



# APG

AUSTRIAN POWER GRID  
STROM BEWEGT

## Netzentwicklungsplan 2016

für das Übertragungsnetz der  
Austrian Power Grid AG (APG)

Planungszeitraum: 2017 - 2026

Planungsstand: August 2016



Wien, im August 2016

© 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 2016 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.

Layout: APG

## Inhalt

<b>KURZFASSUNG .....</b>	<b>7</b>
<b>1 AUSGANGSSITUATION UND ZIELSETZUNG .....</b>	<b>11</b>
1.1 Allgemeines .....	11
1.2 Gesetzliche Pflichten des Übertragungsnetzbetreibers .....	11
1.3 Erstellung des NEP durch den Übertragungsnetzbetreiber .....	12
1.4 Ziele und Bedeutung des Netzentwicklungsplans .....	14
1.5 Volkswirtschaftliche Bedeutung des Netzentwicklungsplans .....	15
1.6 Umfeld für den Netzausbau.....	17
1.7 Abgeschlossene Projekte zwischen Juni 2015 und Juni 2016.....	18
<b>2 TECHNISCHES UMFELD FÜR DEN NETZAUSBAU .....</b>	<b>19</b>
2.1 Marktpreisbestimmter Kraftwerkseinsatz und Verbrauchssteigerungen.....	19
2.2 Ausbau erneuerbarer Energieträger.....	19
2.3 Auftreten von Engpässen bei ungenügenden Netzkapazitäten .....	20
2.4 Energiewirtschaftliche Einflussgrößen für die Netzentwicklung .....	20
2.5 Das NOVA-Prinzip in der Netzausbauplanung .....	21
<b>3 DAS ÜBERTRAGUNGSNETZ DER REGELZONE APG .....</b>	<b>23</b>
3.1 APG als Teil des europäischen ENTSO-E-Übertragungsnetzes.....	23
3.2 Ten Year Network Development Plan der ENTSO-E (TYNDP) .....	24
3.3 Energieinfrastrukturpaket – Projects of Common Interest.....	25
3.4 APG-Masterplan .....	26
<b>4 PROJEKTE IM NETZENTWICKLUNGSPLAN 2016 .....</b>	<b>29</b>
4.1 Allgemeines .....	29
4.1.1 Klassifikation nach Projektstatus und Beschreibung der Projektphasen .....	29
4.1.2 Weitere Kriterien der Projektbeschreibung .....	30
4.2 Verschiebungen von geplanten Inbetriebnahmen durch Partner .....	30
4.3 Spezifische Erweiterungsprojekte und Betriebsinvestitionen .....	31

4.4	Überblick über die Projekte im Netzentwicklungsplan 2016.....	32
4.5	Detailbeschreibung der bereits genehmigten Projekte (NEP 2011-2015) .....	36
4.5.1	380-kV-Leitung St. Peter – Staatsgrenze DE (Isar/Ottenhofen) .....	36
4.5.2	Netzraum Weinviertel.....	39
4.5.3	UW Westtirol: Zweiter 380/220-kV-Umspanner .....	41
4.5.4	380-kV-Salzburgleitung NK St. Peter – NK Tauern .....	43
4.5.5	Zentralraum Oberösterreich .....	47
4.5.6	Reschenpassprojekt.....	49
4.5.7	380-kV-Leitung Lienz – Staatsgrenze IT (Veneto Region) .....	51
4.5.8	Netzraum Kärnten .....	53
4.5.9	UW Jochenstein: 220/110-kV-Netzabstützung Netz OÖ .....	54
4.5.10	UW Villach Süd: 220/110-kV-Netzabstützung KNG-Kärnten Netz .....	55
4.5.11	UW Molln: 220-kV-Einbindung KW Energiespeicher Bernegger .....	56
4.5.12	Netzraum Kaprun: 380-kV-Ausbau UW Kaprun – NK Tauern.....	58
4.5.13	UW Dürnrohr: 380-kV-Einbindung KW Dürnrohr EVN.....	60
4.5.14	UW Hadersdorf/Mürztal: 220/110-kV-Netzabstützung Energienetze Steiermark.....	62
4.5.15	UW Obersielach: Dritter 380/220-kV-Umspanner.....	64
4.5.16	UW Westtirol: Umstellung Ltgs.system Memmingen (DE) auf 380 kV .....	65
4.5.17	UW Bisamberg: Vierter 380/110-kV-Umspanner Netz NÖ .....	66
4.5.18	UW Wien Südost: 380-kV-Netzanschluss Wiener Netze.....	68
4.5.19	UW Neusiedl/Zaya: Netzabstützung Netz NÖ 220/110-kV-Erstausbau .....	70
4.5.20	UW Zurndorf: Vierter 380/110-kV-Umspanner Netz Burgenland.....	72
4.5.21	110-kV-Leitung Steinach – Staatsgrenze (Prati di Vizze/IT) TINETZ.....	74
4.5.22	220-kV-Leitung St. Peter - Hausruck - Ernsthofen: Generalerneuerung .....	75
4.5.23	220-kV-Leitung Westtirol - Zell am Ziller: Leitungsverstärkung .....	77
4.5.24	UW St. Andrä: Einbindung WP Koralpe .....	78
4.5.25	110-kV-Leitung Obersielach - Schwabeck: Leitungsverstärkung .....	79
4.5.26	UW St. Peter: 3. 380/220-kV-Umspanner.....	80
4.5.27	UW Hessenberg: 220-kV-Blindleistungskompensation .....	81
4.5.28	UW Lienz: 3. 380/220-kV-Umspanner .....	82
4.5.29	UW Ranshofen: 4. 110/20-kV-Umspanner AMAG.....	83
4.5.30	UW Zeltweg: 2. 220/110-kV-Umspanner Energienetze Steiermark .....	84

4.5.31	Staatsgrenze AT-CZ: Phasenschiebertransformatoren.....	85
4.5.32	Ergänzungen 380-kV-Salzburgleitung Abschnitt 1 NK St. Peter – UW Salzburg.....	87
4.6	Detailbeschreibung der zur Genehmigung eingereichten Projekte (NEP 16).....	89
4.6.1	UW Gerlos/Zell-Ziller 110/25-kV-Netzabstützung und Funsingau TINETZ .....	89
4.6.2	UW Ternitz: 4. 220/110-kV-Umspanner.....	90
4.6.3	UW Bisamberg: 4. 220/110-kV-Umspanner.....	91
4.6.4	UW Matri: 380/110-kV-Netzabstützung TINETZ.....	92
<b>5</b>	<b>WEITERE PROJEKTE IN PLANUNGSÜBERLEGUNG .....</b>	<b>94</b>
<b>6</b>	<b>RISIKEN.....</b>	<b>95</b>
6.1	Rechtliche Risiken.....	95
6.2	Risiken im Zuge der Projektumsetzung.....	96
6.3	Gesellschaftliche Akzeptanz .....	97

## TABELLEN- UND ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Tabelle 1: Inbetriebnahmen von Projekten des NEP 2015.....	18
Tabelle 2: Einteilung des Projektstatus.....	30
Tabelle 3: Übersicht der Umsetzungsprojekte .....	33
Tabelle 4: Weitere Netzanschlussprojekte zu Umspannwerken in Planungsüberlegung.....	94
Abbildung 1.1: Europäische Zielsetzungen - Rahmenbedingungen für Übertragungsnetze..	15
Abbildung 2.1: Handlungsoptionen bei der Netzentwicklung (NOVA-Prinzip) .....	22
Abbildung 3.1: Das APG-Übertragungsnetz .....	23
Abbildung 3.2: Überblick über die europaweiten Projekte.....	24
Abbildung 3.3: Die TOP-10-Projekte des APG-Masterplan 2030 .....	27
Abbildung 4.1: Geographischer Überblick über die NEP-Projekte (Umspannwerksprojekte)	34
Abbildung 4.2: Geographischer Überblick über die NEP-Projekte (Leitungsprojekte) .....	34
Abbildung 4.3: Überblick zu den Planungsräumen der Leitungsprojekte des NEP.....	35
Abbildung 6.1: Entwicklung der Aluminium- und Kupferpreise 2012 bis 2015.....	97

## **Kurzfassung**

### **Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen**

Die Energiewirtschaft in Europa steht inmitten einer weitreichenden Transformation. Politische Beschlüsse (u.a. Kyoto Klimaziele 1997, die 20/20/20-Ziele bzw. die in 2014 beschlossenen 40-27-27-Klimaziele der EU für 2030, die Ergebnisse der Klimakonferenz in Paris 2015 und nationalstaatliche Umsetzungspakete, der Atomausstieg in mehreren europäischen Ländern) kollidieren dabei mit den vorliegenden elektrizitätswirtschaftlichen Bedingungen (u.a. gewachsene Netzstruktur, verzögerter Netzausbau, bestehender Kraftwerkspark etc.). Neue Stromerzeugungsformen (z.B. Windkraft) an den Randlagen Europas können mit der aktuellen Netzinfrastruktur nicht ausreichend in die Verbrauchszentren am Kontinent transportiert werden. Maßnahmen wie die nationale Förderung von Ökostrom werden durch fehlende Ausbauten und Anpassungen in den Stromnetzen zur Gefahr für die Versorgungs- und Systemsicherheit in Europa.

### **Die Energiewende – massive Steigerung des Anteils an Erneuerbaren**

Die Steigerung der erneuerbaren Energien am Gesamtanteil der Stromerzeugung ist ein entscheidender Beitrag zur Erreichung der Klima- und Energieziele der Europäischen Union und Österreichs. Bis 2030 sollen rund 27% des europäischen Energieverbrauchs aus nachhaltigen Erzeugungsformen gedeckt werden. Dies bedeutet einen massiv steigenden Anteil von Stromproduktion aus Wind- bzw. Solarkraft und bringt erhöhte Volatilitäten mit sich (dargebotsabhängige Stromerzeugung). Dadurch steigt aus Systemsicht die Bedeutung von kapazitätsstarken und leistungsfähigen Stromnetzen und Speichersystemen.

Durch die Bevorzugung der Einspeisung von erneuerbaren Energien in das Stromnetz (gesetzlicher Einspeisevorrang) steigen die Anforderungen an dieses fortlaufend. Beispielhaft sei genannt: Bis zu rd. 40 Gigawatt Einspeiseleistung aus Photovoltaik (PV) sind in Deutschland untertags verfügbar und werden in die Stromnetze eingespeist. Dabei oder bei hoher Winderzeugung (ebenfalls bis zu rd. 40 GW) werden konventionelle Grundlastkraftwerke, die auch weiterhin für die Netzstabilität und Netzstützung erforderlich sind, wirtschaftlich unrentabel und vom Netz genommen bzw. in weiterer Folge stillgelegt. Die Verfügbarkeit von Grundlast-Kraftwerken ist jedoch für den sicheren Netzbetrieb unabdingbar.

Zusammengefasst heißt dies: nur erhöhte Transportkapazitäten der Netze können bei weiterem Steigen der installierten Anlagenleistungen der erneuerbaren Einspeiser die Versorgungssicherheit Europas und Österreichs auch in Zukunft sicherstellen. Dies gilt insbesondere für die Aufrechterhaltung der Systemsicherheit des Elektrizitätssystems.

Österreich mit seiner zentralen Lage in Europa ist massiv mit den internationalen Entwicklungen konfrontiert. Engpässe oder Fehlallokationen in benachbarten Netzen haben unmittelbar Auswirkungen auf das österreichische Stromnetz.

## **Konsequenzen für die Stromnetze**

Der Ausbau bzw. die Optimierung der Übertragungsnetze in Europa und Österreich ist eine unabdingbare Voraussetzung zur Erreichung der Klima- und Energieziele, aber auch zur Erhaltung der Versorgungssicherheit. Bestätigt wird dies durch die 3. Auflage des im Auftrag der Europäischen Kommission von der ENTSO-E (Gemeinschaft der europäischen Übertragungsnetzbetreiber) erstellten und veröffentlichten 10-Jahres-Netzausbauplanes (TYNDP 2014). Dieser definiert einen Ausbaubedarf von rd. 48.000 km neuer bzw. zu verstärkender Hochspannungsleitungen in Europa und rechnet dafür mit Investitionskosten von 150 Mrd. €.

Allein in Deutschland wären entsprechend der DENA-II-Studie aus dem Jahr 2010 rd. 3.500 km Ausbau an Übertragungsnetzinfrastruktur notwendig gewesen. Gemäß den aktualisierten Szenarien wird nunmehr im Entwurf zum deutschen Netzentwicklungsplan 2025 ein Netzausbaubedarf von rd. 10.000 km genannt. Außerdem steigen die Anforderungen im Bereich der Netzbetriebsführung massiv, wofür weiterführende Entwicklungen für Prognose-Tools und Systemdienstleistungen nötig werden.

Im Rahmen der europäischen Energieinfrastruktur-Verordnung wurden in Europa rund 100 Netzinfrasturkturprojekte definiert, deren Realisierung vorrangige Bedeutung für die Integration der Erneuerbaren, die Versorgungssicherheit und die europäische Marktintegration haben. Fünf Leitungsprojekte der APG sind Teil der 2015 von der Europäischen Kommission veröffentlichten zweiten Liste der „Projects of Common Interest (PCI)“.

Bei aller Konzentration auf die Energiewende darf nicht vergessen werden, dass dabei auch Marktgegebenheiten und Veränderungen des liberalisierten europäischen Strommarktes berücksichtigt werden müssen, ebenso wie die Verbraucherseite (inkl. Entwicklungen bei leistungsintensiven Industriezweigen z.B. Stahl-/Aluminium-Industrie, Anlagenbau etc.).

## **Massiver Ökostromausbau in Österreich**

Österreich steht angesichts des Ökostromgesetzes 2012, welches die Ökostromförderung massiv aufstockt, vor ähnlichen Herausforderungen. Die installierte Windkraftleistung soll bis 2020 auf 3.000 MW erhöht werden. Die Entwicklung der Windkraft von rd. 1.000 MW im Jahr 2010 auf mittlerweile 2.400 MW (Stand per Ende 2015) sowie weitere Windparkprojekte im Osten Österreichs von rd. 1.000 MW zeigen, dass dies nicht nur theoretische Pläne sind. Im Bereich der Photovoltaik ist die Zielsetzung des Ökostromgesetzes mit einem Zubau von rund 1.200 MW ebenfalls ambitioniert. Als tragende Säule der österreichischen Stromerzeugung ist auch ein weiterer Ausbau der heimischen Wasserkraft möglich.

Werden für die kommenden nachhaltigen Produktionsformen in Österreich keine entsprechenden Netzkapazitäten geschaffen, sind langfristig mehrere negative Folgeeffekte zu erwarten:

- Erhöhte Notwendigkeit von Eingriffen in den Strommarkt durch Netzbetreiber (kostenintensives Engpassmanagement)

- Die Attraktivität von Investitionen in Erneuerbare sinkt
- Gefährdung der Versorgungssicherheit und des Wirtschaftsstandortes Österreichs
- Verminderung der Qualität des Wirtschaftsstandortes

### **Spezifische Rahmenbedingungen für den Netzaus- und -umbau in Österreich**

Ein wesentlicher Faktor zur Umsetzung der notwendigen Netzausbauten ist die Dauer der Genehmigungsverfahren. Diese sind zurzeit sehr komplex (Bundes- und Landesgesetzgebung) und langwierig. Weitere spezifische Faktoren (fehlende Trassensicherung bei Bestands- und Planungstrassen; unterschiedliche Grenzwerte im Bereich Schall bzw. EMF; kein eigenes Genehmigungsregime für das Upgrade von Leitungen, fehlender standardisierter Bürgerbeteiligungsprozess) verzögern die Genehmigungsverfahren.

Um diese Defizite zu beseitigen und somit die Stromwende in Österreich nachhaltig voranzutreiben, gilt es die bundesgesetzlichen Rahmenbedingungen in folgenden Bereichen zu verbessern (vgl. auch 1.6):

- Verfahrenstechnische Gleichstellung des Übertragungsnetzes mit Straße und Schiene und standardisierter Bürgerbeteiligungsprozess
- Harmonisierung von genehmigungsrelevanten Grenzwerten
- Umsetzung des Prinzips „Upgrade vor Neubau“ (NOVA: Netzoptimierung vor Verstärkung und Ausbau)
- Schutz und Freihaltung von Bestandstrassen (u.a. vor Unterbauung) und von Planungskorridoren
- Anerkennung der Notwendigkeit des Netzausbaus als Teil der Energie-/Stromwende
- Definition systemrelevanter (Grundlast-)Kraftwerke und deren regulatorische Einordnung

### **APG-Masterplan 2030**

Gemäß der gesetzlichen Verantwortung – das Übertragungsnetz in Österreich vorausschauend sicher und zuverlässig auszubauen – hat APG im Jahr 2013 den Masterplan 2030 veröffentlicht. Darin definiert APG die langfristige strategische Netzausbauplanung, welcher die energiewirtschaftlichen Entwicklungen Europas zugrunde liegen. Mehrere der im Masterplan definierten Projekte sind seitens der europäischen Kommission als TEN-Projekt sowie im Rahmen der europäischen Energieinfrastruktur-Verordnung als PCI-Projekt klassifiziert und damit als besonders dringlich eingestuft. Außerdem sind die im Masterplan 2030 definierten Ausbau- und Netzverstärkungsprojekte europaweit abgestimmt und Teil des 10-Jahres-Netzausbauplans (TYNDP) der ENTSO-E.

### **Netzentwicklungsplan 2016**

Der vorliegende Netzentwicklungsplan (NEP) 2016 ist eine gesetzliche Verpflichtung (gemäß § 37 EIWOG 2010) und basiert auf den langfristigen strategischen Planungen des APG-Masterplans 2030, dem TYNDP 2014 bzw. 2016 und dem NEP 2015. Hiermit informiert APG alle Marktteilnehmer, welche wichtigen Übertragungsinfrastrukturen in den nächsten zehn

Jahren (2017 – 2026) im Netz der APG ausgebaut werden müssen. Der NEP enthält jene Projekte, die in den nächsten drei Jahren verpflichtend umzusetzen sind.

Darüber hinaus ist im NEP die weitere Netzplanung für die kommende Dekade (für zehn Jahre) unter Zugrundelegung der energiewirtschaftlichen Entwicklungsprognosen abgebildet. Die enthaltenen Projekte werden in Projekte von nationalem und europäischem Interesse und Netzanschlussprojekte (die durch die Marktteilnehmer Verteilernetzbetreiber, Kraftwerksbetreiber, Kunden und Merchant-Line ausgelöst werden) kategorisiert. Netzanschlussprojekte werden im Netzentwicklungsplan zur Genehmigung eingereicht, sofern abgestimmte Planungen und entsprechende Projektfortschritte vorliegen.

Die öffentliche Konsultation des Netzentwicklungsplanes erfolgt jährlich zwischen Mitte Juni und Mitte Juli (auf der APG-Homepage [www.apg.at](http://www.apg.at)) und die relevanten Marktteilnehmer können dabei Stellung zum NEP und zu den Projekten nehmen.

Um die zuvor angeführten Herausforderungen zu bewältigen, sind bis 2026 umfangreiche Netzverstärkungen und Netzausbauten in Österreich erforderlich. Die im APG-Netzentwicklungsplan 2016 dargestellten Projekte der kommenden zehn Jahre umfassen:

- Neue Leitungsprojekte im Ausmaß von rd. 370 km im APG-Übertragungsnetz
- Umstellung von rd. 390 km Leitungen auf eine höhere Spannungsebene bzw. Auflage neuer Leiterseile
- Neubau und Erweiterungen von zahlreichen Umspannwerken mit einem Ausbaumumfang von rd. 150 Schaltfeldern in den Spannungsebenen 380/220/110 kV
- Für die Kupplung der Netzebenen sowie zur Versorgung der Verteilernetze ist die Errichtung von etwa 35 Transformatoren mit einer Gesamtleistung von rd. 13.000 MVA geplant
- Im Rahmen der Großprojekte im NEP, wie z.B. der 380-kV-Salzburgleitung, erfolgen umfangreiche Leitungs koordinierungen und Optimierungen der Leitungstrassen, dabei können rd. 400 km alte kapazitätsschwache Leitungen demontiert werden
- Darüber hinaus sind umfangreiche Verstärkungs- und Erneuerungsmaßnahmen von Schaltanlagen/Umspannwerken sowie altersbedingte Generalsanierungen von Leitungen geplant (insbesondere auf den Netzebenen 220-kV und 110-kV)

Die Abwicklung des im Netzentwicklungsplan dargestellten Ausbaumumfangs an Projekten verlangen sowohl von APG als auch den zuständigen Genehmigungsbehörden bedeutende Anstrengungen ab.

**Die Realisierung der Projekte des Netzentwicklungsplans und die damit in Zusammenhang stehende Erhöhung der Netzkapazitäten sind notwendige Voraussetzungen, um die Energiewende umzusetzen. Neben der Netzintegration der erneuerbaren Energieträger stehen insbesondere die nachhaltige Sicherung des gewohnt hohen Niveaus der Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit für Strom sowie die weitere Entwicklung des Strommarktes im Mittelpunkt.**

# 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 eines integrierten europäischen Strommarktes stehen Übertragungsnetzbetreiber aufgrund der veränderten Rahmenbedingungen vor neuen Herausforderungen. Neben dem marktpreisbestimmten Kraftwerkseinsatz beeinflussen der steigende Stromverbrauch, zunehmend neue Kraftwerke und vor allem der Ausbau der 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.

**Eine leistungsfähige Übertragungsnetzinfrastruktur bildet die Grundlage für die hohe Sicherheit und Zuverlässigkeit der Versorgung mit elektrischer Energie. Sie stellt das Rückgrat des österreichischen Wirtschaftsstandortes und die Grundvoraussetzung für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien sowie die Erreichung der österreichischen und europäischen Energie- und Klimaziele 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 Übertragungsnetzbetreibers<sup>1</sup>

Die APG als Übertragungsnetzbetreiber hat bei der Planung und beim Betrieb ihrer Hochspannungsanlagen umfangreiche gesetzliche Verpflichtungen zu erfüllen. Als gemeinwirt-

---

<sup>1</sup> Die folgend zitierten gesetzlichen Bestimmungen beziehen sich allesamt auf das Bundesgesetz, mit dem das Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010), BGBl I Nr. 110/2010, i.d.j.g.F und das Energie-Control-Gesetz (E-ControlG) BGBl I Nr. 107/2011, i.d.j.g.F erlassen werden. Der einfachen Lesbarkeit halber wird auf die Verweise der Landesausführungsgesetze verzichtet.

schaftliche Verpflichtung obliegt der APG neben der diskriminierungsfreien Behandlung aller Kunden die Errichtung und Erhaltung einer ausreichenden Netzinfrastruktur (§ 5 Abs. 1 EIWOG 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 2010) 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 jene aus dem Operation Handbook der 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<sup>2</sup> im Übertragungsnetzbetrieb der ENTSO-E verpflichtend vorgeschrieben.

### **1.3 Erstellung des NEP 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.

APG kommt damit den gesetzlichen Forderungen nach, den Marktteilnehmern Angaben zu liefern, welche wichtigen Übertragungsinfrastrukturen in den nächsten zehn Jahren errichtet oder ausgebaut werden. Es werden 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 die Investitionsprojekte der nächsten zehn Jahre vorgegeben.

Der nun vorgelegte Netzentwicklungsplan 2016 umfasst die erforderlichen Netzausbauprojekte im Übertragungsnetz der APG auf den Netzebenen 1, 2 und 3 im gesetzlich festgelegten zehnjährigen Planungszeitraum von 2017 bis 2026. Diese Projekte lassen sich in folgen-

---

<sup>2</sup> 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.

de 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 2030 dargestellt (vgl. Kap. 3.4) und fließen in den Netzentwicklungsplan 2016 ein. Zudem erfolgen auf europäischer Ebene koordinierte Planungsaktivitäten, welche im Ten Year Network Development Plan der ENTSO-E (TYNDP) gebündelt werden und mit dem Netzentwicklungsplan abgestimmt sind (vgl. Kap. 3.2).

Für die dem Umweltverträglichkeitsprüfungs-Verfahren (UVP-Verfahren) unterliegenden Projekte im (inter-)nationalen Interesse wird zusätzlich im Rahmen der Umweltverträglichkeitserklärung (UVE) die energiewirtschaftliche Notwendigkeit umfangreich analysiert und beschrieben (jeweiliger UVE-Fachbeitrag „Energiewirtschaft“).

2. Projekte für Netzanschluss und Kunden:

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

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

- Verteilernetzbetreiber
- Kraftwerksbetreiber
- Kunden
- Projektwerber zu neuen Verbindungsleitungen gemäß VO (EG) 714/2009 (kurz Merchant Lines)

Unter der Prämisse definierter und verbindlicher Rahmenbedingungen werden jene Netzanschlussprojekte in den Netzentwicklungsplan aufgenommen, für die bereits vertragliche Grundlagen bestehen (z.B. Grundsatzvereinbarung, Errichtungsvertrag) oder in Verhandlung sind.

Netzanschlussprojekte werden von APG gemäß der am 27.11.2015 durch die Energie-Control Kommission genehmigten Allgemeinen Netzbedingungen diskriminierungsfrei beurteilt. Die Anfrage eines Projektwerbers wird entsprechend dem Kalenderquartal ihres Einlangens bei der APG gemeinsam mit allen weiteren Anfragen auf Netzanschluss, die innerhalb desselben Kalenderquartals eingelangt sind, einer Netzverträglichkeitsprüfung

unterzogen, um die Auswirkungen des betreffenden Projekts 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 APG angemessene Annahmen über die Entwicklung der Erzeugung, der Versorgung, des Verbrauchs und des Stromausbaus mit anderen Ländern unter Berücksichtigung der Investitionspläne für regionale und benachbarte Netze zugrunde gelegt (vgl. Kap. 3.2 & 3.4).

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 Planungsdatensätzen der ENTSO-E – auch Worst-Case-Datensätze erstellt. 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, und relevante Doppelausfälle werden gegebenenfalls zusätzlich analysiert. Zudem muss berücksichtigt werden, dass im Netzbetrieb durch wartungsbedingte Abschaltungen nicht immer alle Betriebsmittel zur Verfügung stehen.

Die Realisierung der Projekte des Netzentwicklungsplans und die damit in Zusammenhang stehende Verstärkung der Netzkapazitäten ist eine wesentliche Voraussetzung um die bedeutenden betrieblichen, energiewirtschaftlichen und volkswirtschaftlichen Vorteile einer leistungsfähigen Stromnetzinfrastruktur weiterhin zu erhalten.

