



APG

AUSTRIAN POWER GRID
STROM BEWEGT

Netzentwicklungsplan 2011

Regelzone
Austrian Power Grid AG (APG)

Planungszeitraum 2012 - 2021

Planungsstand: 1. Juli 2011

Wien, im Februar 2012

© Austrian Power Grid AG – Alle Rechte vorbehalten

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Vortrags, der Entnahme von Abbildungen und Tabellen oder der Vervielfältigung auf anderen Wegen und der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen, bleiben, auch bei nur auszugsweiser Verwertung, vorbehalten.

Alle im APG Netzentwicklungsplan 2011 dargestellten Informationen wurden nach bestem Wissen und Gewissen erarbeitet und geprüft.

Austrian Power Grid AG haftet nicht für etwaige Schäden, die aus der Nutzung oder Nichtnutzung der Inhalte dieses Netzentwicklungsplanes entstehen.

Die vorliegende Fassung des Netzentwicklungsplans wurde für die Zwecke der Veröffentlichung gemäß § 36 Abs 4 E-ControlG um wirtschaftlich sensible Informationen bereinigt.

Layout: APG

Inhalt

KURZFASSUNG	7
1 AUSGANGSSITUATION UND ZIELSETZUNG	9
1.1 Allgemeines	9
1.2 Gesetzliche Pflichten des Übertragungsnetzbetreibers	9
1.3 Erstellung des Netzentwicklungsplans durch den Übertragungsnetzbetreiber	10
1.4 Ziele und Bedeutung des Netzentwicklungsplans	12
1.5 Volkswirtschaftliche Bedeutung des Netzentwicklungsplans	13
1.6 Umfeld für den Netzausbau	14
1.7 Genehmigte Projekte im Rahmen der Langfristplanung	15
2 TECHNISCHES UMFELD FÜR DEN NETZAUSBAU	17
2.1 Marktpreisbestimmter Kraftwerkseinsatz und Verbrauchssteigerungen	17
2.2 Ausbau erneuerbarer Energieträger	17
2.3 Auftreten von Engpässen bei ungenügenden Netzkapazitäten	17
2.4 Energiewirtschaftliche Einflussgrößen für die Netzentwicklung	18
3 DAS ÜBERTRAGUNGSNETZ DER REGELZONE APG	19
3.1 APG als Teil des europäischen ENTSO-E-Übertragungsnetzes	19
3.2 APG-Masterplan 2020	19
3.3 Ten Year Network Development Plan der ENTSO-E (ENTSO-E - TYNDP)	20
3.4 Bestehende und prognostizierte Engpässe im Übertragungsnetz der APG	21
3.4.1 Nord-Süd-Engpässe	21
3.4.2 Schwachstelle St. Peter – Deutschland	21
3.4.3 Engpass Lienz – Soverzene	22
3.4.4 Sonstige Schwachstellen	22
3.5 Der 380-kV-Höchstspannungsring als Kernstück der Ausbauplanung	22

4	ZUR GENEHMIGUNG EINGEREICHTE PROJEKTE (NEP11)	24
4.1	Allgemeines	24
4.1.1	Klassifikation nach Projektstatus und Beschreibung der Projektphasen	24
4.1.2	Zuteilung nach Projektart	25
4.1.3	Weitere Kriterien der Projektbeschreibung	25
4.2	Überblick über die zur Genehmigung eingereichten Projekte	25
4.3	Detailbeschreibung der zur Genehmigung eingereichten Projekte	28
4.3.1	UW Lienz: Phasenschiebertransformator	28
4.3.2	380-kV-Burgenlandleitung: Montage 3. Teilleiter	30
4.3.3	UW Neusiedl: LWL-Einbindung	32
4.3.4	UW Zell/Ziller: 2. 380/220-kV-Umspanner	33
4.3.5	Umstellung Donauschiene auf 380 kV	35
4.3.6	380-kV-Leitung Dürnröhr-Sarasdorf: Montage 3./4. System	37
4.3.7	380-kV-Leitung St. Peter - Staatsgrenze (Simbach)	39
4.3.8	Weinviertelleitung	41
4.3.9	UW Westtirol: 2. 380/220-kV-Umspanner	43
4.3.10	380-kV-Salzburgleitung NK St. Peter – NK Tauern	45
4.3.11	Zentralraum Oberösterreich	49
4.3.12	Reschenpassleitung	51
4.3.13	380-kV-Leitung Lienz – Staatsgrenze (Veneto Region/IT)	53
4.3.14	Netzraum Kärnten	55
4.3.15	UW Südburgenland: 2x200-MVA-Umspanner BEWAG Netz	56
4.3.16	UW Greuth: Einbindung Merchant Line Eneco Valcanale	57
4.3.17	UW St. Andrä: 110/20-kV-Netzabstützung KELAG Netz	58
4.3.18	UW Zurndorf: 380/110-kV-Netzabstützung BEWAG Netz	59
4.3.19	UW Schwarzenbach: 380/110-kV-Einbindung KW Tauernmoos	61
4.3.20	UW Malta Hauptstufe: Einbindung KW Reißbeck II	62
4.3.21	UW Leonding: 110/10-kV-Netzabstützung der LINZ STROM Netz	65
4.3.22	UW Jochenstein: 220/110-kV-Netzabstützung EAG Netz	67
4.3.23	UW Villach Süd: 220/110-kV-Netzabstützung der KELAG Netz	69
4.3.24	UW Molln: Einbindung KW Energiespeicher Bernegger	70
4.3.25	UW Gruben: 380/110-kV-Netzabstützung TIWAG Netz	72

5	WEITERE PROJEKTE IN PLANUNGSÜBERLEGUNG	74
6	RISIKEN	75
6.1	Rechtliche Risiken	75
6.2	Risiken im Zuge der Umsetzung.....	76
6.3	Soziale Akzeptanz	77

TABELLEN- UND ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Tabelle 1: Genehmigte Projekte im Rahmen der Langfristplanung.....	16
Tabelle 2: Einteilung des Projektstatus	24
Tabelle 3: Projektarten	25
Tabelle 4: Übersicht der zur Genehmigung eingereichten Projekte	26
Tabelle 5: Weitere Netzanschluss- bzw. Netzverbundprojekte in Planungsüberlegung	74
Abbildung 1: Europäische Zielsetzungen - Rahmenbedingungen für Übertragungsnetze.....	13
Abbildung 2: Notwendiger europäischer Netzausbau gemäß Hauptbedarfssegmenten.....	20
Abbildung 3: Der 380-kV-Österreich-Ring	23
Abbildung 4: Geographischer Überblick über die zur Genehmigung eingereichten Projekte	27
Abbildung 5: Entwicklung der Aluminium- und Kupferpreise 2008 bis 2010	76

Kurzfassung

Energiewirtschaftliche Entwicklung

Die Energiewirtschaft in Europa durchläuft einen noch nie dagewesenen Transformationsprozess. Bereits mit dem Beschluss der Kyoto-Ziele wurden erste Schritte gesetzt, um den Klimaschutz weltweit nachhaltig voranzutreiben. Dieser Prozess wurde durch die 20/20/20-Klimaziele der Europäischen Union und die jüngsten nationalstaatlichen Beschlüsse im Bereich „Ausstieg aus der Kernenergie“ wesentlich beschleunigt. Österreich sah sich immer als Wegbereiter dieser Entwicklungen und wird dies auch in Zukunft sein. Die kürzlich erfolgte Beschlussfassung der Novellierung des österreichischen Ökostromgesetzes im Juli 2011 ist ein weiterer Beweis dieser Vorreiterrolle.

Steigerung des Anteils an Erneuerbaren

Die 20/20/20-Klimaziele der Europäischen Union sind ein klares Bekenntnis zu einer nachhaltigen Energieversorgung und werden einen Beitrag zur Erhöhung der erneuerbaren Energien an der Gesamtproduktion auf 35 % in Europa leisten. Bis zum Jahr 2050 soll die europäische Stromversorgung fast CO₂-neutral erfolgen, wofür rund 80% der Stromerzeugung in Europa aus erneuerbaren Energien notwendig ist. Die EWIS Studie (European Wind Integration Study) prognostiziert bereits für den Zeitraum bis 2020 eine beinahe Verdreifachung der in Europa installierten Windkraftleistung von 70 GW auf mehr als 200 GW. Ganz ähnlich ist die Entwicklung im Bereich der Photovoltaik.

Konsequenzen für das Stromnetz

Der Ausbau der Übertragungsinfrastruktur ist eine unabdingbare Voraussetzung zur Erreichung der oben genannten Ziele. Bestätigt wird dies durch den 2010 von der ENTSO-E, der Gemeinschaft der europäischen Übertragungsnetzbetreiber erstmals veröffentlichten 10-Jahres-Netzausbauplan, welcher im Auftrag der Europäischen Kommission erstellt wurde. Dieser definiert einen Ausbaubedarf von über 35.000 km neuer Hochspannungsleitungen in Europa und rechnet mit Investitionskosten von über 25 Milliarden Euro. Allein in Deutschland sind entsprechend der DENA II Studie rund 3.500 km Ausbau der Übertragungsnetzinfrastruktur notwendig. Außerdem steigen die Anforderungen im Bereich der Netzsteuerung massiv, wofür neue Technologiekonzepte wie Smart Grids entwickelt werden. EU-Energiekommissar Günther Oettinger hat mit dem European Infrastructure Package diese Herausforderung aufgegriffen. Im Herbst dieses Jahres wird er einen „Action Plan“ vorlegen, der die wesentlichen Maßnahmen zur Erreichung der EU-Klimaziele beinhalten wird (u.a. Kriterienkatalog, Auflistung von Projekten von europäischem Interesse). Auch darin wird dem notwendigen Ausbau der Netzinfrastruktur herausragende Bedeutung beigemessen.

Ökostrom aus Österreich

Österreich steht angesichts des kürzlich vom österreichischen Nationalrat beschlossenen Ökostromgesetz 2012, das die Ökostromförderung massiv aufstockt, vor ähnlichen Herausforderungen. Die installierte Windkraftleistung soll sich bis 2020 von 1.000 MW auf

3.000 MW verdreifachen. Im Bereich der Photovoltaik ist die Zielsetzung mit einer Verzwölfachung auf rund 1.200 MW sogar noch ambitionierter. Als tragende Säule der österreichischen Stromerzeugung wird auch die heimische Wasserkraft weiter ausgebaut.

APG-Masterplan

Gemäß ihrer gesetzlichen Verantwortung, die Übertragungsnetze vorausschauend sicher und zuverlässig auszubauen, hat die Austrian Power Grid AG (APG) erstmals im Jahr 2009 den APG-Masterplan veröffentlicht. Darin definiert die APG ihre langfristige strategische Netzausbauplanung, welcher die eben beschriebenen energiewirtschaftlichen Entwicklungen in Europa zugrunde liegen. Ein wesentlicher Anteil der im APG-Masterplan definierten Projekte sind seitens der europäischen Kommission als TEN-Projekte klassifiziert und damit als besonders dringlich eingestuft. Außerdem sind die im Masterplan definierten Ausbau- und Netzverstärkungserfordernisse europaweit abgestimmt und Teil des 10-Jahres-Netzausbauplans der ENTSO-E.

Der neue Netzentwicklungsplan

Der hier vorliegende Netzentwicklungsplan (NEP) ist eine gesetzliche Verpflichtung (gemäß § 37 EIWOG 2010) und basiert auf den langfristigen strategischen Planungen des APG-Masterplans 2020. Damit informiert die APG alle Stakeholder, welche wichtigen Übertragungsinfrastrukturen in den nächsten zehn Jahren (2012 – 2021) im Netz der APG ausgebaut werden müssen. Der NEP enthält eine Auflistung bereits beschlossener Investitionen sowie Projekte, welche binnen der nächsten drei Jahre umzusetzen sind. Darüber hinaus ist im NEP die weitere Netzplanung für die nächsten zehn Jahre, unter Zugrundelegung der zuvor dargestellten längerfristigen energiewirtschaftlichen Entwicklungsprognose dargestellt. Die enthaltenen Projekte werden in Projekte von nationalem und europäischem Interesse einerseits, und Netzanschluss- bzw. Netzverbundprojekte, die durch andere Marktteilnehmer ausgelöst werden, andererseits kategorisiert. Letztere sind im Netzentwicklungsplan dargestellt, sofern die notwendigen vertraglichen Voraussetzungen (z.B. Abschluss einer Grundsatzerklärung oder eines Errichtungsvertrags) vorliegen und damit eine hinreichende Planungssicherheit besteht. Insgesamt sind im Zeitraum 2010 bis 2021 jährliche Investitionen in der Höhe von etwa 150 Mio. Euro vorgesehen, die sowohl der APG, als auch den zuständigen Genehmigungsbehörden große Anstrengungen abverlangen.

Die Realisierung der Projekte des Netzentwicklungsplans und die damit in Zusammenhang stehende Verstärkung der Netzkapazitäten entsprechend den bestehenden bzw. prognostizierten Erfordernissen sind eine wesentliche Voraussetzung um die wichtigen Aufgaben des Übertragungsnetzbetreibers für Österreich weiterhin erfüllen zu können.

Alle relevanten Marktteilnehmer hatten im Zeitraum bis zum 12. August 2011 die Möglichkeit, im Rahmen einer Konsultation zum Netzentwicklungsplan 2011 Stellung zu nehmen. Unter Berücksichtigung der Kommentare wurde der Netzentwicklungsplan 2011 bei der E-Control zur Genehmigung eingereicht.

1 Ausgangssituation und Zielsetzung

1.1 Allgemeines

Das Funktionieren unseres Gesellschaftssystems ist heute untrennbar mit einer sicheren, zuverlässigen und zu wirtschaftlichen Bedingungen verfügbaren Stromversorgung verbunden. Neben dem Vorhandensein von jederzeit ausreichenden Erzeugungskapazitäten zur Deckung des Strombedarfs müssen auch entsprechende Netzkapazitäten zur Übertragung und Verteilung der Elektrizität verfügbar sein.

Im liberalisierten Umfeld der europäischen Elektrizitätswirtschaft und vor der Zielsetzung der Schaffung eines integrierten europäischen Strommarktes stehen Übertragungsnetzbetreiber aufgrund der veränderten Rahmenbedingungen vor neuen Herausforderungen. Neben dem marktpreisbestimmten Kraftwerkseinsatz beeinflussen der stetig steigende Stromverbrauch, zunehmend neue Kraftwerke und der Ausbau der volatilen erneuerbaren Energieträger (z.B. Windkraft) massiv die Leistungsflüsse und Belastungen in den Übertragungsnetzen. Insgesamt sind zunehmende bzw. stark schwankende Netzbelastungen und damit in Verbindung deutlich steigende Anforderungen an die elektrischen Netze zu verzeichnen.

Ein leistungsfähiges Übertragungsnetz ist das Rückgrat des österreichischen Wirtschaftsstandortes und stellt die Grundvoraussetzung für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien sowie die Erreichung der österreichischen und europäischen Klimaschutzziele dar.

Können die Anforderungen an die Versorgungsaufgaben mit den bestehenden Netzinfrastrukturen nicht mehr erfüllt werden, liegen Engpässe vor. Das dadurch erforderliche Engpassmanagement führt teilweise zu Einschränkungen des freien Marktes sowie zu erhöhten Kosten. Neben dem temporären Einsatz von Engpassmanagement für zeitweise auftretende Engpässe (z.B. aufgrund von revisionsbedingten Abschaltungen) können wiederholt auftretende – d.h. strukturbedingte – Engpässe nur durch Netzausbaumaßnahmen nachhaltig beseitigt werden.

1.2 Gesetzliche Pflichten des Übertragungsnetzbetreibers¹

Die APG als Übertragungsnetzbetreiber hat bei der Planung und beim Betrieb ihrer Hochspannungsanlagen umfangreiche gesetzliche Verpflichtungen zu erfüllen. Als gemeinwirtschaftliche Verpflichtung obliegt der APG neben der diskriminierungsfreien Behandlung aller Kunden die Errichtung und Erhaltung einer ausreichenden Netzinfrastruktur (§ 5 Abs 1 El-

¹ Die folgend zitierten gesetzlichen Bestimmungen beziehen sich allesamt auf das Bundesgesetz, mit dem das Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010 und das Energie-Control-Gesetz erlassen werden, BGBl I Nr. 110/2010 (EIWOG 2010) i.d.j.g.F. Der einfachen Lesbarkeit halber wird auf die Verweise der (noch zu erlassenden) Landesausführungsgesetze verzichtet.

WOG 2010). Die APG ist als Übertragungsnetzbetreiber und Regelzonenführer verpflichtet, das Übertragungsnetz sicher, zuverlässig, leistungsfähig und unter Bedachtnahme auf den Umweltschutz zu betreiben sowie auszubauen und zu erhalten (§ 40 Abs 1 Z 1 EIWOG 2010). Insbesondere wird im Gesetz (§ 40 Abs 1 Z 7 EIWOG) auf das Erfordernis zur langfristigen Sicherstellung der Fähigkeit des Netzes zur Befriedigung einer angemessenen Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität abgestellt. Der Netzentwicklungsplan bzw. die Umsetzung der darin enthaltenen Projekte stellen somit die **Voraussetzung für die zukünftige Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit in Österreich** dar.

Die APG als Mitglied der Vereinigung der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E hat neben den genannten gesetzlichen Aufgaben zusätzliche Verpflichtungen wie etwa aus dem Operation Handbook der UCTE (jetzt ENTSO-E) zu erfüllen. Analog zu den Bestimmungen im EIWOG (bzw. den Technisch Organisatorischen Regeln [TOR]) zum sicheren Netzbetrieb ist dort die Einhaltung technisch-organisatorischer Regeln für den sicheren Betrieb des europaweiten ENTSO-E-Netzes vereinbart. Insbesondere wird die Einhaltung des (n-1)-Sicherheitskriteriums im Übertragungsnetzbetrieb der ENTSO-E verpflichtend vorgeschrieben.

1.3 Erstellung des Netzentwicklungsplans durch den Übertragungsnetzbetreiber

Gemäß § 37 EIWOG 2010 sind Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, jedes Jahr der Regulierungsbehörde einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan zur Genehmigung vorzulegen. Als Grundlage hierfür dienen insbesondere die aktuelle Lage und die Prognosen im Bereich von Angebot und Nachfrage.

Die APG reicht hiermit erstmals den Netzentwicklungsplan ein und kommt damit den gesetzlichen Forderungen nach, den Marktteilnehmern Angaben zu liefern, welche wichtigen Übertragungsinfrastrukturen in den nächsten zehn Jahre errichtet oder ausgebaut werden. Es wird eine Auflistung bereits beschlossener Investitionen geliefert sowie neue Investitionen bestimmt, welche binnen der nächsten drei Jahre durchgeführt werden müssen. Außerdem wird mittels Netzentwicklungsplan ein Zeitplan für alle Investitionsprojekte der nächsten zehn Jahre vorgegeben.

Der nun vorgelegte Netzentwicklungsplan 2011 umfasst die erforderlichen Netzausbauprojekte im Übertragungsnetz der APG auf den Netzebenen 1, 2 und 3 im gesetzlich festgelegten zehnjährigen Planungszeitraum von 2012 bis 2021. Diese Projekte lassen sich grundsätzlich in folgende Kategorien unterteilen:

1. Projekte von nationalem bzw. europäischem Interesse:

Diese wesentlichen Netzausbauprojekte resultieren aus der langfristig vorausschauenden (strategischen) Netzausbauplanung auf Basis von Szenarienrechnungen und umfangreichen Umfeldrecherchen der nationalen und europäischen energiewirtschaftlichen Entwicklungen in Kooperation mit Universitäten. Die Ergebnisse dieser umfassenden

Analysen sind im APG-Masterplan 2020 dargestellt (vgl. Kap. 3.2) und fließen in den Netzentwicklungsplan 2011 ein. Zudem erfolgen auf europäischer Ebene koordinierte Planungsaktivitäten, welche im Ten Year Network Development Plan der ENTSO-E (TY-NDP) gebündelt werden und mit dem Netzentwicklungsplan abgestimmt sind (vgl. Kap. 3.3).

Für die dem UVP-Verfahren unterliegenden Projekte im (inter-)nationalen Interesse werden im Rahmen der UVE die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und mögliche alternative Lösungsmöglichkeiten zum eingereichten Projekt sowie die wesentlichen Auswahlgründe analysiert und vorgelegt.

2. Netzanschluss- bzw. Netzverbundprojekte:

Auslöser für solche Projekte liegen in den entsprechenden lokalen bzw. regionalen Bedürfnissen (Netzabstützungen von Verteilernetzen, Netzanschlüsse von Kraftwerken, etc.) der Marktteilnehmer.

Entsprechend den Allgemeinen Netzbedingungen der APG ist der Bedarf an neuen oder zu erweiternden Netzanschlüssen bzw. Verbindungen an das Übertragungsnetz der APG in Form einer Anfrage auf Netzanschluss, Netzzugang / Netzverbund oder Netzkooperation an die APG zu richten. Folgende Netzbenutzergruppen sind hier zu unterscheiden:

- Verteilernetzbetreiber
- Kraftwerksbetreiber
- Kunden
- Projektwerber zu neuen Verbindungsleitungen gemäß VO (EG) 714/2009 per Stand 30.5.2011

Unter der Prämisse konkret definierter und verbindlicher technischer und prozeduraler Rahmenbedingungen werden jene Netzanschluss- bzw. Netzverbundprojekte in den Netzentwicklungsplan aufgenommen, für die bereits eine abgeschlossene Grundsatzvereinbarung oder ein Errichtungsvertrag besteht. Unter dem Vorbehalt der entsprechenden Vertragsabschlüsse wurden weiters jene Projekte aufgenommen, für welche die erwähnte vertragliche Grundlage bis Ende Juli unterfertigt wird.

Netzanschluss- bzw. Netzverbundprojekte werden von APG gemäß der durch die Energie-Control Kommission am 12.2.2010 genehmigten Allgemeinen Netzbedingungen diskriminierungsfrei beurteilt. Die Anfrage eines Projektwerbers wird entsprechend dem Kalenderquartal ihres Einlangens bei APG gemeinsam mit allen weiteren Anfragen auf Netzanschluss bzw. Netzverbund, die innerhalb desselben Kalenderquartals bei APG eingelangt sind, einer Netzverträglichkeitsprüfung unterzogen, um die Auswirkungen des betreffenden Projekts und dessen geplanter Nutzung auf das Netz der APG zu beurteilen. Im Zuge dieser Netzverträglichkeitsprüfung findet auch eine Analyse konkurrierender Projekte statt. Bis Dato musste kein Projekt zugunsten eines anderen abgelehnt werden.

1.4 Ziele und Bedeutung des Netzentwicklungsplans

Ziele der Netzentwicklung gemäß § 37 Abs 3 EIWOG 2010 sind insbesondere

- die Deckung der Nachfrage an Leitungskapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher unter Berücksichtigung von Notfallszenarien,
- die Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Leitungskapazität (Versorgungssicherheit der Infrastruktur), sowie
- der Nachfrage nach Leitungskapazitäten zur Erreichung eines europäischen Binnenmarktes nachzukommen.

