschnitt 4.6 dargelegten Masterszenarien wurden mittels des energiewirtschaftlichen Simulationsmodells ATLANTIS des Instituts für Energiewirtschaft und Energieinnovation (Prof. Stigler) der TU Graz für den Zeitraum 2015 bis 2030 jeweils anhand von sechs definierten Cases umfassend simuliert und analysiert. Die sechs Cases leiten sich aus speziellen europäischen Situationen ab, die mit bekannten energiewirtschaftlichen Entwicklungen (Veränderungen der Erzeugungsparks, des Verbrauchs und der Netze wie in Abschnitt 4.6 beschrieben) in die Zukunft extrapoliert wurden. Es wurden somit drei Masterszenarien mit jeweils sechs Cases kombiniert, wodurch eine umfassende Modellierung der zukünftig möglichen Entwicklungen aufgespannt wird.

Das Besondere am Marktmodell ATLANTIS ist, dass hier eine integrierte Betrachtung von Strommarkt, dem Kraftwerkseinsatz nach Grenzkosten bzw. so genannter „Merit-Order" und Netzbetrieb (Leistungsflüsse, spezifische Netzbelastungen etc.) im Rahmen einer energiewirtschaftlichen Simulation erfolgt. Zukünftige Schwachstellen in den Übertragungsnetzen können somit berechnet und aufgezeigt werden.

Die Ergebnisse der Marktsimulationen wurden unter Berücksichtigung der netzbetrieblichen Erfahrungen der APG noch vertieft analysiert. Dadurch konnte eindeutig verifiziert werden, dass die bereits im Masterplan 2020 definierten Netzausbauprojekte wesentliche Schwachstellen im APG-Netz beheben. Die im Folgenden dargestellten Cases wurden für die Evaluierungen des Masterplans 2030 definiert und umfassend untersucht, um die Schwachstellen 2030 im APG-Netz sowie das Zielnetz 2030 mit den Masterplanprojekten zu identifizieren. Neben Österreich wurde bei den Simulationen v.a. auf alle Nachbarstaaten sowie Frankreich, Polen und Südosteuropa besonderes Augenmerk gelegt.

4.7.1 FOKUS NATIONALE EBENE

Case 1: kalter, trockener Winter

Case 1 stellt eine repräsentative Situation für Wintermonate dar, da die schwache Wasserführung am Alpenbogen eine geringere Erzeugung der Flusskraftwerke (wie z.B. Donau) bewirkt. Bei zusätzlich geringer Windeinspeisung in Österreich wird bei mittleren bis hohen europäischen Marktpreisen die fehlende Erzeugung durch thermische Kraftwerke und Speicherkraftwerke kompensiert, um den Verbrauch (erhöhte Verbrauchsspitze im Winter sowie Fernwärmebedarf) im Inland decken zu können. Zusätzlich kommt es (zeitweise) zu Exporten in andere europäische Länder. Das Übertragungsnetz muss in diesem Fall den sicheren Transport der in den PSP- und thermischen Kraftwerken erzeugten Energie zu den Verbraucherzentren innerhalb Österreichs sowie den zeitweisen Export (z.B. zu Peak-Zeiten) zu den Partnernetzen gewährleisten.

Case 2: Schneeschmelze am Alpenbogen

Bedingt durch die Schneeschmelze und gute Wasserführung, kommt es zu einer hohen Wasserkrafterzeugung sowie typischerweise ebenfalls zu Exporten in die Nachbarstaaten. National gesehen erfolgt dadurch eine erhöhte Beanspruchung der innerösterreichischen Leitungen zum Ausgleich von Regionen mit hoher Wassererzeugung und Verbraucherzentren.

Eine Verschärfung dieser Situation kann in Zukunft durch den massiven nationalen EE-Ausbau (v.a. Windkraft) erfolgen. Sofern in Österreich ein hohes Winddargebot vorliegt und die Speicherkraftwerke bei hohen Marktpreisen sowie die Laufkraftwerke durch das hohe Wasserdargebot stark einspeisen, sind in Zukunft Exportspitzen zu erwarten.

Für das APG-Netz erfordert dieser Case eine adäquate Anbindung der Speicher- und PSP-Kraftwerke an das Höchstspannungsnetz mit entsprechenden Transportkapazitäten sowie leistungsfähige Kuppelleitungen.

Case 3: hohe nationale Windeinspeisung

Dieser Case berücksichtigt eine starke Winderzeugung in Österreich (und Deutschland etc.) zu Zeiten geringen Strombedarfs (typischerweise Off-Peak). Durch die niedrigen Marktpreise erfolgt eine Speicherung der überschüssigen Windenergie durch die PSP-Kraftwerke (Pumpbetrieb). Hierdurch ergibt sich national gesehen eine Ost-West-Belastung, d.h. eine erhöhte Belastung des geplanten 380-kV-Rings vom Osten (Windenergie) zu den PSP-Kraftwerken im Westen Österreichs sowie typischerweise eine Importsituation.

Durch den geplanten Windkraftausbau in Österreich wird dieser Case künftig an Bedeutung und Relevanz gewinnen (v.a. auch bei Prognoseabweichungen bei der EE-Erzeugung). Es wurde daher zusätzlich eine Sensitivitätsanalyse für verschieden hohe Windeinspeisungen in Österreich durchgeführt und deren Auswirkung auf den Kraftwerkseinsatz ermittelt, um die Robustheit des Cases und der Ergebnisse zu prüfen.

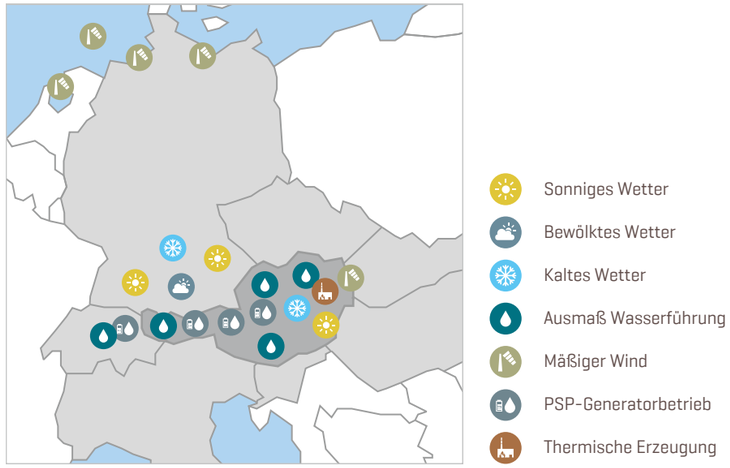


Abb. 31: Case 1 – kalter, trockener Winter

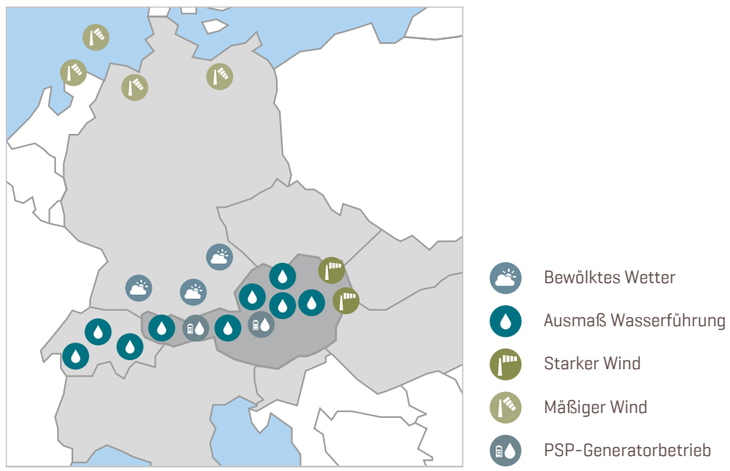


Abb. 32: Case 2 – Schneeschmelze am Alpenbogen

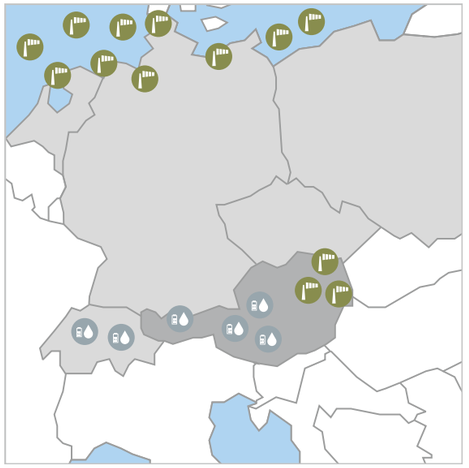


Abb. 33: Case 3 – hohe nationale Windeinspeisung

4.7.2 FOKUS EUROPÄISCHE EBENE

Durch die zentrale Lage Österreichs in Europa haben die europäische Erzeugungs- und Verbrauchssituation sowie der resultierende Stromhandel einen entscheidenden Einfluss auf die Netzbelastungen in Österreich (vgl. auch 4.4).

Case 4: EE-Überschuss Nordeuropa

Dieser Case betrachtet einen Importfall für Österreich, bei dem eine hohe EE-Einspeisung in Nordeuropa (v.a. Windeinspeisung) vorliegt. Durch die hohe Winderzeugung in Deutschland, Dänemark sowie an der Nord- und Ostsee bei gleichzeitig geringem Verbrauch (z.B. Wochenende) ergeben sich niedrigere Marktpreise und die österreichischen PSP-Kraftwerke befinden sich im Pumpbetrieb (Verspeicherung überschüssiger EE-Erzeugung).

Daraus resultieren Nord-Süd-Leistungsflüsse von z.B. Deutschland nach Österreich, die zu einer Belastungssteigerung der Kuppelleitungen sowie der innerösterreichischen Leitungen in Richtung der PSP-Kraftwerke führen. D.h., das Übertragungsnetz benötigt entsprechende Kuppelkapazitäten zu den Nachbarstaaten sowie eine leistungsfähige Anbindung der PSP-Kraftwerke. Für diesen Case wurde ebenfalls eine Sensitivitätsanalyse für verschiedene europäische Wind- und PV-Einspeisungen durchgeführt, um die nötige Steigerung der Netzkapazitäten und an den Kuppelstellen zu ermitteln.

Case 5: Sommersituation

In Case 5 sind die nationalen Verhältnisse (Erzeugung und Verbrauch in Österreich) relativ ausgeglichen. International kommt es jedoch z.B. in Deutschland zu einer hohen überschüssigen EE-Erzeugung aus Wind und v.a. PV, die nach Süd- und Südosteuropa exportiert wird, da dort, bedingt durch eine geringe Erzeugung (u.a. bewölktes Wetter) und hohen Verbrauch (z.B. Klimaanlagen etc.), eine Unterdeckung vorliegt **(Case 5.a)**. Dies bewirkt bei

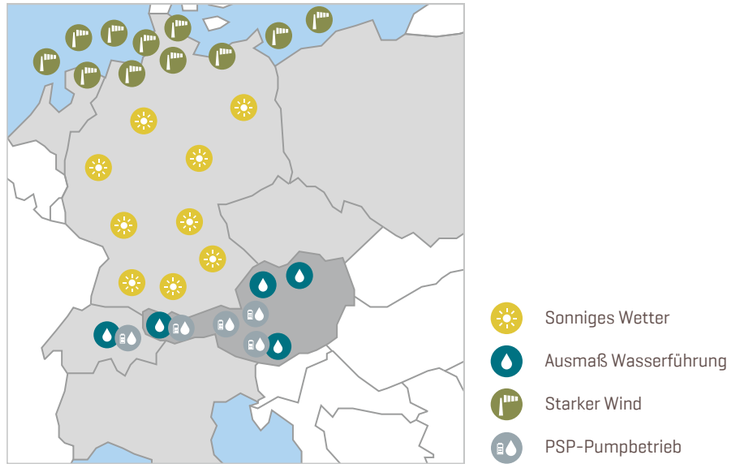


Abb. 34: Case 4 – EE-Überschuss Nordeuropa

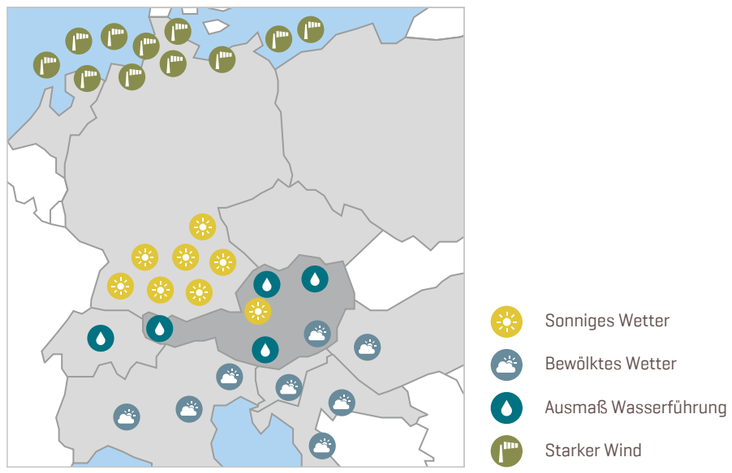


Abb. 35: Case 5.a – Sommersituation Nord → Süd

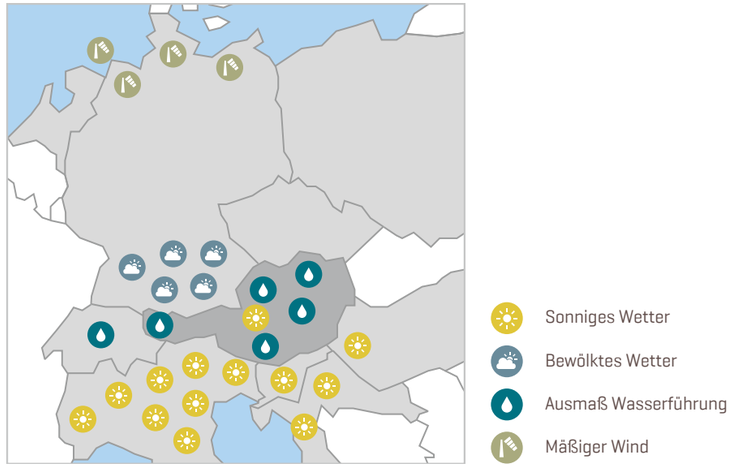


Abb. 36: Case 5.b – Sommersituation Süd → Nord

entsprechenden Marktpreisen auf den Kuppelleitungen und den innerösterreichischen Leitungen eine erhöhte Belastung überwiegend in Nord-Süd-Richtung.