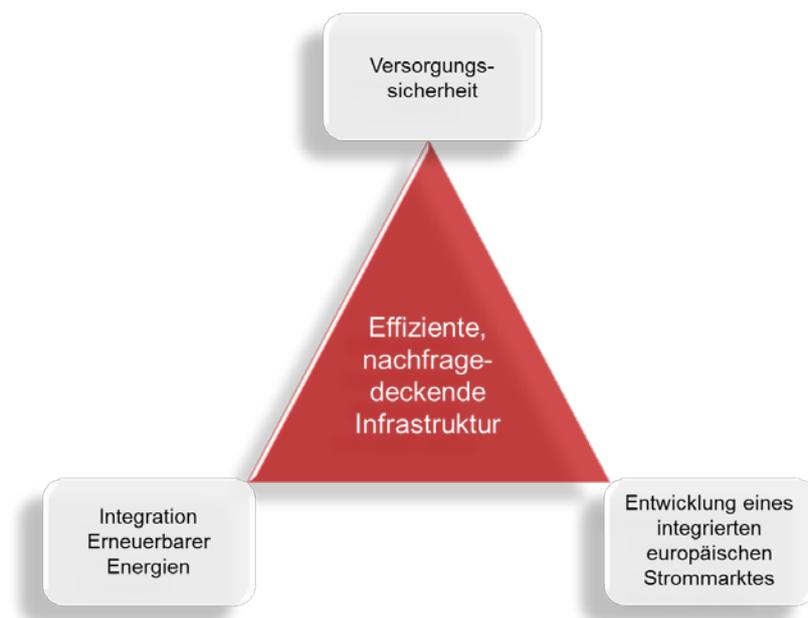


Abbildung 1.1: Europäische Zielsetzungen - Rahmenbedingungen für Übertragungsnetze

Diese Anforderungen decken sich mit den europäischen Vorgaben bzw. Zielsetzungen (vgl. Abbildung 1.1). Die Projekte dieses Netzentwicklungsplans sind erforderlich, um die geforderte effiziente, nachfragedeckende Infrastruktur entsprechend den aktuellen bzw. absehbaren Anforderungen zur Verfügung zu stellen. Deren Realisierung stellt eine wesentliche Voraussetzung dar, um die Versorgungssicherheit weiterhin gewährleisten zu können. Darüber hinaus wird die weitere Integration erneuerbarer Energien im Rahmen Energie- und Klimaziele der EU ermöglicht, sowie die Schaffung eines integrierten europäischen Strommarktes gefördert.

## 1.5 Volkswirtschaftliche Bedeutung des Netzentwicklungsplans

Durch Investitionen in das Übertragungsnetz der APG entsteht ein Multiplikatoreffekt – sowohl für die betreffende Region als auch für die gesamte Volkswirtschaft und das BIP – da ein bedeutender Anteil des Gesamtinvestitionsvolumens der heimischen Wertschöpfung zugutekommt und so der Erhaltung und Schaffung von Arbeitsplätzen dient. Die österreichische Wirtschaft profitiert laut einer Studie des Industriewirtschaftlichen Instituts durch die NEP-Investitionen in besonderem Maße, da der Inlandsbezug bei Investitionen von APG überdurchschnittlich hoch ist. Der unmittelbar im Inland wirksame Anteil an der gesamten Investitionssumme des untersuchten Netzentwicklungsplans 2015 liegt mit 77,6% merklich über jenem der durchschnittlichen Bruttoanlageinvestition von 73,0%. Zudem kommt die Studie zu dem Schluss, dass von den 2,4 Mrd. Euro Investitionsvolumen des NEP 2015 ca. 1,8 Mrd. Euro als Nachfrage unmittelbar in Österreich wirksam sind und zu einer direkten, indirekten und induzierten Produktion, Wertschöpfung und Beschäftigung in folgendem Ausmaß führt:

- 3,6 Mrd. EUR Produktionszuwachs
- 1,5 Mrd. EUR Wertschöpfung
- 25.060 Jahres-Beschäftigungsverhältnisse (kumulierte Effekte)

Durch die Realisierung der Projekte des Netzentwicklungsplans wird eine leistungsfähige Übertragungsnetzinfrastruktur geschaffen. 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 halten und zu fördern. Zusätzlich zu den genannten Vorteilen werden weitere volkswirtschaftliche Effekte erzielt:

- **Vermeidung von Engpässen und damit verbundenen Engpassmanagementkosten**

In Kapitel 3.4 werden die Ergebnisse des Masterplan 2030 zusammengefasst und die daraus abgeleiteten TOP-10-Projekte zur Beseitigung bestehender und prognostizierter Engpässe dargestellt. Engpässe im APG-Netz sind teils mit hohen (volkswirtschaftlichen) Kosten und teils mit Einbußen an Versorgungssicherheit verbunden.

Durch die Realisierung der Projekte des NEP können bestehende Engpässe beseitigt bzw. prognostizierte vermieden werden. Damit kann ein hohes Versorgungssicherheitsniveau gewährleistet werden und Engpassmanagementkosten eingespart werden. Zudem wird durch die Vermeidung von marktseitigem Engpassmanagement auch der freie Marktzugang für die Marktteilnehmer sicher gestellt.

- **Höhere Transportkapazitäten**

Durch die Ertüchtigung und den Bau neuer Leitungen und Umspannwerke wird die Transportkapazität gesteigert. Dies ermöglicht die Netzintegration der Windkraft und PV sowie von neuen Kraftwerken (z.B. Pumpspeicherkraftwerke als „grüne Akkus“ in den Alpen) und die sichere Anbindung der Verteilernetze.

- **Netzanbindung von Kraftwerken**

Einige Projekte des NEP sind bedeutend 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 leistungsfähige Anbindung der „grünen Akkus“ in den Alpen die effiziente Nutzung und Speicherung der volatilen erneuerbaren Energien.

- **Integration erneuerbarer Energien zur Erreichung der Energie- und Klimaziele**

Der Ausbau der Übertragungsnetzinfrastruktur schafft die Möglichkeit zur Netzintegration neuer RES-Erzeuger und ist damit eine Grundvoraussetzung für die Erreichung der Energie- und Klimaziele. Hierdurch können CO<sub>2</sub>-Emissionen aus weniger klimafreundlichen Stromerzeugungsanlagen verringert werden.

- **Reduktion von Transportverlusten**

Durch die Umstellung von Leitungsverbindungen auf höhere Spannungsebenen können bei gleicher Transportmenge die Verluste reduziert werden. Folglich sinken die Verlustenergiebeschaffungskosten. Zusätzlich sind die dadurch eingesparten CO<sub>2</sub>-Emissionen als ökologischer Faktor von Bedeutung.

- **Schaffung eines europäischen Strommarktes**

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 mehrere hundert Millionen Euro in den Ausbau und die Modernisierung der Netzinfrastruktur, um den oben genannten Verpflichtungen gerecht zu werden bzw. optimale Rahmenbedingungen für Österreich und die heimische Wirtschaft zu ermöglichen. Damit wird zudem ein großer Beitrag zur Sicherung von regionalen und überregionalen Wertschöpfungsketten geleistet. Im aktuellen Regierungsprogramm der österreichischen Bundesregierung wird unter anderem die Klarstellung des öffentlichen Interesses an im Netzentwicklungsplan angeführten Projekten als Programmpunkt genannt.

Die derzeitigen internationalen energie-politischen Entwicklungen sowie das europaweite Bekenntnis zur Erreichung der Energie- und Klimaziele untermauern zusätzlich die Notwendigkeit der raschen Umsetzung des Netzentwicklungsplanes. Sehr lange Vorprojektphasen und Verfahrensdauern (Bsp. Salzburgleitung) stellen jedoch große Gefährdungspotenziale für den rasch nötigen Modernisierungsschub des österreichischen Übertragungsnetzes dar.

Die fallweise vorhandenen unterschiedlichen legislativen Rahmenbedingungen, v.a. in den Bereichen Technik und Raumordnung (u.a. fehlende Trassen-sicherung bei Bestands- und Planungstrassen, unterschiedliche Grenzwerte im Bereich Schall bzw. EMF, kein eigenes Genehmigungsregime für das Upgrade von Leitungen, fehlender standardisierter Bürgerbeteiligungsprozess) sind zusätzliche Hemmnisse zur Realisierung der energiepolitisch relevanten Netzaus- und -umbauprojekte in angemessenen Zeiträumen. Um diese Defizite zu beseitigen, und somit die Stromwende auch in Österreich nachhaltig umzusetzen, gilt es die Rahmenbedingungen für die Genehmigungsverfahren von Übertragungsnetzprojekten v.a. in folgenden Bereichen zu verbessern:

- Verfahrenstechnische Gleichstellung des Übertragungsnetzes mit Straße und Schiene (u.a. Trassenverordnung, standardisierte Bürgerbeteiligungsverfahren)
- Harmonisierung und angemessene Grenzwerte (Schall, elektromagnetische Felder; Verhinderung von Unterbauung nach Inbetriebnahme von Leitungen bei Nicht-Einhaltung genehmigungsrelevanter Grenzwerte)

- Sicherung und Freihaltung von Bestandstrassen und Planungskorridoren
- Erleichtertes Genehmigungsverfahren für das Upgrade von bestehenden Übertragungsleitungen nach dem Prinzip „Upgrade vor Neubau“
- Klarstellung des öffentlichen Interesses der Projekte im Netzentwicklungsplan

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

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 Herausforderungen der Energiewende leisten.

### 1.7 Abgeschlossene Projekte zwischen Juni 2015 und Juni 2016

Die folgende Tabelle beinhaltet jene Projekte, welche planmäßig im Zeitraum zwischen Juni 2015 und Juni 2016 in Betrieb genommen bzw. abgeschlossen wurden und somit im Netzentwicklungsplan 2016 nicht mehr dargestellt werden.

Proj. Nr.	Projektbezeichnung	Inbetriebnahme
11-21	UW Leonding: 110/10-kV-Netzabstützung LINZ STROM Netz	Juni 2015
12-4	UW Zeltweg: 220/110-kV-Netzabstützung SNG	Juli 2015
12-8	UW Kainachtal: 4. 380/110-kV-Umspanner SNG	Dezember 2015
11-20	UW Malta Hauptstufe: Einbindung KW Reißeck II	Q4/2015

Tabelle 1: Inbetriebnahmen von Projekten des NEP 2015

## **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, neue Stromanwendungen, 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.

Gemäß den Annahmen im TYNDP 2014 sind unter Annahme von weiteren Effizienzsteigerungen jährliche Verbrauchssteigerungen von rd. 1% (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 2014 beschlossenen 40-27-27-Energie- und Klimaziele umfassen unter anderem ein verbindliches EU-Ziel für einen Anteil erneuerbarer Energieträger am Energieverbrauch von mindestens 27% bis 2030. Auch die Ergebnisse der Weltklimakonferenz 2015 in Paris geben einen klaren Weg vor, Maßnahmen zur Reduktion des CO<sub>2</sub> Ausstoßes umzusetzen.

Die EWIS Studie (European Wind Integration Study 2010) prognostizierte für den Zeitraum bis 2020 eine beinahe Verdreifachung der in Europa installierten Windkraftleistung von 70 GW auf mehr als 200 GW. Laut der jährlichen Statistik der „European Wind Energy Association“ (Wind in Power 2015, EWEA) waren Ende 2015 bereits 142 GW Windenergieanlagen installiert. Somit kam es zwischen 2010 und 2015 zu einer Leistungsverdopplung der Windkraftanlagen in Europa. Ähnliche Entwicklungen liegen im Bereich der Photovoltaik (PV) vor. Hier wurden im Jahr 2015 europaweit 8 GW auf eine Summenleistung von insgesamt 96 GW zugebaut.

Österreich steht ebenfalls vor ähnlichen Herausforderungen: Auf Basis der gesetzlichen Beschlüsse (Ökostromgesetz, kurz: ÖSG) soll die installierte Windkraftleistung bis 2020 auf 3.000 MW erhöht werden. Die Entwicklung der Windkraft von rd. 1.000 MW im Jahr 2010 auf mittlerweile 2.400 MW per Ende 2015 sowie weitere Windparkprojekte von rd. 1.000 MW im Osten Österreichs zeigen, dass dies nicht nur theoretische Pläne sind. Im Bereich der PV ist

die Zielsetzung des ÖSG mit einer Verzwölfachung auf rund 1.200 MW bis 2020 sogar noch ambitionierter. Als tragende Säule der österreichischen Stromerzeugung ist auch ein weiterer Ausbau der heimischen Wasserkraft zu erwarten.

### **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 Netzkapazitäten in angemessenem und ausreichendem Ausmaß zur Verfügung gestellt werden. Bei unzureichend ausgebauten Netzen kommt es zu hohen Auslastungen bis hin zu Überlastungen von Betriebsmitteln und der Netzinfrastruktur. Engpässe liegen vor, wenn die Netzbelastungen die für den Übertragungsnetzbetrieb vorgeschriebenen Sicherheitskriterien (n-1-Kriterium, Spannungsgrenzen, etc.) überschreiten bzw. verletzen. Die Übertragungskapazitäten von Leitungen, Transformatoren oder Teilen des Netzes sind in diesem Fall nicht mehr ausreichend.

Engpässe, die aufgrund bestimmter netzbetrieblicher Situationen und zeitlich begrenzt auftreten, kann mittels Engpassmanagement<sup>3</sup> betrieblich begegnet werden. Treten im Gegensatz dazu Engpässe wiederholt und über längere Zeit auf (z.B. die strukturell bedingten Nord-Süd-Engpässe in der Regelzone APG) bzw. werden derartige Engpässe prognostiziert, sind entsprechende Netzausbaumaßnahmen unabdingbar.

### **2.4 Energiewirtschaftliche Einflussgrößen für die Netzentwicklung**

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

- **Energiepolitische Herausforderungen**

Energie- und Klimaziele der EU, Förderung von Energieeffizienz, Ausbau erneuerbarer Energien, Diversifizierungsstrategien hinsichtlich des Bezuges von Primärenergieträgern sowie zur Reduktion der Importabhängigkeit (z.B. bei Erdgas), Ausstieg aus der Kernenergie (Beschlüsse in mehreren europäischen Ländern), Belebung des Elektrizitätsmarktes, E-Mobility und neue Anwendungen

---

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

- **Forcierter Ausbau der erneuerbaren Energieträger in Europa**

Auf Basis nationaler Ausbaustrategien für erneuerbare Energien kommt es zu einer Erhöhung der installierten Windkraftleistung auf mehr als 200 GW bis 2020. Ähnliche Entwicklungen liegen im Bereich der Photovoltaik vor, lt. dem Global Market Outlook 2015-2019 der European Photovoltaic Industry Association (EPIA) wird die installierte Leistung von 89 GWp im Jahr 2014 auf 121 bis 158 GWp im Jahr 2019 steigen.

- **Nachfrageseite national**

Demographische und wirtschaftliche Entwicklungen, regionale Verbrauchsentwicklung in Österreich, Entwicklungen der Sektoren Industrie, Gewerbe und Dienstleistungen, leistungsintensive Industriezweige (z.B. Stahl-/Aluminium-Industrie, Papierindustrie, Anlagenbau etc.)

- **Aufbringungsseite national**

Veränderungen des Kraftwerksparks (v.a. neue Windparks und Erneuerbare, Stilllegungen von thermischen Kraftwerken), genutzte Primärenergieträger, Entwicklung der Primärenergie- und Strompreise, marktpreisbestimmter Kraftwerkseinsatz

- **Internationaler Einfluss**

Energiewirtschaftliche Entwicklungen 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

## 2.5 Das NOVA-Prinzip in der Netzausbauplanung

Die Netzausbauplanung der APG verfolgt nachhaltige Überlegungen zur Umweltverträglichkeit und zu volkswirtschaftlichen Kosten. Hierzu wird das das NOVA-Prinzip (Netzoptimierung vor Ausbau)<sup>4</sup> verfolgt. Die zur Verfügung stehenden Handlungsoptionen beinhalten die Optimierung der Betriebsführung, Netzverstärkungen und -optimierungen von bestehenden Anlagen sowie im dritten Schritt Maßnahmen zum Netzausbau. Erst nach Ausschöpfung der Möglichkeiten im jeweilig vorgelagerten Schritt wird die nächste Stufe im Netzentwicklungsprozess in Betracht gezogen. Ein Leitungsneubau auf einer neuen Leitungstrasse wird – auch aus Kostengründen – als letzte Option gewählt (Abbildung 2.1).

Das NOVA-Prinzip wird sowohl für die gesamthafte Netzentwicklung als auch für einzelne Netzausbauprojekte angewandt. Für die Projekte werden jeweils individuelle Variantenüberlegungen durchgeführt, wobei die Auslegungskriterien, das Alter und der Zustand bestehender Leitungen bzw. Anlagen berücksichtigt werden. Ein bei älteren Leitungen oft vorliegender

---

<sup>4</sup> Die Bezeichnung „NOVA“ ist von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern bzw. dem deutschen Netzentwicklungsplan übernommen

Instandhaltungs- und Erneuerungsbedarf wird dabei miteinbezogen.

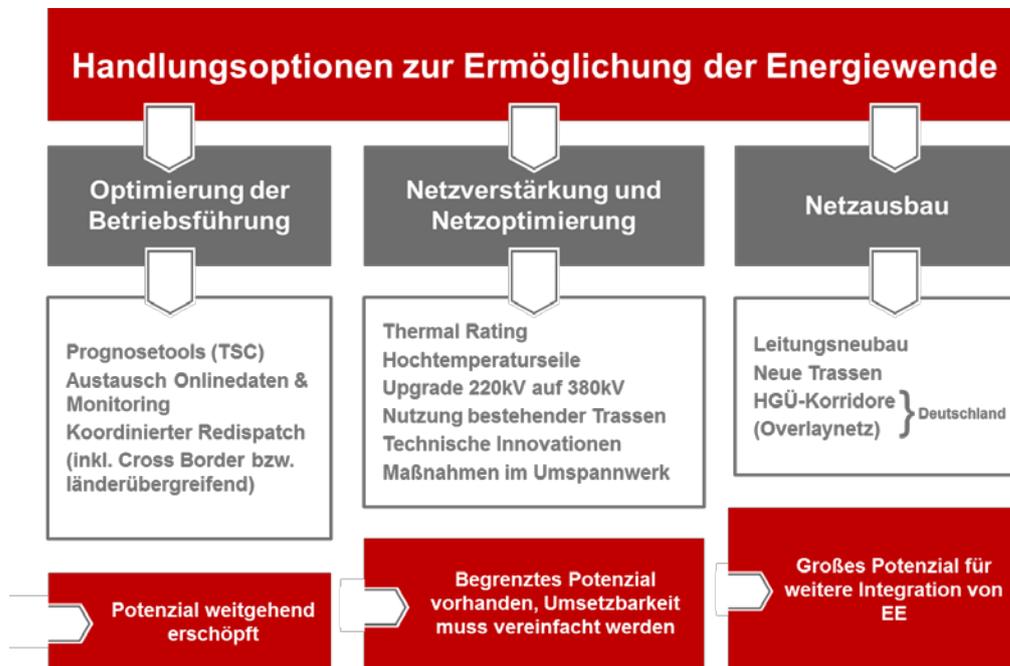


Abbildung 2.1 Handlungsoptionen bei der Netzentwicklung (NOVA-Prinzip)

Neue Leitungstrassen werden von APG unter bestmöglicher Rücksicht auf Grundeigentümer und Anrainer, die Umwelt sowie bestmöglicher netztechnischer Funktionalität geplant. Mögliche Synergien (z.B. Mitführungen von Leitungssystemen, Demontagen alter Anlagen) werden dabei ausführlich geprüft und über technisch/wirtschaftliche Kriterien für gesamthafte Optimierungen in die Projekte aufgenommen.

### 3 Das Übertragungsnetz der Regelzone APG

Mit einer Trassenlänge von rund 3.500 Kilometern und den darauf verlaufenden Leitungen mit einer Gesamtlänge von fast 7.000 System-Kilometern bildet das Übertragungsnetz der APG das Rückgrat der österreichischen Stromversorgung. Die APG ist als österreichischer Übertragungsnetzbetreiber für die sichere und zuverlässige Stromversorgung Österreichs verantwortlich.

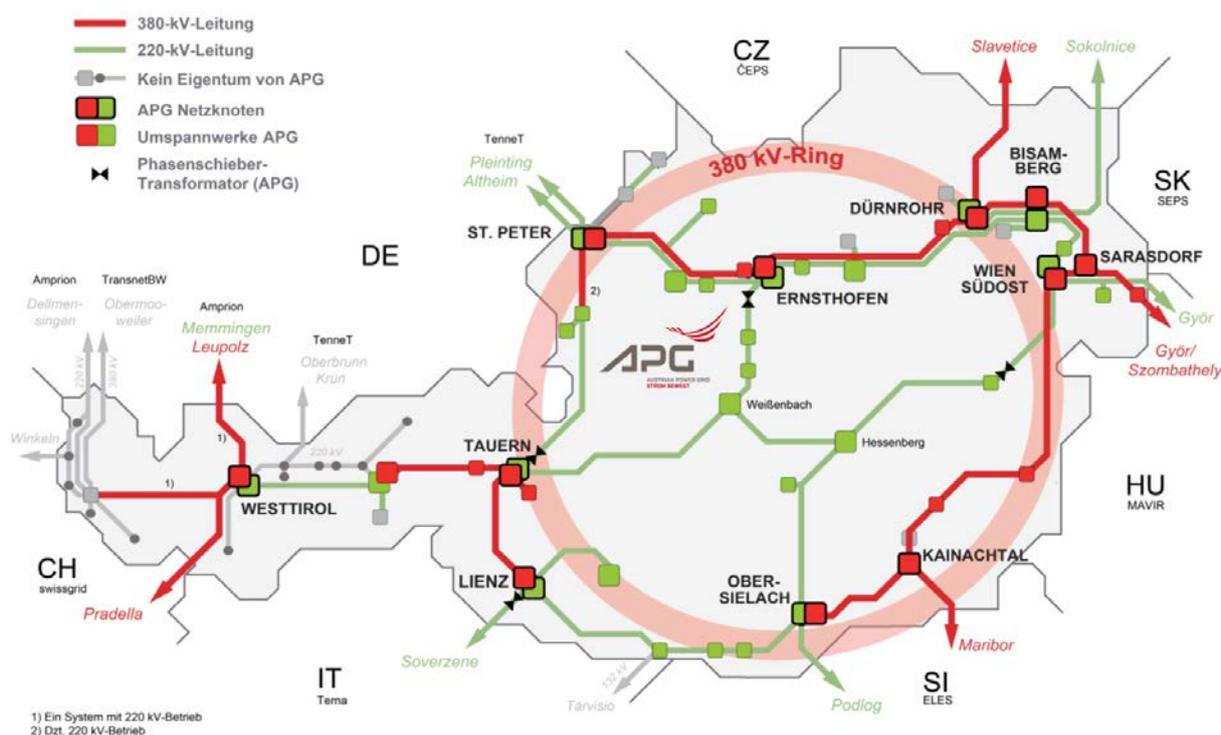


Abbildung 3.1: Das APG-Übertragungsnetz (Farbcode: rot = 380 kV, grün = 220 kV)

#### 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 Netzsysteme gebildet. Heute sind die einzelnen nationalen Übertragungsnetze Europas über Kuppelleitungen miteinander verbunden und werden in Zentraleuropa synchron – das heißt mit gleicher Netzfrequenz – zusammengeschaltet 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 Ten Year Network Development Plan der ENTSO-E (TYNDP)

Um die energiepolitischen Zielsetzungen zur Schaffung einer leistungsfähigen Netzinfrastruktur für die Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit, die Integration erneuerbarer Energien und die Weiterentwicklung des Strommarktes europaweit zu verfolgen, erfolgt auf europäischer Ebene eine Koordinierung der Netzausbauplanung im Rahmen der Aktivitäten der ENTSO-E (Gemeinschaft der europäischen Übertragungsnetzbetreiber). Die Ergebnisse dieser europäischen Übertragungsnetzplanung finden sich im Ten Year Network Development Plan der ENTSO-E (TYNDP) gebündelt, der erstmals im Juni 2010 publiziert wurde. Die dritte Auflage des TYNDP – der TYNDP 2014 – wurde Ende 2014 veröffentlicht und steht unter [www.entsoe.eu](http://www.entsoe.eu) zum Download zur Verfügung. In einem Top-Down-Prozess wurden auf der Basis von europaweit einheitlichen energiewirtschaftlichen Szenarien sowie einer gemeinsamen Datenbasis elektrizitätswirtschaftliche Simulationen (Marktsimulationen) und Netzberechnungen durchgeführt sowie basierend darauf der weitere erforderliche Netzausbaubedarf im europäischen Interesse identifiziert.

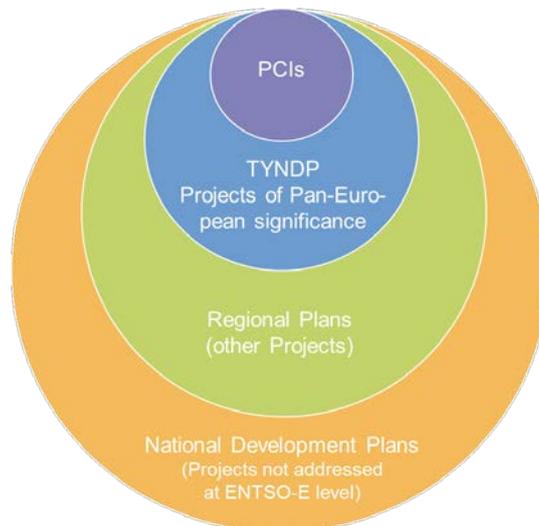


Abbildung 3.2: Überblick über die europaweiten Projekte

Insgesamt wurde im TYNDP 2014 ein Netzausbaubedarf von rd. 48.000 km neuer bzw. zu verstärkender Leitungen mit einem Gesamtinvestitionsvolumen von rd. € 150 Mrd. identifiziert. Die drei wichtigsten Haupttreiber bzw. Auslöser für die Projekte des TYNDP sind

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

Abbildung 3.2 zeigt den Zusammenhang der unterschiedlichen Netzentwicklungspläne der europäischen Länder. Im TYNDP sind neben den „Projects of Common Interest“ (kurz: PCI) auch weitere Projekte von europäischer Bedeutung enthalten. Zusätzlich werden Projekte,

die für einzelne europäische Regionen von Bedeutung sind in den „Regional Investment Plans“ dargestellt, während in den nationalen Netzentwicklungsplänen weitere Projekte von ausschließlich nationaler Bedeutung definiert werden.

### **3.3 Energieinfrastrukturpaket – Projects of Common Interest**

Die Europäische Union hat sich zum Ziel gesetzt, den Anteil an erneuerbaren Energien bis 2030 auf 27% des Gesamtenergieverbrauches zu steigern. Dies soll vorwiegend mit der Integration von Windkraft und Solaranlagen gelingen. Die bisherigen Übertragungsnetze sind allerdings für diesen epochalen Wechsel in der Energieproduktion nicht ausreichend geeignet. Daher wurde mit dem vorliegenden Energieinfrastrukturpaket (Publikation April 2013; <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2013:115:0039:0075:DE:PDF>) der Europäischen Union erstmals ein umfassendes Förderprogramm für den Energieinfrastruktursektor beschlossen, mit dem das notwendige Investitionsprogramm im Bereich der Hochspannungsübertragungsnetze bis 2022 in Angriff genommen werden soll.