Bei der Erarbeitung des Netzentwicklungsplans wurden von der APG angemessene Annahmen über die Entwicklung der Erzeugung, der Versorgung, des Verbrauchs und des Stromaustauschs mit anderen Ländern unter Berücksichtigung der Investitionspläne für regionale Netze zugrunde gelegt (vgl. Kap. 3.2).

Basierend auf diesen Annahmen wird die Notwendigkeit der Netzausbauprojekte durch detaillierte Lastfluss- und Kurzschlussanalysen identifiziert. Dabei werden für den jeweiligen Netzraum - ausgehend von IST-Belastungen und ENTSO-E Planungsdatensätzen - auch Worst-Case-Datensätze entwickelt. Notfallszenarien stellen in diesem Rahmen (n-1)-Analysen dieser Worst-Case-Datensätze dar. Damit wird das Netz entsprechend den gültigen Regeln auf (n-1)-Standards geplant; Doppelausfälle werden gegebenenfalls zusätzlich analysiert.

Eine leistungsfähige Übertragungsnetzinfrastruktur bildet die Grundlage für die hohe Sicherheit und Zuverlässigkeit der Versorgung mit elektrischer Energie. Es ist das Rückgrat des österreichischen Wirtschaftsstandortes und stellt die Grundvoraussetzung für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien sowie die Erreichung der österreichischen und europäischen Klimaschutzziele dar. Die Realisierung der Projekte des Netzentwicklungsplans und die damit in Zusammenhang stehende Verstärkung der Netzkapazitäten entsprechend den bestehenden bzw. prognostizierten Erfordernissen ist daher eine wesentliche Voraussetzung um diese bedeutenden betrieblichen, energiewirtschaftlichen und volkswirtschaftlichen Vorteile weiterhin schaffen zu können.

Diese Anforderungen decken sich mit den europäischen Vorgaben bzw. Zielsetzungen (vgl. Abbildung 1). Die Projekte dieses Netzentwicklungsplans sind erforderlich um die geforderte effiziente, nachfragedeckende Infrastruktur entsprechend den aktuellen bzw. absehbaren Anforderungen zur Verfügung stellen zu können. Deren Realisierung stellt eine wesentliche Voraussetzung dar, um die Versorgungssicherheit weithin gewährleisten zu können. Darüber hinaus wird die weitere Integration erneuerbarer Energien im Rahmen der 20/20/20-Ziele der EU ermöglicht, sowie die Schaffung eines integrierten europäischen Strommarktes gefördert.

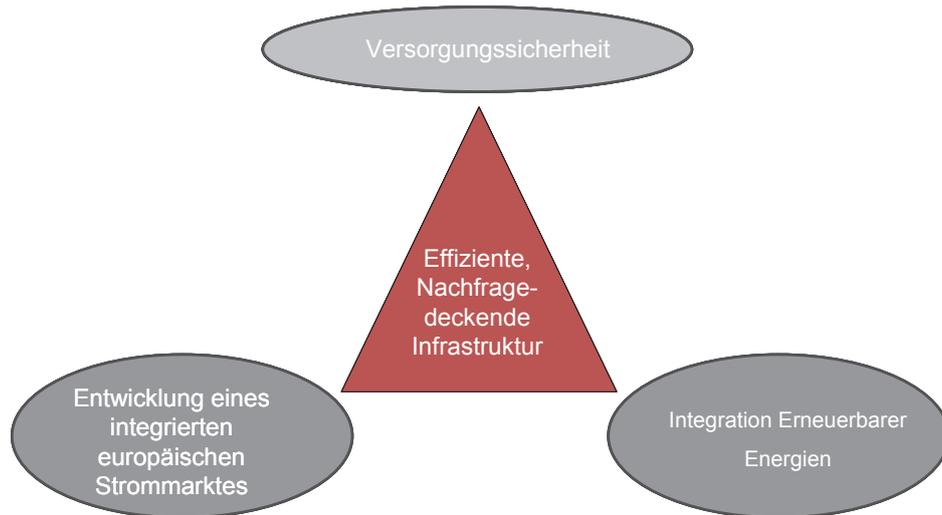


Abbildung 1: Europäische Zielsetzungen - Rahmenbedingungen für Übertragungsnetze

1.5 Volkswirtschaftliche Bedeutung des Netzentwicklungsplans

Die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit von Infrastrukturprojekten, wie sie in diesem Netzentwicklungsplan für das Übertragungsnetz der APG dargestellt sind, hat in erster Linie unter dem Gesichtspunkt einer volkswirtschaftlichen Nutzenanalyse zu erfolgen. So entsteht durch Investitionen in die Infrastruktur ein Multiplikatoreffekt sowohl für die betreffende Region, als auch für die gesamte Volkswirtschaft (BIP), da ein Großteil des Gesamtinvestitionsvolumens der heimischen Wertschöpfung zugute kommt und so der Erhaltung und Schaffung von Arbeitsplätzen dient. Durch die Realisierung der Projekte des Netzentwicklungsplans wird auch zukünftig eine leistungsfähige Übertragungsnetzinfrastruktur gewährleistet. Diese bildet die Grundlage für eine hohe Stromversorgungssicherheit und -qualität in Österreich und ist damit ein wesentlicher Faktor um die Attraktivität des Wirtschaftsstandortes Österreich zu fördern.

Darüber hinaus wird durch die Projekte des Netzentwicklungsplans die Voraussetzung für die weitere Integration erneuerbarer Energien und somit für das Erreichen der nationalen und europäischen Klimaschutzziele geschaffen.

Zusätzlich zu den genannten Vorteilen können folgende volkswirtschaftliche Effekte erzielt werden:

- Vermeidung von Engpässen und damit verbundenen Engpassmanagementkosten

In Kapitel 3.4 werden bestehende und prognostizierte Engpässe im APG-Netz und die zur Beherrschung dieser Engpässe notwendigen Maßnahmen beschrieben. Diese sind teils mit hohen (volkswirtschaftlichen) Kosten, teils mit Einbußen an Versorgungssicherheit verbunden.

Durch die Realisierung der Projekte des NEP können bestehende Engpässe beseitigt bzw. prognostizierte vermieden werden, womit es zu einer Ersparnis an Engpassmanagementkosten kommt und ein hohes Versorgungssicherheitsniveau gewährleistet werden kann. Durch die Vermeidung von marktseitigem Engpassmanagement kann auch der freie Marktzugang für alle Marktteilnehmer erzielt werden.

- Reduktion von Transportverlusten

Durch die Umstellung von Leitungsverbindungen auf höhere Spannungsebenen können bei gleicher Transportmenge die Verluste reduziert werden. Folglich sinken die Verlustenergiebeschaffungskosten. Geringere CO₂-Emissionen sind als ökologischer Faktor ebenfalls von Bedeutung.

- Höhere Transportkapazitäten

Durch den Bau neuer Leitungen und Umspannwerke wird die übertragbare Transportmenge gesteigert. Dies ermöglicht die Einbindung von Windkraft, der grünen Akkus in den Alpen, neuer konventioneller Kraftwerke.

- Netzanbindung der grünen Akkus in den Alpen und anderer Kraftwerke

Die Projekte sind die Grundvoraussetzung für die Einbindung neuer Kraftwerke wie z.B. Laufwasser- oder Pumpspeicherkraftwerke. Ausreichende Erzeugungskapazitäten sind ein wichtiger Faktor für die Versorgungssicherheit Österreichs. Zusätzliche Kraftwerke verhindern die Abhängigkeit von Stromimporten und beleben den Strommarkt. Weiters ermöglicht die Anbindung der grünen Akkus in den Alpen die effiziente Nutzung der volatilen erneuerbaren Energien.

- Integration erneuerbarer Energien zur Erreichung der 20/20/20-Ziele

Der Ausbau der Übertragungsnetzinfrastruktur schafft die Möglichkeit zur Einbindung weiterer Erneuerbarer und ist damit eine Grundvoraussetzung für die Erreichung der 20/20/20-Ziele. Hierdurch können CO₂-Emissionen aus weniger klimafreundlichen Stromerzeugungsanlagen verringert und damit in Verbindung stehende Zertifikatskosten reduziert werden.

- Schaffung eines europäischen Strombinnenmarktes

Durch die stärkere europäische Vernetzung wird die österreichische Versorgungssicherheit verbessert sowie den österreichischen Marktteilnehmern der Zugang zum europäischen Markt erleichtert. Darüber hinaus wird so der Zugang zu erneuerbaren Energiequellen im Ausland geschaffen.

1.6 Umfeld für den Netzausbau

Die APG investiert in den nächsten Jahren rund € 150 Mio. jährlich in den Ausbau und die Modernisierung der Netzinfrastruktur, um den oben genannten Verpflichtungen gerecht zu werden bzw. optimale Rahmenbedingungen für Österreichs BürgerInnen und Wirtschaft zu ermöglichen. Damit wird neben dem energiewirtschaftlichen Aspekt ein großer Beitrag zur Sicherung von regionalen und überregionalen Wertschöpfungsketten geleistet.

Durch Aufnahme der Zielsetzung „Lückenschlusses 380-kV-Österreich-Ring“ in das aktuelle Regierungsprogramm der österreichischen Bundesregierung sowie deren allgemeines Bekenntnis zum Ausbau der Infrastruktur, können die Vorhaben der APG als bundesweite Anliegen bezeichnet werden. Die aktuellen politischen Beschlüsse im internationalen Bereich (Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland und der Schweiz), die Ereignisse des heuri-

gen Frühjahres in Japan sowie die bevorstehende Präsentation des „Action Plan“ von EU Kommissar Oettinger zur europaweiten Umsetzung der Klimaziele 20/20/20 im Herbst dieses Jahres untermauern zusätzlich die Notwendigkeit der Umsetzung des Netzentwicklungsplanes, aber auch die sehr kurzen Zeiträume, innerhalb derer die vielen Vorhaben umgesetzt werden müssen.

Die aktuell langen Verfahrensdauern (Bsp. Steiermarkleitung 38 Monate) sind jedoch große Gefährdungspotenziale für den notwendig raschen Modernisierungsschub für das österreichische Übertragungsnetz. Die fallweise vorhandenen unterschiedlichen legislatischen Rahmenbedingungen in den Bereichen Technik und Raumordnung sind zusätzliche Hemmnisse zur Realisierung der energiepolitisch relevanten Netzausbauprojekte in einer angemessenen Zeit. Bundesweite Regelungen in den Bereichen Raumordnung („Korridorsicherung“), technische Umsetzungsregelungen, Infrastrukturbereinigung bzw. –beschleunigung könnten wesentliche Schritte zur besseren Gestaltung der Netzausbauprojekte im Sinne der BürgerInnen sein. Die Notwendigkeit derartiger gesetzlicher Initiativen wird mit internationalen Beispielen (u.a. Deutschland, Action Plan der EU) untermauert.

Die völkerrechtlichen Verpflichtungen Österreichs und aktuelle Ereignisse beschleunigen den Prozess der Energiewende und stellen alle Akteure in diesem Bereich vor neue Herausforderungen.

Die APG ist mit ihrem gesetzlichen Auftrag zur Versorgungssicherheit ein Garant für die rasche Umsetzung der Modernisierungsvorhaben bei gleichzeitiger Gewährleistung höchster Sicherheitsstandards, und wird ihren Beitrag zur Bewältigung der Energiewende leisten.

1.7 Genehmigte Projekte im Rahmen der Langfristplanung

Bislang waren die Regelzonenführer verpflichtet, regelmäßig eine Langfristplanung für die Netzebenen 1 bis 3 in ihrer Regelzone zu erstellen, wobei die Möglichkeit bestand, diese beim Bundesminister für Wirtschaft und Familie und Jugend (BMWFJ) einzureichen.

Letztmalig wurde die Langfristplanung 2008 für die Regelzone der APG betreffend den Planungszeitraum 2008 bis 2012 gesamthaft am 4.2.2009 beim BMWFJ zur Genehmigung eingereicht, wobei per Antrag vom 21.10.2010 eine Aktualisierung dieser erfolgte. Die Langfristplanung 2008 für die Regelzone APG (Planungszeitraum 2008 – 2018) wurde mit Bescheid des BMWFJ (BMWFJ-555.150/0008-IV/5/2009, 27.4.2009) und deren Aktualisierung per Bescheid des BMWFJ (BMWFJ-555.150/0024-IV/5/2010, 11.1.2011) gemäß § 22a Abs 5 EIWOG (BGBl I Nr. 143/1998 idF BGBl. I Nr. 112/2008) genehmigt. Die bescheidgemäßen Genehmigungen umfassten folgende Projekte:

Projektbezeichnung	Status
Netzebene 1	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ 380-kV-Salzburgleitung (Abschnitt NK St. Peter – UW Salzburg) ▪ UW Ernsthofen-380-kV-Anlage, Umstellung Donauschiene auf 380kV <i>Neue Bez. im NEP11: Umstellung Donauschiene auf 380kV</i> 	<p>In Betrieb (IBN 2011) Umsetzung läuft (IBN 2013)</p>
<ul style="list-style-type: none"> ▪ 380-kV-Salzburgleitung Netzknoten St. Peter - Netzknoten Tauern 	<p>Vorprojekt (Planung läuft)</p>
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ltgs. Ersatzneubau Ernsthofen - M46 (Ri. Pichling) und UW Pichling <i>Neue Bez. im NEP11: Zentralraum Oberösterreich</i> 	<p>Vorprojekt (Planung läuft)</p>
<ul style="list-style-type: none"> ▪ UW Bisamberg Einschleifung des zweiten 380-kV-Systems 	<p>In Betrieb (IBN 2011)</p>
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Leitung Wien Südost - Staatsgrenze (Győr) Auflegen 2. System u. Ausbau Sarasdorf 	<p>In Betrieb (IBN 2010)</p>
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ausleitung Bisamberg neu: 3./4. System Ri. Osten (Groß-Engersdorf) <i>Neue Bezeichnung im NEP11: Weinviertelleitung</i> 	<p>Vorprojekt (Planung läuft)</p>
<ul style="list-style-type: none"> ▪ UW Lienz: Errichtung Phasenschiebertransformator 	<p>Umsetzung läuft (IBN 2012)</p>
<ul style="list-style-type: none"> ▪ UW Zell/Ziller: Errichtung 2. 380/220-kV-Umspanner 	<p>Umsetzung läuft (IBN 2013)</p>
Netzebene 2	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ UW Ernsthofen Trafotausch RHU2 mit Leistungserhöhung 	<p>In Betrieb (IBN 2009)</p>
<ul style="list-style-type: none"> ▪ UW Hessenberg Trafotausch RHU1 u. RHU2 mit Leistungserhöhung 	<p>In Betrieb (IBN 2009, 2010)</p>
<ul style="list-style-type: none"> ▪ UW Bisamberg Errichtung 380/110-kV-Umspannung 	<p>Umsetzung läuft (IBN 2011)</p>
<ul style="list-style-type: none"> ▪ UW Ybbsfeld Errichtung 2. Umspanner 	<p>In Betrieb (IBN 2011)</p>
<ul style="list-style-type: none"> ▪ UW Wallsee Errichtung 220/110-kV-Umspannung 	<p>In Betrieb (IBN 2011)</p>
<ul style="list-style-type: none"> ▪ UW Jochenstein Errichtung 220/110-kV-Umspannung <i>Neue Bez. im NEP11: UW Jochenstein: 220/110-kV-Netzabstützung EAG Netz</i> 	<p>Vorprojekt (Planung läuft)</p>
<ul style="list-style-type: none"> ▪ UW Lienz Trafotausch mit Leistungserhöhung 	<p>Umsetzung läuft (IBN 2012)</p>
<ul style="list-style-type: none"> ▪ UW Südburgenland Errichtung eines 2. Umspanners 380/110 kV <i>Neue Bez. im NEP11: UW Südburgenland: 2x200-MVA-Umspanner BEWAG Netz</i> 	<p>Umsetzung läuft (IBN 2012)</p>
Netzebene 3	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Leitungsersatzneubau Hütte Linz – Traun-Au (Ri. Pichling) 	<p>In Betrieb (IBN 2010)</p>
<ul style="list-style-type: none"> ▪ UW Ernsthofen Anlagenum- u. -ausbau 110 kV (inkl. Erneuerungen) 	<p>Umsetzung läuft (IBN 2011)</p>
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Leitungsersatzneubau Ernsthofen – Steyr 	<p>Umsetzung läuft (IBN 2011)</p>

Tabelle 1: Genehmigte Projekte im Rahmen der Langfristplanung

2 Technisches Umfeld für den Netzausbau

Durch den liberalisierten Strommarkt und den damit verbundenen dynamischen Veränderungen sind die Anforderungen an die Übertragungsnetzinfrastruktur stark gestiegen. Der marktpreisbestimmte Kraftwerkseinsatz, der stetig steigende Stromverbrauch, neue Kraftwerksprojekte und der enorme Ausbau erneuerbarer Energieträger führen zunehmend zu hohen Netzbelastungen und kostenintensiven Engpässen. Zur zukünftigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit sind deshalb Netzausbauten dringend notwendig.

2.1 Marktpreisbestimmter Kraftwerkseinsatz und Verbrauchssteigerungen

Der Kraftwerkseinsatz in Europa wird über Börsengeschäfte, über bilaterale Geschäfte zwischen Kraftwerksbetreibern und Stromhändlern und über langfristige Lieferverträge bestimmt. Der internationale Stromhandel beeinflusst die Import- und Exportszenarien und damit die Netzbelastungen in den Übertragungsnetzen in einem immer größeren Ausmaß.

Zusätzlich sind jährliche Verbrauchssteigerungen von rd. 2 % (mit regionalen Schwankungen) zu verzeichnen. Der Stromverbrauch hängt dabei stark von wirtschaftlichen Entwicklungen und demographischen Veränderungen in den jeweiligen Regionen ab und war während der letzten Jahre von hohen Zuwachsraten (mit Einbrüchen aufgrund der Wirtschaftskrise) gekennzeichnet.

2.2 Ausbau erneuerbarer Energieträger

Die 20/20/20 Klimaziele der EU sind ein klares Bekenntnis zu einer nachhaltigen Energieversorgung und werden einen Beitrag zur Erhöhung der erneuerbaren Energien an der Gesamtproduktion auf 35 % in Europa leisten. Bis zum Jahr 2050 soll die europäische Stromversorgung fast CO₂-neutral erfolgen, wofür rund 80% der Stromerzeugung in Europa aus erneuerbaren Energien gewonnen werden müssen. Die EWIS Studie (European Wind Integration Study) prognostiziert für den Zeitraum bis 2020 eine beinahe Verdreifachung der in Europa installierten Windkraftleistung von 70 GW auf mehr als 200 GW. Ganz ähnlich ist die Entwicklung im Bereich der Photovoltaik.

Österreich steht vor ähnlichen Herausforderungen: Auf Basis der gesetzlichen Beschlüsse soll die installierte Windkraftleistung bis 2020 von derzeit rund 1.000 MW auf 3.000 MW verdreifacht werden. Im Bereich der Photovoltaik ist die Zielsetzung mit einer Verzwölfachung auf rund 1.200 MW sogar noch ambitionierter. Als tragende Säule der österreichischen Stromerzeugung wird auch die heimische Wasserkraft weiter ausgebaut.

2.3 Auftreten von Engpässen bei ungenügenden Netzkapazitäten

Physikalisch betrachtet werden die Leistungsflüsse und damit die Belastungen in den Netzen durch den zeitlichen Verlauf der Einspeisungen (Erzeuger) und Entnahmen (Verbraucher, unterlagerte Netze) von elektrischer Leistung, sowie durch die Netztopologie bestimmt. Entsprechend der gesetzlichen Verpflichtung hat der Netzbetreiber sicherzustellen, dass diese Topologie, sowie die damit verbundenen Netzkapazitäten in angemessenem Ausmaß zur

Verfügung gestellt werden. Abhängig vom Ausbauzustand der Netze kommt es bei unzureichend ausgebauten Netzen zu hohen Auslastungen bis hin zu Überlastungen der Netzinfrastruktur. Engpässe liegen vor, wenn die Netzbelastungen die für den Übertragungsnetzbetrieb vorgeschriebenen Sicherheitskriterien (z.B. das n-1 Kriterium²) überschreiten bzw. verletzen. Die Übertragungskapazitäten von Leitungen, Transformatoren oder anderen Teilen des Netzes sind in diesem Fall nicht mehr ausreichend dimensioniert.

Vereinzelt Engpässen, die aufgrund bestimmter netzbetrieblicher Situationen auftreten, kann mittels Engpassmanagement³ betrieblich begegnet werden. Treten im Gegensatz dazu Engpässe wiederholt und lange auf (z.B. die strukturell bedingten Nord-Süd-Engpässe in der Regelzone APG) bzw. sind derartige Engpässe prognostiziert, sind entsprechende Netzausbaumaßnahmen unabdingbar.

2.4 Energiewirtschaftliche Einflussgrößen für die Netzentwicklung

Steigende Anforderungen an die Übertragungsnetzinfrastruktur (z.B. regional stark steigender Stromverbrauch, erhöhte Transportanforderungen, Integration erneuerbarer Energien) ergeben sich aufgrund nationaler Einflüsse zur Verbrauchs- und Erzeugungsentwicklung und Entwicklungen im europäischen Umfeld. Folgende Einflussfaktoren sind zu berücksichtigen:

- **Energiepolitische Herausforderungen:** 20/20/20-Ziele der EU, Förderung von Energieeffizienz, Ausbau erneuerbarer Energien, Diversifizierungsstrategien hinsichtlich des Bezuges von Primärenergieträger sowie zur Reduktion der Importabhängigkeit (z.B. bei Erdgas), Ausstieg aus der Kernenergie (Beschlüsse in mehreren europäischen Ländern), Belebung des Elektrizitätsmarktes, e-mobility
- **Forcierter Ausbau der erneuerbaren Energieträger:** Verdreifachung der in Europa installierten Windkraftleistung von dzt. rd. 70 GW auf mehr als 200 GW bis 2020, entsprechende Dynamik im Bereich der Photovoltaik
- **Nachfrageseite national:** Demographische und wirtschaftliche Entwicklungen, regionale Verbrauchsentwicklung in Österreich, Entwicklungen des Industriesektors
- **Aufbringungsseite national:** Veränderungen des Kraftwerksparks (v.a. neue Gas- und Dampf-Kombinationskraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke), genutzte Primärenergieträger, Entwicklung der Primärenergie- und Strompreise, marktpreisbestimmter Kraftwerkseinsatz
- **Internationaler Einfluss:** Energiewirtschaftliche Entwicklung im europäischen Umfeld (Aufbringungs- und Marktentwicklung), Veränderung der Import-Export-Muster, Entstehen von Export- und Importregionen, Veränderungen und Ausbauten der Übertragungsnetze der ENTSO-E-Partner

² Bei Einhaltung der (n-1)-Sicherheit können Einfachausfälle von Netzelementen (z.B. eines Leitungssystems oder eines Transformators) ohne Überlastung von anderen Betriebsmitteln und ohne Folgeausfälle verkraftet werden. Dies gelingt durch die betriebliche Vorhaltung von Reservekapazitäten im Netzbetrieb, welche die übertragene Leistung des ausgefallenen Netzelementes kurzfristig übernehmen können. Die (n-1)-Sicherheit stellt damit die Grundlage für eine hohe Versorgungssicherheit dar.

