



APG

AUSTRIAN POWER GRID
STROM BEWEGT

Netzentwicklungsplan 2018

für das Übertragungsnetz der
Austrian Power Grid AG (APG)

Planungszeitraum: 2019 - 2028

Planungsstand: August 2018
Überarbeitung vom Dezember 2018



Wien, im Dezember 2018

© 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 2018 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.

www.apg.at

Layout: APG

Inhalt

KURZFASSUNG	8
1 AUSGANGSSITUATION UND ZIELSETZUNG	13
1.1 Allgemeines	13
1.2 Gesetzliche Pflichten des Übertragungsnetzbetreibers	13
1.3 Erstellung des NEP durch den Übertragungsnetzbetreiber	14
1.4 Ziele und Bedeutung des Netzentwicklungsplans	15
1.5 Volkswirtschaftliche Bedeutung des Netzentwicklungsplans	17
1.6 Umfeld für den Netzausbau.....	19
1.7 Abgeschlossene Projekte des NEP 2017	20
2 TECHNISCHES UMFELD FÜR DEN NETZAUSBAU	21
2.1 Das österreichische Übertragungsnetz.....	21
2.2 Marktpreisbestimmter Kraftwerkseinsatz und Verbrauchssteigerungen.....	22
2.3 Ausbau erneuerbarer Energieträger.....	22
2.4 Auftreten von Engpässen bei ungenügenden Netzkapazitäten	25
2.5 Energiewirtschaftliche Einflussgrößen für die Netzentwicklung	25
2.6 Das NOVA-Prinzip in der Netzausbauplanung	26
2.7 Nachhaltiges Trassenmanagement (NTM).....	28
3 DIE NETZAUSBAUPLANUNG DER APG	29
3.1 Szenarien in der Netzausbauplanung	30
3.1.1 Der Stakeholder-Beteiligungsprozess des TYNDP 2016	31
3.1.2 Die Szenarien des TYDNP 2016	31
3.1.3 Die Szenarien des TYNDP 2018 und nationale Szenarien	34
3.2 Identifikation und Bewertung der TYNDP-Projekte.....	39
3.2.1 Identification of System Needs (Prozess) im TYNDP 2018.....	40
3.2.2 „NoGrid 2040“ - Ansatz	41
3.2.3 Ergebnisse der Identification of System Needs (IOSN).....	42
3.2.4 Key Findings des TYNDP 2016 und Projects of Common Interest (PCI).....	42
3.2.5 Die TOP 10-Projekte des APG Masterplans 2030.....	44

4	PROJEKTE IM NETZENTWICKLUNGSPLAN 2018	47
4.1	Allgemeines	47
4.1.1	Klassifikation nach Projektstatus und Beschreibung der Projektphasen	47
4.1.2	Weitere Kriterien der Projektbeschreibung	48
4.2	Verschiebungen von geplanten Inbetriebnahmen durch Partner	48
4.3	Spezifische Erweiterungsprojekte und Betriebsinvestitionen	48
4.3.1	Leitungen	49
4.3.2	Umspannwerke/Schaltanlagen	49
4.3.3	Betriebsinvestitionen teilweise als Voraussetzung für Kundenprojekte	50
4.4	Überblick über die Projekte im Netzentwicklungsplan 2018	51
4.5	Detailbeschreibung der bereits genehmigten Projekte (NEP 2011-2017)	55
4.5.1	380-kV-Leitung St. Peter – Staatsgrenze DE (Ottenhofen/Isar)	55
4.5.2	Netzraum Weinviertel	57
4.5.3	UW Westtirol: Zweiter 380/220-kV-Umspanner	59
4.5.4	380-kV-Salzburgleitung NK St. Peter – NK Tauern	60
4.5.5	Zentralraum Oberösterreich	64
4.5.6	Reschenpassprojekt	66
4.5.7	Netzraum Kärnten	68
4.5.8	UW Jochenstein: 220/110-kV-Netzabstützung Netz OÖ	69
4.5.9	UW Villach Süd: 220/110-kV-Netzabstützung KNG-Kärnten Netz	70
4.5.10	UW Molln: 220-kV-Einbindung KW Wasserspeicherkraftwerk Pfaffenboden	71
4.5.11	UW Dürnrohr: 380-kV-Einbindung KW Dürnrohr EVN	73
4.5.12	UW Hadersdorf/Mürztal: 220/110-kV-Netzabstützung Energienetze Steiermark	74
4.5.13	UW Obersielach: Dritter 380/220-kV-Umspanner	76
4.5.14	UW Westtirol: Umstellung Ltgs.system Memmingen (DE) auf 380 kV	77
4.5.15	UW Wien Südost: 380-kV-Netzanschluss Wiener Netze	79
4.5.16	UW Zurndorf: Vierter 380/110-kV-Umspanner Netz Burgenland	80
4.5.17	110-kV-Leitung Steinach – Staatsgrenze (Prati di Vizze/IT) TINETZ	81
4.5.18	220-kV-Leitung St. Peter - Hausruck - Ernsthofen: Generalerneuerung	82
4.5.19	220-kV-Leitung Westtirol - Zell am Ziller: Leitungsverstärkung	83
4.5.20	UW St. Andrä: Einbindung WP Koralpe	84
4.5.21	110-kV-Leitung Obersielach - Schwabeck: Leitungsverstärkung	85