Kernelement dieses Paketes ist die Definition von Projekten „gemeinsamen Interesses“, die als besonders wichtig erachtet werden, um die Klima- und Energieziele zu erreichen. Für diese Projekte wurde in Österreich im „Infrastrukturgesetz 2016“ die zentrale Abwicklung durch eine Bundesbehörde festgelegt (dadurch soll eine Reduktion der Verfahrenszeit bzw. -kosten erreicht werden). Folgende APG-Projekte wurden aufgrund ihrer hohen Bedeutung für die europäische Stromversorgung 2015 als „Projects of Common Interest“ (2<sup>nd</sup> PCI-List) klassifiziert:

- 380-kV-Salzburgleitung St. Peter – Tauern (11-10)
- 380-kV-Leitung St. Peter – Isar/Ottenhofen (11-7)
- Netzraum Kärnten (Leitung Lienz – Obersielach; 11-14)
- Leitung Lienz – Veneto Region (11-13)
- Leitung Westtirol – Zell-Ziller (14-3)

Nähere Informationen zu den PCI-Projekten finden sich im Kapitel 4.5, auf der Homepage der europäischen Kommission (<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/projects-common-interest>), im TYNDP 2014 der ENTSO-E, sowie auf der Homepage von APG (<http://www.apg.at/de/netz/netzausbau/PCI>).

Neben den APG-Projekten wurden folgende österreichische Kraftwerksprojekte ebenfalls als PCI klassifiziert:

- Ausbau Pumpspeicherkraftwerk Kaunertal
- Limberg III
- Pumpspeicherkraftwerk Energiespeicher Bernegger

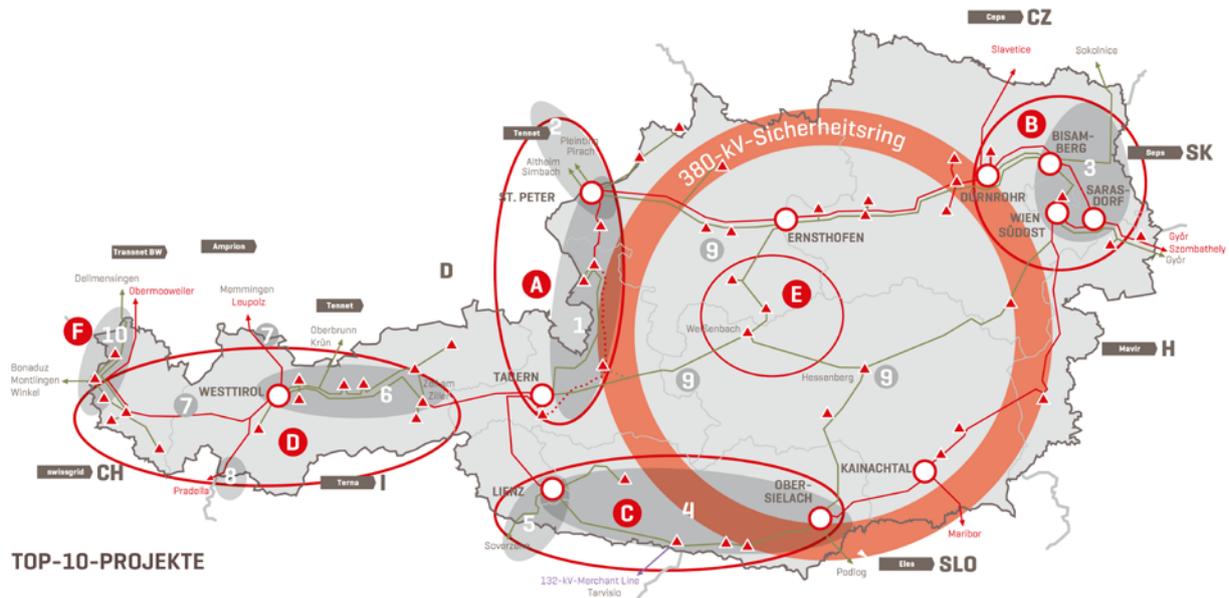
### 3.4 APG-Masterplan

Die langfristige strategische Netzausbauplanung der APG erfolgt im Zuge der Erstellung des APG-Masterplans. Die Festlegung der Masterplanprojekte basiert auf Szenarienrechnungen und Marktsimulationen, welche von der TU Graz mit dem Marktsimulationsmodell ATLANTIS des Instituts für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (Prof. Stigler) durchgeführt wurden. Die drei betrachteten Szenarien LEIT, GREEN und RED, auf deren Basis die Masterplanprojekte abgeleitet wurden, decken dabei ein breites Spektrum an möglichen zukünftigen Entwicklungspfaden ab:

- Das LEIT-Szenario orientiert sich an den politischen Zielsetzungen zur Erreichung der 20-20-20-Ziele und berücksichtigt dabei die von den einzelnen EU-Staaten festgelegten „National Renewable Action Plans“ (NREAPs) sowie die aktuellsten Entwicklungen in den einzelnen Staaten. Eine wesentliche Annahme ist, dass die EU-Ziele erreicht werden.
- Im Vergleich zum LEIT-Szenario sind die Annahmen im Szenario RED bezüglich RES-Ausbau und Energieeffizienz pessimistischer. Die 20-20-20-Ziele werden frühestens im Jahr 2030 erreicht und der Stromverbrauch steigt mit weitgehend unveränderten Wachstumsraten weiter an.
- Die Annahmen im Szenario GREEN sind bezüglich RES-Ausbau und Energieeffizienz optimistischer angelegt als jene im LEIT-Szenario: Hier werden die 20-20-20-Ziele übertroffen. Entsprechende Ausbauprojekte beispielsweise für Windenergie liegen in Österreich vor; die Umsetzung ist jedoch vor allem von den Förderungsregimen und deren Aufstockungen abhängig. Bei PV wird angenommen, dass es zu einem Durchbruch ab 2015 durch Net-Metering und Netzparität der Vollkosten des erzeugten Stroms kommt.

Durch diese breite Basis kann die Notwendigkeit der identifizierten Masterplanprojekte als valide und robust gegenüber möglichen zukünftigen Entwicklungen im betrachteten Szenarienraum erachtet werden. Dies wird auch durch die Ergebnisse des TYNDP untermauert. Einerseits liegen die europaweit abgestimmten Annahmen bzgl. Preis- und Verbrauchsentwicklung sowie auch Entwicklung des Kraftwerksparks im Szenarienraum des Masterplans. Andererseits wird die Notwendigkeit der Masterplanprojekte ebenso durch den TYNDP bestätigt. Der aktuelle APG-Masterplan 2030 stellt die Basis für den gesetzlich vorgeschriebenen Netzentwicklungsplan 2016 dar und steht auf der Homepage der APG zum Download zur Verfügung. Zusätzlich hat APG den Masterplan 2030 einer Plausibilitätsprüfung durch Univ.-Prof. Dr.-Ing. Luther vom Lehrstuhl für Elektrische Energiesysteme der Universität Erlangen-Nürnberg unterzogen (veröffentlicht unter <http://www.apg.at/de/netz/netzausbau/masterplan>).

Die TOP-10-Projekte des APG-Masterplan 2030 sind in nachfolgender Abbildung dargestellt und finden sich im NEP 2016 wieder.



**TOP-10-PROJEKTE**

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

- 1 Salzburgleitung
- 2 Deutschlandleitung [Kuppelleitung St. Peter – Deutschland]

**B** Netzintegration EE [v.a. Windkraft] im Netzraum Ost

- 3 Netzraum Ost Windintegration

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

- 4 Netzraum Kärnten [380-kV-Ringschluss]
- 5 Italienleitung [Kuppelleitung Lienz – Veneto Region]

**D** West Österreich, Netzintegration EE und Pumpspeicher, Marktkopplung

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

**E** Innerösterreichische 220-kV-Leitungen, [General-] Erneuerungen

- 9 Generalerneuerungen 220-kV-Leitungen

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

- 10 Netzverstärkung Bodensee-Raum

Abbildung 3.3: Die TOP-10-Projekte des APG-Masterplan 2030

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

- Langfristige Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Österreich mit elektrischer Energie und der Anbindung der Verteilernetze durch neue Netzabstützungen
- Optimierte Übertragungsnetzstruktur mit dem 380-kV-Ring und einer leistungsfähigen Anbindung der westlichen Bundesländer, Schaffung von leistungsfähigen Netzkapazitäten in Nord-Süd- und Ost-West-Richtung sowie von Kuppelleitungen zu Partner-netzen der ENTSO-E
- Möglichkeit der effizienten Interaktion der neuen RES-Erzeuger mit den Pumpspeicherkraftwerken inkl. leistungsfähige Anbindung der Pumpspeicher für Ausgleichs- und Regelmöglichkeiten sowie Systemdienstleistungen (inkl. Netzwiederaufbau)

- Voraussetzung für die Netzintegration von Erzeugungsanlagen (neue RES und konventionelle Kraftwerke), Erreichung der Energie- und Klimaziele Österreichs durch Netzintegration der Windenergie-, PV- und Biomasse-Kraftwerke
- Voraussetzung für nötige längerfristige Abschaltungen (mehrere Monate) für altersbedingte Sanierungen und nötige Generalerneuerungen von alten 220-kV-Leitungen
- Möglichst uneingeschränkter Marktzugang für Erzeuger und Kunden in Österreich und zum europäischen Strommarkt
- Erhalt und verstärkte Kopplung des gemeinsamen Marktgebiets mit Deutschland; verstärkte Marktintegration und -kopplung mit anderen europäischen Marktzone (z.B. Italien, Schweiz, Slowenien etc.) und damit ein wichtiger Beitrag zur europäischen RES-Integration
- Reduktion und Vermeidung von marktseitigem und kostenintensivem Engpassmanagement

## 4 Projekte im Netzentwicklungsplan 2016

Im vorliegenden Netzentwicklungsplan 2016 (NEP 16) werden die aktuellen Netzausbau- und Investitionsprojekte entsprechend den in Kapitel 1.3 genannten Rahmenbedingungen beschrieben. Im gegenständlichen Kapitel werden sowohl jene Projekte dargestellt, die bereits mit den NEP der vergangenen Jahre genehmigt wurden (siehe Kapitel 4.5) als auch alle neuen Projekte, die im Rahmen des NEP 2016 zur Genehmigung eingereicht werden (Kapitel 4.6).

Die Detailbeschreibungen der Projekte von nationalem bzw. europäischem Interesse (d.h. auch die Masterplan-Projekte) wurden von der APG erstellt; für Netzanschlussprojekte für Verteilernetzbetreiber, Kraftwerke, Kunden und Merchant Lines wurden jeweils Angaben von den Marktteilnehmern für die Beschreibungen herangezogen. APG hat hierfür sämtliche Marktteilnehmer kontaktiert, welche im Vorfeld Anfragen auf Netzanschluss bzw. Netzzugang/Netzkooperation an APG gerichtet haben. Die Detailbeschreibungen der Projekte finden sich in den Kapiteln 4.5 und 4.6.

### 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 UVE-Einreichunterlagen an. Für den Projektstatus wurde die folgende Einteilung vorgenommen:

Projektstatus	Beschreibung bzw. Meilensteine sowie Kosten/Leistungen
<b>Planungsüberlegung</b>	Netztechnische Untersuchungen, systematische Lösungsfindung mittels technischer und wirtschaftlicher Variantenvergleiche, Trassenraumuntersuchungen, Festlegung der Ausbauvariante und des Ausbaumfanges, Standortsuche bei neuen Umspannwerken; ggf. Erstellung einer Grundsatzvereinbarung bei Projekten mit Netzpartnern bzw. Netzanschlusswerbern (z.B. bei „green-field“-Umspannwerksprojekten, nicht bei Ausbau bestehender Anlagen).  <i>Kosten bzw. Leistungen: <b>Großteils Eigenleistungen</b>, zusätzlich Fremdleistungen für Studien bei Leitungsprojekten</i>
<b>Vorprojekt</b>	Technische Detailplanung, Erstellung von Einreichunterlagen für Genehmigungsverfahren (z.B. Starkstromwegerecht/Materiengesetze oder UVE) Behördeneinreichung und Genehmigungsverfahren Vorprojekt endet mit Vorliegen aller behördlichen Genehmigungen und Bescheide; abgeschlossene Grundsatzvereinbarung liegt ggf. vor <i>Kosten bzw. Leistungen: <b>Eigen- und Fremdleistungen</b></i>

<b>Umsetzungsprojekt</b>	<p>Für Projekte mit Netzpartnern bzw. Netzanschlusswerbern besteht ein abgeschlossener Errichtungsvertrag</p> <p>Baubeschlussfassung und Gremienfreigaben</p> <p>Ausschreibung, Vergabe und Beschaffung von Material, Geräten und Arbeiten (Montagen)</p> <p>Projektrealisierung; Umsetzungsprojekt endet mit Inbetriebnahme und abgeschlossener Dokumentation</p> <p><i>Kosten bzw. Leistungen: <b><u>Eigen- und Fremdleistungen</u></b></i></p>
--------------------------	---

Tabelle 2: Einteilung des Projektstatus

#### 4.1.2 Weitere Kriterien der Projektbeschreibung

- Projekt- und NEP-Nummer (Proj.-Nr.)
- Netzebene
- Spannungsebene (Spgs.ebene)
- Klassifikation Umspannwerks- oder Leitungsprojekt, UW / Ltg. oder gemischt
- Geplante Inbetriebnahme (Gepl. IBN)
- Auslöser und technische Notwendigkeit
- Projektbeschreibung und technische Daten
- Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen
- Weitere Statusdetails

#### 4.2 Verschiebungen von geplanten Inbetriebnahmen durch Partner

APG ist hinsichtlich der Projektplanungen auf Angaben von Projektpartnern angewiesen. Verzögerungen von Projekten haben direkte Auswirkungen auf den NEP, die anderen darin dargestellten und zur Genehmigung vorgelegten Projekte und die mit den Projekten verbundene Planung von Ressourcen bei APG (Eigen- und Fremdleistungen).

Aus diesem Grund behält sich APG vor, den Projektwerbern bei nicht rechtzeitig (somit spätestens im Rahmen der APG-Konsultation) bekannt gegebenen Projektverschiebungen und Inbetriebnahmejahren bzw. bei Nichtrealisierung des Projektes im geplanten Zeitraum – unabhängig vom Verschulden – alle aus den Projektverzögerungen entstehenden wirtschaftlichen Nachteile für APG dem Projektwerber in Rechnung zu stellen. Bei wiederholten Projektverschiebungen durch den Projektwerber behält sich APG darüber hinaus vor, das Projekt aus dem NEP zurückzuziehen.

### 4.3 Spezifische Erweiterungsprojekte und Betriebsinvestitionen

Die Netzausbauplanung der APG folgt, wie in Kapitel 2.5 beschrieben, dem NOVA-Prinzip. Dementsprechend werden seitens APG verschiedene Maßnahmen zur Netzoptimierung gesetzt, um das bestehende Übertragungsnetz möglichst leistungsfähig zu erhalten. Im Folgenden werden Maßnahmen zu spezifischen Erweiterungsprojekten und Betriebsinvestitionen kurz erläutert.

APG plant umfangreiche Erneuerungen und Investitionen in bestehende Umspannwerke und Leitungen als Betriebsinvestitionen. Überlegungen zu Verstärkungen bestehender Anlagen (z.B. hinsichtlich der Kurzschlussfestigkeit bei Schaltanlagen) führen besonders bei alten Anlagen zu umfangreichen Ertüchtigungen, Generalerneuerungen oder im Sinne einer technisch-wirtschaftlichen Optimierung immer öfter zu Ersatzneubauten. Die Betriebsinvestitionen und Netzverstärkungen in bestehende Anlagen werden – neben den Erweiterungsinvestitionen der Netzausbauprojekte – zunehmende Investitionsvolumina in den kommenden Jahren erfordern. Folgende Schwerpunkte liegen vor:

- 80°-Ertüchtigungsprogramm für Leitungen (Ertüchtigung auf 80°-Leiterseiltemperatur zur Erhöhung der (n-1)-Sicherheit; Basis für Thermal Rating)
- Ertüchtigungen/Erneuerungen von Schaltanlagen, v.a. der 110-kV- und 220-kV-Ebene (KS-Festigkeit, SS-Nennströme)
- Generalsanierungen/Generalerneuerungen von Leitungen, v.a. 110-kV- und 220-kV, vgl. APG-Masterplan 2030 Projekt 9 (220-kV-Leitungen)

Ertüchtigungen/Erneuerungen folgender Anlagen werden in den nächsten Jahren erfolgen:

#### **Leitungen:**

- 220-kV-Ltg. Ernthofen – Weißenbach (Systeme 201/202): Generalsanierung mit Seiltausch auf TAL-Seile, in Umsetzung
- 220-kV-Ltg. St. Peter – Ernthofen (Systeme 203/204): Generalerneuerung, Behördenverfahren Ende März 2016 gestartet, NEP-Projekt 14-2
- 110-kV-Ltg. Reißbeck – Lienz: Generalsanierung mit Seiltausch
- 220-kV-Ltg. (Tauern) Reitdorf – Weißenbach
- 220-kV-Ltg. Weißenbach – Hesselberg
- 110-kV-Ltg. Wien SO – Ebenfurth – Ternitz – Landesgrenze Stmk.

#### **Umspannwerke/Schaltanlagen:**

- Bisamberg 220 kV, in Umsetzung
- Malta Hauptstufe 220/110 kV, in Umsetzung
- Lienz 220/110 kV, in Umsetzung
- Obersielach 220 kV

- Ernsthofen 110 kV
- Gerlos/Zell-Ziller 110 kV
- Schwabeck 110 kV
- Ternitz 110 kV
- Bisamberg 110 kV weitere Anlagen in der Vorprojektsphase

#### **4.4 Überblick über die Projekte im Netzentwicklungsplan 2016**

Nachfolgend findet sich ein zeitlicher Überblick der Projekte des NEP 2016 (NEP-Projektabelle und geographische Darstellung). Die im Zeitraum 2017 – 2019 geplanten Projekte stellen durchzuführende Investitionen iSd § 37 Abs 1 Z3 EIWOG 2010 dar (3-Jahres-Zeitraum). Für den Zeitraum 2020 – 2026 wird an dieser Stelle ein Ausblick über die weiteren wichtigen Übertragungsinfrastrukturprojekte – entsprechend dem aktuellen Planungsstatus – gegeben. Die Darstellung der Projekte folgt der in Kapitel 1.3 getroffenen Gliederung. **Die farblich markierten Zeiträume betreffen jeweils die Umsetzungsprojekte (ohne Vorprojekte).** Insbesondere bei Leitungsprojekten gilt es bereits im Vorfeld der Genehmigungsverfahren und damit weit vor den Umsetzungsprojekten, umfangreiche Planungs- und Koordinierungsarbeiten im Rahmen mehrjähriger Vorprojekte durchzuführen.

Nr.	Projekte im nationalen/europäischen Interesse	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
12-15	Ergänzungen 380-kV-Salzburgleitung Abschnitt 1 NK St. Peter - UW Salzburg											
15-1	UW St. Peter: 3. 380/220-kV-Umspanner	◇										
12-1	Netzraum Kaprun: 380-kV-Ausbau UW Kaprun - NK Tauern	◇										
13-1	UW Obersielach: 3. 380/220-kV-Umspanner		◇									
14-1	110-kV-Leitung Steinach - Staatsgrenze (Prati di Vizze / IT) TINETZ			◇								
15-3	UW Lienz: 3. 380/220-kV-Umspanner				◇							
15-2	UW Hessenberg: 220-kV-Blindleistungskompensation				◇							
15-6	Staatsgrenze AT-CZ: Phasenschiebertransformatoren				◇							
11-7	380-kV-Leitung St. Peter - Staatsgrenze (Isar/Altheim/Ottenhofen)				◇							
14-2	220-kV-Leitung St. Peter - Hausruck - Ernsthofen: Generalerneuerung					◇						
11-8	Netzraum Weinviertel (Anschluss Windkraft)					◇						
11-12	Reschenpassprojekt					◇						
13-2	UW Westtirol: Umstellung Ltgs.system Memmingen (DE) auf 380 kV					◇						
11-9	UW Westtirol: 2. 380/220-kV-Umspanner						◇					
11-10	380-kV-Salzburgleitung NK St. Peter - NK Tauern							◇				
11-11	Zentralraum Oberösterreich								◇			
14-3	220-kV-Leitung Westtirol - Zell am Ziller: Leitungsverstärkung								◇			
11-14	Netzraum Kärnten										◇	
11-13	380-kV-Leitung Lienz - Staatsgrenze (Veneto Region/IT)											◇
Nr.	Netzanschlussprojekte für Verteilernetzbetreiber	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
13-3	UW Bisamberg: 4. 380/110-kV-Umspanner <i>Netz NÖ</i> (Anschluss Windkraft)	◇										
15-5	UW Zeitweg: 2. 220/110-kV-Umspanner <i>Energienetze Steiermark</i>		◇									
11-22	UW Jochenstein: 220/110-kV-Netzabstützung <i>Netz OÖ</i>		◇									
15-4	UW Ranshofen: 4. 110/20-kV-Umspanner <i>AMAG</i>		◇									
13-7	UW Neusiedl/Zaya: Netzabstützung <i>Netz NÖ</i> 220/110-kV-Erstausbau (Anschluss Windkraft)			◇								
16-1	UW Gerlos/Zell-Ziller: 110/25-kV-Netzabstützung und Funsingau <i>TINETZ</i>			◇								
16-2	UW Ternitz: 4. 220/110-kV-Umspanner				◇							
13-9	UW Zurndorf: 4. 380/110-kV-Umspanner <i>Netz Burgenland</i> (Anschluss Windkraft)				◇							
16-3	UW Bisamberg: 4. 220/110-kV-Umspanner				◇							
11-23	UW Villach Süd: 220/110-kV-Netzabstützung <i>KNG-Kärnten Netz</i>				◇							
16-4	UW Matri: 380/110-kV-Netzabstützung <i>TINETZ</i>					◇						
12-9	UW Hadersdorf/Mürztal: 220/110-kV-Netzabstützung <i>Energienetze Steiermark</i>								◇			
13-6	UW Wien Südost: 380-kV-Netzanschluss <i>Wiener Netze</i>									◇		
Nr.	Netzanschlussprojekte für Kraftwerke und Merchant Lines	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
12-7	UW Dürnrohr: 380-kV-Einbindung KW Dürnrohr EVN (Anschluss Windkraft)		◇									
14-4	UW St. Andrä: Einbindung WP Koralpe (Anschluss Windkraft)			◇								
14-5	110-kV-Leitung Obersielach - Schwabeck: Leitungsverstärkung (Anschluss Windkraft)					◇						
11-24	UW Molln: Einbindung KW Energiespeicher Bernegger						◇					

Tabelle 3: Übersicht der Umsetzungszeiträume der Projekte; die Raute markiert das geplante Jahr der Inbetriebnahme; grün gekennzeichnet: neue Projekte im NEP 2016

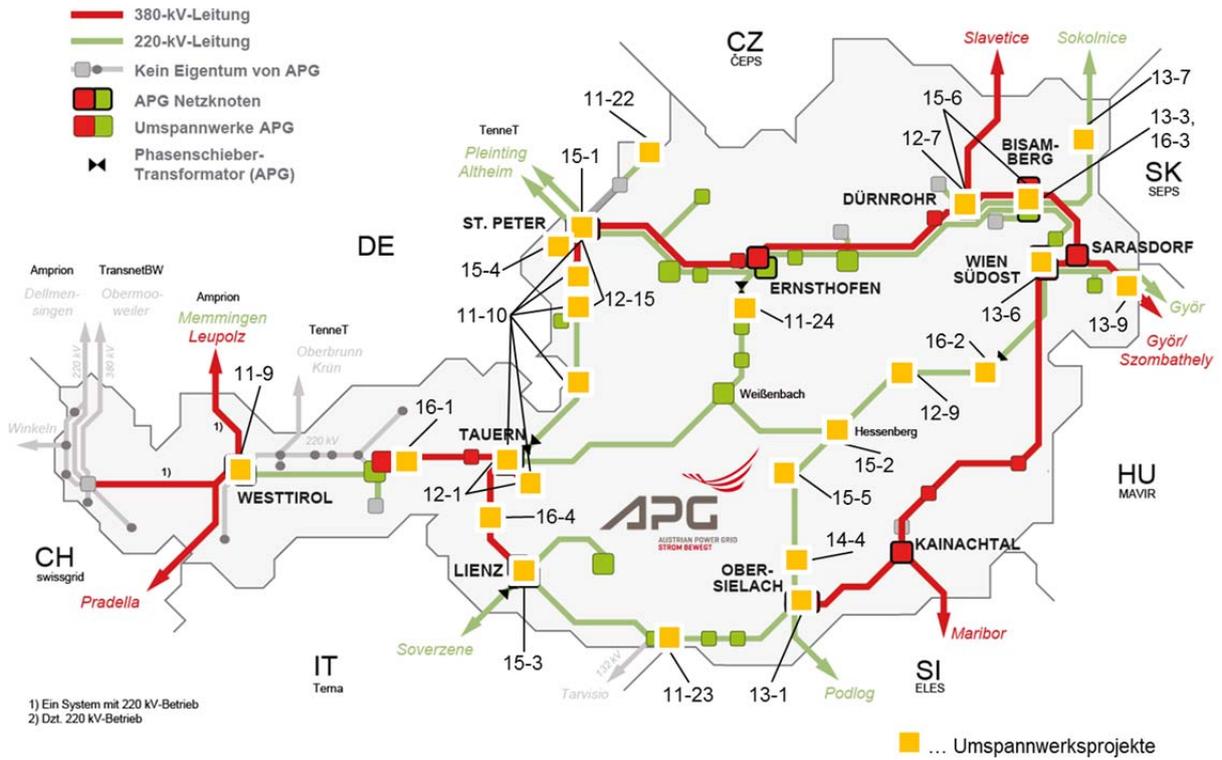


Abbildung 4.1: Geographischer Überblick über die NEP-Projekte (Umspannwerksprojekte)

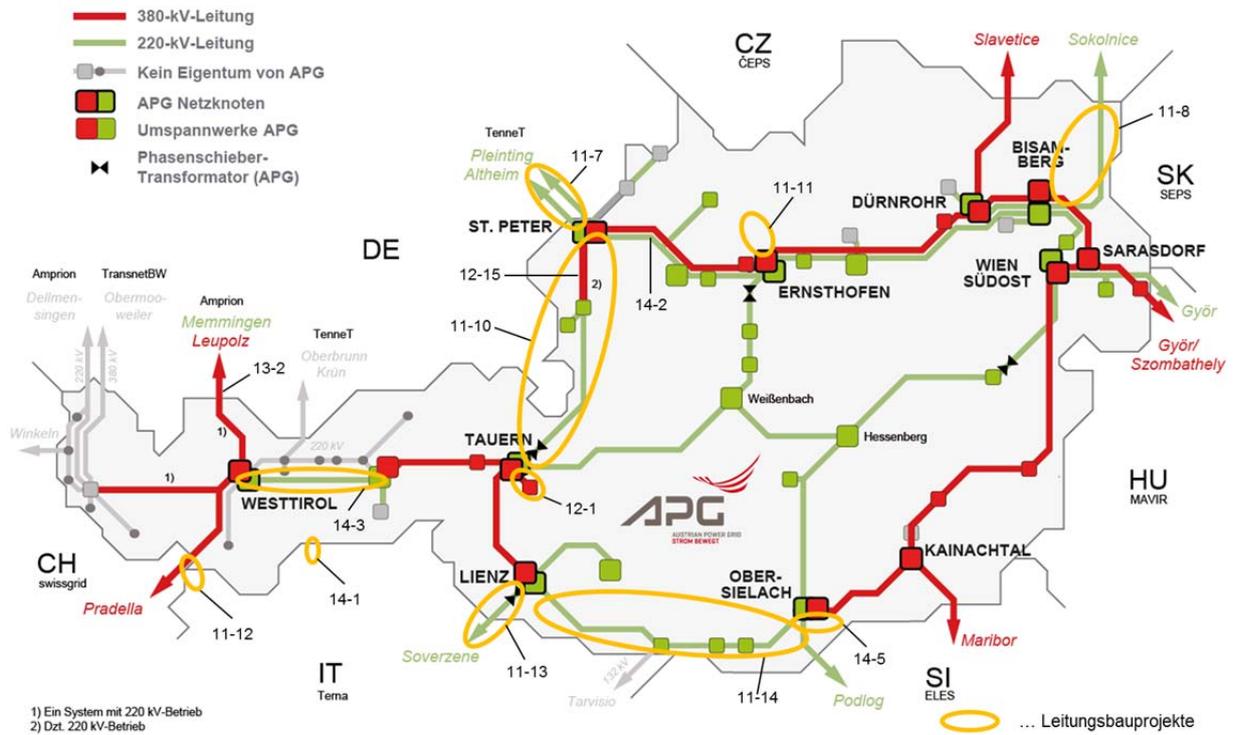


Abbildung 4.2: Geographischer Überblick über die NEP-Projekte (Leitungsprojekte)

## Annahmen zu den Planungsräumen

Im Zuge der Leitungsprojekte des NEP ist es erforderlich, Annahmen zu Planungsräumen zu treffen. Dies geschieht auch im Hinblick zu Überlegungen von Variantenprüfungen bei UVP-Projekten. Grundsätzlich wird von APG gemäß dem „NOVA“-Prinzip vorrangig versucht bestehende Leitungstrassen einer optimierten Nutzung zuzuführen (z.B. Thermal Rating, Umrüstung auf TAL-Seile) bzw. in bestimmten Fällen leitungsbautechnische Upgrades umzusetzen (z.B. Projekte 11-14 „Netzraum Kärnten“ und 14-3 „220-kV-Leitung Westtirol – Zell Ziller: Leitungsverstärkung“: 380-kV-Upgrade der bestehenden 220-kV-Leitungen). In solchen Fällen – und damit bei den meisten der großen Leitungsprojekten der APG – beschränkt sich der jeweilige Planungsraum auf die bestehenden Leitungstrassen (vgl. „NOVA“: Netzoptimierung vor Ausbau; vgl. Kapitel 2.5 sowie APG-Masterplan Kapitel 4.9.4). Die Notwendigkeit der Erschließung von neuen Trassen und Trassenräumen für Übertragungsleitungen reduziert sich damit auf wenige Projekte.