³ Anwendung von netztechnischen Maßnahmen (z.B. Schrägregelung von Transformatoren, Umschaltungen von Betriebsmitteln) und/oder marktseitigen Maßnahmen wie v.a. Eingriff auf die Kraftwerkserzeugung durch den Netzbetreiber.

3 Das Übertragungsnetz der Regelzone APG

Mit einer Trassenlänge von rund 3.500 Kilometern und den darauf verlaufenden Leitungen mit einer Gesamtlänge von knapp 6.800 Kilometern, bildet das Übertragungsnetz der APG das Rückgrat der österreichischen Stromversorgung. Die APG ist für etwa 95 % des österreichischen Übertragungsnetzes auf den Spannungsebenen 110, 220 und 380 kV und damit für die zuverlässige Stromversorgung Österreichs verantwortlich.

3.1 APG als Teil des europäischen ENTSO-E-Übertragungsnetzes

Mit dem Ziel eine höhere Versorgungssicherheit gewährleisten zu können, wurden aus den einzelnen lokalen und nationalen Netzen über die Jahre große überstaatliche Netzverbundsysteme gebildet. Heute sind die einzelnen nationalen Übertragungsnetze Europas über Kuppelleitungen miteinander verbunden und werden in Zentraleuropa synchron – das heißt mit gleicher Netzfrequenz – betrieben. Das Übertragungsnetz der APG ist Teil dieses europäischen ENTSO-E-Übertragungsnetzes. Über die Kuppelleitungen haben die Marktteilnehmer Zugang zum europäischen Strommarkt. Im internationalen Vergleich fällt auf, dass in Österreich noch kein durchgängiges 380-kV-Netz realisiert ist.

3.2 APG-Masterplan 2020

Die langfristige strategische Netzausbauplanung der APG erfolgt im Zuge der Erstellung des APG-Masterplans, der periodisch überarbeitet und von der APG neu herausgegeben wird. Die Festlegung der Masterplanprojekte basiert dabei auf umfangreichen Szenarienrechnungen, die in Zusammenarbeit mit der TU Wien und der TU Graz die künftigen energiewirtschaftlichen Anforderungen an das Höchstspannungsnetz simulieren und Netzausbauerfordernisse identifizieren. Mit den daraus abgeleiteten, erforderlichen Netzausbauprojekten (Masterplanprojekte) kann die APG bei zeitgerechter Umsetzung bestehende Engpässe beseitigen und der Entstehung neuer Engpässe entgegenwirken. So wird langfristig die Versorgungssicherheit, der Zugang der österreichischen Marktteilnehmer zum Strommarkt sowie die nachhaltige Integration erneuerbarer Energien gewährleistet.

Der nächste APG-Masterplan, der die Periode bis 2030 erfassen wird, basiert auf Szenarienrechnungen und Marktsimulationen, welche von der TU Graz mit dem Marktsimulationsmodell ATLANTIS durchgeführt werden. Damit ist gewährleistet, dass die Neuausrichtung der europäischen Stromversorgung auf Basis erneuerbarer Energien und die aktuellen Entwicklungen betreffend Atomkraft im österreichischen Umfeld (insbesondere Deutschland) berücksichtigt werden. Großräumige europäische Szenarien (z.B. Offshore-Windkraftwerke im Atlantik und solarthermische Kraftwerke im Süden Europas) werden dabei ebenso mit einbezogen wie die Beeinflussung des Stromverbrauchs durch Technologieinnovationen wie z.B. die e-mobility.

Der aktuelle APG-Masterplan 2020 ist unter www.apg.at abrufbar.

Der hier vorliegende Netzentwicklungsplan (NEP) ist eine gesetzliche Verpflichtung (gemäß § 37 EIWOG 2010) und basiert auf den langfristigen strategischen Planungen des APG-Masterplans 2020.

3.3 Ten Year Network Development Plan der ENTSO-E (ENTSO-E - TYNDP)

Um die energiepolitischen Zielsetzungen hinsichtlich der Schaffung einer leistungsfähigen Netzinfrastruktur für die Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit, die Integration erneuerbarer Energien und die Weiterentwicklung eines integrierten Strommarktes europaweit zu verfolgen, erfolgt auf europäischer Ebene eine Koordinierung der Netzausbauplanung im Rahmen der Aktivitäten der ENTSO-E. Die Ergebnisse dieser europäischen Übertragungsnetzplanung finden sich im Ten Year Network Development Plan der ENTSO-E (TYNDP) gebündelt. Der erste TYNDP wurde im Juni 2010 veröffentlicht und steht unter www.entsoe.eu zum Download zur Verfügung.



Abbildung 2: Notwendiger europäischer Netzausbau gemäß Hauptbedarfssegmenten
(Quelle: ENTSO-E TYNDP 2010)

Insgesamt wurde gemäß dem TYNDP 2010 ein Netzausbaubedarf von rd. 42.000 km neuen bzw. zu verstärkenden Leitungen identifiziert. In Abbildung 2 erfolgt eine Zuordnung dieses erforderlichen Netzausbaus zu den folgenden Hauptbedarfssegmenten:

- Versorgungssicherheit (SoS - Security of Supply)
- Integration erneuerbarer Energien (RES - Renewable Energy Sources)
- Schaffung eines integrierten europäischen Strommarktes (IEM - Internal Energy Market)

Derzeit befindet sich der TYNDP in Überarbeitung. In einem Top-Down-Prozess werden auf der Basis von europaweit einheitlichen energiewirtschaftlichen Szenarien, sowie einer gemeinsamen Datenbasis Marktsimulationen und Netzberechnungen durchgeführt. Basierend darauf wird der weitere erforderliche Netzausbaubedarf im europäischen Interesse identifiziert. Die Ergebnisse sind für Mitte 2012 zu erwarten.

3.4 Bestehende und prognostizierte Engpässe im Übertragungsnetz der APG

Im Folgenden werden bereits bestehende sowie prognostizierte Engpässe im Netz der APG dargestellt:

3.4.1 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 Eingriff auf den Kraftwerkseinsatz durch die APG sowie durch den Einsatz 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 einiger weiterer Kraftwerksprojekte im Raum Kärnten, Oberösterreich und Salzburg 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 auf der 380-kV-Ebene erfolgen.

3.4.2 Schwachstelle St. Peter – Deutschland

Vom Netzknoten St. Peter führen zwei 220-kV-Leitungen bzw. vier 220-kV-Systeme mit unterschiedlicher Transportkapazität zwischen 318 MVA und 457 MVA nach Deutschland (St. Peter - Simbach/Altheim, St. Peter - Pirach/Pleinting).

Seit 2006 treten zeitweise sehr hohe Austauschaktivitäten von/nach Deutschland und damit sowohl im Import- als auch im Exportfall hohe Belastungen und (n-1)-Verletzungen auf diesen vier 220-kV-Systemen zu TenneT TSO GmbH auf.

Lokale Engpässe sind aufgrund der regionalen Produktion/Abnahme und der Austauschleistungen zwischen dem Regelblock Deutschland und der Regelzone APG gegeben und erfordern entsprechende Engpassmanagementmaßnahmen im täglichen Netzbetrieb. Bisher konnte fast ausschließlich mit netztechnischen Maßnahmen (v.a. Sonderschaltungen) das Auslangen gefunden werden.

Die bereits in Bau befindlichen und zukünftigen Kraftwerksprojekte im Raum Oberösterreich, Salzburg und Kärnten werden die bestehenden Engpässe auf den Kuppelleitungen St. Peter – Deutschland weiter verschärfen und vermehrt kraftwerksseitige EPM-Maßnahmen erfordern. Eine Entlastung ist erst mit dem geplanten Netzausbau 380-kV-Leitung St. Peter – Staatsgrenze (Simbach) (Projekt 11-7) zu erwarten.

3.4.3 Engpass Lienz – Soverzene

Die 220-kV-Leitung von Lienz nach Soverzene mit einer Übertragungskapazität von lediglich 285 MW ist die einzige Verbindungsleitung zwischen Österreich und Italien.

Ohne Entlastungsmaßnahmen wäre diese Leitung über lange Zeiträume aufgrund des Importverhaltens von Italien und der Erzeugung der nahen Speicher- und Wasserkraftwerke in Kärnten vorwiegend untertags überlastet und müsste abgeschaltet werden. Um die Leitung dennoch in Betrieb halten zu können, wird eine Begrenzung des Lastflusses durch netztechnische Maßnahmen, wie die Sonderschaltung in Lienz bzw. Soverzene oder – wenn diese nicht mehr ausreichen – durch kostenintensive kraftwerksseitige Maßnahmen (Richtbetrieb Malta Hauptstufe) erreicht.

Eine mittelfristige Entschärfung dieses Engpasses wird Mitte 2012 mit der Inbetriebnahme des Phasenschiebertransformators in Lienz erzielt (Projekt 11-1).

3.4.4 Sonstige Schwachstellen

Aufgrund der prognostizierten energiewirtschaftlichen Entwicklung werden sich die Lastflüsse verändern und in einigen Bereichen des APG-Netzes deutlich ansteigen. Die Auswirkungen wurden im Rahmen des APG-Masterplan 2020 eingehend untersucht und es wurden - neben den bereits dargestellten Bereichen (Nord-Süd, St. Peter - Deutschland und Lienz - Soverzene) – noch die Netzbereiche Kärnten mit den Leitungszügen Lienz – Malta Hauptstufe, Lienz – Obersielach, Obersielach – Podlog und Tirol mit der West-Ost-Verbindung Westtirol – Zell Ziller als Schwachstellen lokalisiert.

Alle dargestellten Engpässe bzw. Schwachstellen müssen aufgrund unserer gesetzlichen Verpflichtungen sowohl im laufenden Betrieb mit entsprechenden Engpassmanagementmaßnahmen für einen (n-1)-sicheren Netzbetrieb bewältigt werden, als auch in der Netzplanung hinsichtlich einer (n-1)-sicheren Netzausbauplanung berücksichtigt werden. Erfolgen die erforderlichen Netzausbauten bzw. -erweiterungen nicht zeitgerecht, erhöht sich aufgrund der hohen Leitungsbelastungen das Risiko im Netzbetrieb und es müssen Kraftwerke vermehrt eingeschränkt werden.

3.5 Der 380-kV-Höchstspannungsring als Kernstück der Ausbauplanung

Das Übertragungsnetz wurde in den letzten Jahrzehnten zwar parallel zum Kraftwerksausbau und zu den laufenden Verbrauchssteigerungen sukzessive ausgebaut, allerdings konnte der Leitungsausbau nicht mit den stark gestiegenen Anforderungen Schritt halten. Um die Versorgungssicherheit in Österreich langfristig sicherzustellen, ist die möglichst rasche Errichtung des 380-kV-Höchstspannungsringes unabdingbar.

Der geplante 380-kV-Österreich-Ring verbindet fast alle APG-Netzknoten (vgl. Abbildung 3). Diese sind die zentralen Schaltstellen für die Stromverteilung innerhalb Österreichs und ins benachbarte Ausland. Die Fertigstellung dieses Rings ist daher das zentrale Kernstück der Netzausbauplanung der APG.

Mit der Inbetriebnahme der 380-kV-Steiermarkleitung Mitte 2009 wurde ein wesentlicher Schritt zur Vervollständigung des 380-kV-Ringes im Osten Österreichs gemacht und die bis dahin sehr kritischen Nord-Süd-Engpässe im APG-Netz stark reduziert. Im Mai 2011 konnte nun mit der Inbetriebnahme der Salzburgleitung im Abschnitt vom Netzknoten St. Peter bis zum UW Salzburg ein weiteres wichtiges Teilstück des 380-kV-Ringes fertig gestellt werden.

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

- Die 380-kV-Salzburgleitung Netzknoten St. Peter – Netzknoten Tauern (Projekt 11-10) bzw. die Netzabstützungsprojekte UW Wagenham, UW Salzburg, UW Pongau und NK Tauern.
- Im Norden ist entlang der Donau die bestehende, bereits für den 380-kV-Betrieb genehmigte Leitung Netzknoten St. Peter – Netzknoten Ernsthofen auf 380 kV umzustellen. Dieses Projekt (Umstellung Donauschiene auf 380 kV, Projekt 11-5) befindet sich derzeit in der Umsetzung.
- Im Süden ist analog zu den weiteren Verbrauchsteigerungen und vor allem durch den geplanten Kraftwerksausbau der Netzaum Kärnten zu verstärken (siehe Projekt 11-14).

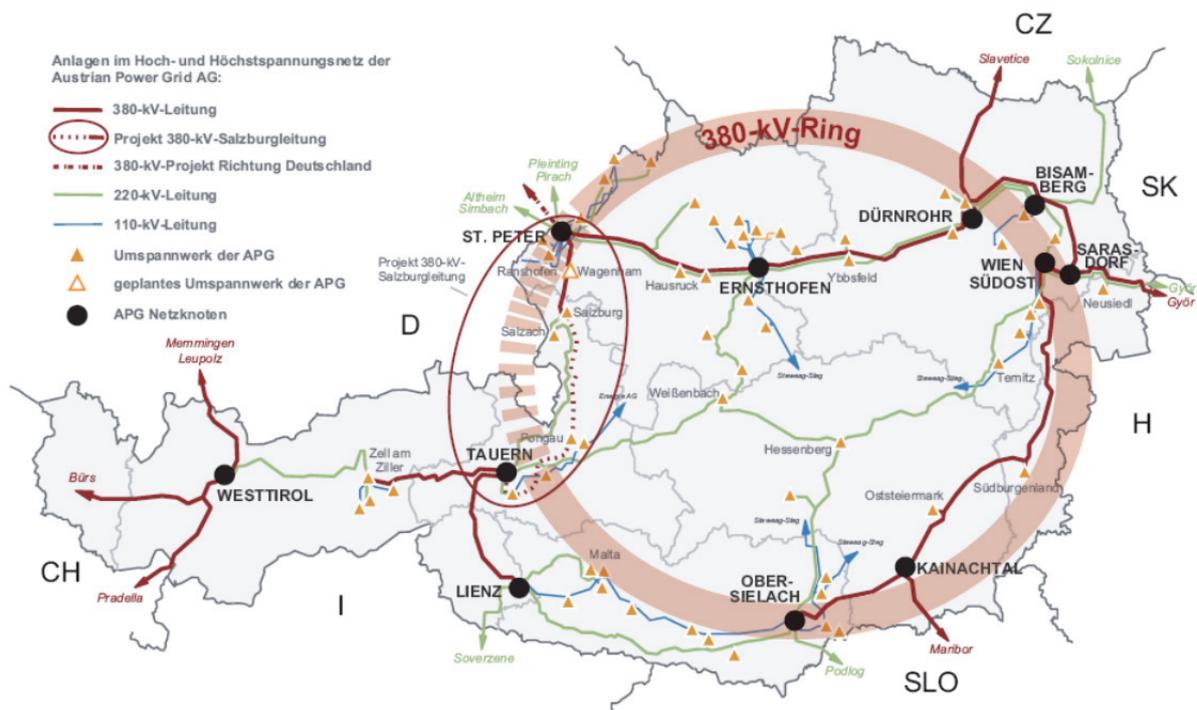


Abbildung 3: Der 380-kV-Österreich-Ring

4 Zur Genehmigung eingereichte Projekte (NEP11)

Im vorliegenden Netzentwicklungsplan 2011 (NEP11) werden die aktuellen Netzausbau- und Investitionsprojekte, entsprechend den in Kapitel 1.3 beschriebenen Rahmenbedingungen bzw. unter Zugrundelegung der dort erörterten Voraussetzungen, zur Genehmigung eingereicht. Nach einem allgemeinen einführenden Teil wird zunächst ein Überblick über alle zur Genehmigung eingereichten Projekte gegeben (vgl. 4.1 und 4.2) bevor diese in Kapitel 4.3 detailliert dargestellt werden.

4.1 Allgemeines

4.1.1 Klassifikation nach Projektstatus und Beschreibung der Projektphasen

In nachstehender Tabelle wird ein Überblick der im Folgenden verwendeten Klassifizierungen zum Projektstatus gegeben. Aufgrund der Komplexität von Hochspannungsprojekten fällt bereits bei „Planungsüberlegung“ und „Vorprojekt“ ein hoher Aufwand an Kosten und Leistungen an. Bei Projekten mit UVP-Genehmigung fallen in diesen Phasen zusätzlich bedeutende Kosten für Untersuchungen, Studien und Gutachten sowie die Erstellung der Einreichunterlagen an. Für den Projektstatus wurde die folgende Einteilung vorgenommen:

Projektstatus	Beschreibung bzw. Meilensteine sowie Kosten/Leistungen
Planungsüberlegung	<p>Netztechnische und energiewirtschaftliche Untersuchungen, systematische Lösungsfindung mittels technischer und wirtschaftlicher Variantenvergleiche, Trassenraumuntersuchungen bzw. -studien, Festlegung der Ausbauvariante und des Ausbaumfanges, grundsätzliche Standortsuche bei neuen Umspannwerken; ggf. Erstellung einer Grundsatzvereinbarung zur Dokumentation der gewählten Ausbauvariante und als Grundlage für das Vorprojekt.</p> <p><i>Kosten bzw. Leistungen: größtenteils Eigenleistungen, eventuell Fremdleistungen für Studien (v.a. bei Leitungsprojekten)</i></p>
Vorprojekt	<p>Für Projekte mit Netzpartnern bzw. Netzanschlusswerbern besteht eine abgeschlossene Grundsatzvereinbarung</p> <p>Detaillierte Trassenüberlegungen, Trassenplanung, techn. Detailplanung Erstellung von Einreichunterlagen für Genehmigungsverfahren (z.B. Starkstromwegerecht, Materiengesetze oder UVE) Behördeneinreichung und laufendes Genehmigungsverfahren Vorprojekt endet mit Vorliegen aller behördlichen Genehmigungen und Bescheide</p> <p><i>Kosten bzw. Leistungen: Eigen- und Fremdleistungen</i></p>
Umsetzungsprojekt	<p>Für Projekte mit Netzpartnern bzw. Netzanschlusswerbern besteht ein abgeschlossener Errichtungsvertrag</p> <p>Baubeschlussfassung und Gremien-Freigaben Ausschreibung und Vergabe von Material und Arbeiten (Montagen) Projektrealisierung und Dokumentation; Umsetzungsprojekt endet mit Inbetriebnahme</p> <p><i>Kosten bzw. Leistungen: Eigen- und Fremdleistungen</i></p>

Tabelle 2: Einteilung des Projektstatus

4.1.2 Zuteilung nach Projektart

Netzanschluss-/Netzverbundprojekte werden gemäß deren Art den folgenden Kategorien zugeteilt:

Umspannwerk (UW)	Sofern im Übertragungsnetz die Errichtung eines neuen Umspannwerkes und/oder die Änderung eines bestehenden Umspannwerkes Projektgegenstand ist
Leitung	Sofern es sich um ein Leitungsprojekt im Übertragungsnetz handelt bzw. ein solches für die Realisierung des Projektes erforderlich ist
UW / Leitung	Sofern beide vorgenannten Kategorien zutreffend sind

Tabelle 3: Projektarten

4.1.3 Weitere Kriterien der Projektbeschreibung

- Projektnummer
- Netzebene
- Spannungsebene (Spgs.ebene)
- Geplante Inbetriebnahme (Gepl. IBN)
- Auslöser und technische Notwendigkeit
- Projektbeschreibung und technische Daten
- Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen
- Weitere Statusdetails

4.2 Überblick über die zur Genehmigung eingereichten Projekte

Nachfolgend findet sich ein zeitlicher Überblick der zur Genehmigung eingereichten Projekte. Die im Zeitraum 2012 – 2014 geplanten Projekte stellen durchzuführende Investitionen iSd § 37 Abs 1 Z3 EIWOG 2010 dar. Für den Zeitraum 2015 – 2021ff wird an dieser Stelle ein Ausblick über die weiteren wichtigen Übertragungsinfrastrukturprojekte – entsprechend dem aktuellen Planungsstatus – gegeben. Die Reihenfolge der Darstellung der einzelnen Projekte folgt der in Kapitel 1.3 getroffenen Kategorisierung (Projekte von nationalem bzw. europäischem Interesse, Netzanschluss- bzw. Netzverbundprojekte). Innerhalb der jeweiligen Kategorie erfolgt die Reihung nach Projektstartterminen.

Proj.-Nr.	Projekte im nationalen/internationalen Interesse	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
11-1	UW Lienz: Phasenschiebertransformator										
11-2	380-kV-Burgenlandleitung: Montage 3. Teilleiter										
11-3	UW Neusiedl: LWL-Einbindung										
11-4	UW Zell/Ziller: 2. 380/220-kV-Umspanner										
11-5	Umstellung Donauschiene auf 380 kV										
11-6	380-kV-Leitung Dürrrohr - Sarasdorf: Montage 3./4. System										
11-7	380-kV-Leitung St. Peter - Staatsgrenze (Simbach)										
11-8	Weinviertelleitung										
11-9	UW Westtirol: 2. 380/220-kV-Umspanner										
11-10	380-kV-Salzburgleitung NK St.Peter - NK Tauern										
11-11	Zentralraum Oberösterreich										
11-12	Reschenpassleitung										
11-13	380-kV-Leitung Lienz - Staatsgrenze (Veneto Region/IT)										
11-14	Netzraum Kärnten										
Proj.-Nr.	Netzanschluss- bzw. Netzverbundprojekte mit Vertrag	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
11-15	UW Südburgenland: 2x200-MVA-Umspanner BEWAG Netz										
11-16	UW Greuth: Einbindung Merchant Line ENECO VALCANALE										
11-17	UW St.Andrä: 110/20-kV-Netzabstützung KELAG Netz										
11-18	UW Zurndorf: 380/110-kV-Netzabstützung BEWAG Netz										
11-19	UW Schwarzenbach: 380/110-kV-Einbindung KW Tauernmoos										
11-20	UW Malta Hauptstufe: Einbindung KW Reifbeck II										
11-21	UW Leonding: Netzabstützung LINZ STROM Netz										
Proj.-Nr.	Netzanschluss- bzw. Netzverbundprojekte - Vertrag bis 7/2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
11-22	UW Jochenstein: 220/110-kV-Netzabstützung EAG Netz										
11-23	UW Villach Süd 220/110-kV-Netzabstützung KELAG Netz										
11-24	UW Molln: Einbindung KW Energiespeicher Bernegger										
11-25	UW Gruben: 380/110-kV-Netzabstützung TIWAG Netz										

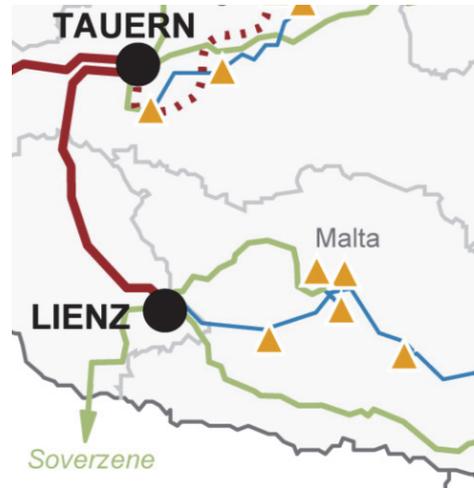
Tabelle 4: Übersicht der zur Genehmigung eingereichten Projekte

4.3 Detailbeschreibung der zur Genehmigung eingereichten Projekte

Die folgenden Detailbeschreibungen zu Projekten von nationalem bzw. europäischem Interesse wurden von der APG erstellt, jene hinsichtlich Netzanschluss- bzw. Netzverbundprojekte von den Marktteilnehmern. Die APG hat in diesem Zusammenhang sämtliche Marktteilnehmer kontaktiert, welche im Vorfeld Anfragen auf Netzanschluss bzw. Netznutzung / Netzverbund bzw. Netzkooperation an die APG gerichtet haben. Die übermittelten Detailbeschreibungen der Projekte sind im Folgenden ersichtlich.