4.5.22	UW Lienz: 3. 380/220-kV-Umspanner	86
4.5.23	UW Ranshofen: 4. 110/20-kV-Umspanner AMAG.....	87
4.5.24	UW Gerlos/Zell-Ziller 2. 110/25(30)-kV-Umspanner TINETZ	88
4.5.25	UW Ternitz: 4. 220/110-kV-Umspanner.....	89
4.5.26	UW Bisamberg: 4. 220/110-kV-Umspanner.....	90
4.5.27	UW Matrei: 380/110-kV-Netzabstützung TINETZ.....	91
4.5.28	Ergänzungen 380-kV-Salzburgleitung Abschnitt 1 NK St. Peter – UW Salzburg.....	93
4.5.29	UW Ernsthofen: 110-kV-Netzabstützung Netz NÖ	95
4.5.30	UW Klaus: 220/30-kV-Netzabstützung Netz OÖ	96
4.6	Detailbeschreibung der zur Genehmigung eingereichten Projekte (NEP 18).....	97
4.6.1	UW Tauern: Dritter 380/220-kV-Umspanner.....	97
4.6.2	UW Ybbsfeld: 110-kV-Netzabstützung Netz NÖ.....	99
4.6.3	UW Weißenbach: 2. 220/110-kV-Umspanner Energienetze Steiermark.....	100
4.6.4	UW Innkreis: neue Netzabstützung Netz OÖ	101
4.6.5	UW Breitenlee: neue Netzabstützung Wiener Netze	102
5	INFORMATIONEN ÜBER ZUKÜNFTIGE PROJEKTE.....	103
6	RISIKEN.....	104
6.1	Rechtliche Risiken.....	104
6.2	Risiken im Zuge der Projektumsetzung.....	105
6.3	Gesellschaftliche Akzeptanz	107
ANHANG.....		108
A	CBA-ERGEBNISSE TYNDP 2016	108
B	ZIELE DES NACHHALTIGEN TRASSENMANAGEMENTS	113
B.1	Trassentypen	113
B.1.1	Leitziel 1 – Schutz und Förderung der Biodiversität	114
B.1.2	Leitziel 2 – Förderung der regionalen Entwicklung.....	114
B.1.3	Leitziel 3 - Bewusstseinsbildung und Akzeptanz in der Bevölkerung.....	114
B.2	Artenschutzprojekte	114
B.2.1	Projekt zur Sicherung des Bestandes des Sakerfalken.....	114
B.2.2	Projekt zur Wiederansiedlung des Habichtskauz	115