Um Planungsräume für die einzelnen Projekte ableiten zu können, werden die geplanten Anfangs- und Endpunkte der Leitungen bzw. die Bestands-Trassen in ein Rechteck gefasst, durch welches die Hauptachse einer Ellipse definiert wird. Neben der Definition von Brennpunkten über die Anfangs- und Endpunkte wurde ein Verhältnis Haupt- zu Nebenachse von 1:3 gewählt (zudem wurden markante Zwischenpunkte (z.B. Umspannwerke; Bsp. UW Hausruck bei Projekt 14-2) berücksichtigt). Die sich daraus ergebenden Ellipsen bzw. die Schnittmengen davon bilden jeweils den Planungsraum eines Projektes.

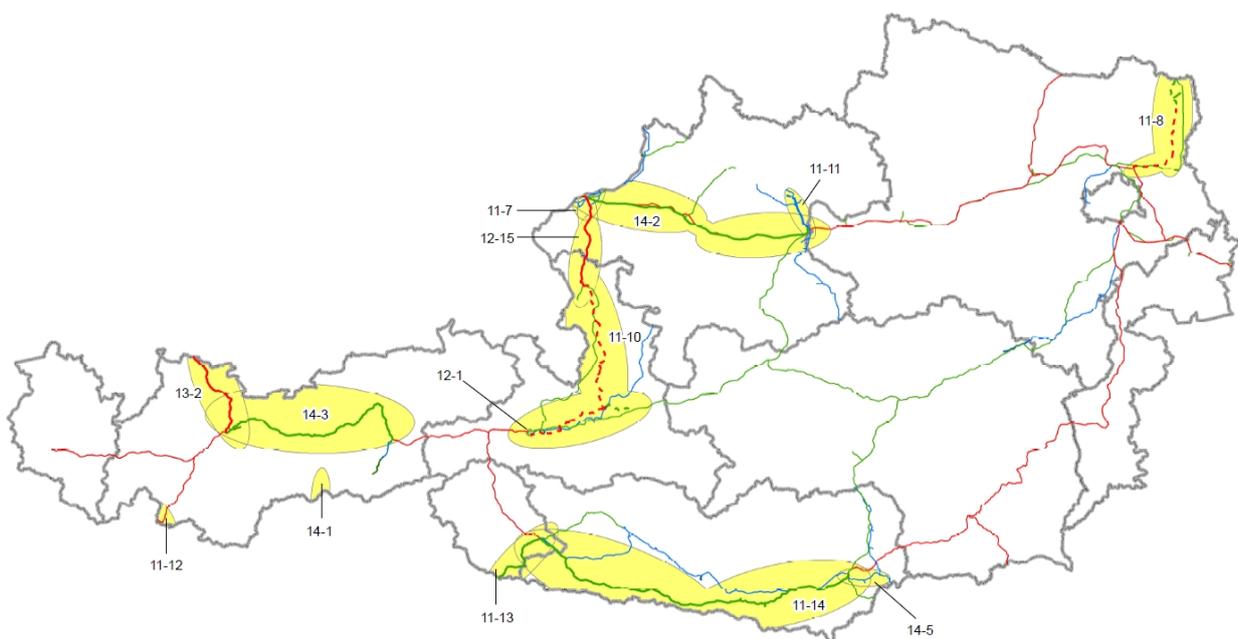


Abbildung 4.3: Überblick zu den Planungsräumen der Leitungsprojekte des NEP, referenziert mit den NEP-Nummern der jeweiligen Projekte; die großen Leitungsprojekte entsprechen den Projekten des APG-Masterplans 2030 (ohne Darstellungen für die Masterplan-Projekte 9 (Generalsanierungen 220-kV-Leitungen) und 10 (Bodenseeraum))

#### 4.5 Detailbeschreibung der bereits genehmigten Projekte (NEP 2011-2015)

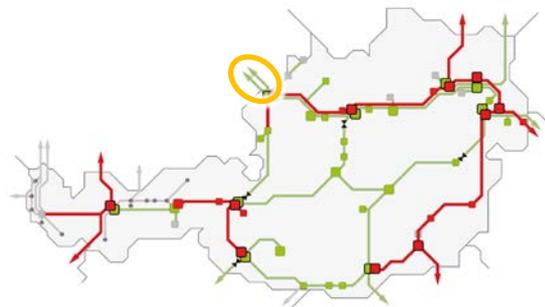
Die im gegenständlichen Kapitel dargestellten Projekte wurden bereits von ECA durch die entsprechenden Bescheide zu den folgenden Netzentwicklungsplänen genehmigt:

- NEP 2011; Bescheid am 16.12.2011
- NEP 2012; Bescheid am 29.11.2012
- NEP 2013; Bescheid am 02.12.2013
- NEP 2014; Bescheid am 27.11.2014
- NEP 2015; Bescheid am 27.11.2015

Die Projektinformationen entsprechen dem Planungsstand gemäß Angabe am Titelblatt des NEP.

##### 4.5.1 380-kV-Leitung St. Peter – Staatsgrenze DE (Isar/Ottenhofen)

Projektnummer: 11-7	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: UW / Leitungen	Gepl. IBN: 2019/2020
<p><b>Auslöser und technische Notwendigkeit</b></p> <p>Der sich durch den massiven Ausbau der Erneuerbaren im Norden Europas (insbesondere Windkraft) intensivierende Energieaustausch zwischen Österreich und Deutschland (Strommarkt) führt durch steigende Importe der österr. Bilanzgruppen und der Interaktion mit den österreichischen Pumpspeicherkraftwerken zu steigenden Netzbelastungen an den 220-kV-Kuppelleitungen in St. Peter.</p> <p>Die beiden 220-kV-Leitungen von St. Peter nach Bayern/DE weisen bereits ein Alter von 74 Jahren (Simbach/Altheim; Inbetriebnahme 1941) und 49 Jahren (Pirach/Pleinting; Errichtung 1966-69) auf. Die damals getroffenen Auslegungen der Leitungskapazitäten erfüllen nicht mehr die heutigen Anforderungen. Die Übertragungskapazitäten sind zunehmend ausgeschöpft und die Netzbelastungen in diesem Netzbereich verursachen immer öfter Engpassmanagement-Maßnahmen. Durch den absehbaren weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen in (Nord-)Europa sind weiter steigende Lastflüsse auf den Kuppelleitungen zu erwarten. Die derzeitigen Maßnahmen werden mittelfristig nicht mehr ausreichen, um die (n-1)-Sicherheit dauerhaft zu gewährleisten.</p>		



TenneT TSO GmbH (deutscher Übertragungsnetzbetreiber) und APG planen daher den 380-kV-Ersatzneubau der Leitung vom Netzknoten St. Peter zu den nächsten leistungsstarken deutschen Netzknoten (Isar und Ottenhofen), sodass eine weitere leistungsstarke 380-kV-Netzverbindung entsteht. Die 380-kV-Deutschlandleitung unterstützt die Wechselwirkung zwischen den Erneuerbaren und den Pumpspeicherkraftwerken in Österreich (green batteries) und das gemeinsame Marktgebiet. TenneT TSO GmbH hat dieses Vorhaben daher ebenfalls in den deutschen Netzentwicklungsplan Strom aufgenommen. In weiterer Folge wurde das Projekt ebenfalls in den deutschen Bundesbedarfsplan übernommen.

Über eine seitens TenneT TSO GmbH neu zu errichtende 380-kV-Anlage im UW Simbach wäre darüber hinaus die Anbindung des Gas- und Dampf-Kraftwerkes (Kraftwerk Haiming) der OMV an die 380-kV-Leitung St. Peter – Isar/Ottenhofen möglich.

### **Projektbeschreibung und technische Daten**

Mit dem Ziel der Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich muss vom Netzknoten St. Peter beginnend bis Isar/Ottenhofen eine neue 380-kV-Leitung als Ersatz für die beiden bestehenden 220-kV-Leitungen errichtet werden (im Abschnitt ab der Staatsgrenze ist TenneT TSO GmbH für das 380-kV-Projekt zuständig).

- |   |           |
|---|-----------|
| • Spannung  | 380 kV    |
| • Leitungslänge in AT (NK St. Peter – Staatsgrenze) | rd. 3 km  |
| • Gesamte Leitungslänge (AT und DE)                 | rd. 80 km |

### **Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen**

Die 380-kV-Deutschlandleitung erlaubt eine flexible, marktorientierte Interaktion von österreichischen Pumpspeicherkraftwerken mit Windenergieanlagen im Norden Europas und damit eine extensivere Nutzung der Windenergie und der Erneuerbaren im Sinne der europäischen Klimaziele. Österreich und Deutschland bilden zudem derzeit ein Marktgebiet mit einem Marktpreis als Teil des europaweit angestrebten Strombinnenmarktes. Mit der 380-kV-Deutschlandleitung werden erhöhte Austauschleistungen möglich sein. Zusätzlich kommt es zu einer Steigerung der Versorgungs- und Systemsicherheit. Neben der Erhöhung der Kuppelkapazität werden durch die höhere Spannungsebene die Verluste deutlich reduziert (z.B. bei gleichen Transportmengen auf ca. ein Drittel).

### **Weitere Projektinformationen**

- APG-Masterplan 2030 (Projekt 2)
- **positiver UVP-Bescheid wurde durch Genehmigungsbehörde im Land Oberösterreich am 2.12.2015 erlassen, dieser ist rechtskräftig**
- ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekt 212); TYNDP 2012 & TYNDP 2014 (Projekt 47 Investment 212)
- PCI-Projekt 3.1.1; 2015 wurde seitens TenneT eine Namensänderung auf St. Peter –

Isar/Altheim/Ottenhofen eingebracht

- Der Genehmigungsbescheid zum NEP 2011 sieht für das Projekt vor:

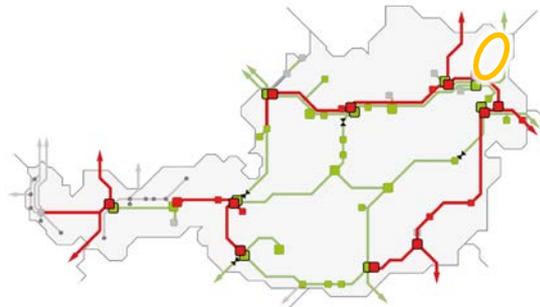
Die Genehmigung für das Projekt 11-7 „380-kV-Leitung St. Peter – Staatsgrenze (Simbach)“ wird unter der Bedingung erteilt, dass das für die Verwirklichung des im gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan vorgesehenen Gesamtprojekts (Nr. 212) erforderliche Teilstück auf dem Gebiet Deutschlands in dem von TenneT TSO GmbH eingereichten und genehmigten Netzentwicklungsplan enthalten ist und alle zum Bau des Gesamtprojektes erforderlichen Genehmigungen (Planfeststellungsverfahren) rechtskräftig vorliegen.

#### 4.5.2 Netzraum Weinviertel

Projektnummer: 11-8	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: UW / Leitungen	Gepl. IBN: 2020/2021

##### Auslöser und technische Notwendigkeit

Die bestehende 220-kV-Freileitung von Bisamberg Richtung Staatsgrenze (Sokolnice) wurde teilweise in den Kriegsjahren bzw. danach errichtet und 1958 in Betrieb genommen. Sie führt durch das östliche Weinviertel, in dem ein starker Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern erfolgt (v.a. Windkraft). Mit Stand Ende 2015 sind im Weinviertel insgesamt



Windkraftanlagen mit einer Leistung von rd. 670 MW am Netz. Basierend auf dem von der Niederösterreichischen Landesregierung entwickelten sektoralen Raumordnungsprogramm und Projektinformationen zufolge ist zukünftig eine Steigerung auf eine Gesamtleistung von bis zu 1.500 MW zu erwarten (unter Annahme von z.B. Repowering bis zu 1.700 MW möglich). Zudem bestehen entsprechende Potentiale für einen Zubau von Photovoltaikanlagen.

Mit der bestehenden Leitungskapazität sind der Anschluss der im Weinviertel geplanten Windparks bzw. die Netzeinspeisung nicht möglich. Die bestehende 220-kV-Leitung bietet keine Potentiale und Möglichkeiten, die absehbaren und zukünftigen Entwicklungen im Weinviertel zu bedienen. Zusätzlich wäre die bestehende 220-kV-Leitung alters- und zustandsbedingt einer Generalsanierung zu unterziehen.

##### Projektbeschreibung und grundlegende Daten

Um die Netzeinbindung der erneuerbaren Energieträger zu ermöglichen, sind die Übertragungsnetzinfrastruktur im östlichen Weinviertel zu verstärken (Ersatzneubau) und Umspannwerke auszubauen. Zudem ist eine neue 110-kV-Netzabstützung im nördlichen Weinviertel mit dem UW Neusiedl/Zaya geplant (Projekt NEP 13-7). Der Netzausbau im Weinviertel mit dem Ersatzneubau der APG-Weinviertelleitung soll bis 2020 zu einem 380/110-kV-Netzkonzept führen.

Als kurzfristig umsetzbare Maßnahme zur Erhöhung der Einspeisekapazität für die Windkraftanlagen wurden die NEP-Projekte 12-6 und 13-3 bereits in Betrieb genommen – diese Projekte ermöglichen den Netzanschluss von insgesamt max. 900 MW Windkraft im Weinviertel bis 2016.

Mit Realisierung der 380-kV-Leitung erfolgt eine Demontage der bestehenden 220-kV-Leitung im Weinviertel.

### **Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen**

Die Übertragungskapazitäten im Weinviertel werden verstärkt, wodurch der Netzanschluss bzw. Netzzugang der geplanten Windkraftanlagen sowie anderer Erneuerbarer (z.B. PV) ermöglicht wird. Dies ist im Sinne der österreichischen und der europäischen energiepolitischen Zielsetzungen. Darüber hinaus können durch die Netzverstärkung die erwarteten Verbrauchssteigerungen abgedeckt sowie die Versorgungssicherheit und -qualität im Weinviertel erhöht werden.

### **Weitere Projektinformationen**

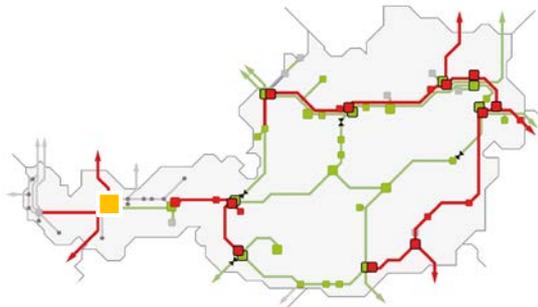
- APG-Masterplan 2030 (Projekt 3)
- ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekt 217); TYNDP-Package 2012 (Regional Investment Plans CCE, CCS: Projekt A103); TYNDP 2014 Projekt 186
- Ein sektorales Raumordnungsprogramm über die Windkraftnutzung wurde von der NÖ Landesregierung erstellt und am 20.05.2014 verordnet
- Koordinierte Planungen und regelmäßige Gespräche mit Netz NÖ und der Windkraftbranche
- Vorarbeitenbescheid wurde im April 2015 erteilt, Einreichung zur UVP wird im September 2016 erfolgen

### 4.5.3 UW Westtirol: Zweiter 380/220-kV-Umspanner

Projektnummer: 11-9	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: UW	Gepf. IBN: 2021

#### 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 = 1.000 MVA) im NK Westtirol.



Bereits jetzt kommt es bei Leitungsausfällen im südbayerischen und baden-württembergischen Raum teilweise zu Überlastung dieses Transformators, welche vermehrt nur mit Engpassmanagementmaßnahmen abgewendet werden können. Ebenso kommt es bei Ausfall eines Schenkels der 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 (Silz, Kautertal) sowie in der östlichen Schweiz) durch 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 1.000 MVA im NK Westtirol. Um eine gleichmäßige Flussaufteilung über die Transformatoren zu erreichen sowie eine entsprechende Reservefunktion durch die sechs Trafoschenkel zu erzielen, wird diese baugleich mit der bestehenden Bank geplant.

Neben den erhöhten Anforderungen an die Übertragungskapazitäten führen Kraftwerksprojekte, die stärkere Vermaschung im Übertragungsnetz und Einflüsse aus benachbarten Netzen zu einer Erhöhung der Kurzschlussleistung. Aktuelle Prognoserechnungen zeigen, dass es zu einer Überschreitung der Kurzschlussfestigkeit der 220-kV-Anlage in Westtirol in den kommenden Jahren kommen wird. Daher ist (auch altersbedingt) eine Ertüchtigung bzw. der Ersatzneubau der 220-kV-Schaltanlage notwendig.

**Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen**

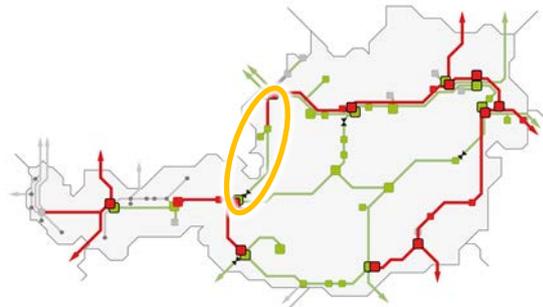
- Ermöglichen des (n-1)-sicheren Transportes infolge stetig steigender Leistungsflüsse in Ost-West-Richtung im Bereich des Inntales sowie durch neue und zukünftige Erzeugungsanlagen (Pumpspeicherkraftwerke) in Österreich sowie Entwicklungen des energiewirtschaftlichen Umfelds in benachbarten Netzbereichen
- Erhöhung der (n-1)-Sicherheit und (n-1)-Reserve im Westen Österreichs

**Weitere Projektinformationen**

- APG-Masterplan 2030 (Teil von Projekt 6)
- ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekt 219); TYNDP 2012 & TYNDP 2014 (Projekt 47 Investment 219)
- Teil des Projektes PCI 2.1

#### 4.5.4 380-kV-Salzburgleitung NK St. Peter – NK Tauern

Projektnummer: 11-10	Netzebene: 1, 2, 3	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380/220/110 kV	Art: UW / Leitungen	Gepl. IBN: 2022
<p><b>Auslöser und technische Notwendigkeit</b></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 im 380-kV-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, da diese ein leistungsfähiges Übertragungsnetz erfordern.</p> <p>Aus energiewirtschaftlicher Sicht werden über die Salzburgleitung auch 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>		



### **Projektbeschreibung und technische Daten**

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:

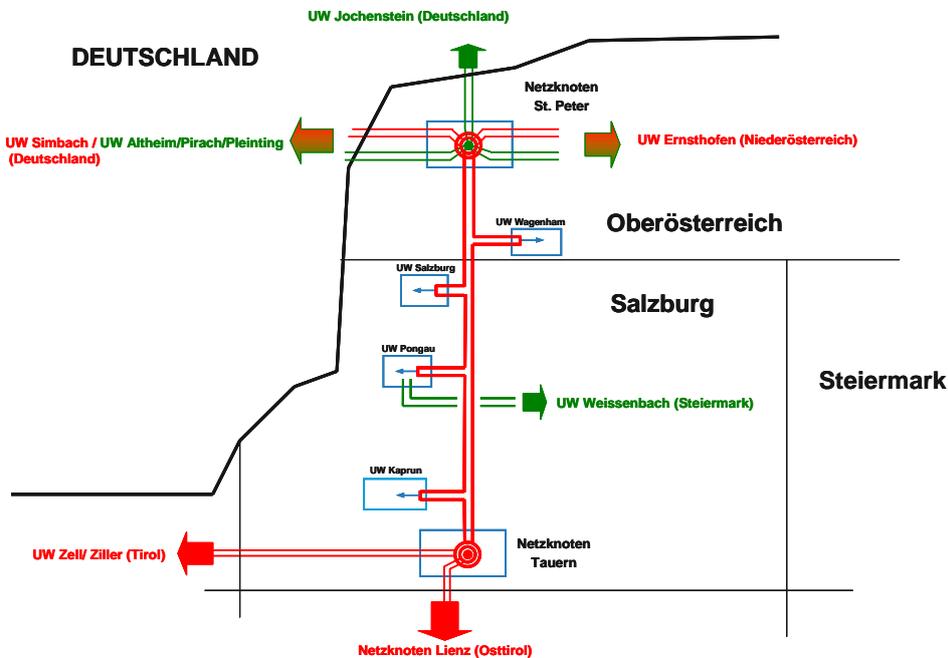
- UW Wagenham zur Anspeisung des Verteilernetzes der Netz OÖ
- UW Salzburg zur Anspeisung des Verteilernetzes der Salzburg Netz GmbH im Großraum Salzburg
- UW Pongau zur Anspeisung des Verteilernetzes der Salzburg Netz GmbH im Pongau
- UW Kaprun zur Anspeisung des Verteilernetzes der Salzburg Netz GmbH 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.

- 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
- Leitungskoordination: 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. 256 km (64 km im Abschnitt NK St. Peter - UW Salzburg bereits demontiert)

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 Netz GmbH, 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. Diese Vorhaben sind mit der Salzburg Netz GmbH vertraglich vereinbart (Leitungskoordinationsvertrag) und teilweise auch Bestandteil des UVP-pflichtigen Projektes, andere Vorhabensteile werden in eigenständigen Verfahren genehmigt und zeitlich abgestimmt umgesetzt. 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 Netzknotten St. Peter - Netzknotten Tauern:



### Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

- (n-1)-sicherer Transport der Leistungsflüsse infolge zukünftiger regenerativer Erzeugungsanlagen und Pumpspeicherkraftwerke sowie den Entwicklungen des europäischen 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 die Wasserkraftpotentiale nicht erschlossen werden sowie die Netzintegration der Windkraft nicht im erforderlichen Ausmaß bewerkstelligt werden.
- Durch die höhere Spannung und Kapazität können die Verluste bei gleichen Transportmengen deutlich reduziert bzw. deutlich höhere Transportmengen ermöglicht werden.

### **Weitere Projektinformationen**

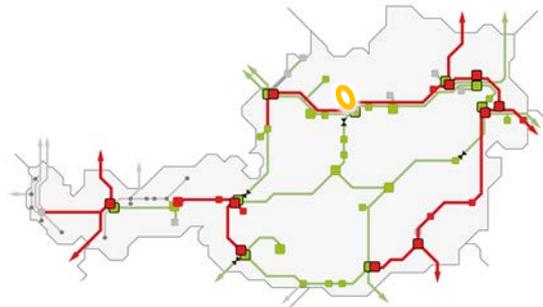
- APG-Masterplan 2030 (Projekt 1)
- ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekte 215/216); TYNDP 2012 (Projekt 47.26.216); TYNDP 2014 (Projekt 47 Investment 216)
- TEN-E Projekt (Projekte E217/6 und E256/09)
- PCI-Projekt 3.1.2
- Die Einreichung der UVE erfolgte im September 2012, das UVP-Verfahren ist derzeit in der 2. Instanz anhängig
- Unter der Annahme, dass das UVP-Verfahren innerhalb der gesetzlich vorgesehen Fristen abgewickelt werden könnte, war ursprünglich ein Baubeginn 2015 geplant. Durch umfangreiche Verzögerungen des UVP-Verfahrens 1. Instanz ist ein Baubeginn frühestens Ende 2017 möglich, dies hat eine Inbetriebnahme 2022 zur Folge.
- 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 bzw. auf 380-kV-Betrieb umgestellt.