4.3.1 UW Lienz: Phasenschiebertransformator

Projektnummer: 11-1	Netzebene: 1	Projektstatus: Umsetzungsprojekt								
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: Umspannwerk	Gepl. IBN: 2012								
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Die einsystemige 220-kV-Leitung Lienz – Staatsgrenze – Soverzene (nach Italien; Baujahr 1952/53) stellt derzeit die einzige Verbindung der Übertragungsnetze zwischen Österreich und Italien dar. Aufgrund von netzbetrieblichen Erfordernissen muss diese Leitung häufig mit einem Sonderschaltzustand betrieben werden, der einen getrennten 220-kV-Sammelschienenbetrieb im UW Lienz bzw. zusätzlich im UW Malta Hauptstufe erfordert. Dies stellt eine Reduzierung der Betriebssicherheit und aus operativer Sicht ein gewisses Risiko dar (im UW Malta Hauptstufe erfolgt eine 220/110-kV-Netzabstützung des 110-kV-Netzes der KELAG Netz GmbH (Kärnten-Westnetz KEW)).</p> <p>Um - wie in allen Umspannwerken der APG üblich - auch in Lienz und Malta Hauptstufe einen gekuppelten Sammelschienenbetrieb und einen vermaschten Betrieb der 220-kV-Kuppelleitung Lienz – Soverzene (IT) durchgängig zur ermöglichen, plant die APG die Errichtung eines Phasenschiebertransformators für diese Leitung nach Italien.</p> <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>Errichtung eines symmetrischen 220/220-kV-Phasenschiebertransformators (PST) in Dual Core Bauweise im UW Lienz. Nach technischer Optimierung (Netzplanung, Transformator-design) ergaben sich folgende technische Daten für den PST:</p> <table> <tr> <td>Spannung</td> <td>220/220 kV</td> </tr> <tr> <td>Leistung</td> <td>300 MVA</td> </tr> <tr> <td>Leerlaufquerregelbereich</td> <td>+/- 60° (advanced/retard tauglich)</td> </tr> <tr> <td>Bauweise</td> <td>Dual Core</td> </tr> </table>			Spannung	220/220 kV	Leistung	300 MVA	Leerlaufquerregelbereich	+/- 60° (advanced/retard tauglich)	Bauweise	Dual Core
Spannung	220/220 kV									
Leistung	300 MVA									
Leerlaufquerregelbereich	+/- 60° (advanced/retard tauglich)									
Bauweise	Dual Core									



Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

- Normalschaltzustand mit durchgängig gekuppeltem Zweisammelschienenbetrieb in den Umspannwerken Lienz und Malta
- Bedeutende Erhöhung der Versorgungssicherheit, insbesondere für die Teilnetzabstützung KEW des 110-kV-Netzes der KELAG Netz GmbH im UW Malta Hauptstufe (bei getrenntem Schienenbetrieb würde ein Sammelschienenfehler zur Abschaltung beider 220/110-kV-Umspanner von KEW führen)
- Reduzierung der netz- und marktseitig erforderlichen EPM-Maßnahmen
- Möglichkeit zur gezielten Leistungsflusssteuerung auf der Kuppelleitung nach Italien
- Zusätzliche Variabilität für die Betriebsführung (Schaltvorgänge, Beeinflussung des Spannungswinkels für (Wieder-)Zuschaltungen etc.)

Weitere Statusdetails

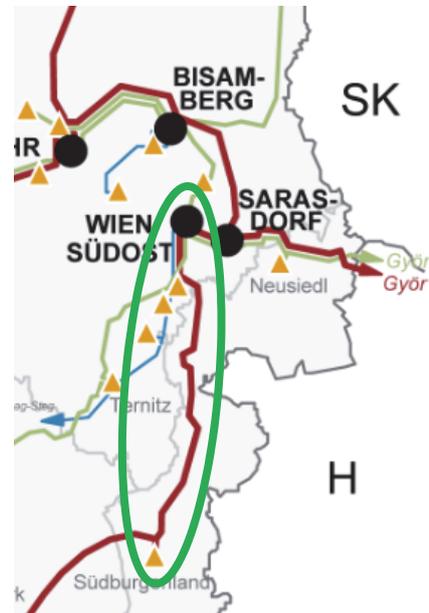
- APG-Masterplan 2020 (Projekt 4)
- ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekt 220)
- *Wurde bereits per Langfristplanung 2008 genehmigt (Projekt LFP08-08); keine Änderung des Projektumfangs*

4.3.2 380-kV-Burgenlandleitung: Montage 3. Teilleiter

Projektnummer: 11-2	Netzebene: 1	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: Leitung	Gepl. IBN: 2012

Auslöser und technische Notwendigkeit

Die 380-kV-Leitung UW Südburgenland – UW Wien Südost wurde 1999 in Betrieb genommen („Burgenlandleitung“). Die Maste der Burgenlandleitung wurden statisch für drei Teilleiter (3er Bündel) pro Phase und System dimensioniert. Im ursprünglichen starkstromwegerechtlichen Baugenehmigungsverfahren wurden zwei Teilleiter (2er Bündel) pro Phase pro System zur Genehmigung beantragt, da aufgrund der damaligen Netzkonfiguration, der netztechnischen und betrieblichen Erfordernisse lediglich das 2er Bündel benötigt wurde. Um die Burgenlandleitung in baulicher, netztechnischer und betrieblicher Hinsicht zu vervollständigen (und damit den schon ursprünglich vorgesehenen Zustand herzustellen), wird der 3. Teilleiter montiert.



Die Burgenlandleitung hat derzeit pro System eine thermische Grenzleistung von ca. 1500 MW. Aufgrund der Lastzuwächse, der schon bestehenden und zukünftig zu erwartenden Windeinspeisungen von bis zu 2000 MW im Osten Österreichs sowie der absehbaren energiewirtschaftlichen Entwicklungen ist eine Erhöhung der (n-1)-Transportkapazität der Burgenlandleitung erforderlich. Dies wird durch die Montage des 3. Teilleiters ermöglicht.

Projektbeschreibung und technische Daten

Es handelt sich bei der beschriebenen Maßnahme um die Aufrüstung der bestehenden 2er-Bündelbeseilung auf eine 3er-Bündelbeseilung. Damit erhöht sich die (n-1)-sicher übertragbare Leistung des Gesamtsystems und wird den oben genannten Bedürfnissen gerecht. Durch die vorausschauende Planung der APG bei der Errichtung der Burgenlandleitung wurden die Maste und Fundamente bereits statisch für die zukünftige 3er-Bündelbeseilung bemessen, sodass nun durch dessen Montage keinerlei Maßnahmen an den Mastkörpern oder Fundamenten erforderlich werden. Die Leitungstrasse hat im ausschlaggebenden Teilstück eine Gesamtlänge von rd. 108 km.

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Da die Tragwerke der Burgenlandleitung bereits für das 3er-Bündel ausgelegt sind, kann mit vergleichsweise geringem finanziellem Aufwand eine deutliche Kapazitätserhöhung erreicht werden. Die nach diesem Ausbauschnitt gegebene durchgehende 3er-Bündelbeseilung des Leitungszuges Wien Südost – Südburgenland – Oststeiermark – Kainachtal schafft die Grundlage für die langfristige Versorgungssicherheit im Südosten Österreichs und in Kom-

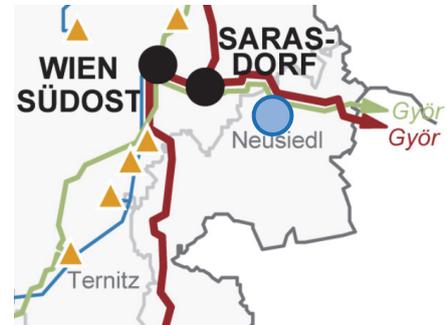
ination mit dem Projekt Netzraum Kärnten die leistungsfähige Verbindung der Pumpspeicherkraftwerke mit der Windkraft im Nordosten.

Weitere Statusdetails

- Das Projekt befindet sich in Umsetzung
- Starkstromwegerechtliche Bau- und Betriebsbewilligungsbescheide sowie die übrigen materienrechtlichen Bewilligungsbescheide liegen vor

4.3.3 UW Neusiedl: LWL-Einbindung

Projektnummer: 11-3	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: Leitung / UW	GepI. IBN: 2012
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Altersbedingt ist im UW Neusiedl die Erneuerung von Fernsteuerung, Leittechnik und Schutzgeräten auf Digitaltechnik erforderlich. Die Voraussetzung hierfür ist die Anbindung des UW Neusiedl mittels Lichtwellenleiter (LWL) und neuer Datenübertragungstechnik.</p> <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>Das UW Neusiedl ist mittels einsystemiger Einschleifung der 220-kV-Leitung Wien Südost – Staatsgrenze (Győr/HU) ins Übertragungsnetz der APG eingebunden. Im Bereich der Einschleifung des UW Neusiedl verlaufen die Trassen der 220-kV-Leitung und 380-kV-Leitung Wien Südost – Staatsgrenze (HU) parallel. Da auf der 220-kV-Leitung kein LWL mitgeführt wird, erfolgt die erforderliche LWL-Anbindung des UW Neusiedl unter Nutzung des im Erdseil der 380-kV-Leitung geführten LWL.</p> <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>Der Ersatz der Altanlage und die Umstellung auf Digitaltechnik gewährleisten eine Erhöhung der Anlagenverfügbarkeit und Betriebssicherheit.</p>		

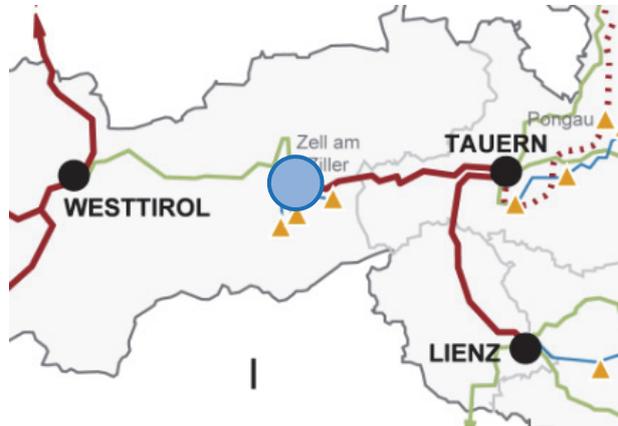


4.3.4 UW Zell/Ziller: 2. 380/220-kV-Umspanner

Projektnummer: 11-4	Netzebene: 1	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: Umspannwerk (UW)	Gepl. IBN: 2013

Auslöser und technische Notwendigkeit

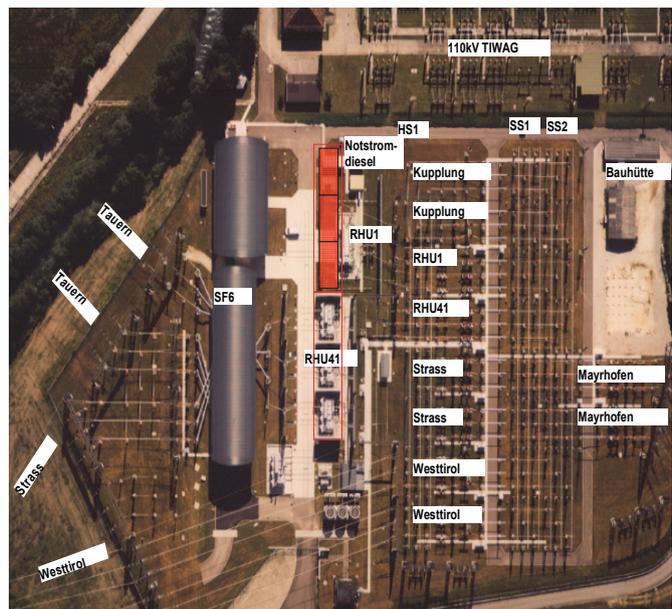
Das westliche 220-kV-Übertragungsnetz der APG ist im UW Zell/Ziller Richtung Osten mit nur einem 380/220-kV-Transformator ($3 \times 400 = 1200$ MVA) verbunden. Zwar steht für diese Trafobank vor Ort ein Reserveschenkel mit 400 MVA zur Verfügung, dennoch zeigt sich aus den Erfahrungen des Trafoschadens im Jahr 2006 und der Reparaturdauer von über einem Jahr die Notwendigkeit einer Erhöhung der (n-1)-Reserve. Bei Ausfall oder Nicht-Verfügbarkeit des 1200-MVA-Transformators kommt es zu einer Auftrennung der APG-Regelzone in zwei Teile, wobei die Kraftwerksgruppe Zemm mit rd. 1000 MVA im westlichen Teil verbleibt (dadurch ggf. problematisch für die Netzregelung im östlichen Teil).



Zusätzlich wird es durch die Verzögerungen bei der Salzburgleitung (→ verstärkte Regelung mit den Nord-Süd-Phasenschiebertrafos) und durch neue Kraftwerke wie z.B. Limberg II zu höheren Leistungsflüssen im westlichen Netzbereich sowie über den 380/220-kV-Umspanner in Zell/Ziller kommen.

Projektbeschreibung und technische Daten

- Errichtung einer zweiten Trafobank durch schrittweise Anschaffung eines zweiten (2012) und dritten (2013) Reserveschenkels
- Örtliche Übersiedelung des 220/110-kV-Trafos RHU1 in den Bereich der Bauhütte
- Adaptierungen an den Schaltanlagen



Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

- Bedeutende Erhöhung der Ost-West-Übertragungskapazität sowie der (n-1)-Sicherheit und -Reserve
- Vermeidung einer Ost-West-Trennung der Regelzone bei Ausfall des bestehenden Umspanners oder Nicht-Verfügbarkeit und der daraus resultierenden netzbetrieblichen Nachteile (Engpässe Salzburgleitung, Kuppelleitungen St. Peter, Regelleistung, etc.)
- Zusätzlich zeigen die Analysen zum APG-Masterplan 2020 bei den Szenarien 2015 eine markante Erhöhung der Leistungsflüsse im westlichen Netzbereich (v.a. auf den Inntal-Achsen), welche durch diese Maßnahme beherrscht werden kann.

Weitere Statusdetails

- APG-Masterplan 2020 (Projekt 7)
- ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekt 219)
- *Wurde bereits per Langfristplanung 2008 genehmigt (Projekt LFP08-09); keine Änderung des Projektumfangs*

4.3.5 Umstellung Donauschiene auf 380 kV

Projektnummer: 11-5	Netzebene: 1	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: UW / Leitung	Gepl. IBN: 2013

Auslöser und technische Notwendigkeit

Die bestehende Leitung NK Ernsthofen - NK St. Peter wurde als 380-kV-Leitung genehmigt und errichtet und wird derzeit mit 220 kV betrieben. In Kombination mit der parallelen 220-kV-Leitung NK Ernsthofen - UW Sattledt - UW Hausruck - UW Aschach - NK St. Peter konnte mit diesen insgesamt vier Leitungssystemen bislang betrieblich das Auslangen gefunden werden.

Aufgrund der energiewirtschaftlichen Entwicklungen und mit der geplanten Errichtung der 380-kV-Leitungsverbindung nach Deutschland sowie der Inbetriebnahme der 380-kV-Salzburgleitung NK St. Peter - NK Tauern wird sich die notwendige Übertragungskapazität auf der Leitung NK Ernsthofen - NK St. Peter deutlich erhöhen.

Die Umstellung auf 380 kV ist eine wesentliche Maßnahme für die Vollendung des 380-kV-Ringschlusses.

Grundlegende Daten

- Errichtung einer 380-kV-Schaltanlage im NK Ernsthofen
- Errichtung einer 380-kV-Schaltanlage im NK St. Peter und einer 380/220-kV-Umspannung (2 x 600 MVA); genehmigt als Teil von LFP08-01
- Betriebliche Umstellung der bestehenden Leitung (Systeme 431/432) von 220 kV auf 380 kV



Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Mit der Umstellung der Donauschiene auf 380 kV wird eine bedeutende Erhöhung der Ost-West-Kapazität sowie eine Steigerung der (n-1)-Sicherheit und -Reserven erreicht. Diese wesentliche Erhöhung kann mit vergleichsweise geringen Investitionskosten ggü. einem Leitungsneubau erreicht werden.

Weiters werden durch die höhere Spannungsebene die Verluste bei gleichen Transportmengen deutlich reduziert (auf ca. 1/3) bzw. deutlich höhere Transportmengen ohne zusätzlichen Leitungsbau ermöglicht.

Die vollständige Umstellung der Donauschiene ist ein unverzichtbarer Teil des 380-kV-Leitungsringes für Österreich und der leistungsstarken Verbindung der nord-östlichen Netz-

bereiche mit dem Zentralalpenraum (insbesondere für die Interaktion Windkraft und Speicherkraftwerke).

Weitere Statusdetails

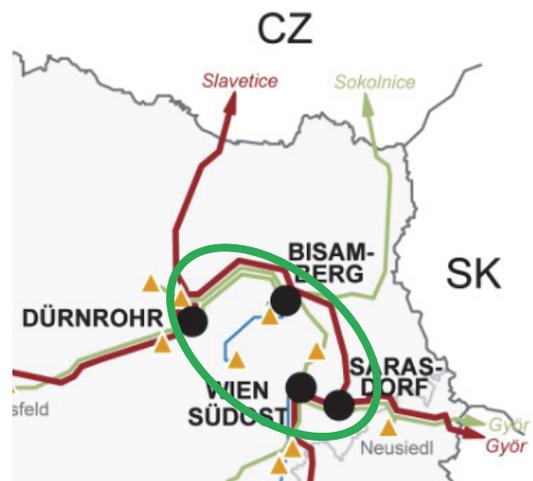
- APG-Masterplan 2020 (Projekt 6)
- ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekt 221)
- Das Projekt ist letztinstanzlich genehmigt
- *Wurde bereits per Langfristplanung 2008 genehmigt (Projekt LFP08-02) – keine Änderung der Projektumfangs*

4.3.6 380-kV-Leitung Dürnrohr-Sarasdorf: Montage 3./4. System

Projektnummer: 11-6	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: Leitung	Gepl. IBN: 2014

Auslöser und technische Notwendigkeit

Die absehbaren energiewirtschaftlichen Entwicklungen in Österreich (insbesondere der geplante Ausbau der erneuerbaren Energien im Osten Österreichs) und im europäischen Umfeld werden in Zusammenhang mit dem Ausbau der Pumpspeicherkapazitäten in Zukunft stärkere West-Ost-Flüsse im APG-Netz verursachen. Der Leitungszug Dürnrohr - Bisamberg - Sarasdorf - Wien Südost ist eine der wichtigsten und kritischsten 380-kV-Verbindungen in Österreich, insbesondere für die Versorgung von Wien. Die Ausführung der Maste als Vierfachleitung ermöglicht derzeit noch auf dem Abschnitt zwischen Dürnrohr und Sarasdorf die Auflage von zwei zusätzlichen Leitungssystemen.



Projektbeschreibung und technische Daten

Die beiden zusätzlichen 380-kV-Leitungssysteme werden mittelfristig vom NK Dürnrohr ohne Einbindung im NK Bisamberg zum NK Sarasdorf geführt. Langfristig ist eine Einschleifung der beiden Systeme in Bisamberg technisch bereits vorgesehen, um die Versorgung Wiens nachhaltig abzusichern. Außerdem wird im NK Sarasdorf eine zusätzliche Einschleifung für das von Wien Südost kommende und nach Győr/Ungarn abgehende System 444 gebaut. Die Gesamtlänge der Aufrüstung beträgt 106,6 km. Die Montage des 2. Systems auf der 380kV-Ltg. KW Dürnrohr – NK Dürnrohr wird ebenfalls mit dem 3. und 4. System umgesetzt, um Synergieeffekte bei Beschaffung und Montage zu nutzen und künftig Revisionen besser zu ermöglichen.

Einige für die Auflage des 3./4. Systems notwendigen Komponenten (z.B. Bündelabstandshalter, Isolatoren, Armaturen) werden teilweise aus dem Projekt 380-kV-Burgenlandleitung: Montage 3. Teilleiter (Projekt 11-2) gewonnen.

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Die Netzknoten Bisamberg und Wien Südost sind bedeutende Einspeisepunkte für das Wiener Verteilernetz. Durch eine leistungsstarke und sichere Leitungsverbindung dieser Einspeisepunkte erhöht sich insbesondere auch die Versorgungssicherheit Wiens. Durch den erwarteten massiven Zubau an Windkrafterzeugung im Osten Österreichs werden sich die Belastungen, der diese Einspeisepunkte verbindenden 380-kV-Leitungen, weiter erhöhen. Die Verstärkung des Leitungszugs Dürnrohr-Sarasdorf bedeutet letztlich deutlich höhere Redundanzen bzw. (n-1)-Reserven und damit höhere Versorgungssicherheit in der Nord- und Südanspeisung Wiens. Dies ermöglicht weitere netzbetriebliche Optionen zur Bewältigung von Engpässen in diesem Netzraum (insbesondere 220-kV-Ltg. NK Bisamberg – NK

Wien Südost).

Die in der ursprünglichen Errichtung des Leitungszuges bereits vorgesehene Auflage von zwei zusätzlichen Systemen auf den bereits bestehenden Gestängen ermöglicht eine äußerst kostengünstige Kapazitätserweiterung unter Nutzung der Synergien im Zusammenhang mit dem Projekt 380-kV-Burgenlandleitung: Montage 3. Teilleiter (Projekt 11-2).

Weitere Statusdetails

- ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekt 217)
- Letztinstanzlich genehmigt

4.3.7 380-kV-Leitung St. Peter - Staatsgrenze (Simbach)

Projektnummer: 11-7	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: Leitung	Gepl. IBN: 2014

Auslöser und technische Notwendigkeit

Der sich intensivierende Energieaustausch zwischen Österreich-Deutschland (Strommarkt) begründet durch den massiven Ausbau der Erneuerbaren (Windenergie) im Norden Deutschlands führt insbesondere aufgrund der Interaktion mit den österreichischen Pumpspeicherkraftwerken zu stark steigenden Netzbelastungen an den 220-kV-Kuppelleitungen in St. Peter.

Die Übertragungskapazitäten der bestehenden 220-kV-Leitungen St. Peter - Pirach/Pleinting (DE) sowie St. Peter - Simbach/Altheim (DE) sind zeitweise bereits ausgeschöpft und die Netzbelastungen in diesem Netzbereich nur mit netzseitigen Maßnahmen (Engpassmanagement) zu beherrschen.