Auch die umgekehrte Situation mit einem starken PV-Überschuss im Süden (z.B. Italien) und Import von Deutschland bei Windflauten wird durch die Analysen dieses Cases abgedeckt – dabei kommt es zu einer Umkehr der Leistungsflüsse in Süd-Nord-Richtung (Case 5.b).

Es wurde auch eine Sensitivitätsanalyse der Import-/Exportsalden der einzelnen europäischen Länder auf die europäischen Leistungsflüsse durchgeführt. So können jene Länder, deren Import- und Exportverhalten einen hohen Einfluss auf Leitungsbelastungen im APG-Netz haben, identifiziert werden. Zusätzlich wurde in diesem Case eine Sensitivitätsanalyse der deutschen PV-Einspeisung und deren Einfluss auf den österreichischen Erzeugungseinsatz durchgeführt, um die Robustheit des Cases zu prüfen.

Case 6: Wintersituation

Aufgrund der in diesem Case vorherrschenden Kältephase in den Wintermonaten wird insbesondere in Frankreich und Italien (bzw. Deutschland bei geringem Winddargebot) importiert – (sehr) hohe Marktpreise sind die Folge. Besonders verschärfend ist der Umstand, dass bei guter Wasserführung in Südosteuropa der dortige Erzeugungsüberschuss weiträumige europäische Ost-West-Leitungsüberschüsse hervorruft. Es kommt im APG-Netz zu massiven Belastungen der grenzüberschreitenden Leitungen – von Ungarn und Slowenien aus in Richtung Deutschland, Schweiz (Richtung Frankreich) sowie Italien. Innerösterreichisch gesehen ergeben sich ebenfalls sehr hohe Ost-West-Leistungsflüsse, v.a. Richtung Westösterreich. Marktpreisbedingt liegt hierbei typischerweise für Österreich eine Exportsituation vor (Einsatz der Speicher- und thermischen Kraftwerke).

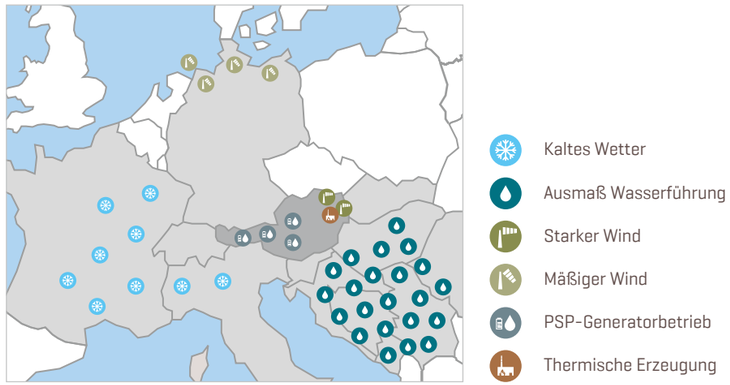


Abb. 37: Case 6 – Wintersituation

Mithilfe der sechs Cases wurden für alle drei Masterszenarien detaillierte Leistungsflussberechnungen für [n-0]-Grundlastfluss, Sensitivitätsanalysen und umfangreiche [n-1]-Ausfallssimulationen durchgeführt. Aus diesen differenzierten Leistungsflussanalysen lassen sich zukünftige Schwachstellen im APG-Netz identifizieren und die für einen sicheren zukünftigen Netzbetrieb notwendigen Kapazitätsverstärkungen ableiten. Zudem stellen die Master-Szenarien mit den durchgeführten Sensitivitätsanalysen sicher, dass die Ergebnisse robust und stabil sind. Die so identifizierten Masterplanprojekte 2030 werden in einem weiteren Schritt noch im Rahmen von regionalen Masterplänen auf bestmögliche Synergien mit Verteilernetzen, potenziellen Kraftwerksstandorten und Einflüssen auf regionaler Ebene geprüft.

4.8 ERGEBNISSE DER ANALYSEN UND IDENTIFIZIERTE SCHWACHSTELLEN IM NETZ

Die wesentliche Erkenntnis aus den umfangreichen Analysen und Berechnungen ist die Tatsache, dass die im LEIT-Szenario erkennbaren markanten Schwachstellen (in unterschiedlich starker Ausprägung) auch in den Szenarien GREEN und RED auftreten und einen entsprechenden Netzausbau unabdingbar machen – sowohl bei einem schneller voranschreitenden als auch bei einem verzögerten EE-Ausbau.

Die Robustheit des spezifischen österreichischen 380-kV-Ringkonzepts hinsichtlich energiewirtschaftlicher Veränderungen wird in diesem Rahmen bestätigt. Dies ergibt sich vor allem dadurch, dass die EE-Erzeugung, die PSP-Kraftwerke und konventionellen Kraftwerke sowie die Verbraucherzentren und internationalen Leitungsverbindungen entsprechend in den 380-kV-Ring integriert werden. Damit können sich die Leistungsflüsse netztechnisch je nach Situation effizient verteilen.

Für die Bewältigung künftiger länderübergreifender Energieaustäusche zwischen EE und PSP-Kraftwerken haben sich in den Szenarien leistungsfähige Anbindungen Österreichs an die Nachbarstaaten, d.h. entsprechende grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten, als notwendig erwiesen. Spitzenwerte der Austauschleistungen zwischen Österreich und den Nachbarstaaten treten in allen Szenarien auf. Im Szenario GREEN resultieren diese v.a. aus der hohen EE-Einspeisung in Österreich bzw. Europa.

Die durchgeführten Netzanalysen für das LEIT-Szenario ergeben die untenstehend dargestellten Verschärfungen bestehender Schwachstellen sowie absehbare neue Engpässe im österreichischen Übertragungsnetz **(siehe Abbildung 38)**. Wie bereits dargestellt, wurden sämtliche Cases zur Absicherung der Ergebnisse des LEIT-Szenarios auch für die Szenarien RED und GREEN berechnet und analysiert. Diese Berechnungen zeigen, dass die untenstehend angeführten Schwachstellen auch unter den in den beiden anderen Szenarien getroffenen Annahmen auftreten.

Die in der Folge beschriebenen Schwachstellen und Engpässe wurden mit den Masterszenarien und Cases im Rahmen der Studien identifiziert. Die bereits bekannten strukturbedingten Engpässe im APG-Netz wurden umfassend bestätigt (vgl. 4.3).

→ **Nord-Süd-Engpässe in Österreich**
Eine weitere Belastungssteigerung und Verschärfung auf den APG-Leitungen in Nord-Süd-Richtung ist höchst absehbar. Der raschen Realisierung der 380-kV-Salzburgleitung vom Netzknoten St. Peter zum Netzknoten Tauern kommt damit höchste Priorität zu.

→ **Netzverstärkung zur Netzintegration der Windkraft im Osten Österreichs**
Im Weinviertel und im nördlichen Burgenland wird der Großteil des weiteren Ausbaus der Windenergie erfolgen. Mit der bestehenden Netzinfrastruktur sind der Anschluss der Windparks und die Netzeinspeisung sowie der Transport der erzeugten Energie zu den Verbraucherzentren und PSP-Kraftwerken nicht ausreichend möglich. Es zeigen sich in den Cases zunehmend Erhöhungen der Ost-West-Flüsse in Österreich (v.a. im Bereich der so genannten Donauschiene und im Süden Österreichs, d.h. im Raum Kärnten).

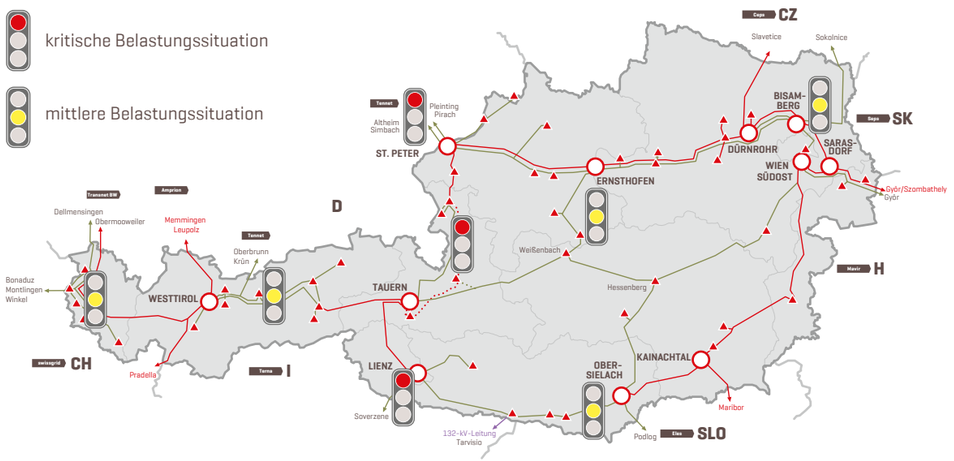


Abb. 38: Bestehende und absehbare Schwachstellen im APG-Übertragungsnetz bis 2020

→ **Netzraum Kärnten**
Absehbare Schwachstellen im Süden Österreichs sind v.a. der 220-kV-Leitungszug Lienz – Obersielach mit dem fehlenden 380-kV-Ringschluss sowie bei Leistungssteigerungen der Speicherkraftwerke im Bereich Westkärnten zunehmend auch die Leitung Lienz – Malta Hauptstufe.

→ **Kuppelleitungen zu Nachbarnetzen**
Die Berechnungen der internationalen Cases ergeben in allen Szenarien, vor allem durch den massiven EE-Ausbau und die dadurch entstehende Interaktion mit den österreichischen PSP-Kraftwerken, weitere Erhöhungen der Netzbelastungen zwischen Österreich und v.a. Deutschland (St. Peter – Deutschland, Westtirol – Memmingen/Leupolz und im Bereich Bodensee – Raum Vorarlberg) sowie im Süden auf der Leitung Lienz – Richtung Italien.

→ **Weitere Schwachstellen**
Die 220-kV-Ost-West-Verbindung zwischen Zell/Ziller und Westtirol stellt eine weitere Schwachstelle im Übertragungsnetz dar. Weiters zeigt sich eindeutig, dass v.a. alte kapazitätsschwach beseilte 220-kV-Leitungen bei steigenden Netzbelastungen zunehmend an ihre Kapazitätsgrenzen stoßen (z.B. innerösterreichische Leitungen, 220-kV-Leitung St. Peter – Hausruck – Ernsthofen, Ernsthofen – Weißenbach – Tauern bzw. die 220-kV-Kuppelleitung Obersielach – Podlog – Richtung Slowenien). Hier wird zu überlegen sein, ob im Rahmen von Sanierungen und Generalerneuerungen bestimmte Ertüchtigungen vorgenommen werden können (mit entsprechenden behördlichen Genehmigungen).

4.9 DIE TOPPROJEKTE DES APG-MASTERPLANS UND DAS ZIELNETZ 2030

Ausgehend vom Netzausbauzustand 2012, wurden mit den durchgeführten Netzanalysen im Rahmen der Szenarien und Cases (vgl. Abschnitte 4.6 und 4.7) folgende Masterplanprojekte identifiziert und deklariert, um die festgestellten Schwachstellen zu beseitigen.

4.9.1 TOP-10-PROJEKTE DES APG-MASTERPLANS 2030

In **Abbildung 39** sind die Top-10-Projekte des Masterplans 2030 dargestellt. Mit der Realisierung dieser Projekte entsteht das Zielnetz 2030. Die Projekte 1, 2, 4, 5, 6, 8 und 10 wurden von der Europäischen Kommission als „Vorhaben von gemeinsamem Interesse" anerkannt (PCI-Status).