### 4.5.5 Zentralraum Oberösterreich

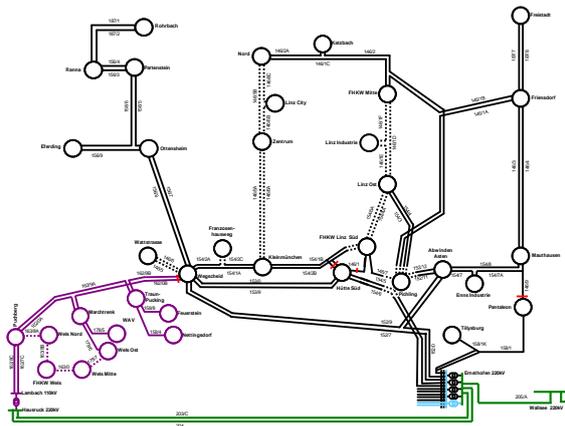
Projektnummer: 11-11	Netzebene: 1, 2, 3	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: UW / Leitungen	Gepl. IBN: 2023

#### Auslöser und technische Notwendigkeit

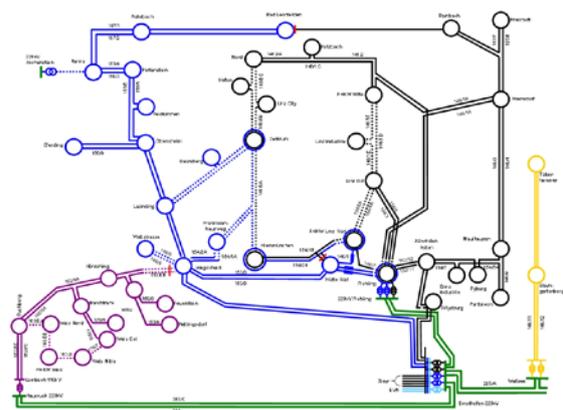
- Erreichen der Übertragungsgrenzen der 110-kV-Anspeiseleitungen des Zentralraumes Oberösterreich bzw. der (n-1)-Grenzen der bestehenden 220/110-kV-Transformatoren in Ernsthofen
- Aufgrund hoher Kurzschlussleistungen in den Netzknoten bzw. Umspannwerken und um das 110-kV-Schutzkonzept weiterhin sicher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



#### Projektbeschreibung und technische Daten



Ist-Ausbauzustand Zentralraum OÖ



Geplanter Ausbauzustand 2023

Das Ausbaukonzept bezieht sich auf die zwischen den Projektpartnern APG, Netz Oberösterreich GmbH (Netz OÖ) und Linz Strom Netz GmbH (LSN) abgestimmte Netzentwicklung für den Zentralraum Oberösterreich. Dieses stellt ein netztechnisches Gesamtkonzept dar, dessen Umsetzung schrittweise geplant ist:

- Entwicklung von zwei räumlich getrennten 220-kV-Anspeisetrassen in den Großraum Linz mit Aufbau von 220/110-kV-Umspannungen im UW Pichling und später im UW Wegscheid; d.h. bis 2023 Ersatzneubau der derzeitigen 110-kV-Anspeiseleitungen als 220-kV-Leitungen vom UW Ernsthofen bis in den Bereich der Autobahnkreuzung (A1) und 220/110-kV-Ausbau UW Pichling.
- 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 x 13 km (Nutzung bestehender Leitungstrassen)

Übertragungsleistung: Erhöhung der Anspeisekapazität auf 4 x 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 „EAEH“ aus 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 (Projekt 11-22) werden neue Leistungsreserven für die Anspeisung und zusätzliche Optionen für die 110-kV-Teilnetzbildung geschaffen

#### **Weitere Projektinformationen**

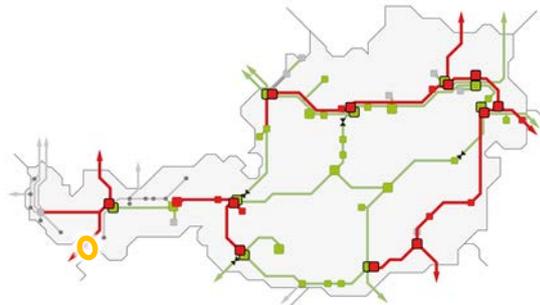
- Netztechnisches Konzept ist abgestimmt zwischen den Netzbetreibern
- Vorprojekt laufend bei APG

#### 4.5.6 Reschenpassprojekt

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

##### **Auslöser und technische Notwendigkeit**

Die derzeit bestehende Verbindungsleitung der APG zwischen Österreich (Lienz) und Italien (Soverzene) stammt aus dem Jahr 1952 und ist mit einer thermischen Grenzleistung von 286 MVA den Anforderungen des heutigen europäischen Strommarktes nicht mehr gewachsen. Die zunehmende Wasserkrafterzeugung in der westlichen Alpenregion Österreichs (vorwiegend Pumpspeicherkraftwerke), der angestrebte weitere Ausbau der Windenergie im Norden Europas und die energiewirtschaftlichen Entwicklungen Italiens (inkl. massiven RES-Ausbauten) deuten darauf hin, dass höhere Kapazitäten nach Italien erforderlich sind. Durch eine neue Verbindung im Raum Nauders nach Premadio (bzw. Lombardia Region) kann eine weitere Kuppelleitung zwischen den Übertragungsnetzen von Terna und APG mit einer adäquaten Kapazität geschaffen werden.



Im Zusammenhang mit der Errichtung des Projektes kann für das Verteilernetz der TINETZ eine neue Netzabstützung zur Verbesserung der lokalen Versorgungssicherheit für den Raum Nauders realisiert werden.

##### **Projektbeschreibung und technische Daten**

Die Projektüberlegungen auf österreichischer Seite umfassen eine einsystemige Verbindung im Raum Nauders zur österreichisch-italienischen Grenze (Reschenpass). Anknüpfungspunkt (Umspannwerk) ist die bestehende 380-kV-Leitung Westtirol – Pradella (CH). 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 Strommärkte, weil die zusätzliche Kapazität an der Grenze zwischen Österreich und Italien den grenzüberschreitenden Handel fördert und so die Marktintegration in beiden Ländern forciert.

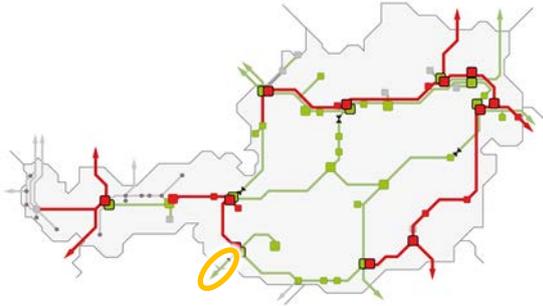
Darüber hinaus wird mit Realisierung der Netzabstützung die regionale Versorgungssicherheit im Verteilernetz der TINETZ bedeutend erhöht. In Zusammenhang mit Projekt NEP 11-13 kann durch Realisierung des Reschenpassprojektes im Zeitraum des Ersatzneubaus der Leitung Lienz – Soverzene eine adäquate Marktkapazität an der Übergabe Österreich –

Italien sichergestellt werden.

**Weitere Projektinformationen**

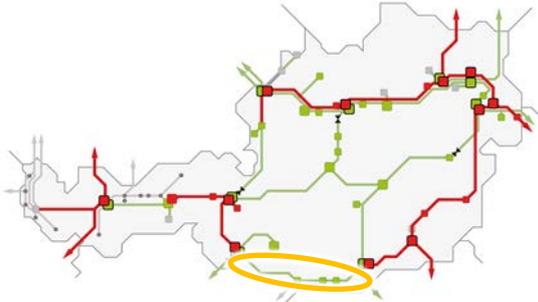
- APG-Masterplan 2030 (Projekt 8)
- ENTSO-E TYNDP 2010 (siehe TYNDP S. 227); TYNDP 2012 (Projekt 26.A102); TYNDP 2014 (Projekt 26 Investment 614)
- Vorarbeitenbescheid wurde im Mai 2015 erteilt und 2016 verlängert

#### 4.5.7 380-kV-Leitung Lienz – Staatsgrenze IT (Veneto Region)

Projektnummer: 11-13	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: UW / Leitungen	Gepl. IBN: 2026
<p><b>Auslöser und technische Notwendigkeit</b></p> <p>Die derzeit bestehende 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. Wie in Projekt 11-12 beschrieben sind zukünftig höhere Kuppelkapazitäten nach Italien erforderlich. Darüber hinaus wären altersbedingt auf der bestehenden 220-kV-Leitung mittelfristig umfangreiche Sanierungsmaßnahmen erforderlich. Durch eine leistungsfähige Verbindung kann den zukünftigen Erfordernissen für den Ausbau erneuerbarer Energien, deren Netzintegration und der Integration des europäischen Marktes Rechnung getragen werden.</p>  <p><b>Projektbeschreibung und technische Daten</b></p> <p>Das Projekt sieht den Ersatzneubau der bestehenden 220-kV-Leitung Lienz - Staatsgrenze (Soverzene) als einsystemige 380-kV-Leitung auf großteils der Bestandstrasse vor, wobei Überlegungen zu Optimierungen in Teilabschnitten vorliegen:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Spannung: 380 kV</li> <li>• Leitungslänge in AT (UW Lienz - Staatsgrenze): ca. 35 km</li> <li>• Einsystemige Leitung</li> </ul> <p><b>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</b></p> <p>Der Ausbau internationaler Verbindungsleitungen trägt wesentlich zur allgemeinen Versorgungssicherheit bei. Weiters hat er positive Effekte auf die verbundenen Strommärkte, weil die zusätzliche Kapazität an der Grenze zwischen Österreich und Italien den grenzüberschreitenden Handel fördert und so die Marktintegration in beiden Ländern forciert.</p> <p>Derzeit muss der sichere Netzbetrieb in diesem Raum zeitweise mittels EPM-Maßnahmen aufrechterhalten werden bzw. wurde 2012 ein 220-kV-Phasenschieber-Transformator im UW Lienz in Betrieb genommen, 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.</p> <p><b>Weitere Projektinformationen</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• APG-Masterplan 2030 (Projekt 5)</li> </ul>		

- ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekt 63); TYNDP 2012 & TYNDP 2014 (Projekt 26 Investment 63);
- TEN-E Projekt (Projekt E136/01), Abschluss der TEN-E geförderten Studie in Q2/2016
- PCI-Projekt 3.2.1

#### 4.5.8 Netzraum Kärnten

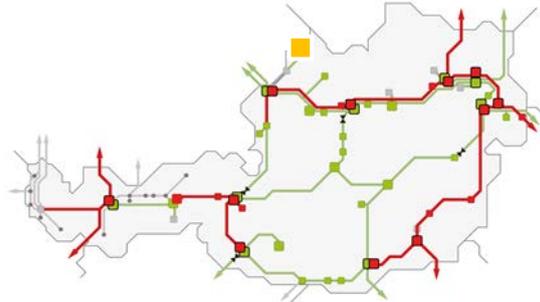
Projektnummer: 11-14	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: UW / Leitungen	Gepl. IBN: 2025
<p><b>Auslöser und technische Notwendigkeit</b></p> <p>Die energiewirtschaftlichen Entwicklungen in Österreich und Europa, Potentiale für zukünftige Pumpspeicherkraftwerke, die Interaktion mit der Windkraft in Österreich und Europa (Netzregelung, Speicherung) sowie eine bessere Abstützung des 110-kV-Netzes der Kärnten Netz (KNG) erfordern eine Verstärkung des Übertragungsnetzes im Raum Kärnten und den 380-kV-Ringschluss in Österreich.</p> 		
<p><b>Projektbeschreibung und technische Daten</b></p> <p>Unter Berücksichtigung der genannten Auslöser werden aktuell leitungsbautechnische Varianten für die Netzverstärkung des Raumes Kärnten untersucht (380-kV-Upgrade der Bestandsleitung). Wird die Möglichkeit des Upgrades von Bestandsleitungen durch den Bundesgesetzgeber legislativ vorgesehen, ist dieses Projekt früher realisierbar.</p>		
<p><b>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</b></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 Versorgungssicherheit in Kärnten und in Österreich kann langfristig gewährleistet werden. Mit dem 380-kV-Ringschluss im Süden wird eine redundante Verbindung der RES-Einspeisезentren im Osten Österreichs (v.a. Windkraft, PV) mit den Pumpspeicherkraftwerken im Zentralalpenraum erreicht.</p>		
<p><b>Weitere Projektinformationen</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• APG-Masterplan 2030 (Projekt 4)</li> <li>• Der Netzraum Kärnten schließt den 380-kV-Ring in Österreich</li> <li>• ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekt 218); TYNDP 2012 (Projekt 26.47.218); TYNDP 2014 (Projekt 26 Investment 218)</li> <li>• PCI-Projekt 3.2.2</li> </ul>		

#### 4.5.9 UW Jochenstein: 220/110-kV-Netzabstützung Netz OÖ

Projektnummer: 11-22	Netzebene: 2	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2017

##### Auslöser und technische Notwendigkeit

Das obere Mühlviertel mit den Umspannwerken Partenstein, Ranna und Rohrbach wird über eine 73 km lange zweisystemige 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 der Netzverfügbarkeit. Das zeitlich absehbare Ende der technischen Nutzungsdauer dieser Leitung ist vom zuständigen deutschen Netzbetreiber mit Ende 2016 angegeben und unterstreicht den raschen Handlungsbedarf zusätzlich.

##### Projektbeschreibung und technische Daten

Als Ersatz für die bestehende Notanspeisung über die 110-kV-Leitung Ranna – Staatsgrenze (DE) ist die Errichtung einer 220/110-kV-Netz-kuppelstelle durch APG in der Schaltanlage der Donaukraftwerk Jochenstein AG und die Errichtung einer 110-kV-Erdkabelverbindung von Jochenstein nach Ranna durch Netz OÖ vorgesehen.

- APG: Netzkupplung 220/110 kV mit einer Umspannerleistung von 200 MVA
- Netz OÖ: 110-kV-Erdkabelverbindung von Jochenstein nach Ranna, 2 Systeme mit je 4,8 km Länge im Endausbau (derzeit kann nur ein 110-kV-Kabelsystem verlegt werden, da erst die Umsetzung des NEP-Projekts 11-11 „Zentralraum OÖ“ die Verlegung weiterer 110-kV-Erdkabel im diesem 110-kV-Teilnetz zulässt)

##### Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

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

##### Weitere Projektinformationen

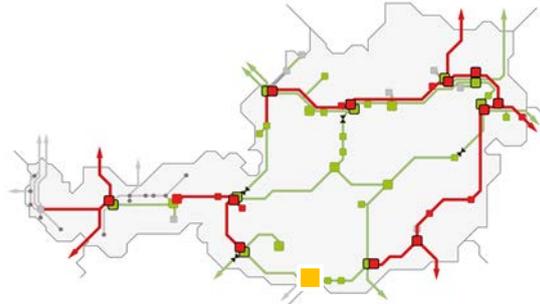
- Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netzkooperation der Netz OÖ
- Behördliche Genehmigungen für die Elektromsplananlage liegt seit Juli 2016 vor, geplanter Baubeginn Herbst 2016

#### 4.5.10 UW Villach Süd: 220/110-kV-Netzabstützung KNG-Kärnten Netz

Projektnummer: 11-23	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2019

##### Auslöser und technische Notwendigkeit

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.



##### Projektbeschreibung und technische Daten

Die 220/110-kV-Netzabstützung erfolgt als zweissystemige Einschleifung in die bestehende 220-kV-Leitung Lienz – Obersielach, wobei die Umspannung mittels zweier 300 MVA-Transformatoren erfolgt.

##### Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Einerseits werden damit die Erfordernisse zur Aufrechterhaltung der Betriebssicherheit und Versorgungszuverlässigkeit sowohl im 110-kV-Ostnetz als auch -Westnetz in Kärnten unter Berücksichtigung der Laststeigerungen und der 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.

##### Weitere Projektinformationen

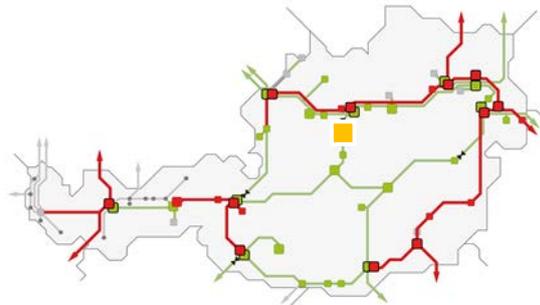
- Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netzkooperation seitens KNG
- Seit Mitte Oktober 2015 erfolgt ein Baustopp seitens KNG wegen Erkenntnis des Verwaltungsgerichtshofes mit Aufhebung des UVP-Feststellungsbescheides und von Genehmigungsbescheiden der KNG. APG musste dadurch ebenfalls entsprechende Maßnahmen setzen.
- Die geplante Inbetriebnahme 2017 wird sich dadurch verzögern, und es ergeben sich markante nachteilige Auswirkungen für die Versorgungssicherheit in Kärnten.

#### 4.5.11 UW Molln: 220-kV-Einbindung KW Energiespeicher Bernegger

Projektnummer: 11-24	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: UW	GepI. IBN: 2021

##### Auslöser und technische Notwendigkeit

Herstellung des Netzanschlusses für die Einbindung des geplanten Pumpspeicherkraftwerkes (PSKW) Energiespeicher Bernegger in das APG-Netz.



Das PSKW weist folgende Kenngrößen auf:

- 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 m<sup>3</sup>/s
- Ausbauwassermenge Pumpbetrieb: 2 x 22,2 m<sup>3</sup>/s
- Maximale / minimale Rohfallhöhe: 654 / 610,5 m

##### Projektbeschreibung und technische Daten

Das UW Molln wurde als zweissystemige Einschleifung in die 220-kV-Leitung Ernsthofen – Pyhrn/Weissenbach (Sys.Nr. 201B/202) nach den Planungsgrundsätzen der APG projektiert.

##### Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Der energiewirtschaftliche Nutzen des PSKW ist gemäß den Angaben des Projektwerbers den Anforderungen des Elektrizitätsmarktes zukunftsorientiert nachzukommen. Neben der Deckung des 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 (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 Projektinformationen**

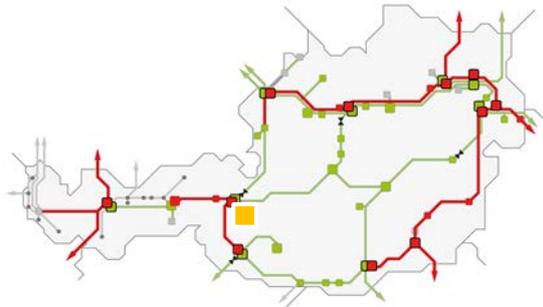
- Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netznutzung durch Bernegger GmbH
- Die Bewilligung nach dem Starkstromwegegesetz wurde mit Bescheid BMWFJ-55.050/0080-IV/5a/2011 vom 28.6.2011 erteilt
- PCI-Projekt

#### 4.5.12 Netzraum Kaprun: 380-kV-Ausbau UW Kaprun – NK Tauern

Projektnummer: 12-1	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: UW / Leitungen	Gepl. IBN: 2016

##### Auslöser und technische Notwendigkeit

Die Verbund Hydro Power GmbH (VHP) revitalisiert das Kraftwerk Kaprun Hauptstufe (Projekt Effizienzsteigerung KW Kaprun-Hauptstufe). Das Projekt führt zu einer Leistungserhöhung der 3. u. 4. Maschine von derzeit je 70 MVA auf rd. 100 MVA. Die 110-kV- und 220-kV-Schaltanlagen der APG in Kaprun sind jedoch nicht auf diese Leistungssteigerung ausgelegt und müssten ertüchtigt werden. Unter Berücksichtigung der geplanten Ausbauschritte der Salzburgleitung wurde anstelle der Ertüchtigung und anstehenden Sanierung der 110-kV- und 220-kV-Schaltanlage ein zukunftsfähiges Gesamtprojekt entwickelt, welches abgestimmt mit der Salzburgleitung die Errichtung einer 380-kV-GIS-Anlage im UW Kaprun und die Umrüstung der bestehenden 220-kV-Leitung Tauern – Kaprun auf 380 kV vorsieht.



##### Projektbeschreibung und technische Daten

- Ersatz der 220-kV-Ebene im UW Kaprun durch eine 380-kV-GIS-Schaltanlage
- Errichtung von zwei 380/110-kV-Transformatoren mit 300 MVA inkl. 30-kV-EB-Anlage
- Umstellung der Schaufelbergleitung (Tauern – Kaprun) auf 380 kV und Einbindung in die bestehende 380-kV-Anlage NK Tauern und in die neu zu errichtende 380-kV-Anlage im UW Kaprun.
- Ausbau NK Tauern um zwei 380-kV-Schaltfelder

Seitens VHP sind zur Effizienzsteigerung des Kraftwerks Kaprun-Hauptstufe folgende Maßnahmen vorgesehen:

- Erneuerung Generatoren G3 und G4 (inkl. Generatorableitungen und Synchronisierungsleistungsschalter)
- Ersatz der Transformatoren U3 und U4 durch einen Dreiwicklungstransformator und Einbindung in die neue 380-kV-GIS-Schaltanlage Kaprun der APG
- Adaption 16-kV-Eigenbedarfsnetz

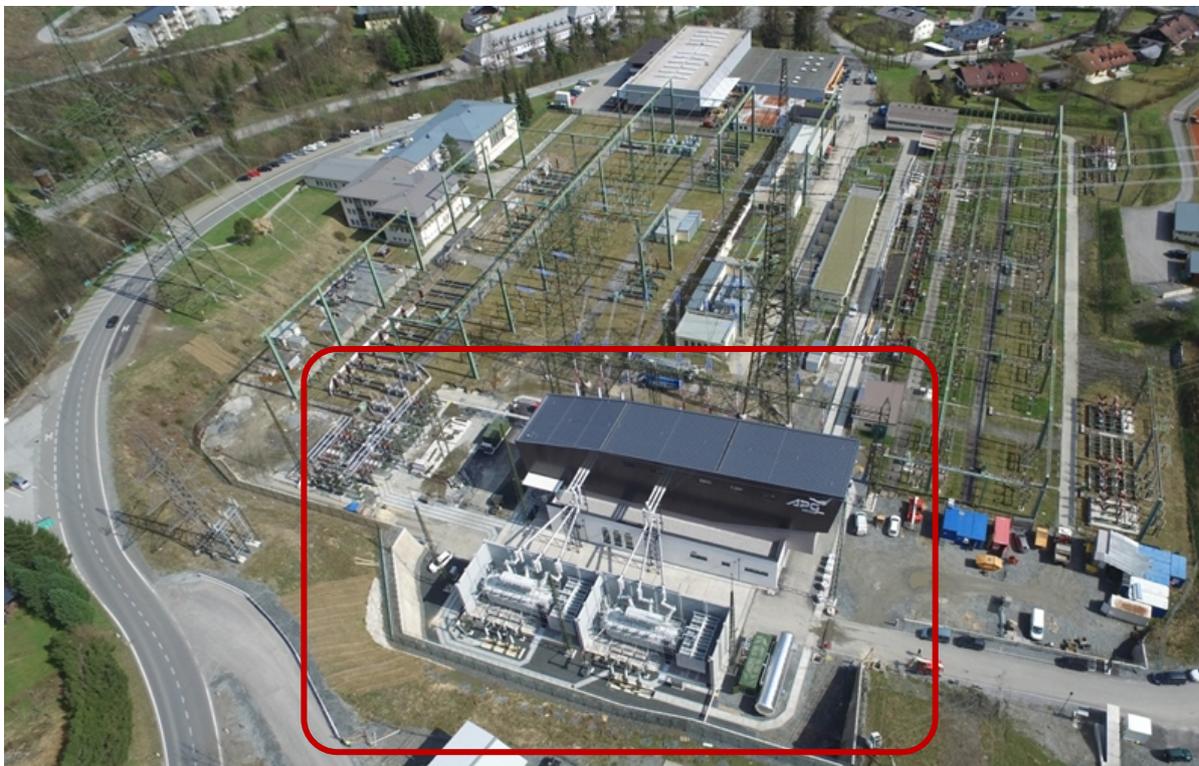
### **Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen**

Die geplanten Ausbauschritte der Salzburgleitung wurden bei der Planung berücksichtigt, ebenso, dass die Kraftwerksgruppe Kaprun im Netzwiederaufbaukonzept der APG eine wesentliche Rolle spielt. Durch die direkte 380-kV-Netzanbindung der derzeit auf der 110-kV-Netzebene einspeisenden Maschinen des Kraftwerks Kaprun-Hauptstufe ergeben sich mit der Schwarzstartfähigkeit dieser Maschinen 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 Schaltheftungen weitergeschaltet werden kann.

Zudem stellt das UW Kaprun eine zentrale Anspeisung des 110-kV-Netzes der Salzburg Netz GmbH dar weshalb der Ersatzneubau der Netzabstützung Kaprun auf 380 kV darüber hinaus Relevanz für die Versorgungssicherheit im Raum Pinzgau und Pongau hat.

### **Weitere Projektinformationen**

- Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netznutzung durch VERBUND Hydro Power GmbH
- IBN der 380-kV-GIS-Anlage im April 2016, Restarbeiten in 2016 und Projektabschluss in 2017
- UW Kaprun 380/110kV (mit neuer GIS-Halle/Anlage; in Bildmitte im Vordergrund):

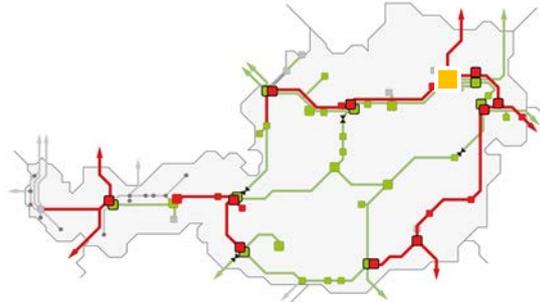


#### 4.5.13 UW Dürnrohr: 380-kV-Einbindung KW Dürnrohr EVN

Projektnummer: 12-7	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2017

##### Auslöser und technische Notwendigkeit

Für das Waldviertel und das westliche Weinviertel weist der Zonierungsplan des Landes NÖ Windflächen aus, die auf eine installierbare Leistung von 300 bis 400 MW schließen lassen. Darüber hinaus sind Photovoltaikpotentiale zu berücksichtigen. Diese geplante Einlieferleistung übersteigt die lokal verbrauchte Leistung. Die überschüssige Leistung muss zum nächsten Verknüpfungspunkt mit dem Höchstspannungsnetz, dem Umspannwerk Dürnrohr, transportiert werden und führt dort zu einer Erhöhung der Rücklieferleistung. Die derzeit maximal auftretende Rücklieferleistung, die aus den Kraftwerken Dürnrohr (EVN Block) und Theiß stammt, nutzt die gesamte Leistung der beiden Hauptumspanner (200 und 300 MVA) aus.



Um die 220/110-kV-Umspannerkapazität im UW Dürnrohr für die geplante Einspeisung aus Erneuerbaren frei zu machen, soll das Kraftwerk Dürnrohr (EVN Block) direkt in die 380-kV-Ebene einspeisen. Somit wird es in einem ersten Schritt möglich, zusätzliche Erzeugungleistung (Windkraft, PV) bis zu 350 MW in das 110-kV-Netz im Weinviertel West und Waldviertel aufzunehmen, nach Dürnrohr zu transportieren und über die frei werdende Umspannerkapazität in das Übertragungsnetz der APG rückzuspeisen. Übersteigt die zusätzliche Einspeiseleistung 350 MW, sind weitere Netzverstärkungsmaßnahmen erforderlich.