Durch den absehbaren weiteren Ausbau der Windkraft in Deutschland und der Pumpspeicherkraftwerke in den österreichischen Alpen sind hinsichtlich deren sinnvoller Interaktion steigende Lastflüsse auf den Kuppelleitungen zu erwarten. Die derzeitigen Maßnahmen werden mittelfristig nicht mehr ausreichen, um die (n-1)-Sicherheit dauerhaft zu gewährleisten. Mit TenneT TSO GmbH (deutscher Übertragungsnetzbetreiber) wurde übereinstimmend festgestellt, dass bis 2017 eine 380-kV-Leitung als Ersatz einer der bestehenden 220-kV-Leitungen zw. Österreich (Netzknoten St. Peter) und dem nächsten leistungsstarken deutschen Netzknoten (geplant ist der Netzknoten Ottenhofen) errichtet werden soll, sodass eine leistungsstarke durchgängige 380-kV-Netzverbindung zwischen dem österreichischen und dem deutschen Übertragungsnetz hergestellt ist. Damit soll das gemeinsame Marktgebiet abgesichert und die Wechselwirkung zwischen den Erneuerbaren in Deutschland und den Pumpspeicherkraftwerken in Österreich (green batteries) möglichst uneingeschränkt gesichert sein.

Die TenneT TSO GmbH errichtet dazu als ersten Schritt im UW Simbach eine 380-kV-Anlage für den Anschluss des geplanten Gas- und Dampf-Kraftwerkes (Kraftwerk Haiming) der OMV sowie den 380-kV-Leitungsabschnitt bis zur österreichischen Grenze. Den 380 kV Abschnitt zw. dem Netzknoten St. Peter und der deutschen Grenze errichtet die APG.

Projektbeschreibung und technische Daten

Mit dem Ziel der Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich muss vom Netzknoten St. Peter beginnend bis zum Netzknoten Ottenhofen (Deutschland) eine



neue 380-kV-Leitung errichtet werden.

Diese ist seitens TenneT TSO GmbH in einem ersten Schritt als 2-systemige 380-kV-Freileitung vom Netzknoten St. Peter bis zum Umspannwerk Simbach geplant. In einem zweiten Ausbauprojekt wird die Kuppelleitung von TenneT TSO GmbH zum deutschen Netzknoten Ottenhofen fertig gestellt (IBN ca. 2017).

- | | |
|--|-----------|
| ▪ Spannung | 380 kV |
| ▪ Leitungslänge in AT (NK St. Peter- Staatsgrenze) | rd 3 km |
| ▪ Gesamte Leitungslänge (AT und DE) | rd. 14 km |

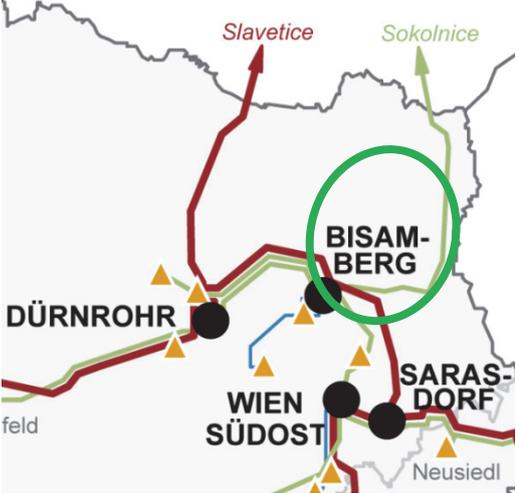
Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Die neu zu errichtende 380-kV-Leitung (Deutschlandleitung) erlaubt eine flexible, marktorientierte Interaktion von österreichischen Pumpspeicherkraftwerken mit Windenergieanlagen in Europa und damit eine extensivere Nutzung der Windenergie im Sinne der europäischen Klimaziele. Österreich und Deutschland bilden derzeit ein Marktgebiet mit einem Marktpreis. Mit dieser Leitung sollte die Aufrechterhaltung dieses einheitlichen Marktgebietes und auch eine erhöhte Austauschleistung möglich sein.

Weitere Statusdetails

- APG-Masterplan 2020 (Projekt 5)
- ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekt 212)

4.3.8 Weinviertelleitung

Projektnummer: 11-8	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Planungsüberlegungen/ Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380/220/110 kV	Art: UW / Leitung	Gepl. IBN: 2016
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Die bestehende 220-kV-Freileitung von Bisamberg nach Tschechien (Sokolnice) wurde teilweise in den Kriegsjahren bzw. danach errichtet und 1958 in Betrieb genommen. Sie führt durch das niederösterreichische Weinviertel, in dem ein starker Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern auf eine Gesamtanschlussleistung von rd. 1400 MW erwartet wird. Gemäß Informationen vom Verteilernetzbetreiber EVN Netz GmbH liegen dzt., zusätzlich zu den bereits installierten rd. 300 MW, Netzanschlussanfragen für Windkraftanlagen im Ausmaß von rd. 1200 MW vor. Mit der bestehenden Leitungskapazität ist der Anschluss der im Weinviertel geplanten Windenergieanlagen bzw. der Abtransport der erzeugten Energie nicht möglich. Zudem werden Verbrauchssteigerungen in diesem Netzraum erwartet (Großverbraucher und elektrisch angetriebene Kompressoren am Gassektor) und zustands- bzw. altersbedingt steht in den kommenden Jahren eine Sanierung des Leitungszuges im Raum.</p>		
		
<p>Projektbeschreibung und grundlegende Daten</p> <p>Um die Netzeinbindung der geplanten Erzeugung aus erneuerbaren Energien im Weinviertel zu ermöglichen und die geplanten Bedarfssteigerungen decken zu können, ist die bestehende 220-kV-Freileitung zu verstärken und neue Umspannwerke im nordöstlichen Weinviertel zur Anbindung zu errichten.</p>		
<p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>Die Übertragungskapazitäten im Weinviertel werden verstärkt, wodurch der Netzanschluss bzw. Netzzugang der absehbaren Windenergie ermöglicht wird. Dies ist im Sinne der österreichischen und der europäischen energiepolitischen Zielsetzungen. Darüber hinaus können durch die Netzverstärkung in diesem Bereich die erwarteten Verbrauchssteigerungen abgedeckt werden und die Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität im Weinviertel erhalten bzw. gesteigert werden.</p>		
<p>Weitere Statusdetails</p> <ul style="list-style-type: none"> • APG-Masterplan 2020 (Projekt 3) • ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekt 217) 		

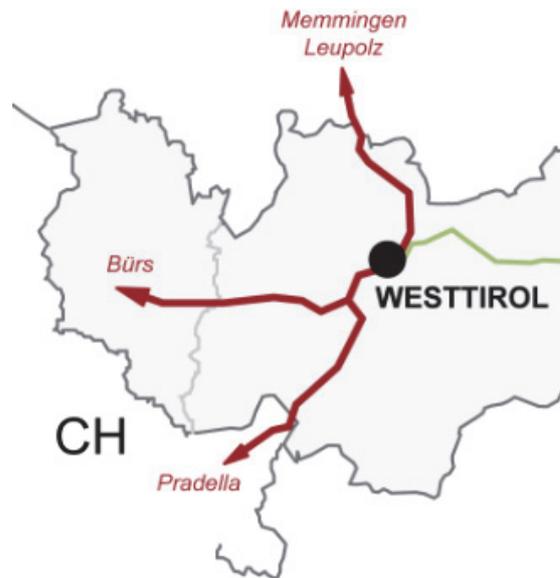
- Koordinierte Planungen mit EVN Netz GmbH und Großverbrauchern laufen
- *Der erste Teilbereich wurde bereits per Langfristplanung 2008 genehmigt (Ausleitung Bisamberg – Projekt LFP08-07)*

4.3.9 UW Westtirol: 2. 380/220-kV-Umspanner

Projektnummer: 11-9	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegungen
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: Umspannwerk (UW)	GepI. IBN: 2016

Auslöser und technische Notwendigkeit

Ausgelöst durch geplante Erzeugungsanlagen im Westen Österreichs, durch erhöhte Interaktion mit dem europäischen Umfeld (Deutschland, Schweiz, Frankreich, Italien) sowie die allgemeine Laststeigerung kommt es vermehrt zu hohen Belastungen des bestehenden 380/220-kV-Umspanners (3 x 333 MVA = 1000 MVA) im NK Westtirol. Bereits jetzt kommt es bei Leitungsausfällen im südbayerischen und badenwürttembergischen Raum teilweise zu Überlastung dieses Transformators, welche zurzeit nur mit netzseitigen Engpassmanagementmaßnahmen abgewendet werden können. Ebenso kommt es bei Ausfall der als Einphasentransformator ausgeführten Trafobank zu unzulässig hohen Flüssen im süddeutschen Hochspannungsnetz.



Durch bereits gestiegene und zukünftig erhöhte Belastungen (z.B. durch Pumpspeicherkraftwerke im Raum Kaprun, Malta und im Westen Österreichs (z.B. Silz, Kaunertal) sowie in der östlichen Schweiz), insbesondere der Flüsse in Ost-West-Richtung im Bereich des Inntales, bedarf es zur Erhöhung der Übertragungskapazität bzw. der (n-1)-Sicherheit der Errichtung einer zweiten Trafobank.

Projektbeschreibung und technische Daten

Errichtung einer zweiten Trafobank mit 1000 MVA im NK Westtirol; diese ist baugleich mit der bestehenden Bank (u_k , Durchgangsleistung, Regelbereich), um eine gleichmäßige Flussaufteilung über die Transformatoren zu erreichen sowie eine entsprechende Reservefunktion durch die sechs Trafoschenkel zu erzielen.

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

- Ermöglichen des (n-1)-sicheren Transportes infolge stetig steigender Leistungsflüsse in Ost-West-Richtung im Bereich des Inntales sowie durch neue (z.B. Limberg II, Reißeck II) und zukünftiger Erzeugungsanlagen (Pumpspeicherkraftwerke) in Österreich und Entwicklungen des ausländischen energiewirtschaftlichen Umfelds
- Erhöhung der (n-1)-Sicherheit und (n-1)-Reserve im Westen Österreichs

Weitere Statusdetails

- APG-Masterplan 2020 (Projekt 7)
- ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekt 219)

4.3.10 380-kV-Salzburgleitung NK St. Peter – NK Tauern

Projektnummer: 11-10	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380/220/110 kV	Art: UW / Leitung	Gepl. IBN: 2017/2019
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Die 380-kV-Salzburgleitung Netzknoten St. Peter – Netzknoten Tauern verbindet als überregionales Leitungsprojekt den Netzknoten St. Peter in Oberösterreich und den Netzknoten Tauern in Salzburg. Der Engpass auf der derzeit bestehenden 220-kV-Leitung – der sich zudem in Zukunft massiv ausweiten wird – wird durch die 380-kV-Salzburgleitung beseitigt. Die Salzburgleitung ist ein wesentlicher Schritt zur Realisierung des 380-kV-Rings – dem Rückgrat der Stromversorgung in Österreich – und das derzeit zentrale Masterplanprojekt der APG.</p> <p>Die Netzknoten in diesem Ring ermöglichen durch ankommende bzw. abgehende 380-kV-Leitungen die Anbindung an die Nachbarländer und somit die Integration in das europäische Höchstspannungsnetz der ENTSO-E. Die Salzburgleitung hat in diesem Netzverbund höchste Bedeutung für die nationale und regionale Versorgungssicherheit sowie für die Realisierung der österreichischen Energiestrategie und das Erreichen der Klimaschutzziele (20/20/20), da diese ein leistungsfähiges Übertragungsnetz erfordern.</p> <p>Aus energiewirtschaftlicher Sicht werden über die Salzburgleitung die im Süd-Westen gelegenen Speicherkraftwerke mit österreichischen und europäischen Windenergiestandorten sowie Verbraucherzentren verbunden.</p> <p>Durch die Einbindung von 380/110-kV-Umspannwerken, um vor dem Hintergrund der energiewirtschaftlichen Entwicklungen weiterhin eine (n-1)-sichere Anbindung von Verteilernetzen in Oberösterreich und Salzburg zu gewährleisten, wird mit der Salzburgleitung die regionale Versorgungssicherheit verbessert und ein leistungsfähiger Zugang für Verbraucher und Kraftwerke im Verteilernetz zum europäischen Strommarkt ermöglicht.</p> <p>Aus netzbetrieblicher Sicht ist die Anbindung der Speicherkraftwerke zur Netzregelung sowie zur Bereitstellung von Ausgleichsenergie (Beispiel Windkraft) und für die Netzaufbau- und Wiederversorgungskonzepte im Falle von großen Netzstörungen von immanenter Bedeutung*.</p> <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>Das Projekt sieht die Errichtung einer 2-systemigen 380-kV-Freileitung zwischen dem Netzknoten St. Peter und dem Netzknoten Tauern vor. In diesen Leitungszug werden mehrere Umspannwerke für die Anspeisung von regionalen Verteilernetzen integriert:</p> <ul style="list-style-type: none"> - UW Wagenham zur Anspeisung des Verteilernetzes der Energie AG - UW Salzburg zur Anspeisung des Verteilernetzes der Salzburg AG im Großraum Salzburg - UW Pongau zur Anspeisung des Verteilernetzes der Salzburg AG im Pongau - UW Kaprun zur Anspeisung des Verteilernetzes der Salzburg AG im Süden von Salzburg 		

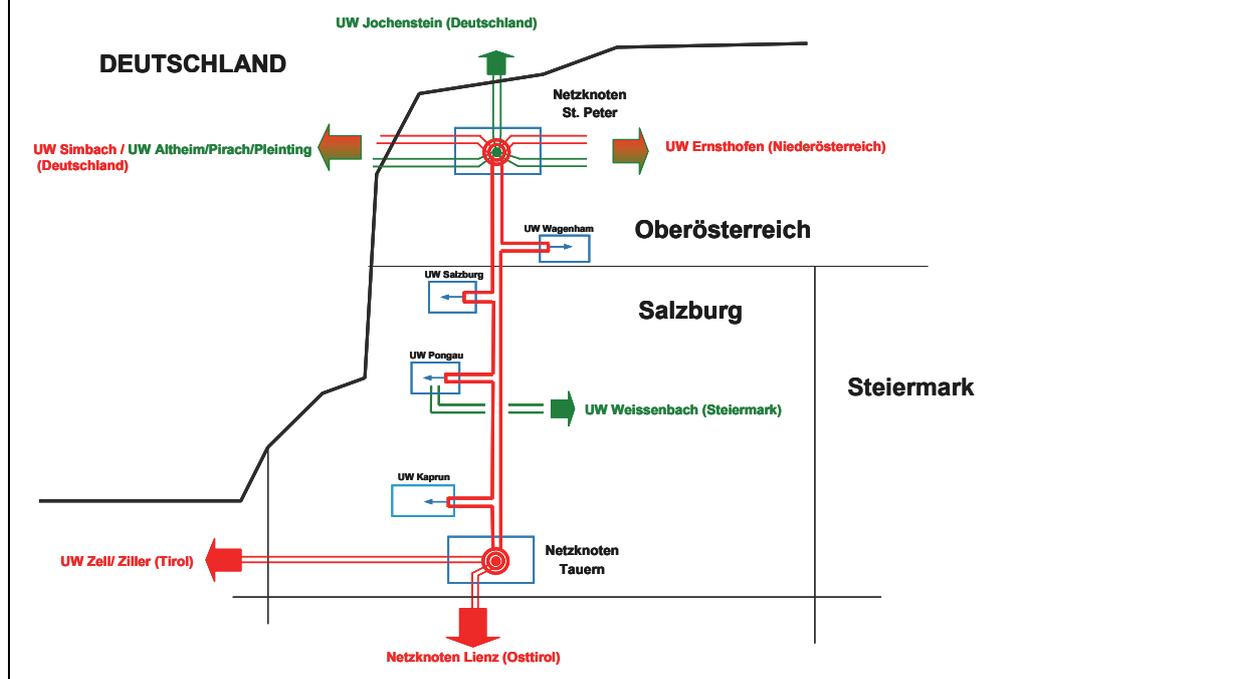
sowie zur direkten Anbindung des Regelkraftwerkes Kaprun an den 380-kV-Ring

Die Anspeisung der o.g. Umspannwerke erfolgt mittels 1-systemiger Einschleifung in die 380-kV-Salzburgleitung.

- (n-1)-Übertragungskapazität: 2 x 1375 = 2750 MVA (bei U_n), APG-Kategorie „1“
- Gesamtlänge (380-kV-Ltg.): ca. 174 km, davon ca. 128 km Neubau; 46 km Leitungen zwischen NK St. Peter und UW Salzburg bereits in Betrieb
- Leitungskordinierung: Umfangreiche Mitführungen von 110-kV-Systemen, Koordinierungen mit Salzburg Netz GmbH/Salzburg AG
- Demontagen: Umfangreiche Demontagen von 220-kV- und 110-kV-Leitungen, in Summe ca. 315 km (64 km im Abschnitt NK St. Peter - UW Salzburg derzeit in Demontage)

Die Salzburgleitung Netzknoten St. Peter – Netzknoten Tauern ist ein sehr umfangreiches und komplexes Projekt, das neben dem 380-kV-Ringschluss im Übertragungsnetz zwischen den Netzknoten St. Peter und Tauern durch neue Umspannwerke für die Anspeisung der Verteilernetze auch die Struktur der regionalen Stromversorgung massiv verändert. Dies betrifft insbesondere das Verteilernetz der Salzburg AG, das durch zahlreiche 110-kV-Mitführungen und Neuerrichtungen von 110-kV-Netzteilen eine wesentliche strukturelle Veränderung aber auch einen für die zukünftigen Anforderungen entsprechenden Ausbau erfährt. Weiters werden Rückbauten auf der 220-kV-Ebene ermöglicht, da z.B. die Leitung Weissenbach (Steiermark) – Tauern künftig im UW Pongau endet.

Die folgende Abbildung zeigt die 380-kV-Systemführung der Salzburgleitung Netzknoten St. Peter - Netzknoten Tauern:



Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

- (n-1)-sicherer Transport der Leistungsflüsse infolge zukünftiger regenerativer Erzeugungsanlagen (Pumpspeicherkraftwerke) in Österreich und Entwicklungen des ausländischen energiewirtschaftlichen Umfelds
- Durch die Einbindung von 380/110-kV-Umspannwerken für eine (n-1)-sichere Anbindung von Verteilernetzen in Oberösterreich und Salzburg wird mit der Salzburgleitung die regionale Versorgungssicherheit verbessert und ein leistungsfähiger Zugang für Verbraucher und Kraftwerke im Verteilernetz zum europäischen Strommarkt ermöglicht.
- Über die Salzburgleitung werden die im Süd-Westen gelegenen Speicherkraftwerke mit österreichischen und europäischen Windenergiestandorten sowie Verbraucherzentren verbunden. Ohne die Salzburgleitung können diese wertvollen Wasserkraftpotentiale nicht erschlossen werden.
- Durch die höhere Spannung und Kapazität können die Verluste bei gleichen Transportmengen deutlich reduziert bzw. deutlich höhere Transportmengen ermöglicht werden.

Weitere Statusdetails

- APG-Masterplan 2020 (Projekt 1)
- ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekte 215/216)
- TEN-E Projekt (Projekte E217/6 und E256/09)
- Aktualisierung des Leitungs koordinierungsvertrags läuft
- Derzeit laufen die UVE-Vorbereitungen, wobei die Einreichung der UVE im Jahr 2012 geplant ist. Unter der Annahme, dass das UVP-Verfahren innerhalb der gesetzlich vorgesehenen Fristen abgewickelt werden kann, könnte ein Baubeginn bereits 2015 erfolgen. Somit ergibt sich eine Inbetriebnahme im Jahr 2017. Aufgrund der bisherigen Erfahrungen mit UVP-Verfahren derartig großer und komplexer Projekte und unter Zugrundelegung der realen Verfahrensdauer (z.B. Steiermarkleitung 38 Monate), welche doch weit über die gesetzlichen Fristen hinausgeht, könnte ein Baubeginn erst 2017 erfolgen, was eine Inbetriebnahme 2019 zur Folge hätte. Aufgrund der Dringlichkeit der Salzburgleitung ist die APG jedenfalls bestrebt das Projekt mit allen ihr zur Verfügung stehenden Mitteln schnellstmöglich umzusetzen.
- Der Teilabschnitt Netzknoten St. Peter – UW Salzburg wurde bereits Anfang 2011 mit 220-kV in Betrieb genommen, wird jedoch durch das Projekt Salzburgleitung Netzknoten St. Peter – Netzknoten Tauern in Teilbereichen abgeändert (UW Wagenham, Erweiterungen bzw. Änderungen in den Umspannwerken St. Peter und Salzburg).
- Wurde bereits per Aktualisierung der Langfristplanung im Jahr 2010 genehmigt. Im Vergleich zur Langfristplanung 2010 gibt es aus Sicht der Netzplanung keine wesentlichen Änderungen.
- Betreffend Eigentumsverhältnisse und Kostentragung laufen derzeit Vertragsverhandlungen zw. APG, Salzburg Netz GmbH und Salzburg AG; grundsätzlich werden alle 380-kV-Anlagenteile und Umspannungen auf 110 kV im Eigentum von APG stehen (d.h. Netzebene 1 und 2), zusätzlich werden 110-kV-Anlagen und Betriebsmittel im Eigentum

von APG oder Salzburg Netz stehen (auf der 110-kV-Ebene sind zahlreiche Umbauten, Mitführungen, Verkabelungen etc. geplant). APG vertritt bei der Eigentumszuordnung das Grundprinzip, dass jene Anlagenteile die von einem Partner finanziert werden auch in dessen Eigentum stehen.

* Die Kraftwerksgruppe Kaprun spielt im Netzwiederaufbaukonzept eine wesentliche Rolle. Durch die direkte 380-kV-Netzanbindung der derzeit auf der 110-kV-Netzebene einspeisenden Maschinen ergeben sich mit der Schwarzstartfähigkeit für den Netzwiederaufbau bedeutende Vorteile. Beim Netzwiederaufbau mit direkt an die 380-kV-Ebene einspeisenden Maschinensätzen können die Leitungszüge im Übertragungsnetz schneller bespannt und regionale Netzeinseln gebildet werden. Der wesentliche Vorteil der weiträumigen 380-kV-Leitungszüge (wie z.B. Salzburgleitung) für den Netzwiederaufbau ist, dass die Spannung rasch und mit weniger Schaltheandlungen weitergeschaltet werden kann.