TABELLEN- UND ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Tabelle 1: Ökonomischer Effekt APG-Netzinvestitionen; VZÄ = Vollzeitäquivalent.....	17
Tabelle 2: Inbetriebnahmen von Projekten des NEP 2017.....	20
Tabelle 5: Installierte Kapazitäten je Technologie und Szenario	38
Tabelle 3 Durchdringung Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Verbrauch TYNDP16.....	39
Tabelle 4 Anzahl Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Verbrauch TYNDP18.....	39
Tabelle 6: Einteilung des Projektstatus.....	48
Tabelle 7: Übersicht der Projekt-Umsetzungszeiträume	52
Tabelle 8: Informationen über zukünftige Projekte.....	103
Abbildung 1.1: Europäische Zielsetzungen - Rahmenbedingungen für Übertragungsnetze..	16
Abbildung 2.1: Das österreichische Übertragungsnetz	21
Abbildung 2.2: Laufwasserkraftwerk vs. Windpark: Dauerlinie und Regelarbeitsvermögen ..	23
Abbildung 2.3: Entwicklung der Erzeugungsleistungen in der EU.....	24
Abbildung 2.4: Handlungsoptionen bei der Netzentwicklung (NOVA-Prinzip)	27
Abbildung 2.5: Montage eines Brutkastens.....	28
Abbildung 2.6: Sakerfalke mit Nachwuchs.....	28
Abbildung 3.1: Prozesse der Netzausbauplanung	29
Abbildung 3.2: Beispielhafte Darstellung des Szenarioraum des TYNDP 2016	30
Abbildung 3.3: TYNDP 2016 Szenarioraum definiert durch 2 maßgebende Parameter	31
Abbildung 3.4: Der Szenarioraum des TYNDP 2016 für die installierten Leistungen in AT ...	32
Abbildung 3.5: Jährliche Stromerzeugung in Österreich in den Szenarien des TYNDP 2016..	33
Abbildung 3.6: Jährliche Stromerzeugung in Europa in den Szenarien des TYNDP 2016	33
Abbildung 3.7: Darstellung der Szenarien des TYNDP 2018	35
Abbildung 3.8: Vergleich der Szenarien – Ausbaupfade Wind und PV in Österreich	36
Abbildung 3.9: Vergleich der Szenarien – Ausbaupfade Wind und PV in Österreich	40
Abbildung 3.10: Key Findings des TYNDP 2016 der ENTSO-E	42
Abbildung 3.11: Zusammenhänge NEP – Regional Plans (TYNDP) – TYNDP – PCI.....	43
Abbildung 3.12: Die TOP-10-Leitungsprojekte des APG-Masterplan 2030	45

Abbildung 4.1: Spezifische Erweiterungsprojekte und Betriebsinvestitionen (Leitungen)	50
Abbildung 4.2: Spezifische Erweiterungsprojekte und Betriebsinvestitionen (UW).....	50
Abbildung 4.3: Geographischer Überblick über die NEP-Projekte (Umspannwerksprojekte)	53
Abbildung 4.4: Geographischer Überblick über die NEP-Projekte (Leitungsprojekte)	53
Abbildung 4.5: Überblick zu den Planungsräumen der Leitungsprojekte des NEP.....	54
Abbildung 6.1: Entwicklung der Aluminium- und Kupferpreise 2014 bis 2018.....	106

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 2014 beschlossenen 40-27-27-Klimaziele der EU für 2030, die Ergebnisse der Klimakonferenz in Paris 2015 und nationalstaatliche Umsetzungspakete, der Atomausstieg in mehreren Ländern) kollidieren dabei mit den vorliegenden elektrizitätswirtschaftlichen Bedingungen (u.a. historisch 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 in den Stromnetzen zur Gefahr für die Versorgungs- und Systemsicherheit in Europa.