Zum Transport der Windenergie aus dem Waldviertel nach Dürnrohr ist seitens Netz NÖ darüber hinaus die Verstärkung des 110-kV-Netzes geplant (Auflegen/Inbetriebnahme der zweiten Systeme auf derzeit einsystemig betriebenen Doppelleitungen und Einbindung in die entsprechenden Umspannwerke über 110-kV-Schaltfelder) sowie die Errichtung des 110-kV-UW Eggenburg.

Zum Transport der Windenergie aus dem Waldviertel nach Dürnrohr ist seitens Netz NÖ darüber hinaus die Verstärkung des 110-kV-Netzes geplant (Auflegen/Inbetriebnahme der zweiten Systeme auf derzeit einsystemig betriebenen Doppelleitungen und Einbindung in die entsprechenden Umspannwerke über 110-kV-Schaltfelder) sowie die Errichtung des 110-kV-UW Eggenburg.

##### Projektbeschreibung und technische Daten

- Errichtung eines 380-kV-Schaltfeldes im UW Dürnrohr durch APG für die Einbindung des KW Dürnrohr (EVN-Block) auf 380 kV
- Seitens EVN erfolgt der Austausch des Blockumspanners des EVN-Kraftwerks Dürnrohr von 20/110 kV auf 20/380 kV und die Errichtung eines 380-kV-Blockschaltfeldes

**Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen**

Ermöglichung des Abtransportes von Windenergie in Höhe von zusätzlich 350 MW aus dem Verteilernetz der Netz NÖ in das Übertragungsnetz der APG und somit Erfüllung des gesetzlichen Auftrags über die Integration von Erneuerbaren Energien.

**Weitere Projektinformationen**

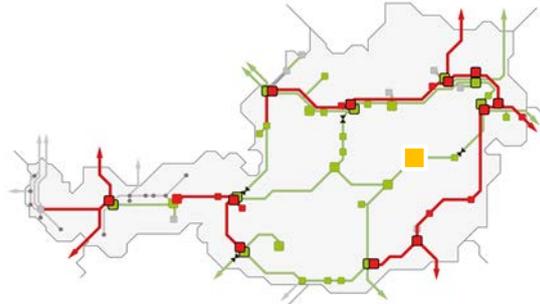
- Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netzkooperation der Netz NÖ

#### 4.5.14 UW Hadersdorf/Mürztal: 220/110-kV-Netzabstützung Energienetze Steiermark

Projektnummer: 12-9	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2023

##### Auslöser und technische Notwendigkeit

Die Notwendigkeit zur Errichtung eines weiteren 220/110-kV-Übergabepunktes ergibt sich zum einem durch den steigenden Leistungsbedarf der Industriebetriebe im Mürztal, verursacht vor allem durch die lokale Eisen- und Stahlindustrie, in der Größenordnung von ca. 40 bis 60 MW in den nächsten Jahren.



Des Weiteren wurden von der Steiermärkischen Landesregierung im Sachprogramm „Windenergie“ entsprechende Eignungsflächen für die Errichtung von Windparkanlagen festgelegt. Einen Schwerpunkt bildet dabei das Mürztal zwischen Mürzzuschlag und Kindberg, in dem hier Vorzugsflächen für rund 140 MW Windparkleistung festgelegt wurden. Für einen (n-1)-sicheren Abtransport ist neben der Teilverstärkung von 110-kV-Leitungen im Mürztal auch die Errichtung des UW Hadersdorf/Mürztal erforderlich.

Des Weiteren ist für die Einhaltung der Spannungsqualität in den Mittelspannungsnetzen im Mürztal, neben den alternativen Maßnahmen in Kundenanlagen, die Erhöhung der Kurzschlussleistung im Mürztal eine wesentliche Voraussetzung.

##### Projektbeschreibung und technische Daten

- Der Projektumfang umfasst die Einbindung der bestehenden 220-kV-Doppelleitung Hesenberg – Ternitz in eine neue 220-kV-Anlage und im Erstausbau die Errichtung eines 220/110-kV-Umspanners mit der Baugröße von 200 MVA.
- Im Endausbau ist eine installierte Umspannerleistung von insgesamt zweimal 200 MVA vorgesehen. Entsprechende Platzreserven werden dafür berücksichtigt.
- Die Anspeisung des 110-kV-Netzes der EN erfolgt durch die Einbindung des bestehenden Doppelleitungssystems Bruck – Mürzzuschlag – Ternitz in die neue 110-kV-Schaltanlage durch EN.

##### Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Mit der Errichtung des UW Mürztal/Hadersdorf wird die weitere Bedarfssteigerung in der Industrieregion im Mürztal, aber auch im unteren Murtal (Raum Bruck a.d. Mur) langfristig sichergestellt. Die damit einhergehende Erhöhung der Kurzschlussleistung in diesem Netzteil wird zu einer deutlichen Reduktion der Auswirkungen von NetZRückwirkungen führen und somit wesentlich zur Verbesserung der Versorgungsqualität beitragen.

Gleichzeitig können auch die derzeit bestehenden betrieblichen Einschränkungen in der Betriebsführung des 110-kV-Netzes mit einer Industrie- und einer Verbraucherschleife beseitigt und damit eine deutliche Erhöhung in der Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit des 110-kV-Netzbetriebes (Auflassung des gekuppelten 110-kV-Netzes im UW Müzzuschlag) erreicht werden.

Weiters stellt die Inbetriebnahme des UW Hadersdorf/Mürztal eine wesentliche Voraussetzung für den (n-1)-sicheren Energieabtransport der im Mürztal geplanten Windparkerzeugungsanlagen dar.

**Weitere Projektinformationen**

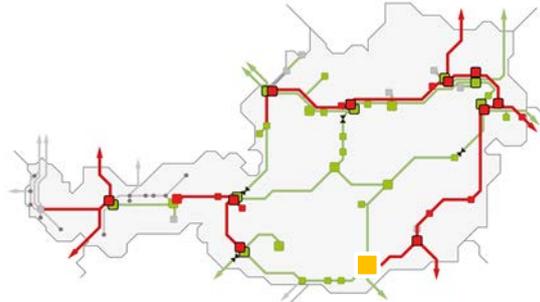
- Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netzkooperation von EN
- In Kombination mit dem im NEP 2016 neu eingereichten Projekt 16-2 verschiebt sich die geplante IBN auf 2022/23, sofern die oben beschriebenen netzbetrieblichen Erfordernisse mit 16-2 ausreichend erfüllt werden können.

#### 4.5.15 UW Obersielach: Dritter 380/220-kV-Umspanner

Projektnummer: 13-1	Netzebene: 1	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2017/2018

##### Auslöser und technische Notwendigkeit

Die beiden bestehenden 380/220-kV-Transformatoren in Obersielach sind in Zeiten hoher Speicherkrafterzeugung sowie in Phasen hoher europäischer Ost-West-Lastflüsse hoch belastet. Eine Analyse der letzten Jahre weist eine steigende Tendenz bei den (n-1)-Verletzungen an den beiden Hauptumspannern aus. Die bereits in Bau befindlichen und geplanten Pumpspeicherkraftwerke (insbesondere im Alpenraum, z.B. Reißbeck II) und deren Interaktion mit den erneuerbaren Energien im Osten Österreichs führen zu einer zunehmenden Verschärfung der Situation. Längere Abschaltungen eines Transformators (z.B. bei Instandhaltungsarbeiten bzw. nach einem Ausfall) verursachen immer wieder kritische Netzzustände.



##### Projektbeschreibung und technische Daten

- Errichtung eines dritten 380/220-kV-Umspanners mit 550 MVA
- Einbindung in die bestehenden 380- und 220-kV-Schaltanlagen

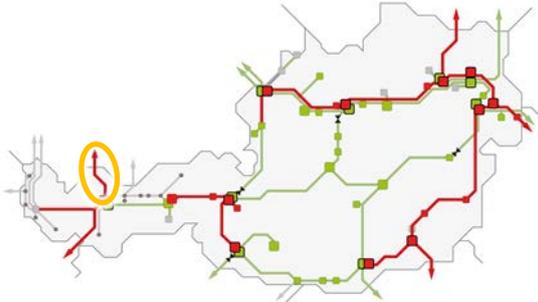
##### Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

- Erhöhung der Übertragungskapazität sowie der (n-1)-Sicherheit und -Reserve
- Erleichterung von Instandhaltungsarbeiten und Revisionen
- Verbesserte Netzintegration der Pumpspeicherkraftwerke, Erhöhung der Versorgungssicherheit im süd-östlichen Bereich des APG-Netzes

##### Weitere Projektinformationen

- Detailplanung abgeschlossen, Behördenverfahren gestartet

#### 4.5.16 UW Westtirol: Umstellung Ltgs.system Memmingen (DE) auf 380 kV

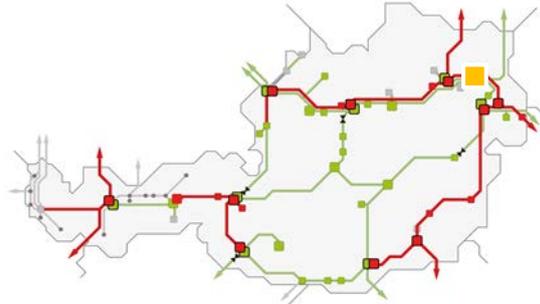
Projektnummer: 13-2	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: UW / Leitung	Gepl. IBN: 2020
<p><b>Auslöser und technische Notwendigkeit</b></p> <p>Der sich durch den massiven Ausbau der Erneuerbaren im Norden Europas (insbesondere Windkraft) intensivierende Energieaustausch zwischen Österreich und Deutschland (Strommarkt) führt durch steigende Importe der österr. Bilanzgruppen und der Interaktion mit den österreichischen Pumpspeicherkraftwerken zu steigenden Netzbelastungen an den Kuppelleitungen nach Deutschland. Durch den weiteren Ausbau der Windkraft in Nordeuropa und deren Interaktion mit den Pumpspeicherkraftwerken sind steigende Lastflüsse auf den Kuppelleitungen zu erwarten.</p>		
		
<p><b>Projektbeschreibung und technische Daten</b></p> <p>Bei der bestehenden Leitung Westtirol – Memmingen/Leupolz (DE) handelt es sich um eine zweisystemige 380-kV-Kuppelleitung zwischen Österreich und Deutschland. Eines der beiden Leitungssysteme (Westtirol – Memmingen) wird derzeit noch mit 220 kV betrieben. Mit dem Ziel der Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich ist die Umstellung der Spannungsebene geplant. Für diese Maßnahme ist die Errichtung eines 380-kV-Schaltfeldes im UW Westtirol erforderlich, die Leitung ist bereits für 380-kV-Betrieb errichtet. Das Projekt ist mit dem deutschen Übertragungsnetzpartner Amprion abgestimmt.</p>		
<p><b>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</b></p> <p>Die durch die Umstellung der Spannungsebene erhöhte Übertragungskapazität erlaubt eine flexible, marktorientierte Interaktion von österreichischen Pumpspeicherkraftwerken mit Windenergieanlagen und Erneuerbaren in Europa. Österreich und Deutschland bilden derzeit ein Marktgebiet mit einem Marktpreis als Teil des europaweit angestrebten Strombinnenmarktes. Mit der Umstellung des Leitungssystems „Memmingen“ auf 380-kV-Betrieb werden höhere Austauschleistungen möglich sein. Neben der Erhöhung der Kuppelkapazität werden durch die höhere Spannungsebene die Verluste bei gleichen Transportmengen deutlich reduziert (auf ca. ein Drittel).</p>		
<p><b>Weitere Projektinformationen</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• APG-Masterplan 2030 (Projekt 7)</li> <li>• ENTSO-E TYNDP 2012 (Projekt 47.A76) &amp; TYNDP 2014 (Projekt 47 Investment 689)</li> <li>• Netzentwicklungsplan Strom 2012, 2013, 2014 Deutschland Projekt (P74)</li> </ul>		

#### 4.5.17 UW Bisamberg: Vierter 380/110-kV-Umspanner Netz NÖ

Projektnummer: 13-3	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: UW	Gepl. IBN: Juni 2016

##### **Auslöser und technische Notwendigkeit**

Im Bereich des östlichen Weinviertels beträgt derzeit (Dezember 2015) die installierte Erzeugungsleistung von Windkraftanlagen rund 670 MW und übersteigt damit den gesicherten Verbrauch um einen Faktor 10. Basierend auf dem von der Niederösterreichischen Landesregierung entwickelten sektoralen Raumordnungsprogramm und Projektinformationen ist zukünftig eine Steigerung auf eine Gesamtleistung von bis zu 1.500 MW zu erwarten. Zudem bestehen entsprechende Potentiale für einen Zubau von Photovoltaikanlagen.



Die den Verbrauch übersteigende Windkraftleistung muss ins überlagerte APG-Netz rückgeliefert werden. Dazu wurde gemeinsam mit Netz NÖ ein koordiniertes Netzverstärkungskonzept entwickelt, das neben umfangreichen 110-kV-Leitungsverstärkungen und Umspannwerksneu- und -umbauten im Bereich der Netz NÖ auch die Verstärkung/Erweiterung der 380/110-kV-Netzabstützung im UW Bisamberg vorsieht.

In Verbindung mit dem Projekt 12-6 können nach Fertigstellung bis zu max. 900 MW Windkraft im Bereich des Weinviertels errichtet werden. Zur adäquaten Netzintegration der darüber hinaus in diesem Bereich geplanten Windkraft ist eine Verstärkung der Übertragungsnetzinfrastruktur im Weinviertel erforderlich (Projekte 13-7 und 11-8).

Mit den Projekten 12-6 und 13-3 erfolgt ein umfangreicher 380-kV-Ausbau in Bisamberg. Der 380-kV-Netzknoten stellt einen Teil des 380-kV-Ringes, einen Netzknoten mit nationaler Bedeutung und insbesondere eine der beiden Hauptanspeisungen des Großraumes Wien dar. Um im Zuge von Revisionen bzw. Instandhaltungsarbeiten auch zukünftig einen sicheren Netzbetrieb und die nötige Flexibilität (z.B. besondere Schaltzustände, zunehmende volatile Leistungsflüsse) gewährleisten zu können, ist zudem der Ausbau der dritten 380-kV-Sammelschiene im UW Bisamberg erforderlich. Die dritte Sammelschiene ist im Anlagenlayout platzmäßig berücksichtigt und kann nun im Zuge der Errichtung des dritten und vierten 380/110-kV-Transformators für die Windkrafteinbindung unter Nutzung von Synergien kostengünstig im Projekt mit errichtet werden.

### **Projektbeschreibung und technische Daten**

- Errichtung eines vierten 380/110-kV-Umspanners mit einer Leistung von 300 MVA
- Errichtung des zugehörigen Schaltfeldes in der 380-kV-Schaltanlage
- Errichtung einer zweiten 380-kV-Kupplung, Erweiterungen Sekundärtechnik 380 kV
- Errichtung einer dritten 380-kV-Sammelschiene
- Erweiterung der 110-kV-Schaltanlage der Netz NÖ

### **Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen**

Ermöglichung des Abtransportes der wachsenden Erzeugungsleistung aus dem Verteilernetz der Netz NÖ in das Übertragungsnetz der APG und somit Erfüllung des gesetzlichen Auftrags über die Integration von erneuerbaren Energien.

Durch den Ausbau der dritten Sammelschiene wird darüber hinaus gewährleistet, dass auch bei Abschaltung einer Sammelschiene (z.B. bei Revision eines 380-kV-Schaltfeldes) stets ein quer-gekuppelter Zwei-Sammelschienenbetrieb möglich ist. Dadurch bleibt die erforderliche Ausfalls- bzw. Versorgungssicherheit gewährleistet und die Sammelschienen können trotz steigender Anschlussleistungen weiterhin im Rahmen der Belastungsgrenzwerte betrieben werden. Die Errichtung der dritten Sammelschiene ist insbesondere für die 380-kV-Nord-Anspeisung des Großraumes Wien von hoher Bedeutung.

Mit der Errichtung des vierten Regelhauptumspanners stößt der Leistungsabtransport aus dem östlichen Weinviertel Richtung Bisamberg an seine obere Grenze. Die Errichtung weiterer Energieerzeugungsanlagen (v.a. Windkraftanlagen) bedarf der Errichtung eines weiteren leistungsstarken APG-Stützpunkts im Bereich Neusiedl/Zaya (Projekt 13-7) in Kombination mit einer Verstärkung des Netzraumes Weinviertel (Projekt 11-8).

### **Weitere Projektinformationen**

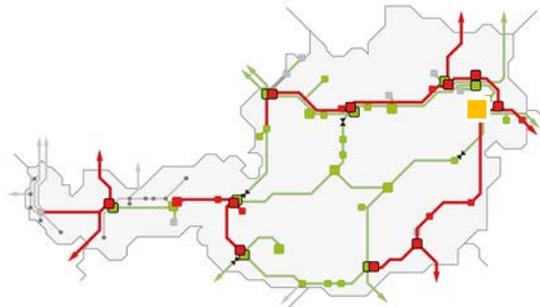
- Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netzkooperation der Netz NÖ
- Inbetriebnahme erfolgte im Juni 2016

**4.5.18 UW Wien Südost: 380-kV-Netzanschluss Wiener Netze**

Projektnummer: 13-6	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: UW / Leitung	Gepl. IBN: 2024

**Auslöser und technische Notwendigkeit**

Seitens Wiener Netze besteht der Bedarf für eine 380-kV-Leitungsverbindung zwischen dem UW Wien Südost und UW Simmering, da auf den bestehenden Leitungsverbindungen über UW Kendlerstraße und UW Wien Süd Kapazitätsengpässe bestehen und der älteste Kabelabschnitt zum Zeitpunkt der geplanten Inbetriebnahme bereits 45 Jahre alt ist. Das geplante Vorhaben sieht im Endausbau eine Doppelleitungsverbindung von UW Simmering nach UW Wien Südost vor. Die Trasse verläuft über eine Gesamtlänge von 8,1 km (Kabel ca. 4,5 km und Freileitung ca. 3,6 km) im 10. und 11. Wiener Gemeindebezirk. Der Freileitungsabschnitt nützt eine bestehende 110-kV-Freileitungstrasse auf ca. 1,5 km Länge. Die erste Ausbaustufe umfasst auch die Errichtung eines Kabelsystems von der KÜ Schemmerlstraße nach UW Simmering, und damit eine durchgehende Verbindung von UW Wien Südost nach UW Simmering. In der zweiten Ausbaustufe wird die Doppelleitungsverbindung durch den Bau der zweiten Kabelstrecke vervollständigt. Bereits in der ersten Ausbaustufe ist der Betrieb mit einem max. Dauerstrom von 1.650 A pro Leitungssystem geplant.



**Projektbeschreibung und technische Daten**

Zur Einbindung im UW Wien Südost muss die bestehende 380-kV-Doppelleitung (Systeme 501/503) der Wiener Netze um zwei Schaltfelder verschwenkt werden. Die dadurch frei werdenden Schaltfelder sind für die Anbindung der neuen Doppelleitung vorgesehen. Seitens APG sind für den Anschluss der 380-kV-Doppelleitung (501/503) zwei neue 380-kV-Schaltfelder im UW Wien Südost zu errichten.

**Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen**

Gewährleistung des (n-1)-Kriteriums und damit Erhöhung der Versorgungssicherheit im Netzbereich der Wiener Netze GmbH.

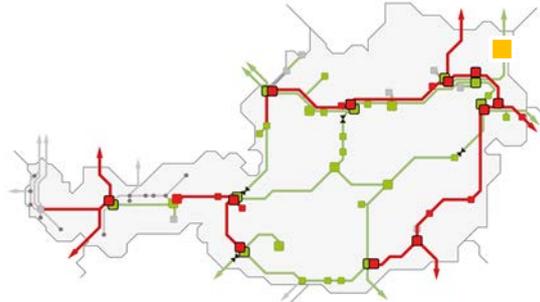
**Weitere Projektinformationen**

- Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netzkooperation seitens Wiener Netze
- Positiver Baubescheid der MA 22 nach Wiener Naturschutzgesetz für Anlagenteile von Wiener Netze

- Positiver Bau- und Betriebsbewilligungsbescheid der MA 64 nach dem Wiener Starkstromwegegesetz für Anlagenteile von Wiener Netze
- Seit 2015 bis Ende 2016 wird mit der Errichtung der 380-kV-Freileitung und des auf gemeinsamem Gestänge mitgeführten 110-kV-Freileitungsabschnittes der erste Bauabschnitt für die erste Ausbaustufe umgesetzt. Der anschließende zweite Bauabschnitt sieht die Errichtung der Kabelanlage sowie die Einbindungen in die Umspannwerke Simmering und Wien Südost vor.
- Die Inbetriebnahme für die erste Ausbaustufe ist für 2024 geplant.

#### 4.5.19 UW Neusiedl/Zaya: Netzabstützung Netz NÖ 220/110-kV-Erstausbau

Projektnummer: 13-7	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 110-kV-Netzabstützung	Art: UW	Gepl. IBN: 2018
<p><b>Auslöser und technische Notwendigkeit</b></p> <p>Im Bereich des östlichen Weinviertels beträgt derzeit (Dezember 2015) die installierte Erzeugungsleistung von Windkraftanlagen rund 670 MW und übersteigt damit den gesicherten Verbrauch um einen Faktor 10. Basierend auf dem von der Niederösterreichischen Landesregierung entwickelten sektoralen Raumordnungsprogramm und Projektinformationen ist zukünftig eine Steigerung auf eine Gesamtleistung von bis zu 1.500 MW zu erwarten (unter Annahme von z.B. Repowering bis zu 1.700 MW möglich). Zudem bestehen entsprechende Potentiale für einen Zubau von Photovoltaikanlagen.</p> <p>Die den Verbrauch übersteigende Leistung muss in das überlagerte APG-Netz rückgeliefert und abtransportiert werden. Durch den vierten 380/110-kV-Umspanner im UW Bisamberg (Projekt 13-3) und entsprechender Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen im Verteilernetz von Netz NÖ können bis zu max. 900 MW Windkraft im Weinviertel bis 2016 angeschlossen werden. Zur adäquaten Netzintegration der darüber hinaus geplanten Windkraft ist eine Verstärkung der Übertragungsnetzinfrastruktur im Weinviertel erforderlich (Projekt 11-8).</p> <p><b>Projektbeschreibung und technische Daten</b></p> <p>Die Errichtung der Netzabstützung Neusiedl/Zaya erfolgt in zwei Ausbausritten. Nach Abschluss des ersten Ausbauschnittes (Errichtung 220-kV-Schaltanlage und eines 220/110-kV-Umspanners, geplante IBN 2018) ist der Netzanschluss von 150 MW weiterer WKA-Leistung im Weinviertel möglich. Die weiteren Schritte des Netzausbaus im Weinviertel werden als NEP-Projekt 11-8 geführt.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Errichtung eines neuen Umspannwerks im Raum Neusiedl/Zaya im nördl. Weinviertel</li> <li>• 110-kV-Netzabstützung für Netz NÖ aus dem APG-Übertragungsnetz</li> </ul> <p><b>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</b></p> <p>Ermöglichung der Netzeinspeisung der geplanten erneuerbaren Erzeugung aus dem Verteilernetz von Netz NÖ in das Übertragungsnetz der APG und somit Erfüllung des gesetzlichen Auftrags über die Integration von erneuerbaren Energien.</p>		

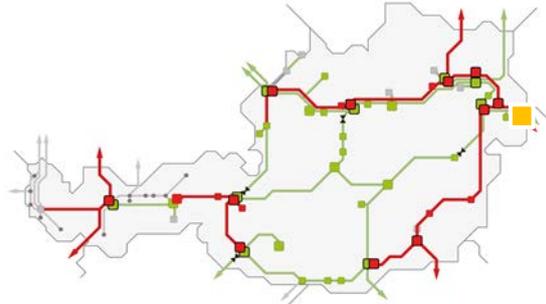


**Weitere Projektinformationen**

- Teil des NEP-Projektes 11-8 Netzraum Weinviertel (Anschluss Windkraft)
- Aufgrund netztechnischer und legistischer Abhängigkeiten mit dem Projekt NEP 11-8 liegt auch hinsichtlich des UVP-Genehmigungsverfahrens sowie des Inbetriebnahmezeitpunktes ein Zusammenhang mit dem Projekt 11-8 vor.
- Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netzkooperation von Netz NÖ

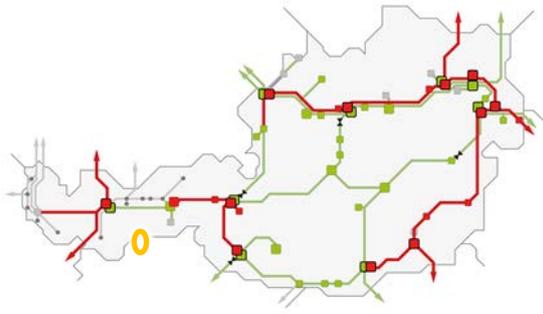
#### 4.5.20 UW Zurndorf: Vierter 380/110-kV-Umspanner Netz Burgenland

Projektnummer: 13-9	Netzebene: 2	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: Umspannwerk (UW)	Gepl. IBN: 2019
<p><b>Auslöser und technische Notwendigkeit</b></p> <p>Zusätzlich zu den bereits installierten erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen mit einer Gesamtleistung von rd. 1.080 MW (Stand Februar 2016) im Burgenland liegen beim Verteilernetzbetreiber Netz Burgenland Anfragen für Windkraftanlagen im Ausmaß von weiteren rd. 410 MW (Stand Februar 2016) vor. Netz Burgenland geht auf Basis von Gesprächen mit Windparkbetreibern und unter Berücksichtigung von Leistungserhöhungen im Zuge von Repoweringmaßnahmen von einem realistischen Potential von bis zu rd. 1.600 MW Windkraftgesamtleistung aus.</p> <p>Zur Aufnahme der künftig erzeugten Windenergie sind umfangreiche Erweiterungen bzw. Verstärkungen im Netz Burgenland-Netz erforderlich. Da in Schwachlastzeiten der überwiegende Teil der Leistung in das übergeordnete 380-kV-Netz der APG eingespeist wird, sind die Errichtung und der Betrieb eines zusätzlichen Umspanners im UW Zurndorf erforderlich. Die leistungsmäßige Anbindung der Windkrafteinspeiser mit 380/110-kV-Transformatoren erfolgt gemäß den Vereinbarungen zwischen den Partnern, wobei von Netz Burgenland keine (n-1)-Sicherheit der Umspannung gefordert wird.</p> <p><b>Projektbeschreibung und technische Daten</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Errichtung eines vierten 380/110-kV-Umspanners mit 300 MVA</li> <li>• Einbindung in die bestehende 380- und 110-kV-Schaltanlagen</li> </ul> <p>Da diese Erweiterung des bereits im Endausbau befindlichen Umspannwerks im Rahmen der ursprünglichen Planungen mit drei Umspannern nicht vorgesehen war, sind Umbaumaßnahmen nötig.</p> <p><b>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</b></p> <p>Ermöglichung der Einspeisung von Windenergie und PV aus dem Verteilernetz der Netz Burgenland in das Übertragungsnetz der APG und somit Erfüllung des gesetzlichen Auftrags über die Integration von erneuerbaren Energieträger.</p> <p><b>Weitere Projektinformationen</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netzkooperation der Netz Burgenland</li> </ul>		



- Darüber hinaus werden weitere Planungsüberlegungen für ein Langfrist-Konzept ange stellt, um die Netzeinbindung der geplanten Windenergie im (Nord-)Burgenland und die 110-kV-Verteilernetzabstützung zu ermöglichen (z.B. Repowering Windkraft; Zusammen hang mit der 220-kV-Ebene und 220/110-kV-UW Neusiedl)

#### 4.5.21 110-kV-Leitung Steinach – Staatsgrenze (Prati di Vize/IT) TINETZ

Projektnummer: 14-1	Netzebene: 3	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 110 kV	Art: UW/Leitung	Gepl. IBN: 2018
<p><b>Auslöser und technische Notwendigkeit</b></p> <p>Die TINETZ beabsichtigt gemeinsam mit TERNA Rete Italia die Errichtung einer 110-kV-Verbindungsleitung zwischen dem UW Steinach in Österreich und dem geplanten UW Brenner in Italien. Es ist geplant, die aus historischen Gründen dzt. teilweise unterbrochene Leitungsverbindung wieder zu aktivieren. In erster Linie kann mit der geplanten Verbindungsleitung die Versorgungssituation im Wipptal und den entsprechenden Seitentälern wesentlich verbessert werden. Weiters wird ein Beitrag zur Steigerung der Marktkapazität zwischen Österreich und Italien geleistet.</p> 		
<p><b>Projektbeschreibung und technische Daten</b></p> <p>Die erforderlichen leitungs- und werksseitigen Einrichtungen zur Reaktivierung der 110/132-kV-Leitungsverbindung werden auf österreichischem Staatsgebiet von TINETZ errichtet. APG nimmt die erforderlichen sekundärtechnischen Maßnahmen (z.B. Mess-, Zählwerterfassung und Übertragung, etc.) für die Integration der Kuppelleitung in den Netzregler bzw. das Randintegral der Regelzone APG vor.</p>		
<p><b>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Wesentliche Verbesserung der Versorgungssituation im Verteilernetz Wipptal und den entsprechenden Seitentälern</li> <li>• Erhöhung der Marktkapazität zwischen Österreich und Italien</li> </ul>		
<p><b>Weitere Projektinformationen</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Aktuell läuft die Erstellung der Einreichunterlagen für die österreichischen Anlagen seitens TINETZ</li> </ul>		

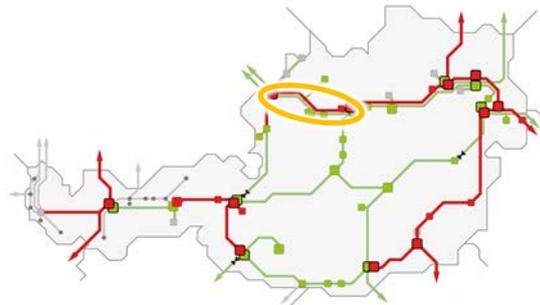
#### 4.5.22 220-kV-Leitung St. Peter - Hausruck - Ernsthofen: Generalerneuerung

Projektnummer: 14-2	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: Leitung	Gepl. IBN: 2019/2020

##### Auslöser und technische Notwendigkeit

Die bestehende 220-kV-Leitung St. Peter – Hausruck – Ernsthofen (Systeme 203/204) wurde bereits im Jahr 1941 in Betrieb genommen, altersbedingt sind umfangreiche Sanierungsmaßnahmen erforderlich.