Mit den Masterplanprojekten und ihrer nationalen und europäischen Bedeutung werden folgende netztechnische und energiewirtschaftliche Vorteile lukriert und nachhaltig gesichert:

→ langfristige Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Österreich mit elektrischer Energie und der Anbindung der Verteilernetze durch neue Netzabstützungen

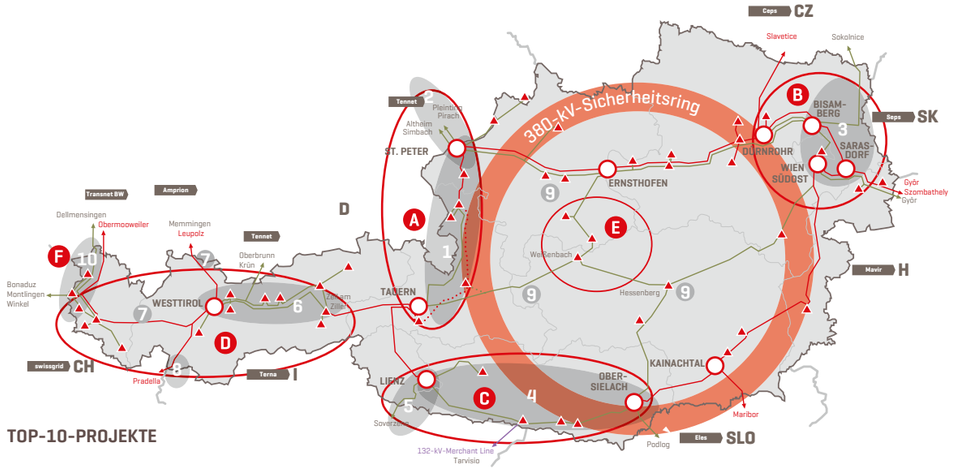
→ optimierte Übertragungsnetzstruktur mit dem 380-kV - Ring und einer leistungsfähigen Anbindung der westlichen Bundesländer; Schaffung von leistungsfähigen Netzkapazitäten in Nord-Süd- und Ost-West-Richtungen sowie von Kuppelleitungen zu ENTSO-E-Partnernetzen

→ Möglichkeit der effizienten Interaktion der neuen EE-Erzeuger mit den PSP-Kraftwerken inkl. leistungsfähiger Anbindung der PSP-Kraftwerke für Ausgleichs- und Regelmöglichkeiten sowie Systemdienstleistungen (z.B. Netzwiederaufbau)

→ Voraussetzung für die Netzintegration von Erzeugungsanlagen (neue EE- und konventionelle Kraftwerke)

→ Erreichung der Ökostrom- und 20-20-20-Ziele Österreichs durch Netzintegration von Windenergie, PV und Biomasse

→ möglichst uneingeschränkter Marktzugang für Erzeuger und Kunden in Österreich und zum europäischen Strommarkt



TOP-10-PROJEKTE

A Salzburgleitung und Deutschlandleitung, 380-kV-Ring, EE-Integration und Marktkopplung
- **1** Salzburgleitung
- **2** Deutschlandleitung (Kuppelleitung St. Peter – Deutschland)

B Netzintegration EE (v.a. Windkraft) im Netzraum Ost
- **3** Netzraum Ost Windintegration

C 380-kV-Ringschluss Österreich Süd, EE-Integration und Marktkopplung
- **4** Netzraum Kärnten (380-kV-Ringschluss)
- **5** Italienleitung (Kuppelleitung Lienz – Veneto Region)

D West Österreich, Netzintegration EE und Pumpspeicher, Marktintegration
- **6** Netzraum Tirol (Netzverstärkung Westtirol – Zell/Ziller)
- **7** Umstellung auf 380-kV-Betrieb (Systeme Westtirol – Memmingen/Bürs)
- **8** Reschenpass (Kuppelleitung Italien)

E Innerösterreichische 220-kV-Leitungen, (General-) Erneuerungen
- **9** Generalerneuerungen 220-kV-Leitungen

F EE-Integration, Marktkopplung Bodensee-Raum
- **10** Netzverstärkung Bodensee-Raum

Abb. 39: Die Top-10-Projekte des APG-Masterplans 2030 und der 380-kV-Ring

→ Erhalt und verstärkte Kopplung des gemeinsamen Marktgebiets mit Deutschland; verstärkte Marktintegration und -kopplung mit anderen europäischen Marktzonen (z.B. Schweiz, Italien, Slowenien etc.) und damit ein wichtiger Beitrag zur europäischen EE-Integration

→ Reduktion und Vermeidung von marktseitigem und kostenintensivem Engpassmanagement

→ Voraussetzung für nötige längerfristige Abschaltungen (mehrere Monate) für altersbedingte Sanierungen und

notwendige Generalerneuerungen von alten 220-kV-Leitungen

Die technischen Detailbeschreibungen der Masterplanprojekte, die in den Zehn-Jahres-Planungshorizont des NEP fallen, sind im jeweils aktuell veröffentlichten NEP beschrieben (siehe auf www.apg.at). Im NEP finden sich weiters zahlreiche Projekte zur Erweiterung bzw. zum Neubau von UW, die in Zusammenhang mit den Zielsetzungen des Masterplans 2030 stehen und v.a. dem Anschluss von Windkraftprojekten und neuen Netzabstützungen der Verteilernetze dienen (vgl. NEP 2013: elf von 20 UW-Projekten sind für den Anschluss der Windkraft nötig). Im Zuge der koordinierten Planungsaktivitäten auf europäischer Ebene finden sich die APG-Masterplanprojekte ebenfalls im TYNDP der ENTSO-E.

4.9.2 DER 380-KV-RING IN ÖSTERREICH UND ZIELNETZ 2030

Nach Umsetzung der in Abschnitt 4.9.1 angeführten Masterplanprojekte ergibt sich das APG-Zielnetz 2030. Dieses zeichnet sich v.a. durch den 380-kV-Ringschluss im Süden Österreichs und mit der Salzburgleitung aus. Zudem liegen hierzulande eine leistungsfähige Anbindung der Windkraft im Osten und eine kapazitätsstarke Verbindung im Westen vor. Leistungsfähige 380-kV-Verbindungen zu den Nachbarstaaten ermöglichen die europäische EE- und Marktintegration.

Das Zielnetz 2030 sichert im LEIT-Szenario, aber auch in den Szenarien RED und GREEN in allen gerechneten Cases die Behebung absehbarer Schwachstellen und gewährleistet unter den getroffenen Annahmen eine höchstmögliche Versorgungssicherheit. Weiters ermöglicht es den nationalen EE-Ausbau durch die Integration von EE und neuen PSP-Kraftwerkspotenzialen sowie die benötigten höheren grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten. Darüber hinaus werden die Anforderungen aus den Zielsetzungen der europäischen Marktintegration unterstützt. Das Zielnetz 2030 mit dem geschlossenen 380-kV-Ring ist eine zukunftsorientierte, stabile und robuste Lösung – ihre Unabdingbarkeit zeigt sich in allen Szenarien und analysierten Cases.

Die absehbaren oder sich verschärfenden Schwachstellen und Engpässe (vgl. 4.3 und 4.8) treten im Zielnetz 2030 nicht auf. Somit kann zukünftig ein sicherer Netzbetrieb – unter Berücksichtigung höchstmöglicher Versorgungssicherheit und der Herausforderungen durch die Netzintegration des europäischen EE-Ausbaus – gewährleistet werden.

Umfangreiche Netzanalyserechnungen zum APG-Zielnetz 2030 des Instituts für elektrische Anlagen der TU Graz bestätigen den netzbetrieblichen und energiewirtschaftlichen Nutzen der Projekte. Die APG-Masterplanprojekte 2030 sind somit unter wissenschaftlichen Gesichtspunkten überprüft und testiert.

Für die Vervollständigung des 380-kV-Rings sind folgende Leitungsverbindungen erforderlich:

- Im Norden ist entlang der so genannten Donauschiene die bestehende, bereits für den 380-kV-Betrieb genehmigte Leitung St. Peter – Ernsthofen (Systeme 431/432) auf 380 kV umzustellen. Dieses Projekt befindet sich derzeit in Umsetzung. Zusätzlich erfolgt die Montage des 3./4. Leitungssystems zwischen Dürnrohr und Sarasdorf in den Jahren 2013/14.

- 380-kV-Salzburgleitung Netzknoten St. Peter – Netzknoten Tauern: Dieses Projekt wurde im September 2012 bei den zuständigen Behörden zur UVP-Genehmigung eingereicht.

- Die durch die 380-kV-Salzburgleitung bewirkte Stärkung des Übertragungsnetzes im zentralen Norden Österreichs wird langfristig nicht ausreichen. Es ist in weiterer Folge die vollständige Schließung des 380-kV-Rings im Süden Österreichs nötig (Netzraum Kärnten). Nur damit ergeben sich zwei leistungsfähige Verbindungen für die Interaktion der EE-Regionen im Osten Österreichs mit den PSP-Kraftwerken in den Zentralalpen.

Nach seiner Fertigstellung bietet der 380-kV-Ring erhebliche betriebliche Freiheiten und Übertragungskapazitäten, die eine zukunftsweisende und nachhaltige Versorgungssicherheit in Österreich gewährleisten. Veränderungen im Verbrauch (Laststeigerungen) und in der Erzeugung (EE-Ausbau, Stilllegung alter und Errichtung neuer Kraftwerke) können dann nicht mehr die Versorgungssicherheit von Regionen gefährden.

4.9.3 VORTEILE DES RINGKONZEPTS

Die nachfolgend genannten Vorteile des 380-kV-Rings in Österreich werden erst mit dem vollständigen Ringschluss wirksam:

Netzbetriebliche Funktionalität

- Als Rückgrat der österreichischen Stromversorgung gewährleistet der 380-kV-Ring eine hohe Versorgungssicherheit für die heimischen Verbraucher, da allen Verbraucherzentren eine leistungsfähige zweiseitige Anbindung an das Übertragungsnetz zur Verfügung steht. Zudem sind alle großen Kraftwerke an das Übertragungsnetz angeschlossen.

- Die derzeit vorhandenen innerösterreichischen Engpässe im Übertragungsnetz werden durch den 380-kV-Ring aufgrund seiner hohen Leistungsfähigkeit beseitigt. Mit dem Ring und leistungsfähigen Kuppelleitungen zu den benachbarten Übertragungsnetzen stehen ausreichende Betriebsreserven für kurzfristige Veränderungen der Netzbelastung (z.B. durch Störungen, revisionsbedingte Abschaltungen) oder spezielle energiewirtschaftliche Situationen (wie etwa den Ausfall der Erzeugung von Laufkraftwerken durch Hochwasser) zur Verfügung.

- Der 380-kV-Höchstspannungsring ist kosten- und raumsparend sowie leistungsfähig, sowohl in Nord-Süd- als auch in Ost-West-Richtung (bzw. jeweils auch umgekehrt). Dafür muss jedoch jede Leitung im 380-kV-Ring eine höchstmögliche Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit aufweisen.

- Flexibilität hinsichtlich der Versorgung bei strukturellen Änderungen der Erzeugungsschwerpunkte in Österreich (im Vergleich zu geografisch nicht veränderbaren Erzeugungseinheiten bzw. zur weiteren Erschließung von EE-Potenzialen).

- Funktionale Trennung der verlustarmen 380-kV-Ebene für überregionale Transporte und Schaffung von freien Kapazitäten auf der 220-kV-Ebene für die regionale Versorgung und Abstützung der 110-kV-Verteilernetze.

- Ermöglichung der notwendigen Instandhaltungs- und Erneuerungsmaßnahmen im innerösterreichischen 220-kV-Netz. Zum Beispiel erfordern nötige Seiltäusche mehr-monatige Leitungsabschaltungen – aufgrund des Alters der innerösterreichischen 220-kV-Leitungen werden hier in den nächsten Jahren verstärkt Generalerneuerungen erforderlich sein.

Voraussetzung für die Umsetzung der 20-20-20-Ziele

- Der 380-kV-Ring ermöglicht die Einbindung der EE-Anlagen (v.a. Windkraft) mit ihrer dargebotsabhängigen, volatilen Erzeugungsstruktur in das energiewirtschaftliche Gesamtsystem, deren Interaktion mit den PSP-Kraftwerken und den Nachbarländern sowie den weiteren Ausbau der Wasserkraft in Österreich.

- Durch die mögliche Integration von EE sowie durch einen optimalen Kraftwerkseinsatz (Vermeidung von Engpassmanagement durch Zwangseinsatz thermischer Kraftwerke) können CO_2-Emissionen reduziert werden.

- Wie die Netzintegration der Windkraft im Burgenland und in Niederösterreich zeigt, müssen die leistungsstarken Windparks über die 110-kV-Netze an die 380-kV-Ebene angebunden werden. Das 380-/110-kV-UW Zurndorf, welches im Dezember 2012 von der APG mit dem Verteilernetzbetreiber Netz Burgenland Strom in Betrieb genommen wurde, bietet ein Einspeisepotenzial von

aktuell 600 MW Windkraft (diese Leistung entspricht fast drei Donaukraftwerken (!); weitere Ausbaupläne auf 900 MW bis 2014 und 1.200 MW bis 2017 liegen vor). Bis 2015 werden zur weiteren Netzintegration von Windparks in Niederösterreich zusätzlich die 380-kV-UW Sarasdorf, Bisamberg und Dürnrohr ausgebaut. Weitere 380-kV-Stützpunkte für die Windkrafteinspeisung sind bereits in Planung.

Strommarkt und Wirtschaftsstandort

→ Voraussetzung für den – möglichst uneingeschränkten – Zugang der Erzeuger und Kunden zum europäischen Strommarkt.