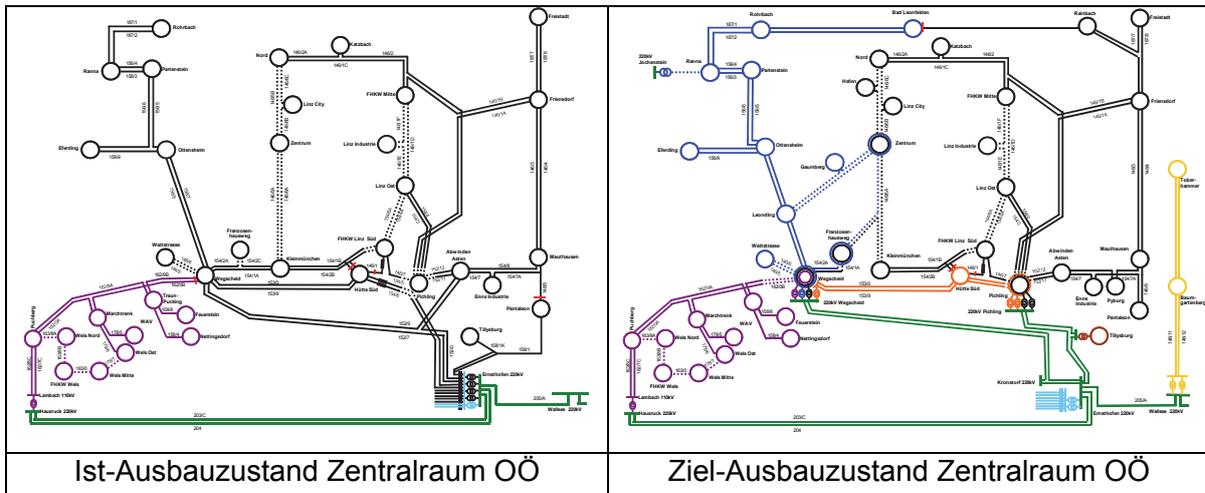
4.3.11 Zentralraum Oberösterreich

Projektnummer: 11-11	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Vorprojekt 2012
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: UW / Leitung	Gepl. IBN: 2017

Auslöser und technische Notwendigkeit

- Erreichen der Übertragungsgrenzen der 110-kV-Anspeiseleitungen des Zentralraumes Oberösterreich bzw. der (n-1)-Grenzen der bestehenden 220/110-kV-Regelhauptumspanner in Ernsthofen
- Aufgrund hoher Kurzschlussleistungen in den Netzknoten bzw. Umspannwerken und um das 110-kV-Schutzkonzept weiterhin sicher und zuverlässig im Sinne höchster Versorgungssicherheit betreiben zu können wird eine 110-kV-Teilnetzbildung im Zentralraum Oberösterreich angestrebt.
- Ausbaupläne der Industrie (insbesondere der voestalpine)
- Stetig steigende Netzlasten (öffentlicher Bezug)
- Weitere Ausbauten im Stadtgebiet von Linz (z.B. UW Leonding, UW Leonding - UW Linz Zentrum) sowie neue Anbindung neuer Netzkunden (z.B. UW Pyburg der EVN)

Projektbeschreibung und technische Daten



Das Ausbaukonzept bezieht sich auf die zwischen den Projektpartnern Austrian Power Grid AG, Energie AG Oberösterreich Netz GmbH und Linz Strom Netz GmbH abgestimmte Netzentwicklung für den Zentralraum Oberösterreich. Dieses stellt ein netztechnisches Gesamtkonzept dar, dessen Umsetzung schrittweise geplant ist:

- Entwicklung von zwei räumlich getrennten 220-kV-Anspeisetrasen in den Großraum Linz mit Aufbau von 220/110-kV-Umspannungen im UW Pichling und UW Wegscheid; d.h. Ersatzneubau der derzeitigen 110-kV-Anspeiseleitungen (drei Trassen) durch zwei neue 220-kV-Leitungen vom UW Ernsthofen bis Mast 46 (Richtung Pichling) und 220/110-kV-Ausbau UW Pichling sowie von Ernsthofen Richtung Wegscheid und

220/110-kV-Ausbau im UW Wegscheid.

- Trennung des bestehenden 110-kV-Netzes im Zentralraum Oberösterreich aufgrund der erhöhten Kurzschlussleistung und um das 110-kV-Schutzkonzept weiterhin sicher und zuverlässig im Sinne höchster Versorgungssicherheit betreiben zu können.

Leitungslänge: ca. 2*13 km (Nutzung bestehender Leitungstrassen)

Übertragungsleistung: Erhöhung der Anspeisekapazität auf 4*800 MVA

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

- Erhöhung der Versorgungssicherheit durch Auflösung der dzt. bestehenden 4-fach-Leitung (rd. 2 km im Bereich Golfplatz Tillysburg) in den Zentralraum Oberösterreich. Schaffung von zwei räumlich weitgehend unabhängigen 220-kV-Trassen zur redundanten Anspeisung des Zentralraumes Oberösterreich direkt aus dem Übertragungsnetz der APG
- Auftrennung des 110-kV-Teilnetzes Ernsthofen; dadurch können die Kurzschlussleistungen gesenkt und die Versorgungssicherheit weiterhin sicher und zuverlässig gewährleistet werden
- Nach Verkabelung/Verstärkung des letzten Abschnittes der von Wels nach Wegscheid führenden Leitung 162/9B, 0B und durch die 220/110-kV-Abstützung in Jochenstein (2013) werden neue Leistungsreserven für die Anspeisung und zusätzliche Optionen für die 110-kV-Teilnetzbildung geschaffen.

Weitere Statusdetails

- Projekt dzt. in Abstimmung zwischen den Netzbetreibern
- Planungsaktivitäten als Vorprojekt bei APG
- *Wurde bereits teilweise per Langfristplanung 2008 genehmigt (Leitung Ernsthofen – Mast 46 (Richtung UW Pichling) inkl. 220/110-kV-Ausbau im UW Pichling – Projekt LFP08-04); Ergänzend zur bereits in der Langfristplanung 2008 genehmigten 220-kV-Anspeiseachse Ernsthofen – Pichling inkl. Ausbau UW Pichling liegt als Erweiterung des Projektes die zweite 220-kV-Anspeiseachse Richtung Wegscheid und der 220/110-kV-Ausbau im UW Wegscheid zur Genehmigung vor. Die der Netzebene 1 und 2 zugeordneten Betriebsmittel werden im Eigentum von APG stehen.*

4.3.12 Reschenpassleitung

Projektnummer: 11-12	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegungen
Spgs.ebene(n): 380/220/110 kV	Art: UW / Leitung	Gepl. IBN: 2020

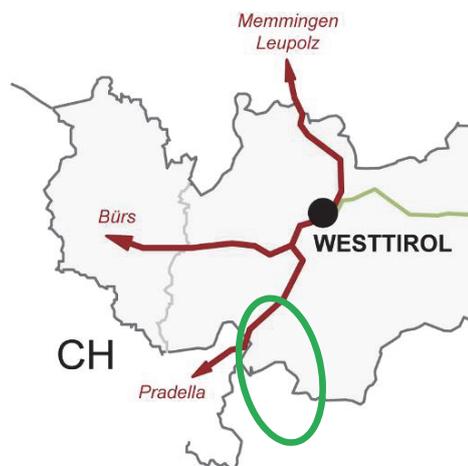
Auslöser und technische Notwendigkeit

Die zunehmende Wasserkrafterzeugung in der westlichen Alpenregion Österreichs (vorwiegend Pumpspeicherkraftwerke), der angestrebte weitere Ausbau der Windenergie im Norden Europas und die zukünftige starke Importtendenz Italiens (Ergebnisse umfangreicher Marktanalysen, TYNDP) deuten darauf hin, dass es mittelfristig zu Engpässen auf den bestehenden Leitungen nach Italien kommen wird. Die derzeit bestehende Verbindungsleitung zwischen Österreich (Lienz) und Italien (Soverzene) stammt aus dem Jahr 1952 und hat eine thermische Grenzleistung von 286 MVA. Durch eine neue Verbindung im Raum Nauders nach Premadio bzw. Milano (Lombardia Region) könnte eine Möglichkeit für eine leistungsfähige, den zukünftigen Erfordernissen hinsichtlich Ausbau erneuerbarer Energien und Integration des europäischen Marktes entsprechende Verbindung nach Italien geschaffen werden.

Projektbeschreibung und technische Daten

Die Planungsüberlegungen auf österreichischer Seite umfassen eine 1-systemige Verbindungsleitung im Raum Nauders zur österreichisch-italienischen Grenze (Reschenpass). Anknüpfungspunkt (Umspannwerk) dieser Leitung wäre die bestehende 380-kV-Leitung Westtirol-Pradella.

Neben der geringen erforderlichen neuen Trassenlänge in Österreich aufgrund der unmittelbaren Nähe zur Staatsgrenze ermöglicht dieses Projekt zusätzlich eine Netzabstützung des Verteilnetzes der TIWAG-Netz AG. Auf italienischer Seite wird die Leitung in der Lombardia Region in das bestehende Netz eingebunden.



Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Der Ausbau internationaler Verbindungsleitungen trägt wesentlich zur allgemeinen Versorgungssicherheit bei. Weiters hat er positive Effekte auf die verbundenen Märkte, weil die zusätzliche Kapazität an der Grenze zwischen Österreich und Italien den grenzüberschreitenden Handel fördert und so die Märkte in beiden Ländern gestärkt werden.

Darüber hinaus besteht in diesem Projekt das Potential zur Verbesserung der Versorgungssicherheit im lokalen Verteilnetz durch eine zusätzliche Abstützung.

Weitere Statusdetails

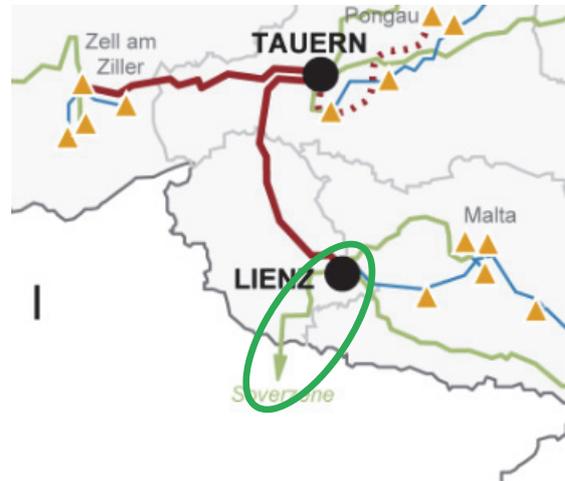
- ENTSO-E TYNDP 2010 (siehe TYNDP S. 227)

4.3.13 380-kV-Leitung Lienz – Staatsgrenze (Veneto Region/IT)

Projektnummer: 11-13	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegungen
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: UW / Leitungen	Gepl. IBN: >2021

Auslöser und technische Notwendigkeit

Die derzeit bestehende einzige Verbindungsleitung zwischen Österreich und Italien stammt aus dem Jahr 1952 und ist mit einer thermischen Grenzleistung von 286 MVA den Anforderungen des heutigen europäischen Strommarktes nicht mehr gewachsen. Durch den starken Zubau an Speicherkraftwerken im Zentralalpenraum und die auch in Zukunft starke Importtendenz Italiens wird es mittelfristig nicht mehr möglich sein, die Energie aus diesem Netzbereich sicher abzutransportieren.



Darüber hinaus werden altersbedingt auf der bestehenden 220-kV-Leitung mittelfristig umfangreiche Sanierungsmaßnahmen erforderlich, weshalb aufgrund der oben dargestellten steigenden Transportbedürfnisse einem Ersatzneubau als 380-kV-Leitung der Vorzug zu geben ist.

Durch diese neue Verbindung kann eine leistungsfähige, den zukünftigen Erfordernissen hinsichtlich Ausbau erneuerbarer Energien und Integration des europäischen Marktes entsprechende Verbindung nach Italien geschaffen werden.

Projektbeschreibung und technische Daten

Ersatzneubau der bestehenden 220-kV-Leitung Lienz - Staatsgrenze als 1-systemige 380-kV-Leitung Lienz – Staatsgrenze auf optimierter Trasse:

- Spannung 380 kV
- Übertragungskapazität ca. 1500 MVA
- Leitungslänge in AT (UW Lienz - Staatsgrenze) ca. 35 km
- Einfachleitung

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Der Ausbau internationaler Verbindungsleitungen trägt wesentlich zur allgemeinen Versorgungssicherheit bei. Weiters hat er positive Effekte auf die verbundenen Märkte, weil die zusätzliche Kapazität an der Grenze zwischen Österreich und Italien den grenzüberschreitenden Handel fördert und so die Märkte in beiden Ländern gestärkt werden.

Derzeit muss der sichere Netzbetrieb in diesem Raum zeitweise mittels EPM-Maßnahmen aufrecht erhalten werden, um den Betrieb der bestehenden Kuppelleitung zu ermöglichen.

Eine Verstärkung der Netzkapazität im Sinne dieses Projektes deckt sich daher sowohl mit dem netzbetrieblichen wie auch dem marktseitigen Bedarf.

Darüber hinaus schafft dieses Projekt (in Kombination mit dem Projekt Netzraum Kärnten, Projekt 11-14) die erforderlichen Voraussetzungen um die prognostizierten weiteren Erhöhungen der installierten Kraftwerkskapazität (Pumpspeicher) in diesem Netzraum in das Übertragungsnetz einbinden zu können.

Weitere Statusdetails

- ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekt 63)
- TEN-E Projekt (Projekt E136/01)

4.3.14 Netzraum Kärnten

Projektnummer: 11-14	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegungen
Spgs.ebene(n):380/220/110 kV	Art: UW / Leitungen	Gepl. IBN: >2021
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Der geplante Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken zur sinnvollen Interaktion mit der Windkraft in Österreich und Europa und eine bessere Abstützung des 110-kV-Netzes der KELAG Netz GmbH, sowie die geplante Netzeinbindung des GDK Klagenfurt erfordern eine Verstärkung des Übertragungsnetzes im Raum Kärnten.</p>		
		
<p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>Abhängig vom Umfang der neuen Projekte werden unterschiedliche Möglichkeiten und Varianten betreffend die Netzentwicklung des Raumes Kärnten untersucht.</p>		
<p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>Mit der Verstärkung des Netzraumes Kärnten kann der 380-kV-Ring in Österreich vollendet werden und es kommen alle damit verbundenen Vorteile zum Tragen. Die österreichische und Kärntner Versorgungssicherheit kann somit langfristig gewährleistet werden. Der Netzanschluss von geplanten Kraftwerksprojekten in Kärnten wird ermöglicht.</p>		
<p>Weitere Statusdetails</p> <ul style="list-style-type: none"> • APG-Masterplan 2020 (Projekt 4) • ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekt 218) 		

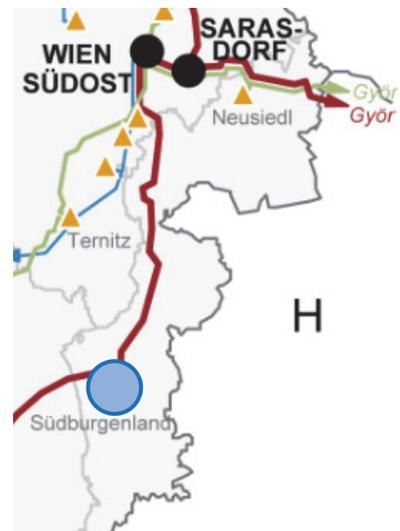
4.3.15 UW Südburgenland: 2x200-MVA-Umspanner BEWAG Netz

Projektnummer: 11-15	Netzebene: 2	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: Umspannwerk (UW)	GepI. IBN: 2012

Auslöser und technische Notwendigkeit

Zurzeit ist ein 300 MVA (380/110 kV) Regelhauptumspanner im UW Südburgenland/Rotenturm eingesetzt. Zur Gewährleistung der erforderlichen (n-1)-Versorgungssicherheit im Südburgenland ist die Errichtung eines zweiten Regelhauptumspanners im Umspannwerk Südburgenland/Rotenturm notwendig.

Erst nach Inbetriebnahme dieses zweiten Regelhauptumspanners im Umspannwerk Südburgenland/Rotenturm können die zum Gemeinschaftsprojekt 380-kV-Steiermarkleitung begleitenden Abtragungen von derzeit noch bestehenden 110-kV-Leitungen der BEWAG Netz GmbH erfolgen.



Projektbeschreibung und technische Daten

- Errichtung eines 380/110-kV-200MVA Regelhauptumspanners sowie der zugehörigen 110 kV- und 380-kV-Abzweige
- Tausch des vorhandenen 380/110-kV-300MVA Regelhauptumspanners auf einen 200-MVA-RHU durch APG
- Abtragung von 110-kV-Leitungen der BEWAG Netz GmbH
- Transformatoraten:

Spannung:	380/110 kV
Nennleistung:	200 MVA
Regelbarkeit:	Längs / Schräg +/- 60°
Schaltgruppe 380/110 kV:	YNyn0
uk	ca. 18 %

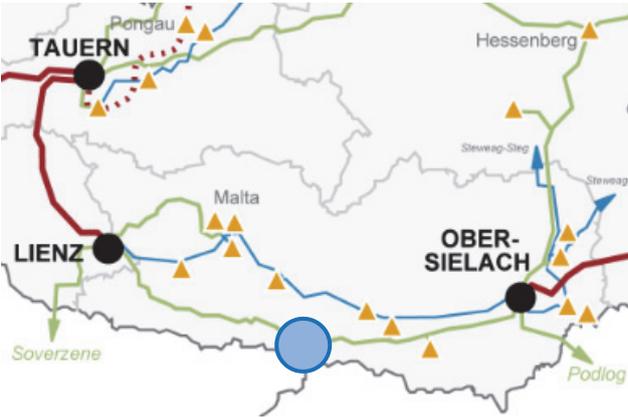
Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Gewährleistung der (n-1)-Versorgungssicherheit im Südburgenland.

Weitere Statusdetails

- Anfrage auf Netzverbund bzw. Netzkooperation der BEWAG Netz GmbH
- Für die Ausbaumaßnahmen wurden bereits der Errichtungsvertrag, das Betriebsführungsübereinkommen sowie der Netzkooperationsvertrag abgeschlossen.
- *Wurde bereits per Langfristplanung 2008 genehmigt (LFP08-18); keine Änderung des Projektumfangs*

4.3.16 UW Greuth: Einbindung Merchant Line Eneco Valcanale

Projektnummer: 11-16	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220/132 kV	Art: UW / Leitung	Gepl. IBN: 2012
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Eneco Valcanale errichtet eine 132-kV-Verbindungsleitung als Merchant Line von Arnoldstein/Greuth nach Tarvis und hat dafür eine Ausnahme von der Verpflichtung gemäß Art. 6 Abs. 6 lit a und b VO erhalten. Für die cirka 12 km lange Verbindungsleitung ist der Anschluss an die 220-kV-Leitung Obersielach-Lienz vorgesehen. In Arnoldstein/Greuth soll in einem neu zu errichtenden Umspannwerk die Umspannung von 220 kV auf 132 kV erfolgen.</p>		
		
<p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>Es ist vorgesehen die 132-kV-Leitung von Eneco Valcanale, die eine Verbindungsleitung gemäß Art. 7 EG-VO 1228/2003 darstellt, mit dem System 266 der 220-kV-Leitung Lienz-Obersielach, welche sich im Besitz der APG befindet, über eine einsystemige Einschleifung im UW Greuth (Arnoldstein) anzubinden. In diesem UW wird ein 220/132-kV-Phasenschieber-Transformator (Eigentum Eneco Valcanale) installiert, der es der APG ermöglichen wird, den Stromfluss über die gegenständliche Verbindungsleitung gezielt zu steuern bzw. zu regulieren.</p>		
<p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>Der Ausbau internationaler Verbindungsleitungen trägt wesentlich zur allgemeinen Versorgungssicherheit bei. Diese Verbindungsleitung garantiert weiterhin die Versorgungssicherheit des Kanaltales. Weiters hat sie positive Effekte auf die vor- und nachgelagerten Märkte, weil durch die Zurverfügungstellung zusätzlicher Kapazität an der Grenze zwischen Österreich und Italien der grenzüberschreitende Handel erleichtert wird und so die Märkte in beiden Ländern gestärkt werden. Da die gesamte Kapazität versteigert wird, kommt sie allen zugute und fördert gleichzeitig den Wettbewerb.</p>		
<p>Weitere Statusdetails</p> <ul style="list-style-type: none"> • Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netznutzung von Eneco Valcanale • Für die Leitung liegen bereits sämtliche Genehmigungen vor: Bescheid der Europäischen Kommission, Bescheid der E-Control, Bescheid der AEEG (Ital. Regulator), Bescheid des Landes Kärnten. 		

4.3.17 UW St. Andrä: 110/20-kV-Netzabstützung KELAG Netz

Projektnummer: 11-17	Netzebene: 3	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 110 kV	Art: Umspannwerk (UW)	Gepl. IBN: 2012
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Verstärkung der 110/20-kV-Umspannung im UW St.Andrä ausgelöst durch den Bau des ÖBB-Koralmtunnels. Darüber hinaus plant die VERBUND Thermal Power GmbH & CoKG die Auflassung des Kraftwerksstandortes St. Andrä. Seitens APG sind Maßnahmen zur Sicherstellung des APG-Standortes und der dortigen Netzabstützung des Verteilernetzes der KELAG Netz GmbH (Netzraum Lavanttal) durchzuführen.</p>		
<p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>KNG: Errichtung eines neuen 110/20-kV-Umspanners RU5 mit einer Scheinleistung von 32(40) MVA. Tausch des bestehenden Umspanners RU2 auf eine Scheinleistung von 32(40) MVA aus Gründen der erforderlichen Redundanz</p> <p>APG: Der Anschluss der beiden Umspanner erfolgt an die 110-kV-Sammelschiene der APG im UW St. Andrä.</p> <p>Zur Sicherstellung des APG-Standortes St. Andrä und der dortigen Netzabstützung des Verteilernetzes der KELAG Netz GmbH ist der Kauf der erforderlichen Grundstücke und die Herstellung bzw. Adaptierung der betriebsnotwendigen Infrastruktur und Anlagen vorgesehen. Insbesondere sind die sekundärtechnischen Einrichtungen aus dem Kraftwerksgebäude in ein separates Betriebsgebäude auszusiedeln.</p> <p>Um auch zukünftig eine leistungsfähige Stromversorgung des Netzraumes Lavanttal - unter Berücksichtigung der aktuellen Projekte (ÖBB-Koralmtunnel, Pumpe Koralpe) und der weiteren Laststeigerung - gewährleisten zu können, ist im Zuge der gegenständlichen Maßnahmen die Sicherung der zukünftigen Realisierungsmöglichkeit einer 220/110-kV-Netzabstützung am Standort St. Andrä erforderlich.</p>		
<p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>Abdeckung der Erfordernisse des Netzkunden ÖBB</p>		
<p>Weitere Statusdetails</p> <ul style="list-style-type: none"> • Anfrage auf Netzverbund bzw. Netzkooperation von KELAG Netz GmbH • In Umsetzung 		

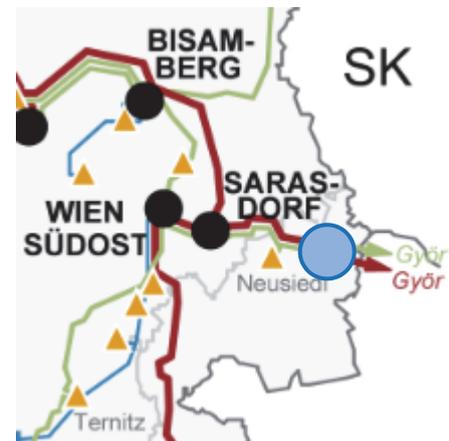


4.3.18 UW Zurndorf: 380/110-kV-Netzabstützung BEWAG Netz

Projektnummer: 11-18	Netzebene: 1,2	Projektstatus: <ul style="list-style-type: none"> • 300 MVA: Umsetzungsprojekt • 600 MVA: Umsetzungsprojekt • 900 MVA: Vorprojekt*
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: Umspannwerk (UW)	Gepf. IBN: <ul style="list-style-type: none"> • 300 MVA: 2012 • 600 MVA: 2012 • 900 MVA: ab 2015*

Auslöser und technische Notwendigkeit

Im Burgenland wird derzeit Ökoenergie mit einer Gesamtleistung von rund 400 MW in das Netz von BEWAG Netz GmbH eingespeist. Aufgrund der besonderen Wind-Gunstlage des Burgenlands und einer Novelle des Ökostromgesetzes gibt es neuerlich eine Vielzahl von Netzanschlussbegehren an das Netz von BEWAG Netz GmbH. Zwischen den Betreibern der Windenergieprojekte und der BEWAG Netz GmbH wurden bereits Netzzugangsverträge über zusätzliche rund 600 MW Windenergie abgeschlossen. Die Realisierung dieser Windenergieprojekte ist im Zeitraum von 2011 bis 2015 geplant.