Die 220-kV-Leitung hat durch die Einspeisung des Donaukraftwerkes Aschach, hohe Bezüge der Verteilernetze von Netz OÖ und Linz Strom Netz sowie als Teil des österreichischen Ost-West-Übertragungsnetzes eine hohe netzbetriebliche Bedeutung.



Die geplanten bzw. absehbaren energiewirtschaftlichen Entwicklungen, wie insbesondere der Ausbau der erneuerbaren Energien (z.B. in Deutschland sowie die Windkraft im Osten Österreichs) und deren Interaktion mit bestehenden (und geplanten) Pumpspeicherkraftwerken sowie die starke Marktkopplung mit Deutschland führen zu steigenden Auslastungen der 220-kV-Leitung.

##### Projektbeschreibung und technische Daten

Auf Basis unterschiedlicher Szenarien wurden verschiedene Varianten für die 73 Jahre alte Leitung untersucht und gegenübergestellt. Da wesentliche Abschnitte den heutigen statischen Auslegungen von Leitungsmasten nicht entsprechen, erfolgen eine Generalerneuerung und die Auflage einer modernen Beseilung auf der 111 km langen Bestandstrasse.

Für die rd. vier jährige Bauzeit ist neben der Einspeisemöglichkeit des Donaukraftwerkes Aschach insbesondere die Anspeisung von Netz OÖ im 220/110-kV-Umspannwerke Hausruck/Lambach sowie im 220-kV/Mspgs-UW Sattledt sicherzustellen. Dazu wird eine provisorische Anspeisung für das UW Hausruck aus der parallel verlaufenden 380-kV-Leitung St. Peter – Kronstorf errichtet. Um den Blindleistungsbedarf und adäquate Spannungsverhältnisse gewährleisten zu können, ist zusätzlich eine 220-kV-Kondensatorbatterie mit 100 MVar im UW Hausruck zu errichten.

##### Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Mit der Generalerneuerung der 220-kV-Leitung St. Peter – Ernsthofen kann die Versorgungssicherheit und (n-1)-Sicherheit sowie zukünftig eine leistungsfähige Anbindung der Verteilernetze in Oberösterreich gewährleistet werden. Das Projekt stellt einen wesentlichen Beitrag für die Entwicklung des österreichischen Übertragungsnetzes dar und geht einher mit den aktuellen energiewirtschaftlichen Entwicklungen (z.B. Interaktion Windkraft und

Pumpspeicher, steigender Energieaustausch mit Deutschland etc.).

**Weitere Projektinformationen**

- Behördenverfahren wurde Ende März 2016 gestartet

#### 4.5.23 220-kV-Leitung Westtirol - Zell am Ziller: Leitungsverstärkung

Projektnummer: 14-3	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: Leitung	Gepl. IBN: 2023
<p><b>Auslöser und technische Notwendigkeit</b></p> <p>Der Netzknoten Westtirol ist der wesentliche Verbindungspunkt des APG-Übertragungsnetzes in West-Österreich. Es bestehen Leitungsverbindungen zum Übertragungsnetz von VÜN, zur TINETZ und internationale Verbindungen nach Deutschland und in die Schweiz. Die sog. „Inntal-Achse“ mit der Verbindung zwischen den Umspannwerken Zell/Ziller und Westtirol und deren Fortsetzung über den Arlberg sowie die Kuppelleitungen nach Deutschland und in die Schweiz stellen das Übertragungsnetz im Westen Österreichs dar. Über die Inntal-Achse erfolgt zukünftig die leistungsfähige Anbindung an den geplanten 380-kV-Ring.</p> <p>Es liegt eine starke Interaktion mit dem Übertragungsnetz und den Entwicklungen in Süd-West-Deutschland vor (RES-Ausbau, KKW-Stilllegungen), da die Inntal-Achse über die Netzknoten Tauern und St. Peter aus netztechnischer Sicht die erste Parallel-Masche bildet. Die laufenden und zukünftigen Entwicklungen im Rahmen der Energiewende zeigen auch hier Auswirkungen. Bei hohen Leistungstransporten in Ost-West-Richtung muss zeitweise die schwächere parallele TINETZ-Leitungsverbindung geöffnet werden um Überlastungen zu vermeiden, wodurch die Belastung der 220-kV-Leitung Westtirol – Zell/Ziller der APG steigt und hier (n-1)-Verletzungen auftreten.</p> <p><b>Projektbeschreibung und technische Daten</b></p> <p>Es werden leitungsbautechnische Varianten für eine Leitungsverstärkung auf der Bestandsstrasse evaluiert und geprüft (380-kV-Upgrade).</p> <p><b>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</b></p> <p>Durch die Steigerung der Leistungsfähigkeit der Leitung Westtirol – Zell/Ziller werden wichtige Voraussetzungen geschaffen, um die Netzintegration der Erneuerbaren und die Umsetzung eines integrierten europäischen Strommarktes voranzutreiben. Eine leistungsfähige Inntal-Achse bildet mit dem 380-kV-Ring und dessen Anbindungen an die Übertragungsnetze der Partner das APG-Zielnetz im Masterplan 2030 und die Grundlage der zukünftigen Versorgungssicherheit.</p> <p><b>Weitere Projektinformationen</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• APG-Masterplan 2030 (Projekt 6), PCI-Projekt 2.1</li> <li>• ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekt 219); TYNDP 2012 &amp; 2014 (Projekt 47 Investment 219)</li> </ul>		

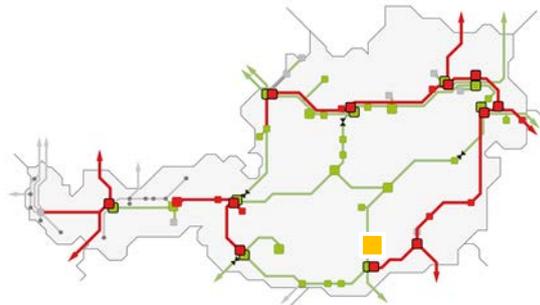


#### 4.5.24 UW St. Andrä: Einbindung WP Koralpe

Projektnummer: 14-4	Netzebene: 3	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 110 kV	Art: UW	Gepf. IBN: 2018

##### **Auslöser und technische Notwendigkeit**

Herstellung eines Netzanschlusses im 110-kV-Umspannwerk St. Andrä der APG für die Netzanbindung eines Windparks mit einer Leistung von 19,8 MW am Standort Koralpe.



##### **Projektbeschreibung u. techn. Daten**

Das Kundenprojekt umfasst die Errichtung eines Windparks bestehend aus 8 Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 19,8 MW am Standort Koralpe.

Die Windkraftleistung soll über ein rund 19 km langes Mittelspannungskabel im UW St. Andrä in das Netz der APG eingespeist werden. Eingebunden wird der Windpark über einen neuen Umspanner von Mspg auf 110-kV. Weiters ist die Erneuerung eines 110-kV-Schaltfeldes vorgesehen.

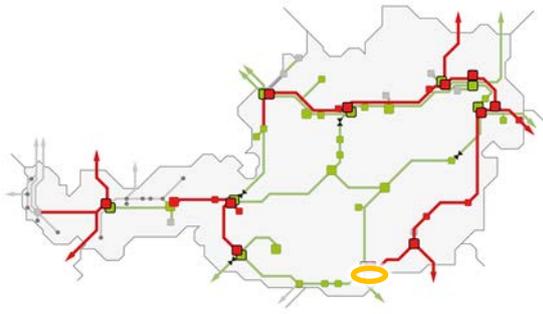
##### **Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen**

Ermöglichung der Einspeisung von Windenergie in das Übertragungsnetz der APG im Lavanttal und somit Erfüllung des gesetzlichen Auftrags über die Netz-Integration von erneuerbaren Energien. Dies ist im Sinne der österreichischen und der europäischen energiepolitischen Zielsetzungen.

##### **Weitere Projektinformationen**

- Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netznutzung durch Dr. Gutmund Schütte Forst- und Gutsverwaltung liegt vor
- Die Genehmigungen für den Windpark wurden im Februar 2014 bei der Kärntner Landesregierung beantragt

#### 4.5.25 110-kV-Leitung Obersielach - Schwabeck: Leitungsverstärkung

Projektnummer: 14-5	Netzebene: 3	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 110 kV	Art: UW/Leitung	Gepf. IBN: 2020
<p><b>Auslöser und technische Notwendigkeit</b></p> <p>Im Lavanttal wurden Windkraftwerksprojekte mit einem Gesamtumfang von rd. 70 MW zur Genehmigung bei der Kärntner Landesregierung eingereicht. Das Gesamtausbau-potential wird langfristig auf bis zu 150 MW geschätzt.</p> <p>Die zusätzliche Einspeisung aus Windkraft in dieser Region muss – da diese in Kombination mit den bestehenden Kraftwerken der Region den regionalen Verbrauch deutlich übersteigt – in das Übertragungsnetz der APG eingespeist werden.</p>  <p><b>Projektbeschreibung und technische Daten</b></p> <p>Durch die zusätzliche Einspeisung kommt es in diesem Netzbereich gemäß den durchgeführten Netzanalysen und Planungsrechnungen auf der 110-kV-Leitung Obersielach – Schwabeck zu markanten (n-1)-Verletzungen bzw. zu Überschreitungen des thermischen Grenzstromes. Daher muss die Leitung für eine adäquate Netz-Integration der Windkraft verstärkt werden. Derzeit wird das nötige Ausmaß der Verstärkung in Abstimmung mit den Projektpartnern evaluiert. Nach den durchgeführten leitungsbautechnischen Untersuchungen wäre eine Umbeseilung der Bestandsleitung auf TAL-Beseilung vorgesehen.</p> <p><b>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</b></p> <p>Ermöglichung der Einspeisung von Windenergie in das Übertragungsnetz der APG und somit Erfüllung des gesetzlichen Auftrags über die Netz-Integration von erneuerbaren Energien. Dies ist im Sinne der österreichischen und der europäischen energiepolitischen Zielsetzungen.</p> <p><b>Weitere Projektinformationen</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netznutzung durch mehrere Projektwerber bzw. KNG</li> <li>• Planungsgespräche mit KNG und den Projektwerbern</li> </ul>		

**4.5.26 UW St. Peter: 3. 380/220-kV-Umspanner**

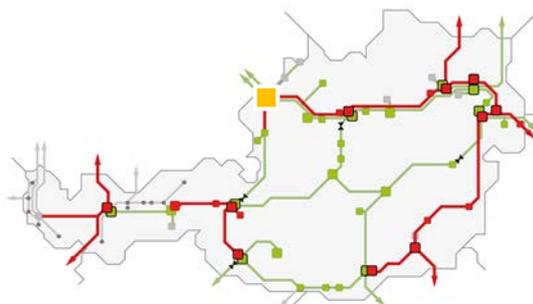
Projektnummer: 15-1	Netzebene: 1	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2016

**Auslöser und technische Notwendigkeit**

Die Donauschiene stellt mit den 380-kV- und 220-kV-Leitungszügen St. Peter – Ernthofen eine wichtige Ost-West-Verbindung im österreichischen Übertragungsnetz dar.

Bei starker EE-Erzeugung erfolgen hohe Leistungsexporte aus Deutschland in die Nachbarländer. Diese Leistungsimporte aus

Deutschland führen zu einem Anstieg der Lastflüsse über die Donauschiene in Österreich. Durch die Errichtung von Phasenschiebertransformatoren zwischen Deutschland – Polen und Deutschland – Tschechien sowie durch den weiteren Ausbau der Nord-Süd-Verbindungen in Deutschland (Altendorf – Redwitz) werden die Leitungsflüsse von St. Peter über die Donauschiene Richtung Ost-Österreich (z.B. Lastdeckung im Großraum Wien) weiter zunehmen.



Durch den fortschreitenden Ausbau der Windkraft im Osten Österreichs erfolgen zunehmend auch Lastflüsse in umgekehrter Ost→West-Richtung über die Donauschiene, insbesondere im Zusammenspiel mit den Pumpspeicherkraftwerken in den Alpen.

Um diese Lastflüsse zwischen der 380-kV-Donauschiene und der 220-kV-Donauschiene zu verteilen, und die verfügbaren Leitungskapazitäten optimal nutzen bzw. die (n-1)-Sicherheit erhöhen zu können, ist der dritte 380/220-kV-Umspanner in St. Peter erforderlich. Der dritte Umspanner erhöht die Versorgungssicherheit und ist eine wichtige Voraussetzung für die Generalerneuerung der 220-kV-Leitung St. Peter – Hausruck – Ernthofen (Projekt 14-2).

**Projektbeschreibung und technische Daten**

- Errichtung eines dritten 380/220-kV-Umspanners mit 550 MVA
- Einbindung in die bestehenden 380- und 220-kV-Schaltanlagen

**Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen**

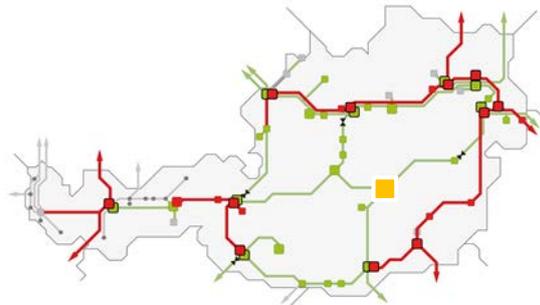
- Erhöhung der Ost-West-Übertragungskapazität, Erhöhung der Versorgungssicherheit im nördlichen Bereich des APG-Netzes
- Erhöhung der (n-1)-Sicherheit und -Reserve; auch bei Abschaltungen für Instandhaltung
- Netzintegration der Windkraftanlagen und Pumpspeicherkraftwerke

#### 4.5.27 UW Hessenberg: 220-kV-Blindleistungskompensation

Projektnummer: 15-2	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: UW	Gepf. IBN: 2019

##### Auslöser und technische Notwendigkeit

Im zentral-österreichischen 220-kV-Netzraum rund um die Umspannwerke Hessenberg und Weißenbach treten betrieblich vermehrt Spannungen im Bereich der oberen Spannungsbandgrenze auf (v.a. zu Schwachlastzeiten). Die in diesem Netzbereich nur beschränkt möglichen Eingriffe zur Beeinflussung der Spannung stoßen bereits



an ihre Grenzen, da kaum Generatoren (größere Kraftwerke) zur  $\cos\phi$ -Regelung vorhanden sind. Betrieblich wird mit den 220-kV-Phasenschiebertransformatoren (PST) versucht über veränderte Wirkleistungsflüsse Einfluss auf die Spannung zu nehmen. Dies blockiert jedoch die PST für benötigte Wirkleistungsregelungen und verursacht erhöhte Netzverluste. Um die Spannungshöhe/Blindleistungsverhältnisse und damit den stabilen und sicheren Betrieb des inner-österreichischen 220-kV-Netzes zu gewährleisten, plant APG eine 220-kV-Blindleistungskompensationsanlage im UW Hessenberg.

##### Projektbeschreibung und technische Daten

- Errichtung einer regelbaren 220-kV-Öldrossel mit einer Nennleistung von rd. 150 MVar zur Blindleistungskompensation
- Verwendung des 220-kV-Schaltfeldes Transformator RHU4, der im Rahmen von Projekt 15-5 demontiert wird

##### Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

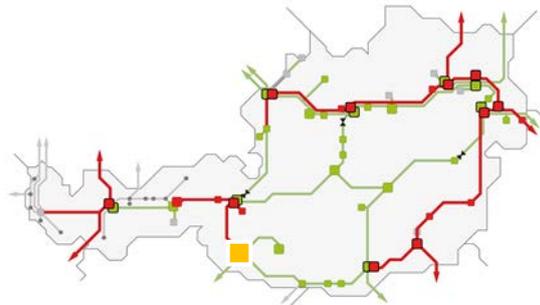
- Schaffung der Möglichkeit einer direkten Spannungsregelung und damit Erhöhung der Systemstabilität und Versorgungssicherheit im zentral-österreichischen 220-kV-Netz

#### 4.5.28 UW Lienz: 3. 380/220-kV-Umspanner

Projektnummer: 15-3	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2019

##### Auslöser und technische Notwendigkeit

Das 380/220-kV-UW Lienz stellt mit seinen Leitungsverbindungen Richtung Salzburg (West-Österreich) und Obersielach sowie nach Italien einen wichtigen Netzknoten dar. Mit der 220-kV-Leitung nach Malta Hauptstufe sind die Pumpspeicherkraftwerke West-Kärntens an das Übertragungsnetz der APG in Lienz angebunden.



Zufolge von Ausbauten im APG-Netz (z.B. durch Kraftwerke, EE-Anlagen, Inbetriebnahme des PSP-KW Reißbeck II) steigen auch im südlichen Netzbereich die Leistungsflüsse. Es kommt zu stärkeren Interaktionen mit andern Regionen (z.B. Windkraft im Osten Österreichs mit den Pumpspeicherkraftwerken in West-Kärnten und West-Österreich). Für eine leistungsfähige Verbindung und Steigerung der (n-1)-Sicherheit innerhalb Österreichs wird im UW Lienz ein dritter 380/220-kV-Umspanner geplant. Dieser ermöglicht in Kombination mit dem dritten 380/220-kV-Umspanner in Obersielach (vgl. Projekt NEP 13-1) eine leistungsfähige und (n-1)-sichere Ost-West-Verbindung im südlichen Netzbereich der APG. Dies ist insbesondere von Bedeutung bei Instandhaltungsbedingten Abschaltungen oder bei Ausfall eines der 380/220-kV-Transformatoren.

##### Projektbeschreibung und technische Daten

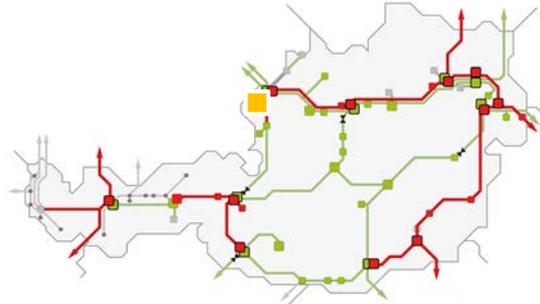
- Errichtung eines dritten 380/220-kV-Umspanners mit 550 MVA
- Einbindung in die bestehenden 380- und 220-kV-Schaltanlagen

##### Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

- Erhöhung der Ost-West-Übertragungskapazität, Erhöhung der Versorgungssicherheit im südlichen Bereich des APG-Netzes
- Erhöhung der (n-1)-Sicherheit und -Reserve, auch bei Abschaltungen für Instandhaltungsarbeiten
- Netzintegration der Windkraftanlagen und Pumpspeicherkraftwerke

#### 4.5.29 UW Ranshofen: 4. 110/20-kV-Umspanner AMAG

Projektnummer: 15-4	Netzebene: 4	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 110/20 kV	Art: UW	Gepf. IBN: 2017
<p><b>Auslöser und technische Notwendigkeit</b></p> <p>Im UW Ranshofen sind derzeit drei 110/20-kV-Umspanner mit einer Leistung von je 40 MVA zur Versorgung der Austria Metall AG (AMAG) in Betrieb.</p> <p>Durch Erweiterungen des Betriebsstandortes der AMAG in Ranshofen kam es bereits in der Vergangenheit zu hohen Auslastungen der bestehenden Transformatoren. Durch Werkserweiterungen und zur Erhöhung der (n-1)-Sicherheit der AMAG wird die Errichtung eines vierten Umspanners geplant.</p> <p><b>Projektbeschreibung und technische Daten</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Errichtung eines vierten 110/20-kV-Umspanners im UW Ranshofen durch AMAG</li> <li>• Einbindung in die bestehende 110-kV-Schaltanlage durch APG</li> </ul> <p><b>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• (n-1)-sichere Anspeisung der Austria Metall AG.</li> </ul> <p><b>Weitere Projektinformationen</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Antrag auf Netzzutritt von AMAG</li> </ul>		

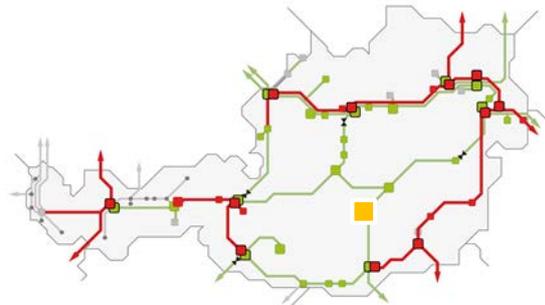


#### 4.5.30 UW Zeltweg: 2. 220/110-kV-Umspanner Energienetze Steiermark

Projektnummer: 15-5	Netzebene: 2	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: UW	GepI. IBN: 2017

##### **Auslöser und technische Notwendigkeit**

Der 220/110-kV-Umspanner RHU4 im UW Hessenberg weist bereits ein Alter von fast 50 Jahren auf und ist somit am Ende der Lebensdauer. Im Rahmen des altersbedingt nötigen Ersatzneubaus der gesamten 110-kV-Schaltanlage in Hessenberg durch Energienetze Steiermark (EN) wird der RHU4 bis 2017 außer Betrieb genommen.



Als Ersatz für diesen Transformator ist gemäß dem 110-kV-Betriebskonzept inkl. der Möglichkeit zur Bildung/Schaltung von 110-kV-Teilnetzen in der Steiermark zwischen EN und APG abgestimmt, dass anstatt der Erneuerung des RHU4 in Hessenberg ein zweiter 220/110-kV-Umspanner im UW Zeltweg errichtet werden soll. Hierdurch ergeben sich Vorteile in der Betriebsführung des 110-kV-Netzes von EN und eine Erhöhung der Versorgungssicherheit für die steirischen Netzkunden. Der zweite Umspanner wurde bereits bei den Planungen für das UW Zeltweg als Endausbau berücksichtigt.

##### **Projektbeschreibung und technische Daten**

- Errichtung eines zweiten 220/110-kV-Umspanners im UW Zeltweg mit 220 MVA
- Einbindung in die bestehende 220-kV-Schaltanlage und Ausbau der 220-kV-Kupplung durch APG
- Einbindung in die 110-kV-Schaltanlage durch EN

##### **Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen**

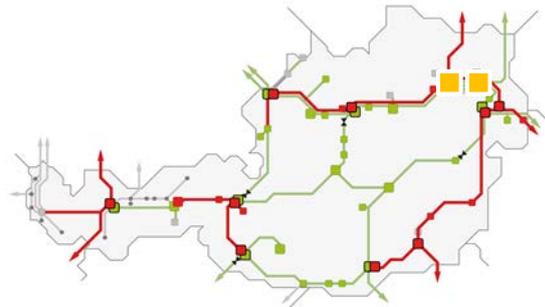
- Möglichkeiten zu 110-kV-Teilnetzbildungen für EN
- Höhere betriebliche Flexibilität im 110-kV-Netzbetrieb
- Erhöhung der Versorgungs- und Betriebssicherheit

#### 4.5.31 Staatsgrenze AT-CZ: Phasenschiebertransformatoren

Projektnummer: 15-6	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: UW	GepI. IBN: 2019

##### Auslöser und technische Notwendigkeit

Durch die Energiewende und den europaweiten Ausbau der Erneuerbaren sowie durch die Intensivierung des Strommarktes kommt es zu steigenden Belastungen in den europäischen Übertragungsnetzen. Internationale Stromlieferungen werden über sogenannte Import- bzw. Exportprogramme (Fahrpläne) abgewickelt. Durch die Struktur bzw. elektrischen Eigenschaften des europäischen Übertragungsnetzes sowie die regionalen und lokalen Verteilungen der Erzeuger und Verbraucher folgen die physikalischen Stromflüsse in der Regel nicht exakt den Programm-Stromflüssen. Dies führt neben den geplanten Stromaustauschen auch zu sog. „unscheduled flows“, d.h. ungeplanten Lastflüssen in anderen Netzbereichen.