→ Für den österreichischen Wirtschaftsstandort wird ein sicherer Zugang zum europäischen Strommarkt gewährleistet. Dadurch werden die Standortqualität und Wettbewerbsfähigkeit der ansässigen Industrie- und Wirtschaftsbetriebe gesichert.

→ Der 380-kV-Ring bietet dem österreichischen Wirtschaftsstandort aufgrund ausreichend vorhandener Kapazitätsreserven langfristig entsprechende Entwicklungsmöglichkeiten für Betriebsausweitungen und Neuansiedlungen.

Wirtschaftliche und effiziente Betriebsführung

Auf der 380-kV-Ebene fallen im Vergleich zu 220 kV geringere Übertragungsverluste an. Aufgrund der Übernahme der überregionalen Stromtransporte durch den 380-kV-Ring kommt es zu einer Entlastung der bestehenden 220-kV-Leitungen und zu einer Reduktion der Übertragungsverluste im österreichischen Hochspannungsnetz. Durch diese Verlusteinsparungen werden auch CO_2-Emissionen reduziert.

Notwendige Instandhaltungsarbeiten im 380-/220-kV-Netz werden nach der Realisierung des Rings aufgrund höherer Betriebsreserven besser planbar und umsetzbar, da die nötigen Abschaltzeitpunkte mit mehr Sicherheit eingehalten werden können. Derzeit sind wegen hoher Netzbelastungen oftmals kurzfristige Stopps und Verschiebungen von Instandhaltungsmaßnahmen erforderlich. Dies verursacht durch die Fremdvergabe von zahlreichen Maßnahmen zusätzliche Kosten für die APG.

4.9.4 APG-NETZENTWICKLUNG: DER DREI-STUFEN-PLANUNGSPROZESS

Bei der Planung von erforderlichen Netzausbauten geht die APG im Sinne von nachhaltigen Überlegungen zur Umweltverträglichkeit und hinsichtlich der volkswirtschaftlichen Kosten nach dem Prinzip „Netzoptimierung vor Ausbau" (NOVA) vor.[1] Die grundsätzlich zur Verfügung stehenden Handlungsoptionen beinhalten Verbesserungen bei der Betriebsführung, Netzverstärkung und -optimierung sowie – im dritten Schritt – Maßnahmen zum Netzausbau. Erst nach Ausschöpfung aller Möglichkeiten im vorgelagerten Schritt wird die nächste Stufe im Netzentwicklungsprozess erwogen. Ein Leitungsneubau sowie neue Leitungstrassen und -korridore werden – auch aus Kostengründen – zuletzt in Betracht gezogen **(vgl. Abbildung 40)**.

Das NOVA-Prinzip wird sowohl für die gesamthafte Netzentwicklung als auch für einzelne Netzausbauprojekte angewandt. Für Letztere werden jeweils individuelle Variantenüberlegungen durchgeführt, wobei die Auslegungskriterien und der Zustand bestehender Leitungen berücksichtigt werden müssen. Ein bei älteren Leitungen oft vorliegender Instandhaltungs- und Erneuerungsbedarf wird dabei miteinbezogen. Für das Upgrade von bestehenden Übertragungsleitungen auf Bestandstrassen nach dem NOVA-Prinzip bedarf es jedoch entsprechender rechtlicher Rahmenbedingungen und vereinfachter Genehmigungsverfahren.

Neue Leitungstrassen werden von der APG unter bestmöglicher Rücksichtnahme auf Anrainer und Umwelt mit geringstmöglicher Raumerfordernis und optimaler netztechnischer Funktionalität geplant. Mögliche Synergien mit Verteilernetzbetreibern (z.B. 110-kV-Mitführungen

[1] Die Bezeichnung „NOVA" wurde von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern bzw. vom deutschen NEP übernommen.

und Demontagen) werden dabei ausführlich geprüft und nach technischen sowie wirtschaftlichen Kriterien in das Projekt aufgenommen.

Des Weiteren arbeitet die APG gemeinsam mit externen Partnern an der Weiterentwicklung von bestehenden Mastdesigns, um die Akzeptanz von Leitungsneubauten zu erhöhen. Am Beispiel der 380-kV-Salzburgleitung wird dies in **Abbildung 41** gezeigt. Das so genannte Mastbild „Twinni" als Weiterentwicklung eines niederländischen Mastdesigns von TenneT, welches den spezifischen Anforderungen in Salzburg Rechnung trägt, soll bei der 380-kV-Salzburgleitung auf einem bestimmten Abschnitt zum Einsatz kommen.

Abb. 41: Weiterentwicklung des APG-Mastdesigns

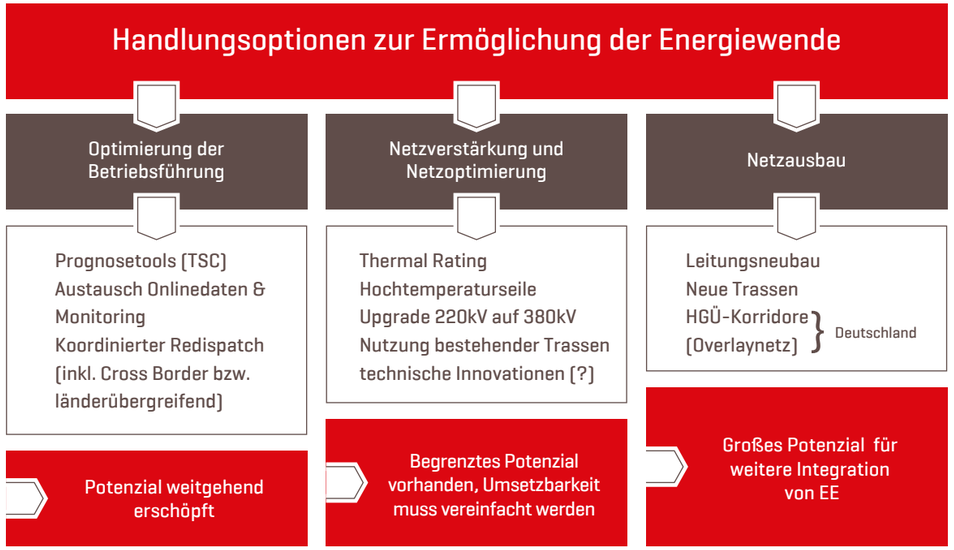


Abb. 40: Handlungsoptionen bei der Netzentwicklung (NOVA-Prinzip)

4.9.5 KATEGORISIERUNG DES APG-NETZES

Abschließend wird für den Abschnitt 4.9 die Kategorisierung des APG-Zielnetzes erläutert. Nicht jede Leitung im APG-Übertragungsnetz hat die gleiche Bedeutung für die Versorgungssicherheit oder die gesamtösterreichische Stromversorgung. Je nach Lage und Funktion einer Leitung im Netz bestehen unterschiedliche Risiken im Fall der Nichtverfügbarkeit. Die nachfolgend beschriebenen Kriterien sind die Basis für die objektivierbare Kategorisierung der Leitungen im APG-Übertragungsnetz.

Die 380-/220-kV-Leitungen wurden unter Berücksichtigung folgender Kriterien gemäß ihrer Bedeutung in drei Kategorien eingeteilt **(siehe auch Abbildung 42)**:

- → das spezielle österreichische Netzkonzept (380-kV-Ring) im Hinblick auf die Stromversorgung und die Bedeutung für die Versorgungssicherheit
- → Netzbetriebssicherheit unter Einhaltung der Regeln des ENTSO-E-Operation-Handbooks (bzw. künftig zusätzlich der europäischen Network-Codes) sowie der österreichischen Gesetze und Regelungen (ElWOG etc.)
- → Schwere der Konsequenzen im Fall von Nichtverfügbarkeiten, Ausfällen und Beschädigungen sowie die Dringlichkeit der Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft

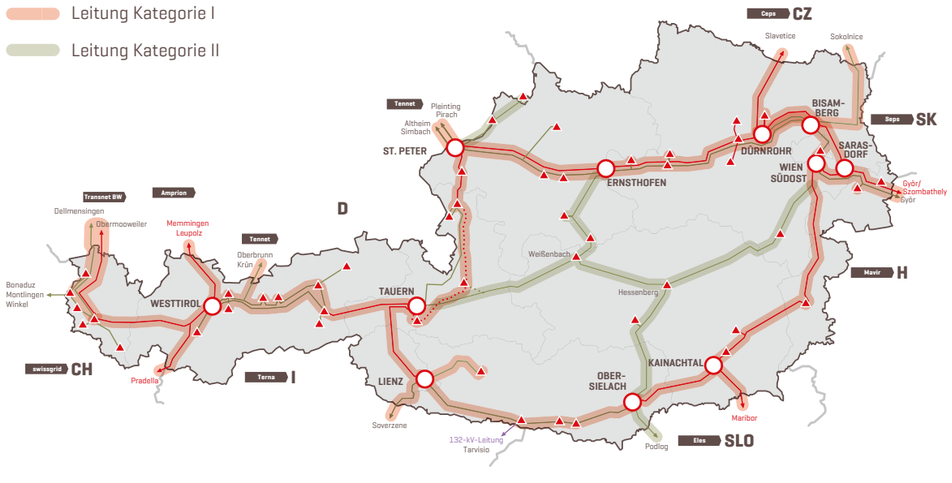


Abb. 42: Darstellung der Leitungen nach Kategorie I und II

Leitungen der Kategorie I

- → Leitungen der Kategorie I sind hochrangige Leitungsverbindungen und zu vergleichen mit Hauptverkehrs- und Transportwegen bzw. Backbones in anderen (Infrastruktur-)Netzen.
- → Das 380-kV-Netz in Zentralösterreich ist in Ringform ohne kosten- und raumintensive parallele Leitungen konzipiert. Daher werden an Leitungen der Kategorie I höchste Anforderungen hinsichtlich Verfügbarkeit und Sicherheit gestellt, um die sichere Stromversorgung jederzeit zu gewährleisten. Ausfälle von Leitungen der Kategorie I sind unbedingt zu vermeiden, da die in der Folge großen Lastverlagerungen im Extremfall zu einer Störungsausweitung im europäischen Übertragungsnetz führen können. Aus diesen sicherheitstechnischen Gründen und wegen des speziellen österreichischen Ringkonzepts sind Leitungen der Kategorie I ausschließlich in einer jahrzehntelang im praktischen Einsatz bewährten, laufend verbesserten und für die spezifischen österreichischen Netzanforderungen geeigneten Technologie auszuführen.
- → Leitungen der Kategorie I müssen aufgrund ihrer essenziellen Bedeutung für die Stromversorgung im Schadensfall raschestmöglich und unter Einsatz langjährig bewährter Konzepte (insbesondere mittels Notgestänge) zu reparieren sein.
- → Leitungen der Kategorie I: 380-kV-Ring sowie die aus Netzsicherheit, Marktsicht und hinsichtlich der EE-Integration hochrangigen 380-/220-kV-Leitungen mit überregionaler Bedeutung.

Leitungen der Kategorie II

- → Leitungen der Kategorie II stellen im österreichischen Netzkonzept wichtige Verbindungen dar. Entsprechend hoch sind daher auch hier die Anforderungen hinsichtlich Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit. Aus diesem Grund müssen für diese Leitungen die optimalen Technologien zum Einsatz kommen. Im Gegensatz zu den Leitungen der Kategorie I stellt ein Ausfall kein unmittelbares Risiko für die Aufrechterhaltung der Stromversorgung dar – z.B. durch vorhandene parallele (redundante) Leitungen. Es entstehen im Schadensfall regionale Einschränkungen, wobei grundsätzlich keine kaskadenartigen Störungsausweitungen zu erwarten sind.
- → Leitungen der Kategorie II müssen im Schadensfall ebenfalls mit bewährten Konzepten und Technologien rasch repariert werden können.
- → Leitungen der Kategorie II: 220-kV-Leitungen mit regionaler Bedeutung.

Im APG-Masterplan 2020 wurde zusätzlich noch eine Kategorie III definiert. Diese beschreibt Leitungen von lokaler Bedeutung, z.B. für die Anbindung von (kleineren) Kraftwerken und Industriebetrieben sowie redundant ausgeführte Verteilernetzanspeisungen. Im Vergleich zur früheren Kategorisierung wurde im Masterplan 2030 nunmehr eine Anpassung an die aktuellen Gegebenheiten vorgenommen. Dadurch kam es zu Änderungen bei einzelnen Leitungen.

4.10 ZUKÜNFTIGE HERAUSFORDERUNGEN IM NETZBETRIEB

Bedingt durch die Energiewende, werden in Europa in den nächsten Jahrzehnten tiefgreifende Änderungen im Energiesystem erfolgen. Grundlage dafür bilden die 20-20-20-Ziele der EU. Zur Einhaltung der länderspezifischen Zielvorgaben muss Österreich eine Steigerung des EE-Anteils verfolgen.

Die prognostizierte Zunahme der installierten EE-Leistungen lässt bestehende alte Anlagen, insbesondere UW, an die Grenzen ihrer Dimensionierung stoßen. Steigende Strombelastungen durch höhere installierte Anlagenleistungen und eine extrem hohe Korrelation der Erzeugung (verstärkt durch die starke lokale Clusterung der Anlagen, v.a. bei Windparks) sind entscheidende Belastungsfaktoren. Die Erneuerung und Ertüchtigung von bestehenden Anlagen für die zukünftigen Anforderungen sind – neben den zahlreichen Neubauprojekten – ein zentrales Thema und müssen im Hinblick auf eine größtmögliche Versorgungssicherheit mit Sorgfalt geplant und durchgeführt werden.