Zur Aufnahme der künftig erzeugten Windenergie sind umfangreiche Erweiterungen bzw. Verstärkungen im Netz von BEWAG Netz GmbH erforderlich. Da in Schwachlastzeiten der überwiegende Teil der Einspeiseleistung in das übergeordnete 220-kV- bzw. 380-kV-Netz der APG AG eingespeist wird, ist die Errichtung und der Betrieb einer zusätzlichen Verknüpfung zwischen dem Netz von BEWAG Netz GmbH und dem Netz der APG AG im Bereich Zurndorf erforderlich (UW Zurndorf).

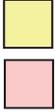
Die leistungsmäßige Anbindung der Windkrafteinspeiser mittels 380/110-kV-Transformatoren erfolgt gemäß den Vereinbarungen zwischen den Partnern, wobei die (n-1)-Sicherheit der Umspannung von BEWAG Netz GmbH nicht gefordert wird.

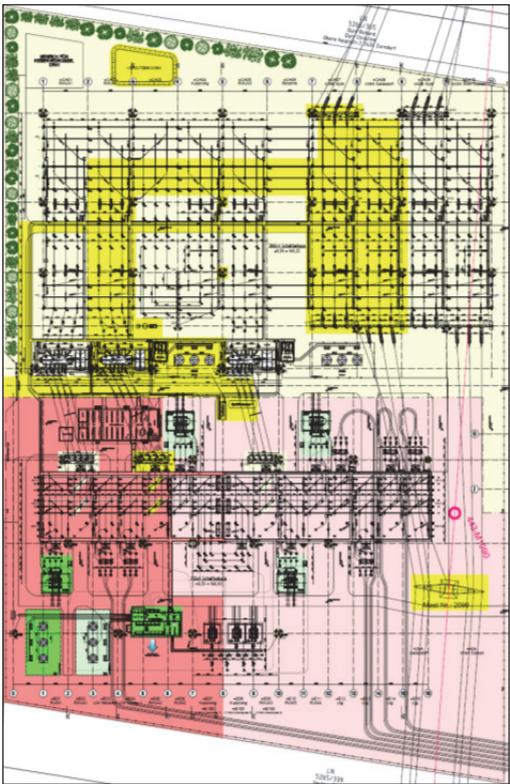
Projektbeschreibung und technische Daten

Über diese Umspannstation in Zurndorf erfolgt die Ankopplung an das österreichische Übertragungsnetz der APG AG über eine Freiluftschaltanlage, die im Endausbau folgende Zwecke erfüllt:

- Einschleifung der 380-kV-Doppelleitung Wien SO (- Sarasdorf) - Staatsgrenze(Győr)
- Aufnahme von Transformatoren zur Leistungsregulierung und Umspannung von 380 kV auf 110 kV, Aufnahme von Transformatoren zur Umspannung von 110 kV auf 30 kV sowie einer 30-kV-Anlage zur Einbindung der 30-kV-Kabelleitungen zu den Windparks
- Einbindung einer 110-kV-Leitung Zurndorf - Neusiedl über ein Kabelleitungsabgangsfeld

- Einbindung einer 110-kV-Doppelleitung Zurndorf - Andau über Kabelleitungsabgangsfelder
- Einbindung einer 110-kV-Leitung Zurndorf - Parndorf über ein Kabelleitungsabgangsfeld

Ausbau- stufe	Plan	Anzahl von RHU(s)	Anschluss- bzw. Übertragungsleistung
1		1	300 MVA
2		2	600 MVA
3*		3	900 MVA



- Eigentumsverhältnisse:
 - APG AG: 380-kV-Leitungseinbindungen, 380-kV-Schaltanlage, Transformation 380 kV auf 110 kV
 - BEWAG Netz GmbH: 110-kV-Leitungseinbindungen, 110-kV-Schaltanlage
 - Windparkbetreiber: 30-kV-Leitungseinbindungen, 30-kV-Schaltanlage, Transformation 110 kV auf 30 kV

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Gewährleistung des Abtransportes der geplanten Windenergie im Burgenland.

Weitere Statusdetails

- Anfrage auf Netzverbund bzw. Netzkooperation der BEWAG NETZ GmbH
- Für die Ausbaustufen bis 600 MVA wurden bereits die Errichtungsverträge sowie das Betriebsführungsübereinkommen abgeschlossen
- In Umsetzung

* Für die Umsetzung der 3. Ausbaustufe besteht noch kein entsprechendes Vertragsverhältnis zwischen BEWAG Netz GmbH und APG.

4.3.19 UW Schwarzenbach: 380/110-kV-Einbindung KW Tauernmoos

Projektnummer: 11-19	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: Umspannwerk (UW)	Gepl. IBN: 2015
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Herstellung eines neuen Netzanschlusses für die Netzeinbindung des ÖBB-Projektes Kraftwerk Tauernmoos (Pumpspeicherkraftwerk und vollstatischer Umrichter 16,7/50 Hz)</p> <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>380-kV-Netzeinbindung (Anschluss auf der Netzebene 1) des ÖBB-Kraftwerkes Tauernmoos (Pumpspeicherkraftwerk samt vollstatischem Umrichterwerk) mittels neu zu errichtendem UW Schwarzenbach. Im UW Schwarzenbach ist die Errichtung eines 380/110-kV-Transformators mit 200 MVA geplant, der über eine 380-kV-Freiluftschaltanlage mit Einfachsammschiene (2 Übertragungsleitungsabzweige / 1 Transformatorabzweig inkl. Übergabemessung) an das Übertragungsnetz der APG angeschlossen wird.</p> <p>Die Anbindung an das Übertragungsnetz der APG ist mittels einsystemiger Einschleifung der 380-kV-Leitung Tauern – Zell/Ziller (Sys.Nr. 417) geplant.</p> <p>110kV-seitig wird über ein Transformatorschaltfeld der 380/110-kV-Transformator an das neu zu verlegende 110kV-Erdkabel Richtung ÖBB-Kraftwerk Tauernmoos (bzw. statisches Umrichterwerk 16,7/50Hz) angeschlossen.</p> <p>Die Eigentumsgrenze APG-ÖBB befindet sich an den sammelschienenseitigen Klemmen des 380-kV-Sammelschientrenners des Transformatorabzweiges.</p> <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>Einbindung des ÖBB-Pumpspeicherkraftwerkes Tauernmoos in das öffentliche Stromnetz sowie Kupplung des ÖBB-Stromnetzes mit dem öffentlichen Stromnetz zur weiteren betrieblichen Absicherung der Bahnstromversorgung.</p> <p>Die Einbindung des Pumpspeichers ist sowohl aus ÖBB Sicht wie auch im Kontext mit der Entwicklung der erneuerbaren Energien in Europa energiewirtschaftlich sinnvoll.</p> <p>Weitere Statusdetails</p> <ul style="list-style-type: none"> • Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netznutzung durch ÖBB-Infrastruktur AG • Es wurde eine Grundsatzvereinbarung zwischen der APG und ÖBB abgeschlossen • Derzeit läuft das UVP-Verfahren der ÖBB 		

4.3.20 UW Malta Hauptstufe: Einbindung KW Reißeck II

Projektnummer: 11-20	Netzebene: 1	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: Umspannwerk (UW)	Gepl. IBN: 2014

Auslöser und technische Notwendigkeit

Ausbau der Wasserkrafterzeugung - Neubau Pumpspeicherkraftwerk (PSW) Reißeck II:

Die Kraftwerke Malta und Reißeck/Kreuzeck verfügen heute über eine Kapazität von 1029 MW. Mit dem Projekt PSW Reißeck II mit 2 zusätzlichen Pumpturbinen zu je 215 MW kommt es zu einer Erweiterung bzw. Verbindung der hydraulischen Systeme, wodurch die bestehenden Ressourcen besser genutzt werden können. Der Speicher Großer Mühldorfer See wird dem Kraftwerk als Oberbecken dienen. Von dort führt ein neu zu errichtender Triebwasserweg in das neue Kraftwerk, welches als Kaverne (Länge 58 m, Breite 25 m, Höhe 43 m) ausgeführt wird. Der unterwasserseitige Triebwasserweg verbindet das neue Kraftwerk mit dem bestehenden Triebwasserstollen der Speicher Gößkar und Galgenbichl der Malta-gruppe, welcher zur Kraftstation Rottau führt. Diese Speicher der Maltagruppe dienen dem PSW Reisseck II als Unterbecken.



Projektbeschreibung und technische Daten

Das Kraftwerk weist eine Leistung von 430 MW im Turbinen- und Pumpbetrieb auf. Somit wird im Turbinenbetrieb eine Leistungssteigerung der bestehenden Kraftwerksgruppen um mehr als 40% erreicht, ohne zusätzliche Wasserressourcen zu beanspruchen. Im Pumpbetrieb wird die Leistung von 425 MW auf 855 MW gesteigert.

Das Kraftwerk Reißeck II der VERBUND Hydro Power AG speist unmittelbar in die 220-kV-Schaltanlage des UW Malta Hauptstufe und damit in das Übertragungsnetz der APG ein.

Die Energieab- und -zuleitung beinhaltet alle neu zu errichtenden Anlagen inklusive der Erweiterung des Umspannwerkes Malta Hauptstufe um das 220-kV-Schaltfeld „288 Reißeck II“ und stellt den Netzanschluss an das Übertragungsnetz bzw. den Netzzutritt des PSKW Reißeck II dar. Für die Ab- und -zuleitung der elektrischen Energie von der Kavernenkraftstation im Mühldorfer Graben (Kraftstation Burgstall) bis zum rund 3,5 km entfernten Umspannwerk Malta Hauptstufe der APG wird ein unterirdisches Höchstspannungs-Energiekabelsystem durch den Netzanschlusswerber errichtet.

Kenngrößen des PSKW Reißeck II:

- Engpassleistung Turbinenbetrieb: 430 MW
- Maschinensatz-Nennleistung Turbinen- /Pumpbetrieb: 2 x 215 MW
- Nenn-Scheinleistung Generator/Motor: 2 x 240 MVA
- Ausbauwassermenge Turbinenbetrieb: 80 m³/s

- | | |
|----------------------------------|--------------------------|
| ▪ Ausbauwassermenge Pumpbetrieb: | bis 70 m ³ /s |
| ▪ Mittlere Rohfallhöhe: | 595 m |

Wesentliches Merkmal der Neuanlage ist die „betriebliche Doppelfunktion“. Einerseits sind die Vorteile der schnell verfügbaren und gut regelbaren Energieabgabe eines Speicherkraftwerkes im Turbinenbetrieb gegeben. In diesem Fall wird das Triebwasser vom Oberbecken (Speicher Großer Mühldorfer See) über die Kraftwerksanlage abgearbeitet und in die Unterbecken (Speicher Gößkar und Galgenbichl) oder aber auch weiter zur bestehenden Kraftstation Rottau geleitet. Andererseits ist in Zeiten geringeren Energiebedarfs eine „Rückverlagerung“ des Triebwassers möglich. In dieser Betriebsart (Pumpbetrieb), wird das Wasser von den tiefer gelegenen Unterbecken in das höher gelegene Oberbecken gepumpt. Befindet sich das bestehende Kraftwerk Malta Hauptstufe zeitgleich im Pumpbetrieb, so wird diese Pumpwassermenge über das PSKW Reißeck II ebenfalls in das Oberbecken Großer Mühldorfer See verlagert. Durch den Pumpbetrieb kann die Anlage kurzfristig und zeitlich unabhängig vom natürlichen Zufluss des Speicher Großer Mühldorfer See wiederum zur Energiebereitstellung in Spitzenverbrauchszeiten vorbereitet werden und zweckentsprechend den Anforderungen des Elektrizitätsmarktes nachkommen.

Installierte Leistung: 430 MW

Kraftwerks-Scheinleistung ($\cos\phi = 0,9$): 480 MVA

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Zweck des Vorhabens ist es, den Anforderungen des Elektrizitätsmarktes zukunftsorientiert nachzukommen. Neben der Deckung des jährlich in Österreich um 2-3 % steigenden Strombedarfes ist aus den Gegebenheiten des Elektrizitätsmarktes ein markant steigender Bedarf an regulativen Kraftwerkskapazitäten abzuleiten. Einerseits ist dies durch den wachsenden Anteil geänderter Erzeugungsformen, wie z.B. Windkraftwerke gegeben, andererseits erfordern ausgeprägte Lastprofile des Verbrauchs eine erhöhte Flexibilisierung leistungsstarker konventioneller Erzeugungseinheiten.

Insbesondere die verstärkte Nutzung der Windenergie in Europa und in zunehmendem Maße auch in Österreich, erfordert Kraftwerke welche die Erzeugungsschwankungen derartiger Anlagen kompensieren. Die Einspeisecharakteristik dieser Anlagen ist durch eine systembedingt höhere Volatilität gekennzeichnet und verursacht einen Mehrbedarf an Ausgleichsenergie konventioneller Kraftwerke.

Das Erweiterungsprojekt Reißeck II erfüllt genau die Anforderung nach zusätzlichen regulativen Kraftwerkskapazitäten beziehungsweise erhöhter Ausgleichsenergiebereitstellung infolge geänderter Erzeugungsformen und ausgeprägter Lastprofile des Verbrauchs. Durch den individuellen Einsatz entweder im Pumpbetrieb (Energieaufnahme) oder im Turbinenbetrieb (Stromproduktion), ist das Kraftwerk in der Lage stabilisierend zu wirken und leistet somit einen wesentlichen Betrag zur Stromversorgungssicherheit. So wird in Zeiten geringerer Nachfrage Wasser aus den Speichern Gößkar und Galgenbichl bzw. aus den Triebwasserweg des Kraftwerkes Malta Hauptstufe in den Speicher Großer Mühldorfer See gepumpt, welches bei größerem Energiebedarf wieder zur Stromproduktion zur Verfügung steht. Das

Pumpspeicherkraftwerk Reißbeck II ist für eine Engpassleistung von 430 MW im Turbinenbetrieb konzipiert und kann in dieser Betriebsart rund 215.000 Haushalte mit Spitzenstrom versorgen. Die jährliche Einsatzdauer beträgt rund 3.500 Stunden im Turbinenbetrieb und rund 3.800 Stunden im Pumpbetrieb.

Vorteilhaft ist insbesondere, dass mit dem Vorhaben Reißbeck II wesentliche Anlagen des bestehenden Kraftwerksstandortes mit verwendet sowie effizienter genutzt werden können (Speicher, Triebwasserweg, Infrastruktur) und mit den Neuanlagen eine weitere Effizienzsteigerung des gesamten Kraftwerksstandortes erreicht wird.

Der Nutzen des Vorhabens ist daher darin begründet, dass den Anforderungen des Elektrizitätsmarktes, der sicheren elektrischen Energieversorgung Österreichs und zusätzlich energiepolitischen Zielsetzungen in nachfolgenden Punkten verantwortungsbewusst Rechnung getragen wird:

- Wesentlicher Beitrag zur Stromversorgungssicherheit durch flexible Einsatzweise (Stromproduktion oder Energieaufnahme)
- Sichere Strombedarfsdeckung in Spitzenverbrauchszeiten und Bereitstellung von Ausgleichsenergie
- Steigerung der Effizienz bestehender Wasserkraftanlagen und Ausbau bestehender Kraftwerksstandorte

Weitere Statusdetails

- Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netznutzung durch VERBUND Hydro Power AG
- Mit der APG besteht Einvernehmen über den Netzzutritt. Mit der APG wurden ein Errichtungsvertrag und ein Netzzugangsvertrag für den Netzanschluss und die Inanspruchnahme des Übertragungsnetzes durch das Pumpspeicherkraftwerk Reißbeck II abgeschlossen

4.3.21 UW Leonding: 110/10-kV-Netzabstützung der LINZ STROM Netz

Projektnummer: 11-21	Netzebene: 3	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 110 kV	Art: UW/Leitung	Gepl. IBN: 2014
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <ul style="list-style-type: none"> • Erreichen der thermischen Übertragungskapazität der 110-kV-Anspeiseleitungen Ernthofen – Hütte in den Zentralraum OÖ • (n-1)-Engpass der Übertragungskapazität der bestehenden 220/110-kV-Regelhauptumspanner in Ernthofen • Lastzuwachs im Bereich Leonding - Gaumberg führt zu Belastungen der bestehenden 10-kV-Verteilnetz der Linz Strom Netz GmbH • Verbesserung der Spannungssituation an den 10-kV-Netzausläufern im Raum Dörnbach – Thürnau - Straßham <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>Die Einbindung des Umspannwerkes Leonding erfolgt in das bestehende 110-kV-Netz durch Auftrennung der 110-kV-Systeme 156/7 und 156/8 und Einführung in die 110-kV-Schaltanlage des UW Leonding.</p> <p>Zur Abstützung des 110-kV-Netzes im Linzer Raum (Netztrennung zur Reduktion der Kurzschlussleistung und Verkleinerung der Erdschlussbezirke) ist zukünftig vorgesehen, ausgehend vom UW Leonding eine 110-kV-Kabelverbindung Richtung UW Zentrum zu errichten.</p> <p><u>110-kV-Schaltanlage</u></p> <ul style="list-style-type: none"> SF6 Schaltanlage in Doppelschienenbauweise mit Querkupplung <ul style="list-style-type: none"> 6 Kabelfeldern (+ 2 Platzreserve) 2 Trafofeldern (+ 1 Platzreserve) 1 Kupplung/Messung <p><u>Trafo:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 2 Stück 110/10-kV-Umspanner mit einer Nennleistung je 20 MVA <p><u>10-kV-Schaltanlage</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Gekapselte Innenraumschaltanlage in Doppelsammelschienenausführung <ul style="list-style-type: none"> 10 Kabelabzweigen (+ 5 Platzreserve) 2 Umspannerabzweigen (+ 1 Platzreserve) 1 Querkupplung 1 Messzelle für beide Sammelschienen 		

4.3.22 UW Jochenstein: 220/110-kV-Netzabstützung EAG Netz

Projektnummer: 11-22	Netzebene: 2	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: Umspannwerk (UW)	Gepl. IBN: 2013

Auslöser und technische Notwendigkeit

Das obere Mühlviertel mit den Umspannwerken Partenstein, Ranna und Rohrbach wird über eine 73 km lange 2-systemige 110-kV-Freileitung aus Wegscheid versorgt. In diese Leitung eingebunden sind auch das Umspannwerk Eferding sowie das Donaukraftwerk Ottensheim.

Die derzeit zur Verfügung stehende Zweitanspeisung für das Mühlviertel aus Deutschland bedingt durch die geringe Übertragungsleistung der Leitung und das starr geerdete 110-kV-Netz in Bayern Nachteile für die Netzkunden hinsichtlich Netzverfügbarkeit und im operativen Netzbetrieb. Das zeitlich absehbare Ende der technischen Nutzungsdauer dieser Leitung ist vom zuständigen deutschen Netzbetreiber mit Ende 2013 angegeben, und unterstreicht den Handlungsbedarf zusätzlich.



Projektbeschreibung und technische Daten

Als Ersatz der bestehenden Zweitanspeisung über die 110-kV-Leitung Ranna - Staatsgrenze (DE) ist die Errichtung einer 220/110-kV-Netzkuppelstelle im Umspannwerk Jochenstein (Deutschland) der Donaukraftwerk Jochenstein AG durch die APG und einer 110-kV-Erdkabelleitung von Jochenstein nach Ranna durch die Energie AG Oberösterreich Netz GmbH (EAG Netz) geplant.

- Netzkupplung 220/110-kV (APG)
Umspannleistung: 2 x 200 MVA (Endausbau)
- 110-kV-Erdkabelleitung von Jochenstein nach Ranna (EAG Netz)
Kabellänge: 4,8 km
Übertragungsleistung: 2 x 200 MVA (Endausbau)

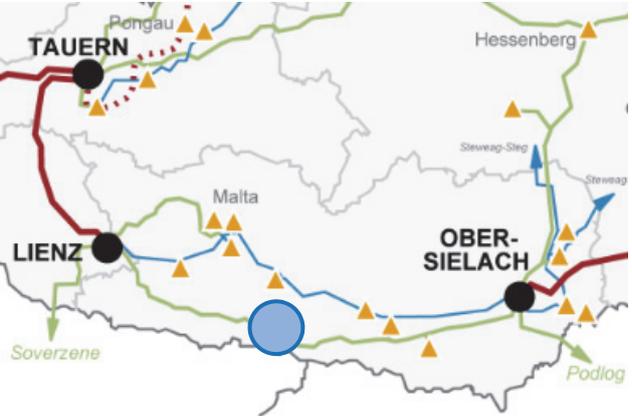
Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Zweitanspeisung für das obere Mühlviertel und zusätzliche leistungsstarke 220/110-kV-Netzabstützung für das 110-kV-Verteilernetz in Oberösterreich. Dadurch merkliche Verbesserung der Versorgungssicherheit für das obere Mühlviertel und für das 110-kV-Verteilernetz.

Weitere Statusdetails

- Anfrage auf Netzverbund bzw. Netzkooperation der EAG Netz
- *Grundsatzvereinbarung zwischen APG, EAG Netz und der Donaukraftwerke Jochenstein AG steht kurz vor dem Abschluss*
- *Wurde bereits per Langfristplanung 2008 genehmigt (Projekt LFP08-16); keine Änderung des Projektumfangs*

4.3.23 UW Villach Süd: 220/110-kV-Netzabstützung der KELAG Netz

Projektnummer: 11-23	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: Umspannwerk (UW)	Gepl. IBN: 2014
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Die Errichtung der 220/110-kV-Netzabstützung UW Villach Süd dient vorrangig der Beseitigung von Netzengpässen im 110-kV-Netz Kärnten und der Anpassung der 110-kV-Netzstruktur, die größtenteils im Zeitraum von 1960-1970 aufgebaut wurde, an die Anforderungen eines zeitgemäßen Stromversorgungsnetzes. Das Erfordernis wurde im wissenschaftlichen Gutachten vom 15.10.2010 über die „Begründung der netztechnischen Notwendigkeit einer Netzabstützung im Raum Villach“ der Technischen Universität Graz (Prof. Renner) dargelegt.</p>		
		
<p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>220/110-kV-Netzabstützung ist als zweisystemige Einschleifung in die bestehende 220-kV-Leitung Lienz – Obersielach geplant, wobei die Umspannung mittels zwei Regelhauptumspannern mit einer Scheinleistung von je 300 MVA erfolgen soll.</p>		
<p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>Einerseits werden damit die Erfordernisse zur Aufrechterhaltung der Betriebssicherheit und Versorgungszuverlässigkeit sowohl im 110-kV-Ostnetz als auch –Westnetz unter Bedachtnahme auf die prognostizierten Laststeigerungen von rd. 2 %/a und die geplanten Instandhaltungsarbeiten abgedeckt. Andererseits wird die Beseitigung bestehender netzbetrieblicher Einschränkungen (geringe Übertragungskapazität des 110-kV-Leitungszuges Landskron - Seebach - Siemens sowie Spannungshaltungsprobleme bei Nichtverfügbarkeit des 110-kV-Leitungszuges Seebach - Landskron) im Versorgungsbereich der Stadt Villach durch Schaffung einer leistungsstarken Anspeisung im Süden ermöglicht.</p>		
<p>Weitere Statusdetails</p> <ul style="list-style-type: none"> • Anfrage auf Netzverbund bzw. Netzkooperation seitens KELAG Netz GmbH • <i>Eine Grundsatzvereinbarung steht kurz vor dem Abschluss</i> • Alle für die Errichtung des Umspannwerkes erforderlichen Grundflächen wurden seitens KNG erworben bzw. durch Optionsverträge gesichert. Die energierechtliche Einreichung sowohl für den 220-kV- als auch für den 110-kV-Anlagenteil ist bereits erfolgt. Der Termin für die energierechtliche Verhandlung war der 5./6. Juli 2011. 		