Um diese ungeplanten Stromflüsse in anderen Netzbereichen effektiv zu begrenzen, werden zunehmend auch Betriebsmittel zur Lastflusssteuerung – wie z.B. Phasenschiebertransformatoren (PST) – eingesetzt. Zur entsprechenden Steuerung der Flüsse wurde z.B. in Polen und Tschechien bereits die Errichtung von PSTs an der Grenze zu Deutschland beschlossen. Die ersten dieser PST werden 2016/2017 in Betrieb genommen. Weitere Deutschland-interne Netzverstärkungen und an den Grenzen zu den Nachbarstaaten sollen die Übertragung der Leistungsflüsse entsprechend der Programme gewährleisten (vgl. auch Netzentwicklungsplan Deutschland).

Zur Verstärkung der oben genannten lastflussweisenden Effekte werden seitens APG Planungsüberlegungen zur Errichtung von Phasenschiebertransformatoren an den Kuppelleitungen nach Tschechien angestellt. Ziel sind die weitere Reduktion der ungeplanten Lastflüsse und die optimierte Nutzung der bestehenden Übertragungsnetzinfrastruktur.

##### Projektbeschreibung und technische Daten

- UW Dürnröh: Untersuchung zur Errichtung je eines Phasenschiebertransformators für die beiden Systeme der 380-kV-Kuppelleitung nach Tschechien (Systeme 437/438) mit je rd. 2.000 MVA. Die erforderliche Dimensionierung (Leerlauf-/Volllastwinkel; Übertragungsleistung) wird eine Serien und/oder Parallelschaltung von Einheiten erfordern
- UW Bisamberg (oder Neusiedl/Zaya): Phasenschiebertransformator(en) mit rd. 600 MVA für die Systeme der 220-kV-Kuppelleitung nach Tschechien (Systeme 243/244)

**Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen**

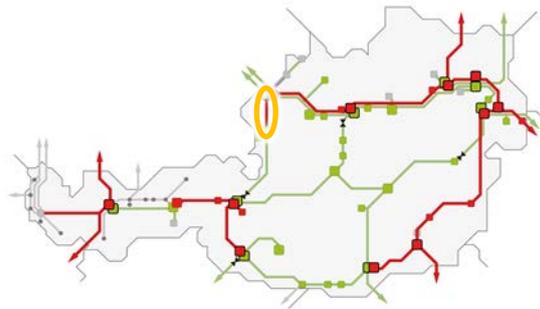
- Bessere Steuerbarkeit der Stromflüsse und damit bessere Ausnutzung der bestehenden Übertragungsnetzinfrastrukturen
- Reduktion von ungeplanten Stromflüssen v.a. in PL, CZ, AT; Erhöhung der überregionalen Versorgungssicherheit v.a. in DE, PL, CZ, AT
- Reduzierung der erforderlichen Redispatch-Mengen

**Weitere Projektinformationen**

- APG wurde zur Aufnahme dieser Planungsüberlegung in den NEP von ECA im Rahmen eines Nachbesserungsauftrags zur NEP 2015-Einreichung beauftragt

#### 4.5.32 Ergänzungen 380-kV-Salzburgleitung Abschnitt 1 NK St. Peter – UW Salzburg

Projektnummer: 12-15	Netzebene: 1	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380 kV (vorerst 220-kV-Betrieb)	Art: UW / Leitungen	IBN: in Betrieb seit 2011
<p><b>Auslöser und technische Notwendigkeit</b></p> <p>Der Abschnitt Netzknoten St. Peter – UW Salzburg der 380-kV-Salzburgleitung umfasst eine Leitungslänge von 46 km. Die Freileitung führt 31,5 km durch Oberösterreich und 14,5 km durch Salzburg.</p> <p>Die technische Notwendigkeit des Projektes besteht darin, den österreichischen 380-kV-Höchstspannungsring im nördlichen Bereich zu schließen sowie den Großraum um die Landeshauptstadt Salzburg und den Flachgau netztechnisch leistungsfähig anzubinden. Die Salzburgleitung wird im Erstausbau mit 220 kV betrieben und im Endausbau auf 380-kV-Betrieb umgestellt (siehe hierzu Projekt 11-10).</p> <p>Das Projekt wurde mit Bescheiden der Salzburger Landesregierung vom 27.3.2007, 5/06-39.726/362-2007, und der Oberösterreichischen Landesregierung vom 26.3.2007, UR-2006-74/228-St/Ws, in der Fassung des Bescheids des Umweltsenats vom 4.4.2008, US 8A/2007/11-94, nach dem UVP-G 2000 rechtskräftig genehmigt.</p> <p>Der Baubeginn fand im August 2009 statt, die Inbetriebnahme des 220-kV-Betriebes wurde den Behörden Ende Jänner 2011 angezeigt.</p> <p>Die Teilabnahmebescheide der Salzburger Landesregierung vom 12.12.2011, 20401-1/39726/564-2011, sowie der Oberösterreichischen Landesregierung vom 30.11.2011, UR-2006-74/521-St/Ts, schreiben Auflagen vor, welche im Rahmen des gegenständlichen Projektes umgesetzt werden müssen.</p> <p><b>Projektbeschreibung und technische Daten</b></p> <p>Nachstehend dargestellte Ergänzungen sind ein Teil des Gesamtprojektes 380-kV-Salzburgleitung Abschnitt 1 NK St. Peter – UW Salzburg und die damit verbundenen Investitionen ein Teil der Gesamtinvestition. Die durchzuführenden Maßnahmen waren entweder von Beginn an geplant oder wurden durch Behördenauflagen zur Vervollständigung des Projektes gefordert.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Kontrolle der Wiederbewaldungs- und Ersatzaufforstungsflächen bis zur Sicherung der Kulturen (Beauftragung einer forstökologischen Bauaufsicht), welche voraussichtlich bis 2017 erreicht werden</li> </ul>		



- Bescheidgemäße 5-Jahres Nachkontrolle der Rekultivierungen, Kontrolle der Befestigungsart der Zufahrtswege und der Bodenverdichtungen (Gutachten inkl. Probenahme und Laboruntersuchungen) durch eine bodenkundliche Bauaufsicht im Sommer 2016
- Nachkontrollen an den Anlagenteilen (z.B. Mastfundament-Setzungsmessungen)

**Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen**

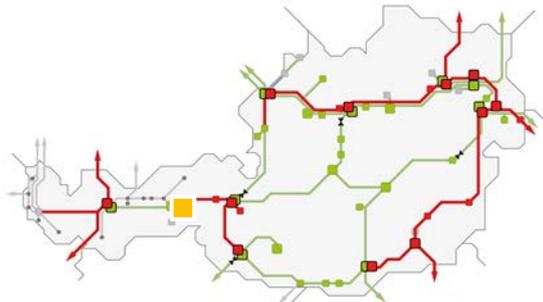
Bei den gegenständlichen Maßnahmen handelt es sich um behördliche Auflagen aus den Teilabnahmebescheiden der Salzburger und der Oberösterreichischen Landesregierungen, welche für einen dauerhaften Betrieb der Leitung verpflichtend umzusetzen sind.

**Weitere Projektinformationen**

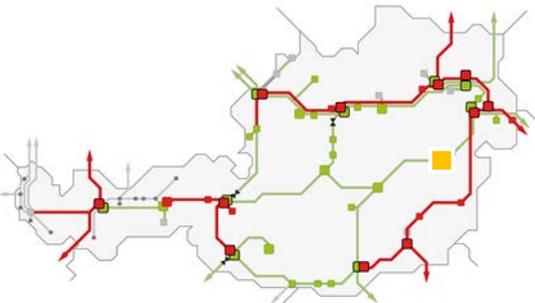
- Projekt ist rechtskräftig genehmigt und der Teilabnahmebescheid liegt vor
- Der erste Abschnitt des Projektes 380-kV-Salzburgleitung wurde im Rahmen der Langfristplanung 2008 vom BMWFJ inklusive der hier angeführten Maßnahmen genehmigt

## 4.6 Detailbeschreibung der zur Genehmigung eingereichten Projekte (NEP 16)

### 4.6.1 UW Gerlos/Zell-Ziller 2. 110/25(30)-kV-Umspanner und Neuerrichtung 110/25(30)-kV UW Funsingau TINETZ

Projektnummer: 16-1	Netzebene: 3	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 110 kV	Art: UW	GepI. IBN: 2017/2018
<p><b>Auslöser und technische Notwendigkeit</b></p> <p>Aufgrund von umfangreichen Leistungssteigerungen in Kundenanlagen und zur Erhöhung der Versorgungssicherheit plant TINETZ die Errichtung eines 110/25(30)-kV-Umspannwerkes im Gerlostal („UW Funsingau“).</p> <p>Weiters plant TINETZ im UW Gerlos/Zell-Ziller die Errichtung eines zweiten 110/25(30)-kV-Umspanners. Hintergrund hierfür sind einerseits Redundanzanfordernisse für den bestehenden UM1 bzw. umfangreiche Leistungssteigerungen im gesamten Zillertal inkl. den Seitentälern vor allem durch den Wintertourismus.</p>  <p><b>Projektbeschreibung und technische Daten</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Neuerrichtung 110/25(30)-kV-UW Funsingau im Gerlostal mit einem 20(25)MVA 110/25(30)kV-Umspanner durch TINETZ</li> <li>• Anbindung an die 110-kV-Schaltanlage des KW Funsingau über das Abspannportal der 110-kV-Leitung Gerlos – Funsingau durch APG (es entsteht damit ein 110-kV-Dreibein)</li> <li>• Errichtung eines zweiten 20(25)MVA-Umspanners im UW Gerlos/Zell-Ziller durch TINETZ und Anbindung an die gemeinsame 110-kV-Schaltanlage</li> </ul> <p><b>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Erhöhung der Versorgungssicherheit im Zillertal und im Gerlostal</li> <li>• Deckung der Leistungssteigerungen im Verteilernetz der TINETZ</li> <li>• IBN der 110/25-kV-Abstützung Funsingau (in 2017) ist Voraussetzung für die Erneuerung der 25-kV-Anlage in Gerlos/Zell-Ziller von TINETZ (inkl. Errichtung UM2)</li> </ul> <p><b>Weitere Projektinformationen</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netzkooperation durch TINETZ - Tiroler Netze GmbH</li> </ul>		

#### 4.6.2 UW Ternitz: 4. 220/110-kV-Umspanner

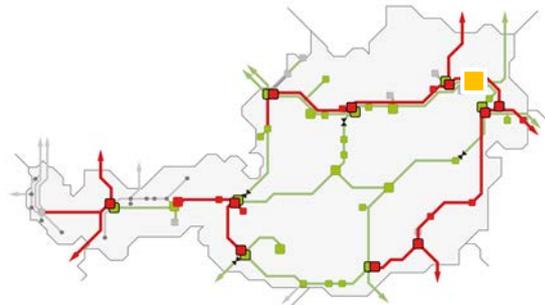
Projektnummer: 16-2	Netzebene: 2	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: UW	GepI. IBN: 2019
<p><b>Auslöser und technische Notwendigkeit</b></p> <p>Derzeit sind im UW Ternitz drei 220/110-kV-Umspanner in Betrieb. Im Normalbetriebszustand werden aufgrund der Netztrennung je zwei Transformatoren ins Netz von Netz Niederösterreich (NNÖ) und ein Transformator zu Energienetze Steiermark (EN) geschaltet. Sind nur zwei Transformatoren verfügbar (Abschaltung, Revision, Ausfall, eines Umspanners) werden aufgrund bestehender vertraglicher Regelungen die verbleibenden zwei Trafos zu NNÖ geschaltet, wodurch EN in diesen Situationen keine Netzabstützung in Ternitz zur Verfügung hat (nächste Verbindung zum APG-Übertragungsnetz ist damit im UW Hessenberg, ca. 100 km entfernt; dadurch unzureichende Anspeisung des Mürztales inkl. der dortigen Industrie).</p>  <p><b>Projektbeschreibung und technische Daten</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Errichtung eines 4. 220/110-kV-Umspanners (RHU4) und Einbindung in die 220-kV- und 110-kV-Anlage der APG</li> </ul> <p><b>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Flexibilität in der Betriebsführung und für Schaltungen sowie der Zuordnung der Transformatoren zu den 110-kV-Teilnetzen</li> <li>• Erhöhung der Versorgungssicherheit durch (n-1)-sichere Anspeisung des Verteilernetzes von EN bei Nicht-Verfügbarkeit eines Transformators in Ternitz</li> <li>• Erhöhung der Kurzschlussleistung im Netz von EN, Reduktion von Netzurückwirkungen der Industriebetriebe</li> <li>• Reservefunktion des RHU4</li> </ul> <p><b>Weitere Projektinformationen</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Gemeinsame Abwicklung mit der Generalerneuerung der 110-kV-Anlage</li> </ul>		

### 4.6.3 UW Bisamberg: 4. 220/110-kV-Umspanner

Projektnummer: 16-3	Netzebene: 2	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: UW	GepI. IBN: 2019

#### Auslöser und technische Notwendigkeit

Das UW Bisamberg stellt eine der beiden Hauptanspeisungen für den Großraum Wien dar, und es wurden in den vergangenen Jahren umfangreiche Erneuerungen und Ausbauten umgesetzt. Insbesondere kam es zu einer Verlagerung der 110-kV-Teilnetzanbindungen von Netz NÖ auf die 380-kV-Ebene, hierfür wurden mittlerweile vier 380/110-kV-Transformatoren errichtet (vgl. auch NEP-Projekte 12-6 und 13-3). Die Teilnetze von Wiener Netze werden aus der 220-kV-Ebene über die 110-kV-Anlage der APG angespeist.



Die 110-kV-Anlage der APG im UW Bisamberg wird aufgrund des Anlagenalters sowie der gestiegenen Anforderungen in den nächsten Jahren generalerneuert. Durch eine Optimierung des Anlagenlayouts kommt es zu einer geänderten Leitungseinbindung des Leitungszuges von Bisamberg über Korneuburg nach Wien West (Abstützung ÖBB und zeitweise Wiener Netze). Die sich so erhöhende Übertragungsleistung auf den 220/110-kV-Transformatoren im Bisamberg erfordert einen vierten Umspanner, um auch zukünftig die sichere Anspeisung des Großraums Wien zu gewährleisten.

#### Projektbeschreibung und technische Daten

- Errichtung eines 4. 220/110-kV-Umspanners und Einbindung in die 220-kV- und 110-kV-Anlage der APG
- Einsatz des RHU6 (220/110 kV; 300 MVA) aus dem UW Kaprun

#### Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

- Flexibilität in der Betriebsführung und für Schaltungen sowie der Zuordnung der Transformatoren zu den 110-kV-Teilnetzen
- Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit durch (n-1)-sichere Anspeisung der Teilnetze bei Nicht-Verfügbarkeit eines Transformators in Bisamberg
- Erhöhung der Anspeisekapazität aus der 220-kV-Ebene, da die Abstützung für ÖBB Auhof zukünftig aus der 220-kV-Ebene anstatt wie bisher aus der 380-kV-Ebene erfolgen soll (durch Anlagenoptimierung im Rahmen der Generalerneuerung der 110-kV-Anlage)

#### Weitere Projektinformationen

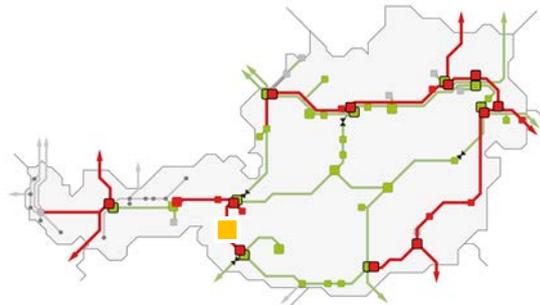
- Gemeinsame Abwicklung mit der Generalerneuerung der 110-kV-Anlage

#### 4.6.4 UW Matri: 380/110-kV-Netzabstützung TINETZ

Projektnummer: 16-4	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2020

##### Auslöser und technische Notwendigkeit

Das Iseltal in Osttirol wird derzeit über eine ca. 36 km lange 110-kV-Einfachleitung versorgt. In diese 110-kV-Leitung sind dzt. vier 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 Versorgungs- und (n-1)-Sicherheit eine zusätzliche Netzabstützung aus der direkt vorbeiführenden 380-kV-Leitung Lienz – Tauern errichtet werden. Durch diese zusätzliche Netzabstützung kann die teilweise über 50 Jahre alte – streckenweise noch mit Holzportalmasten ausgeführte – 110-kV-Leitung der TINETZ-Tiroler Netze GmbH anschließend saniert werden. Weiters kann bei Störungen im bereits bestehenden 380/220/110-kV-Knoten Lienz der Bezirk Osttirol von diesem neuen 380/110-kV-UW 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 bis 100 MVA. Darüber hinaus ist aufgrund 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, im Gemeindegebiet von Matri, die Einbindung des neuen UW als einsystemige Einschleifung in die vorbeiführende 380-kV-Leitung Lienz – Tauern der APG und Einbindung der 110-kV-Leitung Iseltal der TINETZ.

##### Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

- Herstellung der (n-1)-Sicherheit für große Teile des 110-kV-Netzes im Iseltal
- Erhöhung der Versorgungssicherheit in Osttirol
- Ermöglichung von erforderlichen Abschaltungen im 110-kV-Netz für betriebliche Erfordernisse und Ertüchtigungen

- Integration von erneuerbaren Energieträgern in das Verteilernetz (z.B. Kleinwasserkraftwerke)

**Weitere Projektinformationen**

- Dieses Projekt ersetzt das Projekt „UW-Landschütz NEP 11-25“ und wird neu zur Genehmigung im Rahmen des NEP 2016 beantragt.
- Die netztechnische Funktionalität ist weitgehend ident mit dem seinerzeitigen UW Landschütz, das Projekt soll nunmehr an einem neuen Standort (ca. 8 km entfernt) im Gemeindegebiet von Matriei realisiert werden.

## 5 Weitere Projekte in Planungsüberlegung

Für die im Folgenden aufgelisteten Netzanschlussprojekte liegen die im Punkt 1.3 definierten Voraussetzungen zur Aufnahme in den Netzentwicklungsplan noch nicht vor. **Um ein vollständiges Bild des weiteren Netzausbaus bieten zu können, werden diese Projekte angeführt, jedoch noch nicht zur Genehmigung eingereicht.** Werden die Projekte weiter verfolgt, so werden sie mit Vorliegen der erforderlichen Rahmenbedingungen im jeweils aktuell zu erstellenden Netzentwicklungsplan zur Genehmigung eingereicht.

Weitere Netzanschluss- bzw. Netzverbundprojekte in Planungsüberlegung
<b>Nordburgenland: Einbindung zusätzlicher Windkraft (NBS)</b>
<b>UW Sarasdorf: 3. 380/110-kV-Umspanner Netz NÖ (Anschluss Windkraft)</b>
<b>Raum West-Kärnten: Netzanschluss Merchant Line</b>
<b>UW Reißeck: 110-kV-Netzanschluss Effizienzsteigerungsanlage Reißeck II Plus</b>
<b>UW Molin: 220/30-kV-Netzabstützung Netz OÖ</b>
<b>UW Ernsthofen: Netzanschluss 110-kV-Leitung Netz NÖ</b>
<b>UW Innkreis: Netzabstützung Netz OÖ</b>
<b>Netzanschluss PSKW Koralm (380 kV)</b>
<b>Netzanschluss PSKW Limberg III / Schaufelberg (380 kV)</b>
<b>UW Zell/Ziller: 220-kV-Netzanschluss KW Gerlos</b>
<b>Erweiterung KW Mayrhofen/Zillertal</b>
<b>UW Prutz: 380/220-kV-Umspanwerk TINETZ</b>

Tabelle 4: Weitere Netzanschlussprojekte zu Umspannwerken in Planungsüberlegung

## 6 Risiken

Die Realisierung der Projekte des Netzentwicklungsplans und die Verstärkung der Netzkapazitäten sind wesentliche Voraussetzungen, um die Aufgaben des österreichischen Übertragungsnetzbetreibers erfüllen zu können.

Verschiedene Faktoren stellen ein Risiko für die Umsetzbarkeit der Projekte dar bzw. haben diese Einflüsse auf die Realisierungsdauer und Kosten. Vor allem jene Projekte, deren Start gegen Ende des zehnjährigen Planungszeitraumes angesetzt ist, sind mit Unsicherheiten behaftet. Langfristige Leitungsprojekte (typischerweise UVP-Projekte) lassen am Planungsbeginn nur unzureichend erahnen, welche Verzögerungen und Veränderungen sich im Rahmen des Vorprojektes ergeben können. Nachstehend werden potentielle Unsicherheitsfaktoren (Risikofaktoren) für die im Netzentwicklungsplan angeführten Projekte angeführt.

### 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 Projektabbruches 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 z.B. 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 (Bundesverwaltungsgericht) 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 (im worst case) bis zu 100% der Gesamtprojektkosten zuzüglich Demontagekosten sofort abzuschreiben.

- **Der Abschluss des Genehmigungsverfahrens verzögert sich**

Der Gesetzgeber sieht Verfahrensdauern für die Durchführung von Genehmigungsverfahren vor (UVP-Verfahren 1. Instanz 9 Monate, 2. Instanz 6 Monate). Aufgrund der bisherigen Erfahrungen mit UVP-Verfahren kann bei derartigen Projekten die tatsächliche Dauer erheblich davon abweichen (Bsp. Salzburgleitung). 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 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 von Dritten eingeforderten Projektänderungen sowie Behördenauflagen dar.

- **Veränderung übergeordneter rechtlicher Rahmenbedingungen**

Infrastrukturprojekte haben in der 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 Projektumsetzung**

- **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 die Entwicklung der Aluminium- und Kupferpreise im Zeitraum 2012 bis 2015 in Abbildung 6.1 dargestellt.

- **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 Änderungen der Projektpartner direkt auf die Umsetzung der Projekte auswirken.

- **Lieferantenrisiko**

Die Auslastung von Liefer- und Montagefirmen zum Bestellzeitpunkt stellt eine schwer abschätzbare Komponente dar. Die steigende Investitionstätigkeit von Netzbetreibern (national und international) 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 das Risiko, dass die Lieferungen/Leistungen oder sogar Lieferanten komplett ausfallen (Bsp. Insolvenz Alpine).

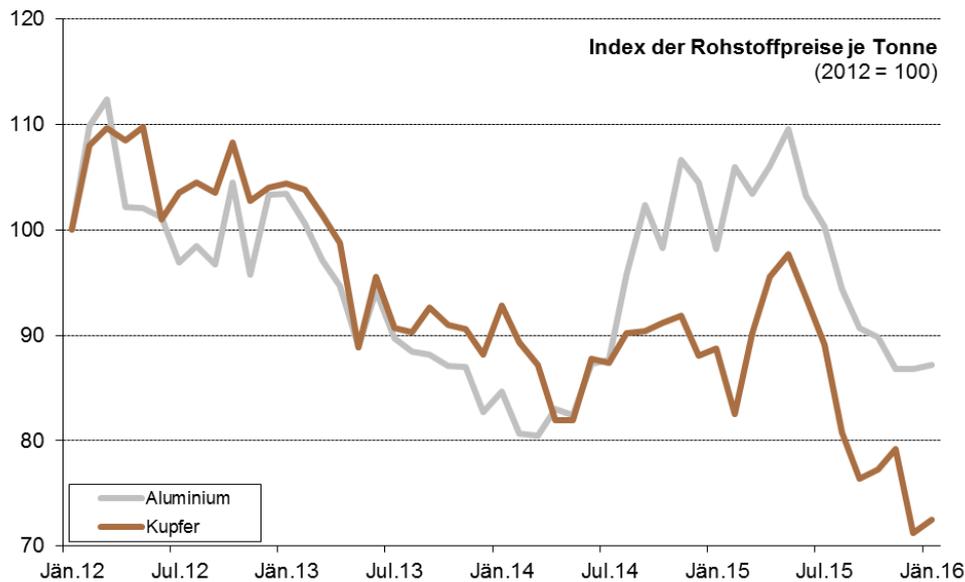


Abbildung 6.1: Entwicklung der Aluminium- und Kupferpreise 2012 bis 2015 (Quelle: www.finanzen.net)

- **Baugrundrisiko**

Vor Baubeginn werden Stichproben des Bodens genommen, um die Beschaffenheit des Untergrundes zu evaluieren. Trotz der Entnahme der Stichproben an verschiedensten Stellen besteht das Risiko, dass mehr Untergrund als geplant verbessert oder ausgetauscht werden muss, was zu Mehrkosten und Terminverschiebungen führt. Zusätzliche Risiken liegen aufgrund der extremen Transportgewichte bei Transformator-Transporten vor, auch hier können Mehraufwendungen entstehen.

- **Abschaltungen**

Die Energieversorgung Österreichs muss trotz Arbeiten an den Anlagen (Instandhaltung, Verstärkungen, Ausbauten) immer gewährleistet sein. Aus diesem Grund bedarf es einer umfangreichen Abstimmung der Abschaltungen von Leitungen bzw. in den Schaltanlagen mit den Netzpartnern. Können diese geplanten Abschaltungen nicht durchgeführt werden, kann dies zu Projektverzögerungen und Kostensteigerungen führen (z.B. durch Errichtung von Provisorien oder nötigem Engpassmanagement).

### 6.3 Gesellschaftliche Akzeptanz

Eine der größten Herausforderungen für den Netzausbau ist die Schaffung der regionalen als auch gesellschaftlichen Akzeptanz. Gerade Leitungsprojekte von überregionalem Interesse werden häufig regional hinsichtlich ihrer Notwendigkeit hinterfragt. Im Rahmen der gesetzlich vorgeschriebenen Verfahren müssen Umsetzungsalternativen umfassend geprüft

werden, um die bestmögliche Trassenführung zu bestimmen. Darüber hinaus müssen Eingaben von Parteien in den Verfahren geprüft werden, welche teilweise singuläre Interessen in den Vordergrund stellen und nicht auf ein Gesamtoptimum abzielen. Diese Prüfungen sind ressourcenintensiv, verlängern die Genehmigungsverfahren und führen somit zu höheren Projektkosten.

Umfassende Information von und Diskussion mit Anrainern, Grundeigentümern und Betroffenen sind unbedingt notwendig, um die Akzeptanz zu fördern – dazu gehören allgemeine Informationen zu energiewirtschaftlichen Zusammenhängen ebenso wie projektspezifische Detailinformationen. Um dies zu gewährleisten müssen verstärkt personelle und finanzielle Ressourcen vorgehalten werden. ■