Komplexe Schutzkonzepte sorgen im Fehler- und Kurzschlussfall für rasche und selektive Abschaltungen von Netzelementen und damit für die Stabilität des Übertragungsnetzes. Bei der Verdrängung von konventionellen Kraftwerken durch (stromrichtergespeiste) EE-Anlagen nehmen die Kurzschlussströme im Netz zeitweise lokal ab. Die Wahrung einer Mindestkurzschlussleistung ist jedoch systemrelevant, damit die Schutzgeräte im Fehlerfall ansprechen. Zudem ist eine entsprechend hohe Kurzschlussleistung wiederum wichtig für die Spannungsqualität und -stabilität im Netz. Das von der Natur aus gegebene schwankende EE-Dargebot führt insgesamt zu einer erhöhten Dynamik im Netzbetrieb und sich schnell ändernden Leistungsflüssen.

Die nunmehr kürzeren Einsatzzeiten der konventionellen Kraftwerke erschweren zudem den wirtschaftlichen Betrieb von vorhandenen Anlagen. Stilllegungen und nicht durchgeführte Ersatzneubauten an bestehenden Standorten beeinflussen die Netzstabilität negativ. Konventionelle Kraftwerke werden weiterhin als Back-up bei mangelndem EE-Dargebot, für die Speicherung, die Systemstabilität und zur Netzregelung benötigt werden. Insbesondere die Netzregelung und -stabilisierung sind mit EE kaum möglich und sie weisen durch leistungselektronische Konverter geringere bzw. im Falle der PV keine (!) netzwirksamen Schwungmassen auf.

Ebenso wird zukünftig mit wachsenden und teilweise extremen Leistungsgradienten bei Änderungen des EE-Dargebots und der Residuallast (Differenz zwischen Netzlast und EE-Erzeugung, die konventionell zu decken ist) zu rechnen sein – z.B. Fehlprognosen bei hochdynamischen Dargebotsänderungen wie beim Durchziehen einer Gewitterfront mit Starkwind. Damit werden die Anforderungen an die Regelzonen und die Leistungsfrequenz-regelung massiv steigen.

Wie in Kapitel 2.2.2 beschrieben, kann eine Abweichung der Netzfrequenz (50 Hz) von Systemstörungen bis hin zu großflächigen Netzausfällen führen. Eine exakte und stabile Netzfrequenz ist systemimmanent. Plötzliche große Leistungsänderungen, z.B. die zeitgleiche Zuschaltung oder der Abfall mehrerer großer Windparks, wirken sich äußerst negativ auf die Frequenzstabilität aus. Zukünftig könnten regulatorische Eingriffe wie EE-Einspeisebegrenzungen und Regelungen zu maximal zulässigen Leistungsgradienten zum Erhalt der Netz- und Systemsicherheit nötig werden.

5. AUSWIRKUNGEN BEI NICHTUMSETZUNG DER MASTERPLANPROJEKTE

Eine sichere, zuverlässige, umweltverträgliche und zu wirtschaftlichen Bedingungen verfügbare Stromversorgung zählt unabdingbar zu den Grundqualitäten eines modernen, funktionierenden Gesellschaftssystems und Wirtschaftsstandorts. Unter Berücksichtigung der in den Kapiteln 3 und 4 dargelegten absehbaren Entwicklungen und der daraus abgeleiteten notwendigen Netzausbauprojekte hätte eine Nichtumsetzung der APG-Masterplanprojekte 2030 weitreichende Folgen.

5.1 STEIGENDES RISIKO FÜR VERSORGUNGSSICHERHEIT UND NETZBETRIEB

Die österreichische Versorgungssicherheit liegt derzeit hinsichtlich Verfügbarkeit weltweit im Spitzenfeld. Trotzdem war in den letzten drei Jahren eine stark steigende Zahl an korrektiven Eingriffen im Netzbetrieb zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit notwendig. Aktuell steht das APG-Übertragungsnetz durch den forcierten EE-Ausbau in Österreich und Europa bereits vor deutlich größeren Herausforderungen als früher, als der Strombedarf zum größten Teil über Grundlastkraftwerke (Wasser- und thermische Kraftwerke), ergänzt von Spitzenlastkraftwerken (v.a. Speicherkraftwerken), abgedeckt wurde und der Netzbetrieb mit einer weniger dynamischen Einspeisecharakteristik konfrontiert war. Heute ist die Einspeisesituation in hohem Maße von der stärker volatilen Erzeugung aus Windkraft und Solarenergie (bei gleichzeitiger Stilllegung von Grundlastkraftwerken) geprägt, wobei in den nächsten Jahrzehnten noch eine deutliche Zunahme erwartet wird. Das bedeutet, dass die Netzbelastungen ähnlich der EE-Erzeugung sehr dynamisch und zunehmend schwer prognostizierbar sein werden. Auch die volatilen Preise an den Strombörsen beeinflussen den Kraftwerkseinsatz und damit die Netzbelastungen in immer kürzer werdenden Zeiträumen.

Der Netzbetrieb steht zunehmend vor der Herausforderung, die höchstmögliche Netzsicherheit in einem immer kurzfristigeren und durch den massiven EE-Ausbau immer schwerer vorhersehbaren Umfeld zu gewährleisten. Der steigende und zunehmend kurzfristige Stromhandel an den Börsen (v.a. Intradayhandel mit immer kürzeren Vorlaufzeiten) führt zudem zu vermehrten internationalen Austäuschen und damit zu einem steigenden Bedarf an Prognoserechnungen (vgl. 4.5) und Abstimmungen mit den benachbarten Übertragungsnetzbetreibern.

Diese Entwicklungen werden sich in den nächsten Jahren und Jahrzehnten in Europa und Österreich vor allem aufgrund des umfassenden EE-Ausbaus und der damit verbundenen dynamischen und großräumigen Stromflüsse weiter verschärfen. Ohne einen entsprechenden Netzausbau – wie in Kapitel 4 dargelegt – erhöht sich das Risiko für den Netzbetrieb und die Versorgungssicherheit. Trotz umfangreicher und kostenintensiver Engpassmanagementmaßnahmen kann dies zu vermehrten Stromausfällen und im Extremfall sogar zu Blackouts in Österreich und – bei massiven Netzstörungen – auch in Teilen Europas führen.

Stromausfälle und Blackouts bedeuten – auch regional begrenzt und bereits bei geringer Dauer – einen hohen volkswirtschaftlichen Schaden. Ein Ausfall im 380-/220-kV-Über-tragungsnetz kann sich auf mehrere Mio. Kunden auswirken. In der Studie „Black Ö1" (Forschungsprojekt: Blackouts in Österreich, 2011, Reichl/Schmidthaler) wird dargelegt, dass ein zehnstündiger Stromausfall in Österreich einen wirtschaftlichen Schaden von rd. 500 Mio. Euro nach sich ziehen würde. Eine zeitgerechte Umsetzung der Masterplanprojekte 2030 ist daher eine unabdingbare Voraussetzung dafür, die Versorgungssicherheit in Österreich langfristig zu gewährleisten.

5.2 VERFEHLUNG DER ÖSTERREICHISCHEN KLIMASCHUTZZIELE

Wenn die Masterplanprojekte 2030 nicht oder nicht zeitgerecht umgesetzt werden können, wird dies die Erreichung der aus den europäischen 20-20-20-Zielen abgeleiteten österreichischen Klimaschutzziele gefährden.

Die APG muss schon heute bei Anschlüssen von neuen Erzeugungsanlagen sowie neuen Abstützungen der

110-kV-Verteilernetze Bedingungen für Leistungseinschränkungen im Falle von Netzengpässen festschreiben. D.h. bei Überlastung des Übertragungsnetzes müssen die neu hinzugekommenen Einspeiser und Netznutzer Leistungseinschränkungen hinnehmen. Ohne einen entsprechenden Netzausbau kann es aufgrund von mangelnden Netzkapazitäten in absehbarer Zeit sogar zur Ablehnung des Netzanschlusses von neuen leistungsstarken EE-Erzeugungsanlagen (z.B. Windparks) kommen.

5.3 EINSCHRÄNKUNGEN DES STROMMARKTS UND DES WIRTSCHAFTSSTANDORTS

Die Umsetzung eines gemeinsamen europäischen Strommarkts war und ist im Zuge der Liberalisierung eines der Hauptziele der EU. Ein gut funktionierender, freier Strommarkt ist aber von einem leistungsfähigen Stromnetz abhängig. Treten Engpässe durch begrenzte Übertragungskapazitäten auf, kommt es zu einer Einschränkung der Import-/Exportmöglichkeiten. Das führt zu Marktverzerrungen und zur Bildung von regional begrenzten Strommärkten. Liegen z.B. die lokalen Erzeugungskosten über dem europäischen Marktpreisniveau, ergibt sich daraus zwangsläufig – durch die Wettbewerbsvorteile der regionalen Erzeuger – eine Preissteigerung für die Kunden. Wenn zudem lokale Kraftwerkskapazitäten nicht mehr ausreichen, um den Bedarf zu decken, werden die Strompreise weiter steigen. Das kann zu einer Abwanderung von Wirtschaftsbetrieben, speziell Industrieunternehmen mit stromintensiven Produktionsprozessen, und damit zum Verlust von Arbeitsplätzen führen.

Nur ein entsprechend – auch grenzüberschreitend – ausgebautes, leistungsfähiges Übertragungsnetz kann die Umsetzung und damit die Vorteile eines freien Strommarkts gewährleisten und ist somit eine wesentliche Voraussetzung für einen funktionierenden Wirtschaftsstandort.

5.4 AUSBLEIBEN VON WESENTLICHEN WIRTSCHAFTSIMPULSEN

Ohne die Umsetzung der APG-Masterplanprojekte 2030 ist damit zu rechnen, dass bedeutende Wirtschaftsimpulse durch die Nichtrealisierung von Netz- und Kraftwerksprojekten mit einem Investitionsvolumen von mehreren Mrd. Euro in Österreich ausbleiben werden. Der Ausbau des APG-Übertragungsnetzes ist eine grundlegende Bedingung für den konjunkturbelebenden Infrastrukturausbau in Österreich.

Alleine bei APG-Leitungsprojekten beträgt die österreichische Wertschöpfung erfahrungsgemäß bis zu rd. 70 % bzw. werden 13.000 Arbeitsplätze je investierter Mrd. Euro generiert (gemäß Studien der TU Graz und des IWI). Dadurch wirkt die Umsetzung der APG-Masterplanprojekte 2030 (siehe Abschnitt 4.9) mit einem Investitionsvolumen von rd. 1,4 Mrd. Euro bis 2020 nicht nur als wesentliche konjunkturbelebende Maßnahme, sondern sichert auch nachhaltig den österreichischen Wirtschaftsstandort. Das gesamte von der APG geplante Investitionsvolumen inkl. aller UW-Ausbauten und der Betriebsinvestitionen lt. NEP 2013 beträgt für die nächsten zehn Jahre 2,6 Mrd. Euro.

6. RISIKEN UND NÖTIGE VERBESSERUNGEN FÜR DEN NETZAUSBAU

Mittlerweile ist es auf europäischer Ebene eine unbestrittene Tatsache, dass zur langfristigen Erhaltung der Versorgungssicherheit, der Lebensqualität, eines wettbewerbsfähigen Wirtschaftsstandorts Europa sowie zur Erreichung der 20-20-20-Ziele ein beschleunigter Ausbau der Übertragungsnetze dringend notwendig ist. Der langfristige gesamte Netzausbaubedarf in der EU wird von der ENTSO-E im TYNDP 2012 mit rund 52.300 km (Verstärkungen und Ausbauten) beziffert. Die EU fordert nun von den europäischen Übertragungsnetzbetreibern zukunftsorientierte Investitionen in den Ausbau der Netze, um für die absehbaren Entwicklungen der nächsten Jahrzehnte – massiver EE-Ausbau und wachsende Anforderungen im liberalisierten Strommarkt – gerüstet zu sein. Dabei müssen auf europäischer Ebene entsprechende Anstrengungen unternommen werden, um die Rahmenbedingungen für den beschleunigten Netzausbau zu verbessern. Dazu zählen:

- die Deklaration vorrangiger Leitungskorridore in Europa
- explizite Nennung von PCI
- die Verbesserung und Beschleunigung der Genehmigungsverfahren
- finanzielle Förderungen

Mit dem nun erarbeiteten Energieinfrastrukturpaket der EU liegt erstmals ein umfassendes Förderprogramm für den Energieinfrastruktursektor vor. Damit soll das notwendige Investitionsprogramm von 140 Mrd. Euro im Bereich der Hochspannungsübertragungsnetze bis 2022 in Angriff genommen werden.

Das Paket hat auch zum Ziel, die Defizite bei nationalstaatlichen Verfahrensdauern bzw. transnationalen Projekten zu beheben und so die Basis für eine nachhaltige Strominfrastruktur für Generationen zu schaffen.