4.3.24 UW Molln: Einbindung KW Energiespeicher Bernegger

Projektnummer: 11-24	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: Umspannwerk (UW)	Gepl. IBN: 2015
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Herstellung eines Netzanschlusses für die Einbindung eines Pumpspeicherkraftwerkes (PSKW) in das Übertragungsnetz der APG.</p> <p>Das PSKW Energiespeicher Bernegger weist folgende vorläufige Kenngrößen auf:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Engpassleistung Turbinenbetrieb elektrisch: 300,0 MW • Leistungsaufnahme Pumpbetrieb elektrisch: 326,4 MW • Maschinensatz-Nennleistung Turbinenbetrieb elektrisch: 2 x 150,0 MW • Maschinensatz-Nennleistung Pumpbetrieb elektrisch: 2 x 163,2 MW • Nenn-Scheinleistung Generator/Motor: 2 x 190 MVA • Ausbauwassermenge Turbinenbetrieb: 2 x 28,7 m³/s • Ausbauwassermenge Pumpbetrieb: 2 x 22,2 m³/s • Maximale / minimale Rohfallhöhe: 654 / 610,5 m <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>Das UW Molln wird als zweissystemige Einschleifung mit Längstrennung in die 220-kV-Leitung Ernsthofen - Pyhrn/Weissenbach (Sys.Nr. 201B/202) nach den Planungsgrundsätzen der APG projektiert.</p> <p>Die primärtechnische Ausführung des UW Molln ist als Freiluftanlage vorgesehen, wobei folgende Anlagenteile geplant sind:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 4 220-kV-Leitungszuspannungen zur Anlage und Einbindungsmaste • 2 Sammelschienen • 1 Hilfsschiene • 4 220-kV-Leitungsschaltfelder für die Einschleifung beider Leitungssysteme • 2 220-kV-Blockschaltfelder für PSKW Energiespeicher Bernegger • 1 hilfsschienefähige Querkupplung mit Längstrennung • Betriebsgebäude mit Brandschutzanlage • Nebenanlagen/Infrastrukturen/Eigenbedarf für das 220-kV-UW Molln • Löschwasservolumen im notwendigen Ausmaß. • Einzäunung des UW Molln und Einfahrtstor • Zufahrt zum Umspannwerk 		

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Der energiewirtschaftliche Nutzen des Gesamtvorhabens (PSKW samt zugehörigem UW Molln) ist, den Anforderungen des Elektrizitätsmarktes zukunftsorientiert nachzukommen. Neben der Deckung des jährlich in Österreich um 2 - 3 % steigenden Strombedarfes ist aus den Gegebenheiten des Elektrizitätsmarktes ein markant steigender Bedarf an regulativen Kraftwerkskapazitäten abzuleiten. Einerseits ist dies durch den wachsenden Anteil geänderter Erzeugungsformen, wie z.B. Windkraftwerke gegeben, andererseits erfordern ausgeprägte Lastprofile des Verbrauchs eine erhöhte Flexibilisierung leistungsstarker Erzeugungseinheiten.

Insbesondere die verstärkte Nutzung der Windenergie in Europa, und in zunehmendem Maße auch in Österreich, erfordert Kraftwerke und zugehörige Umspannwerke, welche die Erzeugungsschwankungen derartiger Anlagen kompensieren. Die Einspeisecharakteristik dieser Anlagen ist durch eine systembedingt höhere Volatilität gekennzeichnet und verursacht einen Mehrbedarf an Ausgleichsenergie.

Das Gesamtvorhaben erfüllt genau diese Anforderung nach zusätzlichen regulativen Kraftwerkskapazitäten beziehungsweise erhöhter Bereitstellung von Ausgleichsenergie infolge geänderter Erzeugungsformen und ausgeprägter Lastprofile des Verbrauchs. Durch den individuellen Einsatz entweder im Pumpbetrieb (Energieaufnahme) oder im Turbinenbetrieb (Stromproduktion) ist das Gesamtprojekt in der Lage, stabilisierend zu wirken und leistet somit einen wesentlichen Beitrag zur Stromversorgungssicherheit.

Weitere Statusdetails

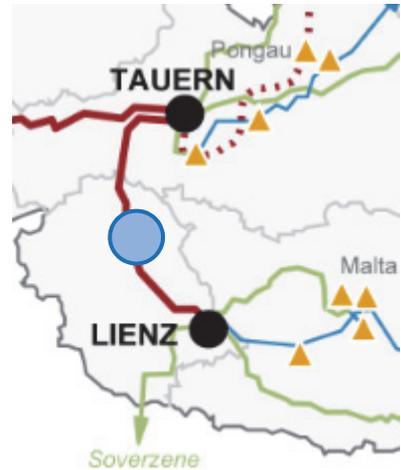
- Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netzzugang der Energiespeicher Bernegger GmbH
- *Die Grundsatzvereinbarung steht kurz vor dem Abschluss*
- Für das gegenständliche Projekt fanden am 28.06.2011 in Molln die materienrelevanten Behördenverfahren (EIWOG, Starkstromwegegesetz etc.) statt.

4.3.25 UW Gruben: 380/110-kV-Netzabstützung TIWAG Netz

Projektnummer: 11-25	Netzebene: 1,2	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: Umspannwerk (UW)	Gepl. IBN: 2014

Auslöser und technische Notwendigkeit

Das Iseltal in Osttirol wird derzeit über eine ca. 36 km lange 110-kV-Einfachleitung versorgt. In diese 110-kV-Einfachleitung sind dzt. 4 Umspannwerke, davon zwei mit dem sensiblen Kunden Transalpine Ölleitung, angeschlossen. Aufgrund der steigenden Netzlast im Winter (rd. 1,5 %/a bzw. 0,5-1 MVA/a) und der stark zunehmenden Einspeisung durch Kleinwasserkraftwerke im Sommer (rd. 5-10%/a bzw. 5-10 MVA/a) soll zur Erhöhung der Versorgungssicherheit ((n-1) Sicherheit) am nördlichen Ende der 110-kV-Leitung ein zusätzlicher Einspeisepunkt aus der direkt vorbeiführenden 380-kV-Leitung Lienz – Tauern errichtet werden.



Durch diesen zusätzlichen Einspeisepunkt kann die schon teilweise über 50 Jahre alte – streckenweise noch mit Holzportal masten ausgeführte – 110-kV-Leitung anschließend ohne größere Probleme saniert werden. Weiters kann bei Störungen im bereits bestehenden 380/220/110-kV-Knoten Lienz der Bezirk Osttirol im Wesentlichen von diesem neuen 380/110-kV-Umspannwerk versorgt bzw. im Sommer die Rücklieferung der in Osttirol aus zahlreichen (Klein-)Wasserkraftwerken erzeugten Energie bewerkstelligt werden. Derzeit beträgt der maximale Bezug aus dem 220-kV-Netz ca. 50–60 MVA bzw. die maximale Rücklieferung ca. 120-130 MVA. Die Leistung der geplanten bzw. bereits in Umsetzung befindlichen (Klein-)Wasserkraftanlagen im Iseltal beträgt dzt. ca. 70–100 MVA. Darüber hinaus ist auf Grund von Anfragen bzw. veröffentlichten Untersuchungen von einem weiteren Potential für Kleinwasserkraftanlagen im Iseltal in der Größenordnung von einigen 10 MVA auszugehen.

Projektbeschreibung und technische Daten

Das Projekt umfasst die Errichtung eines 380/110-kV-Umspannwerkes in Osttirol, Gemeinde Matrei i.O., Landschütz – Gruben, im Bereich des bereits bestehenden 110/6-kV-Umspannwerkes UW Gruben, Einbindung des neuen Umspannwerkes als einsystemige Einschleifung in die vorbeiführende 380-kV-Leitung Lienz – Tauern der APG und Einbindung der in diesem Bereich endenden 110-kV-Einfachleitung Iseltal bzw. Inkludierung von Teilen des bestehenden 110-kV-Umspannwerkes UW Gruben der TIWAG-Netz AG. Die thermische Übertragungsfähigkeit des 380/110-kV-Umspanners im neuen Umspannwerk soll ca. 200 MVA betragen. Weiters ist die Aufstellung einer 110-kV-Erdschlusslöschspule seitens TIWAG-Netz AG vorgesehen.

- Leitungs(kabel)länge: einige 100 m

- Umspannerleistung: ca. 200 MVA

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

- Herstellung der (n-1)-Sicherheit im 110 kV Netz Iseltal
- Erhöhung der Versorgungssicherheit im Bezirk Osttirol
- Ermöglichung von erforderlichen Abschaltungen im 110-kV-Netz für betriebliche Erfordernisse
- Integration von erneuerbaren Energiequellen in das Verteiler-Netz (z.B. Kleinwasserkraftwerke)

Weitere Statusdetails

- Anfrage auf Netzverbund bzw. Netzkooperation der TIWAG-Netz AG
- Grundsatzvereinbarung steht kurz vor dem Abschluss
- Erstellung der Einreichunterlagen
- Projekt wurde bereits gemäß Bescheid §22a Abs.5 EIWOG vom 21.06.2010 des BMWFJ „Langfristplanung 2010 – 2014 der TIWAG-NETZ AG“ genehmigt.

5 Weitere Projekte in Planungsüberlegung

Für die im Folgenden aufgelisteten Netzanschluss- bzw. Netzverbundprojekte liegen die im Punkt 1.3 definierten Voraussetzungen zur Aufnahme in den Netzentwicklungsplan noch nicht vor. **Um ein konsistentes Bild des weiteren Netzausbaus bieten zu können, werden diese Projekte der Vollständigkeit halber angeführt, jedoch noch nicht zur Genehmigung eingereicht.** Werden die Projekte weiter verfolgt, so werden sie mit Vorliegen der erforderlichen Rahmenbedingungen (vgl. Kap. 1.3), im jeweils aktuell zu erstellenden Netzentwicklungsplan zur Genehmigung eingereicht.

Netzanschluss- bzw. Netzverbundprojekte ohne Vertrag
UW Weidenburg: Merchant Line Alpe Adria Energia
Einbindung Messer Austria
UW Kainachtal: 4. 380/110-kV-Umspanner SNG
UW Oststeiermark: 2. 380/110-kV-Umspanner SNG
UW Zeltweg: Netzabstützung SNG
Einbindung GDK Klagenfurt
UW Hadersdorf/Mürztal: 220/110-kV-Netzabstützung SNG
UW Wien Südost: 380-kV-Anbindung Wien Energie Stromnetz
UW Pichling: Ausbau 220-kV-Anlage
UW Raasdorf: Einbindung Windpark Großhofen/Raasdorf
UW Sarasdorf: 2. 380/110-kV-Umspanner EVN Netz
UW Waizenkirchen: 220/30-kV-Netzabstützung EAG Netz
UW Molln: 220/30-kV-Netzabstützung EAG Netz
UW Innkreis: 380/110-kV-Netzabstützung EAG Netz
UW Ernsthofen: Einbindung 110-kV-Leitung EVN Netz
Netzabstützung Bereich Neusiedl/Zaya EVN Netz
Anschluss GDK Werndorf
Einbindung KW Limberg III
UW Wegscheid: 220/110-kV-Netzabstützung
Einbindung KW Bernegger Ausbaustufe II
Einbindung KW Sulzberg/Ybbs
UW Obersielach: Einbindung PSP-KW Drau
UW Prutz: 380/220-kV-Umspannwerk
Netzabstützung im Raum Gänserdorf/Tallesbrunn EVN Netz
KW Kaprun Hauptstufe: Leistungserhöhung Maschine 3 und 4

Tabelle 5: Weitere Netzanschluss- bzw. Netzverbundprojekte in Planungsüberlegung

6 Risiken

Die Realisierung der Projekte des Netzentwicklungsplans und die damit in Zusammenhang stehende Verstärkung der Netzkapazitäten entsprechend den bestehenden bzw. prognostizierten Erfordernissen ist eine wesentliche Voraussetzung, um die wichtigen Aufgaben des Übertragungsnetzbetreibers für Österreich weiterhin erfüllen zu können.

Diverse Faktoren stellen ein Risiko für die Umsetzbarkeit der Projekte dar bzw. haben diese teils gravierenden Einfluss auf die Realisierungsdauer und die Kosten der Projekte. Nachstehend werden einige potentielle Risikofaktoren erörtert:

6.1 Rechtliche Risiken

- **Projekt wird nicht genehmigt**

Wird ein Projekt nicht genehmigt bzw. nach Errichtung und Inbetriebnahme die dauerhafte Betriebsbewilligung nicht erteilt, sind die bis zum Zeitpunkt des Projektabbruchs angefallenen Kosten eines eingereichten Projektes zu aktivieren und sofort abzuschreiben. Dadurch ergibt sich in der Gewinn- und Verlustrechnung ein hoher Aufwand, der in weiterer Folge zu höheren Netzkosten führt. Die Kosten zur Erlangung eines Genehmigungsbescheides machen - insbesondere bei UVP-Verfahren - einen hohen Anteil der Gesamtprojektkosten aus (bei der Steiermarktleitung rd. 20% der Gesamtkosten).

Ein besonderes Risiko birgt der Fall einer nachträglichen Aufhebung eines positiven Bescheides durch die Höchstgerichte. Bei Vorliegen eines positiven UVP-Genehmigungsbescheides der 2. Instanz (Umweltsenat) kann unter gewissen Bedingungen trotz anhängiger Höchstgerichtsverfahren mit der Projektrealisierung begonnen werden, wenn den Beschwerden keine aufschiebende Wirkung zuerkannt wurde. Wird jedoch der Bescheid während bzw. nach der Projektrealisierung aufgehoben, muss das Projekt abgebrochen und im ungünstigsten Fall die bereits errichteten Anlagen demontiert werden. Dabei sind bis zu 100% der Gesamtprojektkosten zuzüglich Demontagekosten sofort abzuschreiben.

- **Der Abschluss des Genehmigungsverfahrens verzögert sich**

Der Gesetzgeber sieht feste Verfahrensdauern für die Durchführung von Genehmigungsverfahren vor (UVP-Verfahren 1. Instanz 9 Monate, UVP-Verfahren 2. Instanz 6 Monate). Aufgrund der bisherigen Erfahrungen mit UVP-Verfahren kann bei derartigen Projekten die tatsächliche Dauer erheblich davon abweichen (Steiermarktleitung 38 Monate). Neben einer verzögerten Projektumsetzung haben die langen Genehmigungsverfahren zusätzlich auch erhöhte Kosten zur Folge.

- **Zwangsrechtliche Einräumung von Dienstbarkeiten und andere Verfahren**

Die APG strebt einvernehmliche Lösungen mit allen Grundeigentümern an. Wenn diese nicht möglich sind, müssen beispielsweise Dienstbarkeiten gegebenenfalls zwangsrechtlich eingeräumt werden. Dies kann längere Zeit in Anspruch nehmen, wodurch sich die Projektdauer verlängert und in einer Erhöhung von Projektkosten resultiert.

- **Projektänderungen während des Genehmigungsverfahrens**

Eine Ursache für Verzögerungen in der Projektrealisierung und für Kostensteigerungen stellen insbesondere bei UVP-pflichtigen Projekten die während der Genehmigungsverfahren eingeforderten Projektänderungen sowie unerwartete Behördenauflagen dar.

- **Veränderung übergeordneter rechtlicher Rahmenbedingungen**

Infrastrukturprojekte haben in aller Regel einen langen Planungshorizont. Dieser lange Zeithorizont führt nicht selten dazu, dass sich im Zuge von Planungsarbeiten übergeordnete europäische, aber auch nationale Zielsetzungen und Gesetzesvorgaben ändern. Daraus folgende erforderliche Änderungen in der Projektplanung können höhere Kosten nach sich ziehen.

6.2 Risiken im Zuge der Umsetzung

- **Entwicklung der Rohstoffpreise**

Einen wesentlichen Unsicherheitsfaktor stellt die Entwicklung der Rohstoffpreise dar. Insbesondere wirkt sich eine Veränderung der Stahl-, Aluminium- und Kupferpreise auf die Netzausbaukosten aus. Zur Veranschaulichung der Rohstoffpreisvolatilität ist in Abbildung 5 die Entwicklung der Aluminium- und Kupferpreise im Zeitraum 2008 bis 2010 dargestellt.

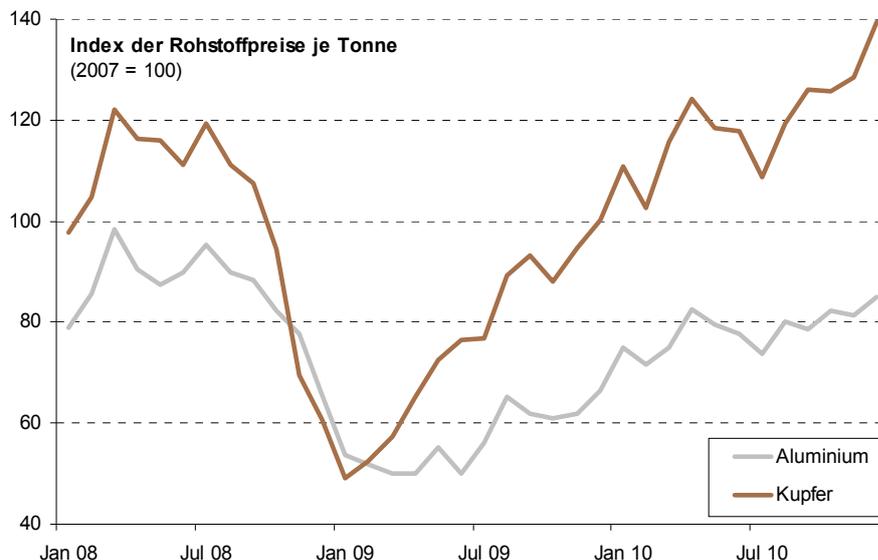


Abbildung 5: Entwicklung der Aluminium- und Kupferpreise 2008 bis 2010

(Quelle: www.finanzen.net)

- **Planungsänderungen bei Projektpartnern**

Auslöser für Netzanschluss- bzw. Netzverbundprojekte liegen in den entsprechenden lokalen bzw. regionalen Bedürfnissen (Netzabstützungen von Verteilernetzen, Netzanschlüsse von Kraftwerken, etc.) der Marktteilnehmer. Daher hängt die Umsetzung in erster Linie von den Planungen dieser Marktteilnehmer ab, womit sich jegliche Änderung im Bereich der Projektpartner direkt auf die Umsetzung der Projekte auswirkt.

- **Lieferantenrisiko**

Die Auslastung von Liefer- und Montagefirmen zum Bestellzeitpunkt stellt eine schwer abschätzbare Komponente dar. Die steigende Investitionstätigkeit mehrerer Netzbetreiber führt zu Kapazitätsengpässen, die folglich Steigerungen der Montagepreise verursachen. Neben reinen Preiserhöhungen entstehen durch Produktionsengpässe auch Verlängerungen der Lieferzeiten, die wiederum Folgekosten verursachen. Die Erfahrungen aus aktuellen Projekten und Marktbeobachtungen bestätigen die Gefahr von auslastungsbedingten Preissteigerungen. Zusätzlich besteht auch immer das Risiko, dass die Lieferungen komplett ausfallen, wenn der Lieferant seiner Pflicht wegen diverser Gründe wie bspw. Insolvenz nicht mehr nachkommen kann.

- **Naturkatastrophen**

Durch Naturkatastrophen kann ein Projekt direkt betroffen sein, wenn das Projektgebiet dabei so zerstört wird, dass zuerst neue Maßnahmen gesetzt werden müssen, um das Projekt fortsetzen zu können. Eine indirekte Betroffenheit ist dann gegeben, wenn zur Beseitigung der Schäden an anderer Stelle Ressourcen benötigt werden, die dann im Projekt nicht mehr zur Verfügung stehen. In beiden Fällen kommt es zu Projektverzögerungen und Kostensteigerungen.

- **Baugrundrisiko**

Vor Baubeginn werden Stichproben des Bodens genommen, um die Beschaffenheit des Untergrundes zu eruieren. Trotz der Entnahme der Stichproben an verschiedensten Stellen besteht das Risiko, dass mehr Boden als geplant ausgetauscht werden muss, was zu Mehrkosten und Terminverschiebungen führt.

- **Abschaltungen**

Die Energieversorgung Österreichs muss trotz Bauarbeiten immer gewährleistet sein. Aus diesem Grund bedarf es einer umfangreichen Abstimmung der Abschaltungen von Leitungen bzw. Abzweigen mit den Netzpartnern. Können diese geplanten Abschaltungen nicht durchgeführt werden, kann dies zu Projektverzögerungen und Kostensteigerungen führen.

6.3 Soziale Akzeptanz

Eine der größten Herausforderungen für den Netzausbau ist die Schaffung der notwendigen gesellschaftlichen Akzeptanz. Gerade Projekte von übergeordnetem europäischen Interesse werden häufig regional hinsichtlich ihrer Notwendigkeit hinterfragt. Im Rahmen der gesetzlich vorgeschriebenen Verfahren müssen Umsetzungsalternativen umfassend bewertet werden um die bestmögliche Trassenführung zu bestimmen. Darüber hinaus müssen zur Erhöhung der sozialen Akzeptanz unzählige Eingaben Dritter geprüft werden, welche z.T. singuläre Interessen in den Vordergrund stellen und nicht auf ein Gesamtoptimum abzielen. Die Prüfung dieser Varianten ist kosten- und ressourcenintensiv, verzögert die Ausarbeitung der UVE und führt damit zu höheren Projektkosten.

Umfassende Information und Aufklärung von Anrainern und Betroffenen sind unbedingt notwendig, um gesellschaftliche Akzeptanz zu fördern - dazu gehören allgemeine Informationen

zu energiewirtschaftlichen Zusammenhängen ebenso, wie projektspezifische Information. Dafür müssen verstärkt personelle und finanzielle Ressourcen vorgehalten werden.