Kernelement ist dabei die Definition von PCI, die im Zuge eines Selektionsprozesses als besonders wichtig für das Erreichen der Klima- und Energieziele erachtet werden. Für diese Projekte gibt es ein vereinfachtes, schnelleres und transparentes Genehmigungsverfahren, das durch eine zentrale Bundesbehörde abzuwickeln ist. Das gesamte Verfahren wird mit einer Dauer von insgesamt 3,5 Jahren begrenzt. Weitere Aspekte dieser Regelung sind die Möglichkeit des Einsatzes eines europäischen Koordinators, die Notwendigkeit der Umsetzung einer standardisierten Bürgerbeteiligung im Vorverfahren sowie die Option von speziellen alternativen Finanzinstrumenten.

Im Oktober 2013 wurde von der Europäischen Kommission eine PCI-Liste von rund 250 zentralen Energieinfrastrukturprojekten beschlossen, darunter sieben Projekte des Masterplans 2030. Da diese Projekte nunmehr mit Vorrang umzusetzen sind, erreicht die Energiewende in Österreich eine neue Stufe. Schnellere Genehmigungsverfahren, die Klarstellung des öffentlichen Interesses, ein standardisierter Bürgerbeteiligungsprozess und die Transparenz werden einen Beschleunigungseffekt für diese Projekte darstellen. Ebenso ist bei diesen Projekten mit einem Rückgang der Verfahrenskosten zu rechnen.

6.1 DAUER DER GENEHMIGUNGSVERFAHREN UND RECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN

Die gesetzliche Grundlage für die Genehmigung von Netzumbau- und -ausbauvorhaben sind u.a. das Starkstromwegerecht und die jeweiligen Landeselektrizitätsgesetze der Bundesländer. Darüber hinaus ist das UVP-Gesetz für 220-/380-kV-Leitungsneubauprojekte, deren Trassen länger als 15 km sind, anzuwenden.

Eines der Hauptprobleme für die APG ist die Tatsache, dass Leitungsneubauprojekte aufgrund sehr umfangreicher und langwieriger UVP-Genehmigungsverfahren eine Vorlaufzeit von zumindest acht Jahren bis zur Inbetriebnahme haben. Im Vergleich dazu ist die Umsetzungsdauer von neuen Kraftwerken (speziell Windkraft und PV) deutlich geringer. Dadurch ist es für die APG enorm schwierig, das österreichische Übertragungsnetz rechtzeitig an die neuen Gegebenheiten anzupassen und

die nötigen Ausbauten voranzutreiben. Speziell der in Kapitel 3 dargestellte und in den nächsten Jahren und Jahrzehnten geplante massive Ausbau von Windkraft und PV macht eine zeitgerechte Umsetzung der APG-Masterplanprojekte 2030 unabdingbar.

Die verzögerte Umsetzung aufgrund langwieriger Genehmigungsverfahren und unzureichender rechtlicher Rahmenbedingungen hat alle großen Leitungsprojekte der APG betroffen (Beispiel Steiermarkleitung). Auch die Inbetriebnahme der Salzburgleitung, Abschnitt St. Peter – UW Salzburg, im Jahr 2011 (UVP-genehmigter 220-kV-Zwischenbetriebs-zustand) lag hinter dem Zeitplan und war ursprünglich rd. drei Jahre früher vorgesehen. Für die Salzburgleitung St. Peter – Tauern, deren Inbetriebnahme im Jahr 2002 für 2012 geplant worden war, wurde – nach einer langen und sehr intensiven Planungs- und Projektierungsphase (insges. rd. fünf Jahre) – die UVE gemeinsam mit dem Genehmigungsantrag und den technischen Unterlagen Ende September 2012 bei den beiden UVP-Behörden in Salzburg und Oberösterreich eingereicht. Der Zeitpunkt der Inbetriebnahme ist aus heutiger Sicht frühestens im Jahr 2019 zu erwarten.

Die Umsetzungsdauer für große Leitungsprojekte liegt bei acht Jahren und länger. Dabei werden ca. 1,5 bis 2,5 Jahre für Planungsüberlegungen, Projektierung, Studien, nötige Untersuchungen etc., weitere 1,5 Jahre für die Ausarbeitung der UVE-Unterlagen, rund drei Jahre für das UVP-Verfahren und 1,5 bis zwei Jahre für die Errichtung der Leitung veranschlagt. Anzumerken ist, dass das UVP-Verfahren laut Zeitplan im UVP-Gesetz in 15 Monaten durchzuführen wäre.

Abbildung 43 zeigt den Soll-Ist-Vergleich für die Dauer eines UVP-Verfahrens am Beispiel der Steiermarkleitung. Eine der Hauptursachen für die Verzögerung der UVP-Verfahren ist die Tatsache, dass der Kreis der daran beteiligten Parteien sehr groß ist und dass diese während des gesamten Verfahrens mehrmals neue Stellungnahmen einbringen können.

Weiteres Gefährdungspotenzial hinsichtlich einer rascheren Umsetzung von Leitungsprojekten ist in den teilweise unterschiedlichen legistischen Rahmenbedingungen zu orten, v.a. in den Bereichen Technik und Raumordnung (u.a. fehlende Trassensicherung bei Bestands-

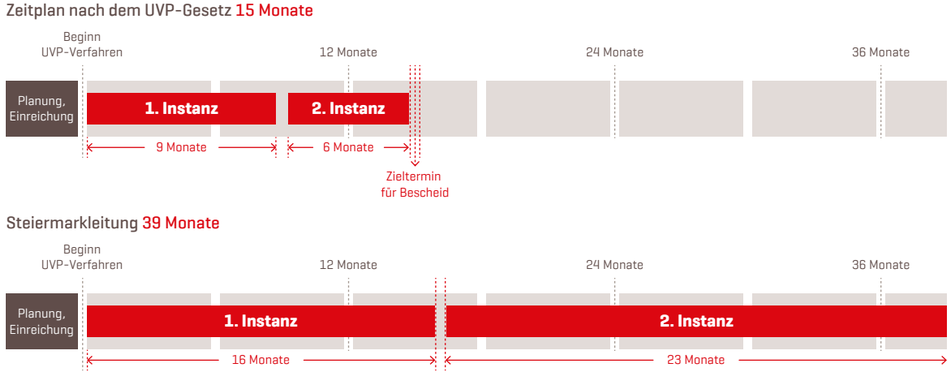


Abb. 43: Soll-Ist-Vergleich der Genehmigungsdauer von UVP-Leitungsprojekten

und Planungstrassen, unterschiedliche Grenzwerte im Bereich Schall bzw. elektromagnetische Felder (EMF), kein eigenes Genehmigungsregime für das Upgrade von Leitungen, fehlender standardisierter Bürgerbeteiligungsprozess). Das hemmt die Realisierung der energiepolitisch relevanten Netzausbau- und -umbauprojekte in angemessenen Zeiträumen zusätzlich.

Die für eine langfristige Absicherung der Versorgungssicherheit, die Integration der EE-Erzeugung und die Entwicklung eines funktionierenden Strommarkts erforderlichen Netzausbaumaßnahmen sind bekannt (siehe dazu Abschnitt 4.9) und könnten unter der Voraussetzung entsprechender Rahmenbedingungen und effizienter Genehmigungsverfahren zeitgerecht umgesetzt werden.

Aus Sicht der APG sind dazu vor allem folgende Maßnahmen notwendig:

- Ein wesentlicher Grund für die regelmäßige Nichteinhaltung der gesetzlich vorgesehenen Fristen im UVP-Verfahren ist die Möglichkeit für Parteien, während des Verfahrens mehrmals neue Eingaben und Einsprüche zu machen. Um es effizienter zu gestalten und Verzögerungstaktiken zu vermeiden, sollte daher im Gesetz vorgegeben werden, dass die Behörde das Ermittlungsverfahren ab einem bestimmten Zeitpunkt schließen muss.

- Zusätzlich sollte eine offene und konstruktive Diskussion darüber geführt werden, inwieweit unter Beibehaltung der Schutzziele eine Reformierung des UVP-Gesetzes zu einer Verfahrensbeschleunigung führen könnte.

Weitere Schritte zur Vereinfachung und Beschleunigung von Netzausbauprojekten wären bundesweite Regelungen in den Bereichen Raumordnung („Korridorsicherung"), technische Umsetzungsregelungen, eine zentrale Koordinierungsstelle für PCI mit Bundeszuständigkeit sowie nachfolgende Maßnahmen:

- verstärkter Schutz und Deklaration von bestehenden Trassen (Vermeidung von Unterbauung) sowie Freihaltung von deklarierten Planungskorridoren (vgl. Trassen-VO bei bundesweiten Straßen- und Bahnprojekten)

- Definition eines strukturierten Prozesses bei der Planung von großen Leitungsprojekten inkl. Bürgerbeteiligungsprozess

- Vereinheitlichung und Festlegung von maßgeblichen technischen Grenzwerten bzw. Standards über Verordnungen

- Upgrading-Bestimmungen für vereinfachte Genehmigungsverfahren für Modernisierung und Upgrades (z.B. 220 kV auf 380 kV) bestehender Freileitungen

- Klarstellung des öffentlichen Interesses der Leitungsprojekte

- Schaffung einer nationalen Behörde (mit Bundeszuständigkeit) für die Koordinierung und Beschleunigung der Genehmigungsverfahren von PCI

- ausreichende Ressourcen der durchführenden Verwaltungsbehörden

Die Notwendigkeit derartiger gesetzlicher Initiativen zeigt sich anhand internationaler Beispiele (Energieinfrastruktur-Verordnung und Action-Plan der EU, EnLAG Deutschland etc.).

6.2 REGULATORISCHE RAHMENBEDINGUNGEN UND FINANZIERUNG

Die langfristige Gewährleistung der Versorgungssicherheit unter Berücksichtigung der beiden Hauptschwerpunkte der nächsten Jahrzehnte – die EE-Integration und die Schaffung eines funktionierenden Strommarkts – lösen massive Investitionen im APG-Netz aus. So liegt das Investitionsvolumen für die Umsetzung der APG-Masterplanprojekte bis 2020 bei rd. 1,4 Mrd. Euro. Damit wird

neben dem energiewirtschaftlichen Aspekt ein großer Beitrag zur Sicherung von regionalen und überregionalen Wertschöpfungsketten geleistet.

Diese umfangreichen Investitionen erfordern langfristig eine solide finanzielle Basis der APG, wobei die Tarifmodelle den ZFinanzierungsbedarf und die künftigen energiewirtschaftlichen Entwicklungen entsprechend abbilden müssen. Für die Sicherstellung des notwendigen Netzaus- und -umbaus ist ein zukunftsorientiertes Regulierungsregime mit einer entsprechenden Tarifpolitik erforderlich.

6.3 GESELLSCHAFTLICHE AKZEPTANZ VON LEITUNGSPROJEKTEN

Eine der größten Herausforderungen der Zukunft ist die Schaffung von gesellschaftlicher Akzeptanz für Leitungsprojekte. Die APG plant ihre Leitungsprojekte im Dialog mit allen Beteiligten, berücksichtigt Anliegen und Einwände bestmöglich und führt eine umfassende Informations- und Kommunikationsarbeit durch. Schon im Vorfeld der UVE finden daher unzählige Gespräche und Informationsveranstaltungen mit Anrainern, Trassengemeinden und Grundeigentümern statt, um gemeinsam mögliche Verbesserungen bei der Trassenführung zu finden und zu diskutieren. In bestimmten Fällen wird der Einsatz von innovativen Mastbildern geprüft, durch die sich positive Einflüsse auf das Erscheinungs- und Landschaftsbild erzielen lassen (vgl. 4.9.4).

Trotzdem kommt es in der Planungs- und Projektierungsphase häufig zu massiven Verzögerungen, da es zahlreiche Interessen zu berücksichtigen gilt bzw. das Projekt oftmals auch grundsätzlich abgelehnt wird. Gerade bei PCI wird die Notwendigkeit regional häufig hinterfragt.

Aus diesen Gründen braucht es einerseits ein klares politisches Bekenntnis zu den geplanten Projekten in der Öffentlichkeit (u.a. Schaffung eines bundesweiten Energieinfrastrukturplans 2030 als Teil von Regierungsprogrammen) sowie andererseits eine noch umfangreichere Informationsarbeit über die Aufgaben des österreichischen Übertragungsnetzes.

Weitere wesentliche Themen in dieser Hinsicht sind die Bedeutung der Projekte für die langfristige Gewährleistung der österreichischen Versorgungssicherheit und die EE-Integration als Basis für die Erreichung der nationalen Klimaschutzziele. Neben den energiewirtschaftlichen Zusammenhängen müssen auch die Projektinformationen ausgeweitet werden, um bei Anrainern unbegründete Ängste und Vorbehalte auszuräumen. Für diesen Prozess werden im Hinblick auf die zahlreichen Leitungsprojekte des Masterplans 2030 zukünftig noch verstärkt personelle und finanzielle Ressourcen bei der APG nötig sein.

7. AUSBLICK AUF DEN ZEITRAUM BIS 2050

Für die Entwicklung von Langzeitszenarien und -prognosen für den Zeitraum bis 2050 müssen Annahmen getroffen werden, die eventuell in einigen Jahren – z.B. aufgrund politischer, wirtschaftlicher oder technologischer Entwicklungen – Aktualisierungsbedarf haben. Eine regelmäßige Überprüfung und ggf. Adaptierung der Annahmen ist daher erforderlich und wird zukünftig im Zuge weiterer Updates des APG-Masterplans durchgeführt werden.

Die energiewirtschaftliche Entwicklung im Zeitraum bis 2050 wird aus heutiger Sicht auch weiterhin stark von europäischen Klimaschutz- und Ökoenergiezielen geprägt sein (siehe dazu auch die Energy Roadmap 2050 der EU). Wie diese im Detail aussehen werden, lässt sich derzeit nur bedingt abschätzen, da eine Diskussion über Zielvorgaben erst in Ansätzen begonnen hat. Zudem werden auch neue Trends und Technologien erheblichen Einfluss auf die energiewirtschaftliche Situation haben. Im Folgenden werden wesentliche Einflussfaktoren für die energiewirtschaftliche Entwicklung bis 2050 aus heutiger Perspektive dargestellt.

7.1 ZIELSETZUNGEN BIS 2050

Es ist davon auszugehen, dass der EE-Ausbau und die Ökologisierung des gesamten Energiesystems auch nach 2030 relevante Themen sein werden – in Umfang und Dringlichkeit abhängig von der festgestellten Zielerreichung im Jahr 2020. Da aus heutiger Sicht von einer zeitgerechten Umsetzung der 20-20-20-Ziele nicht ausgegangen werden kann, verstärkt die EU nicht nur ihre Anstrengungen in diese Richtung, sondern sieht aufgrund der besonders langlebigen Struktur der Energiebranche auch dringenden Handlungsbedarf für den Zeitraum nach 2020. Daher soll das Ziel eines sicheren, wettbewerbsfähigen und CO_2-armen Energiesystems bis 2050 in einem eigenen Fahrplan ausgearbeitet werden. Dazu werden alle Punkte der Energiestrategie 2020 in einem längerfristigen Rahmen ergänzt, weitere Punkte für den Zeitraum bis 2050 hinzugefügt und die bisherigen Zielsetzungen für die Jahre ab 2020 weiter konkretisiert. Dabei wird eine weitgehend decarbonisierte Energiewirtschaft angestrebt. Vor diesem Hintergrund sind folgende Entwicklungen zu erwarten:

- weiterhin rasantes Voranschreiten des EE-Ausbaus aufgrund von Skaleneffekten (economy-of-scale) und steigender Wirtschaftlichkeit
- noch stärkeres In-den-Vordergrund-Treten von Österreichs Rolle hinsichtlich der PSP-Kraftwerke sowie der Interaktion zwischen Windenergie aus dem Norden Europas und PV aus dem Süden
- auch zukünftig wichtige Funktion der PSP-Kraftwerke aufgrund ihrer exzellenten Regelbarkeit und ihres Speichervermögens – auch vor dem Hintergrund der Etablierung möglicher neuer Technologien für die Speicherung und Netzstabilisierung
- zunehmende Vernetzung und Informationsaustausch der Systeme, z.B. Smart Grids
- Weiterentwicklung des Stromsektors auf Basis neuer Technologien und Anwendungen (v.a. auch im Sinne der Decarbonisierung der Gesamtwirtschaft) wie z.B. Ausbau der E-Mobilität
- Einsatz neuer Technologien in der Erzeugung und beim Stromtransport (DC, Super- und Overlay-Grids)
- zunehmende Integration der Mittelmeerregion

7.2 SMART GRIDS UND DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

Durch moderne Kommunikationstechniken eröffnen sich neue Möglichkeiten für Smart-Grids-Anwendungen, so genannte „intelligente Netze". Dabei werden Verhalten und Handlungen aller angeschlossenen Nutzer vernetzt, um bestmögliche Synergien mit dezentralen Akteuren (Erzeuger, Verbraucher, Speicher, Laststeuerung etc.) zu ermöglichen. Smart-Grids-Anwendungen werden sich vor allem im Verteilernetzbereich zunehmend etablieren.

Smart Grids

Das Thema Smart Grids wird von der EU-Kommission als besonders wichtig für eine effiziente Einbindung aller Netznutzer erachtet. Dies betrifft vor allem die Einspeisung dezentraler EE-Träger sowie den Themenkreis Lastmanagement beim Endkunden (Demand Response). Im Jahr 2011 lag das EU-Gesamtinvestitionsvolumen für intelligente Netze bei rund 3,9 Mrd. Euro.

Für eine zielführende Umsetzung von Smart Grids hat die EU-Kommission 2011 folgende Eckpunkte festgelegt:

- Entwicklung technischer Normen (insbesondere für Informations- und Kommunikationstechnologie)
- Einführung von Smart Metering („intelligente Stromzähler")
- Gewährleistung des Datenschutzes für Verbraucher
- Festlegung eines Regulierungsrahmens zur Schaffung von Anreizen für die Realisierung intelligenter Netze
- Gewährleistung eines offenen Wettbewerbsmarkts zum Vorteil der Verbraucher
- kontinuierliche Unterstützung von Innovationen für Technologie und Systeme

Smart Grids stellt einen Überbegriff dar und lässt sich grundsätzlich weiter differenzieren (siehe dazu **Abbildung 44**). Einige der darunter fallenden Technologien wie z.B. Smart Metering sind kurz- bzw. mittelfristig von den Verteilernetzbetreibern umzusetzen. Andere wie z.B. die dezentrale Energiespeicherung mit Batterien oder Brennstoffzellen müssen noch weiterentwickelt werden, bis langfristig ein ausgeprägter Einsatz technisch und wirtschaftlich möglich sein wird.

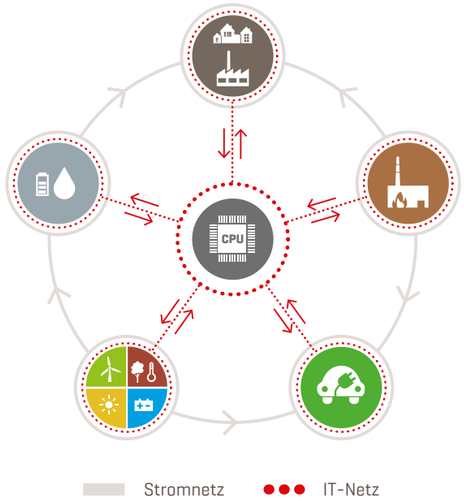


Abb. 44: Smart Grids – zunehmende Vernetzung der Stromnetze mit Kommunikationstechnologie

Dezentrale Energieerzeugung und -versorgung

Unter dezentraler Energieversorgung versteht man die Energiebereitstellung durch kleine dezentrale Anlagen in Verbrauchernähe. Das fängt beim Einfamilienhaus an und kann auch ganze Gemeinden umfassen. **Abbildung 45** zeigt eine mögliche Struktur einer dezentralen Energieversorgung, die verschiedene kleine Erzeugungseinheiten wie PV, Windkraft, Elektroautos (E-Autos) als temporäre Energiespeicher, Biomassekraftwerke sowie Brennstoffzellen integriert und diese mit Großkraftwerken und den Stromnetzen verbindet. Die Integration dieser kleinen Erzeugungseinheiten erfordert eine Adaption in den Verteilernetzen, die u.a. auch im Rahmen des Themenkreises Smart Grids diskutiert bzw. untersucht wird. Der Begriff dezentrale Energieversorgung umfasst üblicherweise nicht nur Elektrizität, sondern auch Raum- und Prozesswärme. Zudem kann es zu einer energetischen Verschiebung hin zum Stromsektor und damit zu Verbrauchssteigerungen kommen (z.B. Wärmepumpen, kontrollierte Wohnraumlüftungen, E-Mobilität etc.).

Abb. 45: Mögliche Struktur einer dezentralen Energieversorgung inkl. Kraftwärmekopplung (KWK)

Da der Trend zur dezentralen Energieversorgung auf dem Wunsch nach Unabhängigkeit in der Energieversorgung durch die EE-Nutzung gründet, ist anzunehmen, dass sich diese Entwicklung im Zuge der Ökologisierung des Energiesystems auch langfristig fortsetzt. Relevante Fragen der Zukunft werden die Themen Speicherung, Wirkungsgrad der Kleinstanlagen und Kosteneffizienz sein. Trotz Weiterentwicklungen in den Bereichen Smart Grids und dezentrale Energieerzeugung und -speicherung ist aber davon auszugehen, dass langfristig weiterhin Großkraftwerke sowie Verteiler- und Übertragungsnetze zur Deckung des Verbrauchs erforderlich sein werden. Zudem bilden die elektrischen Netze die Basis für den Ausgleich von räumlichen und zeitlichen Ungleichgewichten sowie für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und Spannungsqualität.

7.3 E-MOBILITÄT

Das Vorantreiben und die Weiterentwicklung der E-Mobilität in Europa ist mittlerweile akzeptiertes Ziel im Sinne der Verbesserung der Energiebilanz. Der große Vorteil von Elektromotoren liegt darin, dass sie wesentlich effizienter arbeiten als Verbrennungsmotoren. Die E-Mobilität wird aber auch neue Herausforderungen hinsichtlich regulatorischer, organisatorischer, normativer und technischer Aspekte mit sich bringen. Für einen nachhaltigen Erfolg der E-Mobilität sind aus heutiger Sicht insbesondere eine Weiterentwicklung der Batterietechnologie (möglichst kurzer Ladevorgang bei maximaler km-Reichweite) und eine Senkung der derzeit noch hohen Anschaffungskosten notwendig.

Bei der Akkutechnologie wurden in den vergangenen Jahren bereits bedeutende Fortschritte erzielt. So sind laut Austrian Mobile Power Schnellladezeiten von rund zehn Minuten technisch in greifbare Nähe gerückt. Auch eine Verdreifachung der Reichweite sollte in naher Zukunft möglich sein. Eine Haltbarkeit der Lithium-Ionen-Akkus von 100.000 km wird von Herstellern bereits „garantiert", einzelne Erzeuger sprechen sogar von 200.000 km.

Aktuell spielen E-Autos in den Zulassungsstatistiken aber noch eine untergeordnete Rolle. In Deutschland waren Anfang 2012 von 43 Mio. Pkws gerade einmal 4.500 E-Autos auf den Straßen unterwegs. In Österreich weist die Statistik Austria per Ende November 2012 von gesamt 4,58 Mio. zugelassenen Pkws 1.364 E-Autos, 7.690 Hybrid-Kfz Benzin/Elektro und 324 Hybrid-Kfz Diesel/Elektro aus. Die Ziele sind aber in beiden Ländern ambitioniert

– bis 2020 soll es nach Wunsch der deutschen Bundesregierung in Deutschland eine Million E-Autos geben; in Österreich rechnet die branchenübergreifende Plattform Austrian Mobile Power bis 2020 mit mindestens 210.000 E-Autos.

Ein elektrisch betriebener Pkw hat im Schnitt einen Verbrauch von zehn bis 25 kWh je 100 km. Bei durchschnittlich 13.800 gefahrenen km pro Jahr ergibt das einen Endverbrauch, der zwischen 1,38 und 3,45 MWh pro Fahrzeug und Jahr liegt. Das würde bedeuten, dass in Österreich im Jahr 2020 der zusätzliche Strombedarf für 210.000 E-Autos zwischen 289 und 725 GWh (ca. 1 % des heimischen Stromverbrauchs) liegen würde.

Entscheidend für die Netzbelastung in den Verteilernetzen und im Übertragungsnetz ist jedoch die aus den Netzen entnommene Leistung: Je kürzer die Ladezeit der Batterie ist, desto größer wird die aus dem Netz entnommene Leistung. Beispielsweise würden neue Akkutechnologien, die eine Ladezeit von maximal fünf Minuten ermöglichen, E-Tankstellen mit bis zu 10 MW Ladeleistung erfordern. Die kurzfristig aus den Netzen entnommene Leistung führt zu einem Anstieg der Netzbelastung und somit zu erheblichen Zusatzbelastungen für die Verteiler- und Übertragungsnetze. Die Akkus der E-Autos könnten aber auch zukünftig einer dezentralen Speicherung von Strom – und damit der besseren Integration von Wind- und Solarenergie – dienen (g Smart Grids mit entsprechenden Kommunikations- und Steuerungstechnologien).

7.4 ENTWICKLUNG DER STROMNACHFRAGE UND DER ERZEUGUNGSSTRUKTUR

Grundsätzlich ist die Entwicklung der Stromnachfrage langfristig abhängig von der Bevölkerungsentwicklung und vom Wirtschaftswachstum. Weitere wesentliche Einflussfaktoren werden die Entwicklung der E-Mobilität und die erfolgreiche Implementierung von Effizienzsteigerungsmaßnahmen sein (u.a. auf Basis der Energieeffizienzrichtlinie). Laut einer Studie der TU Wien („Szenarien der Entwicklung zukünftiger Stromversorgungsstrukturen in Europa", 2011, Auer/Lettner/Zach) wird die neu hinzukommende E-Mobilität ab dem Jahr 2030 bereits signifikant beim Stromverbrauch spürbar sein und zu dessen Anstieg beitragen. Auch eine weitere Verbreitung von (neuen) Technologien – wie z.B. Wärmepumpen als Ersatz für fossile Energieträger – spielt eine Rolle bei der Erhöhung des Stromverbrauchs. Andererseits ist zu erwarten, dass neue Technologien zur Effizienzsteigerung beitragen und eine erfolgreiche Implementierung von Effizienzsteigerungsmaßnahmen die kontinuierlichen Zuwachsraten beim Stromverbrauch reduzieren können. Insgesamt ist für den Zeitraum ab 2030 mit einem weiteren moderaten Anstieg des Stromverbrauchs zu rechnen. Die Höhe ist abhängig davon, welche der oben genannten Faktoren stärker wirken werden (vgl. auch Abschnitt 3.3).

In der Bedeutung für die zukünftigen Anforderungen an die Übertragungsnetze ist die Entwicklung der Erzeugungsstruktur wesentlich höher einzuschätzen als der Stromverbrauch. Wie schon in der Periode bis 2030 ist mit einer weiteren – in manchen europäischen Ländern massiven – Zunahme der volatilen EE zu rechnen. Auch eine Integration der EE-Standorte im gesamten Mittelmeerraum (inkl. Nordafrika und Mittlerer Osten) liegt im Bereich des Möglichen.

Die oben angeführte Studie der TU Wien erwartet ab dem Jahr 2020 eine starke Marktdurchdringung der PV, die bis zum Jahr 2050 zu einer sehr hohen installierten PV-Leistung führen wird. Aufgrund der Dargebotsabhängigkeit wird diese ebenso wie die Windkrafterzeugung nicht jederzeit gesichert zur Verfügung stehen. Die PV-Integration wird laut der Studie zu weiteren großen, derzeit noch ungelösten Herausforderungen für die europäischen Stromversorgungssysteme führen (insbesondere für die Verteilernetze und die Systemstabilität).

Welche Auswirkungen der weitere massive EE-Ausbau auf die Übertragungsnetze haben wird, zeigt eine Studie der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) über die EE-Integration, die im Auftrag von RWE und in Zusammenarbeit mit der Rheinisch-Westfälischen Technischen

Hochschule erstellt wurde. Die dena erwartet, dass der EE-Anteil im Jahr 2050 bei 80 % der in Deutschland installierten Gesamtkraftwerksleistung von 240 GW liegen wird. Untersucht wurde u.a. eine kritische Netzsituation mit Starkwind und Starklast, wobei die Studienautoren zu dem Ergebnis kommen, dass zur Bewältigung einer solchen Situation bis 2050 im deutschen Übertragungsnetz ein Netzausbaubedarf von mindestens 12.900 km besteht. Und auch die überwiegend an Verteilernetze angeschlossenen kleineren EE-Erzeuger werden auf dieser Spannungsebene einen erheblichen Ausbau- und Innovationsbedarf nach sich ziehen.

7.5 ENTWICKLUNG MARKT- UND FÖRDERMECHANISMEN

Weitere wesentliche Einflussfaktoren für die Entwicklung der Energiewirtschaft bis 2050 stellen neben einer möglichen Ausweitung des Marktgebiets des ENTSO-E-Übertragungs-netzes Richtung Osten und Mittelmeerraum die zukünftigen Markt- und Fördermechanismen dar. Die künftigen rechtlichen Rahmenbedingungen für die Kraftwerksbetreiber und den Strommarkt sowie die diesbezüglichen Markt- und Fördermechanismen für EE haben entscheidenden Einfluss auf das zu erwartende Strompreisniveau, den Kraftwerkseinsatz und die entsprechende Ausbauplanung. Die Entwicklungen und zukünftigen Marktdesigns für einen Zeithorizont von 2030 bis 2050 lassen sich derzeit kaum abschätzen. Vor allem haben die künftigen Fördermechanismen und -quoten durch ihre Bedeutung für den weiteren EE-Ausbau eine wesentliche Auswirkung auf den zukünftigen Erzeugungsmix und den europäischen Strommarkt.

7.6 SUPER- BZW. OVERLAY-GRIDS

Der Begriff Super Grid umfasst die Errichtung eines neuen übergeordneten (transeuropäischen) Höchstleistungsnetzes, das den enormen Anforderungen durch den geplanten massiven EE-Ausbau gerecht werden kann. Das Super Grid kann daher als ein dem europäischen Übertragungsnetz übergelagertes Netz betrachtet werden, das an gewissen Punkten mit diesem verbunden wird. Es verbindet vor allem EE-Erzeugungs- mit den europäischen Ballungszentren und den PSP-Kraftwerken in den Alpen (zu den EE-Erzeugungszentren zählen z.B. Offshore-Wind im Norden Europas, PV oder solarthermische Kraftwerke im Süden Europas/Mittelmeerraum, Wasserkraft in den Alpenregionen und Skandinavien). Dieses Super Grid müsste je nach EE-Szenario transeuropäische Stromtransporte im Leistungsbereich von mehreren Dutzend GW übernehmen und punktuell in die Übertragungsnetze einspeisen.

Wie in der Studie „Internationaler energiepolitischer und energiewirtschaftlicher Rahmen" (Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der TU Graz, 2011) dargelegt wird, werden derzeit Varianten von Super Grids in Europa diskutiert. Diese reichen von Hochspannungs-Drehstromleitungen (HVAC) bis zur Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ). Dabei rückt insbesondere die HGÜ-Variante zunehmend in den Fokus der Diskussion, da sie hinsichtlich maximaler Übertragungslänge und Übertragungsverlusten Vorteile gegenüber der HVAC-Übertragung aufweist und für sehr lange Übertragungsstrecken geeignet ist. Ab Übertragungsleistungen von 2 GW und Distanzen über 300 km nehmen die Vorteile für einen technisch-ökonomischen Betrieb bei HGÜ-Technologien zu.

In Europa gibt es derzeit verstärkt Initiativen und Projektstudien zu Super Grids bzw. Overlay-Grids, die jedoch alle erst erste Ideen aufzeigen. Die Zielsetzungen des europäischen Strombinnenmarkts, die regelmäßigen TYNDPs und auch die Pläne von Industriekonsortien zeigen, dass vermehrt gesamteuropäische Konzepte erstellt werden. Dabei werden zudem Schwerpunkte für die Technologieentwicklung aufgezeigt und gesetzt. Die Studien zur langfristigen Netzentwicklung für Europa berücksichtigen zunehmend HGÜ-Verbindungen und Super Grids (v.a. durch den voranschreitenden Ausbau von Offshore-Windparks, vgl. Offshore-Grid-Initiative bzw. www.friendsofthesupergrid.eu/).

Erste Ansätze für ein Super Grid sind im deutschen NEP mit drei bis vier Nord-Süd-Achsen in DC-Technologie ersichtlich. Bei der ENTSO-E beschäftigt sich eine eigene Arbeitsgruppe mit der Entwicklung einer europäischen Netzstruktur für 2050 (europäisches FP7-Forschungsprojekt „e-highways 2050"). Alle derzeit laufenden Überlegungen zeigen aber die enorme internationale Dimension derartiger Vorhaben, die besondere Anstrengungen für eine Umsetzung erfordern werden.

7.7 **POWER-TO-GAS**

Die Power-to-Gas-Technologie ist eine alternative Energieübertragungs- und Energiespeichertechnologie, bei der die Energie über das Erdgasnetz übertragen und dort zwischengespeichert werden kann (vgl. **Abbildung 46**). Die zeitweise vorhandenen lokalen elektrischen Energieüberschüsse werden mittels Elektrolyse in Wasserstoff oder in einem weiteren Schritt in Methan umgewandelt und dem Erdgasnetz beigemengt. Bei Bedarf wird das Gas in einem Gaskraftwerk wieder in elektrische Energie umgewandelt. Zusätzlich ist zukünftig eine Vernetzung und Integration der Systeme mit Wärme-/Kälteanwendungen und dem Verkehrssektor möglich.

Der Wirkungsgrad der Technologie beträgt zwischen 28 und max. 45 % in der aktuellen Konstellation des Energiesystems (und bleibt damit bei Weitem unter jenem von PSP-Kraftwerken). Da sich die Power-to-Gas-Technologie noch am Anfang ihrer Entwicklung befindet, kann sie auf absehbare Zeit nicht als Ersatz für einen Ausbau des Übertragungsnetzes herangezogen werden. Derzeit gibt es erste Pilotanlagen im Bereich um 5 MW. Langfristig eröffnet sie jedoch durch die Vernetzung der Systeme – und wenn zukünftig höhere Wirkungsgrade erzielt werden – neue Möglichkeiten im Gesamtenergiesystem.

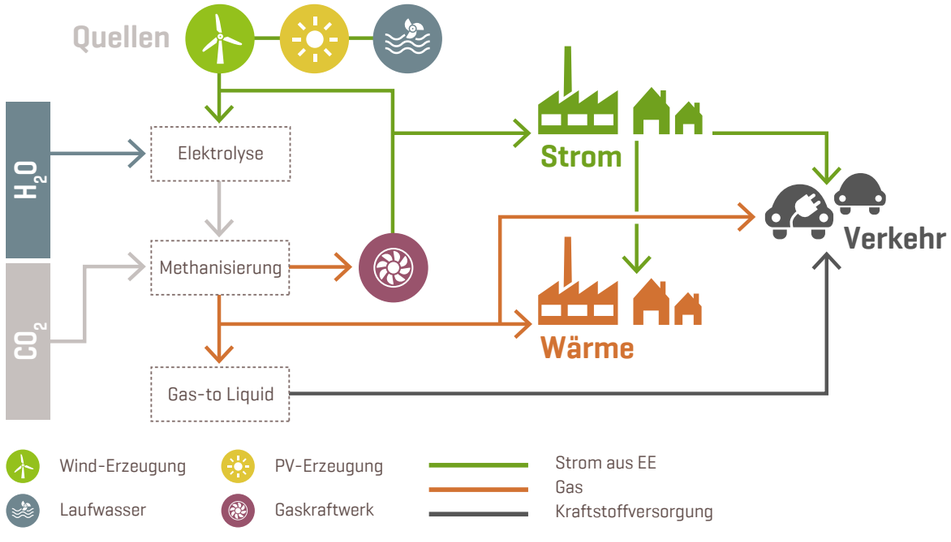


Abb. 46: Power-to-Gas – schematische Darstellung (gemäß Prof. Sterner, Hochschule Regensburg)

GLOSSAR

ACER
Agency for the Cooperation of Energy Regulators

APG
Austrian Power Grid

CTDS
Common tool for data exchange and (n-1) security assessments

EE
Erneuerbare Energien

EEP
Energieeffizienzplan

EEX
European Energy Exchange

EIP
Europäisches Infrastrukturpaket

ElWOG
Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz

EMF
Elektromagnetische Felder

EnLAG
Energieleitungsausbaugesetz

ENTSO-E European
Network of Transmission System Operators for Electricity

ERGEG
European Regulators Group for Electricity and Gas

GuD
Gas- und Dampf

GW
Gigawatt

GWh
Gigawattstunde

HGÜ
Hochspannungs-Gleichstromübertragung

HVAC
Hochspannungs-Drehstromleitung

Hz
Hertz

IEA
International Energy Agency

KKW
Kernkraftwerk

kV
Kilovolt

MVA
Megavoltampere

MW
Megawatt

MWh
Megawattstunde

NEP
Netzentwicklungsplan

NOVA
Netzoptimierung vor Ausbau

NREAP
National Renewable Energy Action Plan

OE
Österreichs Energie

PCI
Projects of Common Interest: Projekte von gemeinsamen europäischem Interesse

PSP
Pumpspeicher

PST
Phasenschieber-Transformator

PV
Photovoltaik

TEN-E
Transeuropäische Energienetze

TIWAG
Tiroler Wasserkraft AG

TOR
Technisch-organisatorische Regeln

TSC
TSO Security Cooperation

TSO
Transmission System Operator

TU
Technische Universität

TW
Terawatt

TWh
Terawattstunde

TYNDP
Ten Year Network Development Plan

UVE
Umweltverträglichkeitserklärung

UVP
Umweltverträglichkeitsprüfung

VKW
Vorarlberger Kraftwerke AG

VO
Vergabeordnung

Rundungshinweis: Bei der Summierung von gerundeten Beträgen und Prozentangaben können durch Verwendung automatischer Rechenhilfen rundungsbedingte Rechendifferenzen auftreten.

Hinweis zur geschlechtsneutralen Formulierung: Bei allen Tätigkeitsbezeichnungen wurde, der besseren Lesbarkeit wegen, jeweils nur die männliche Form genannt. Selbstverständlich sind immer Frauen und Männer gleichermaßen gemeint.

IMPRESSUM
Herausgeber: Austrian Power Grid AG
Wagramer Straße 19, IZD-Tower
1220 Wien
Tel. +43 (0) 50 320-0

www.apg.at
apg@apg.at

Konzeption und Redaktion: brandfan Werbe GmbH
Art-Direktion, Gestaltung und Illustrationen: brandfan Werbe GmbH
Fotonachweis:
Cover: APG
Seite 51: APG
Seite 67: APG

Vorbehaltlich Satz- und Druckfehler
Wien, im November 2013

Austrian Power Grid AG
Wagramer Straße 19
1220 Wien

Tel.: (0) 50320 - 161
E-Mail: apg@apg.at

WWW.APG.AT