Die Energiewende – massive Steigerung des Anteils an Erneuerbaren

Die Steigerung der erneuerbaren Energieträger (EE) am Gesamtanteil der Stromerzeugung ist ein entscheidender Beitrag zur Erreichung der Klima- und Energieziele der EU und Österreichs. Auch wenn der bisherige Ausbau der Erneuerbaren beeindruckende Zahlen vorweist, so ist für die Erreichung eines Anteils von 27% des europäischen Energieverbrauchs bis 2030 ein weiterer enormer EE-Ausbau nötig. Durch die überaus ambitionierten Zielsetzungen in der #mission 2030, der Klima- und Energiestrategie der österreichischen Bundesregierung, in Bezug auf die Dekarbonisierung der Industrie, Sektorkopplung und 100% bilanzieller Anteil Erneuerbarer im Strombereich werden noch höhere Ausbauraten der EE erforderlich. Dies wird zu einem massiv steigenden Anteil von Stromproduktion aus Wind- bzw. Photovoltaik (PV) führen und bringt erhöhte Volatilitäten mit sich (dargebotsabhängige Stromerzeugung). Dadurch steigt aus Systemsicht die Bedeutung von kapazitätsstarken und leistungsfähigen Stromnetzen und Speichersystemen – dies wird auch in der #mission 2030 hervorgehoben.

Durch den EE-Ausbau und den daraus resultierenden eingespeisten Leistungen in die Stromnetze steigen die Anforderungen an diese fortlaufend. Beispielhaft sei genannt: Bis zu rd. 41 GW Einspeiseleistung aus PV sind in Deutschland untertags verfügbar und werden in die Netze eingespeist. Dabei und/oder bei hoher Winderzeugung (bis zu rd. 56 GW) werden konventionelle Grundlast-Kraftwerke, die auch weiterhin für die Netzstabilität und Netzstützung erforderlich sind, wirtschaftlich unrentabel und vom Netz genommen bzw. in weiterer Folge stillgelegt. Die kurzfristige Verfügbarkeit von konventionellen thermischen Kraftwerken ist jedoch für die Bedarfsdeckung bei unzureichendem EE-Dargebot und für Redispatch unabdingbar. Aus diesem Grund muss seit 2015 auch in Österreich die kurzfristige Verfügbarkeit von konventionellen Kraftwerken abgesichert werden, um diese im Bedarfsfall im Rahmen von Redispatch zur Gewährleistung der Netzsicherheit einsetzen zu können (Vorhalteleistung zur Engpassvermeidung (EPV)).

Zusammengefasst heißt dies: nur erhöhte Transportkapazitäten der Netze können bei weiterem Steigen der installierten Anlagenleistungen der EE 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 dabei 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 4. Auflage des im Auftrag der Europäischen Kommission von der ENTSO-E (Gemeinschaft der europäischen Übertragungsnetzbetreiber) erstellten und veröffentlichten 10-Jahres-Netzausbauplanes (TYNDP 2016). Dieser definiert einen Ausbaubedarf von rd. 40.000 km neuer bzw. zu verstärkender Hochspannungsleitungen in Europa und rechnet dafür mit Investitionskosten von 150 Mrd. €.

Allein in Deutschland besteht gemäß dem aktuellen deutschen Netzentwicklungsplan 2030 ein Netzausbaubedarf von rd. 10.000 km. 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 Netzinfrasturprojekte definiert, deren Realisierung vorrangige Bedeutung für die Netzintegration der Erneuerbaren, die Versorgungssicherheit und die europäische Marktintegration haben. Vier Leitungsprojekte der APG sind Teil dieser 2017 von der Europäischen Kommission veröffentlichten dritten 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 sowie dessen bevorstehende Novellierung 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 knapp 2.850 MW (Stand per Ende 2017) sowie weitere Windparkprojekte im Osten Österreichs zeigen, dass dies nicht nur theoretische Pläne sind. Im Bereich der Photovoltaik liegt die Zielsetzung des Ökostromgesetzes bei einem Zubau von 1.200 MW bis 2020 welches voraussichtlich in 2018 erreicht wird. Als tragende Säule der österreichischen Stromerzeugung ist auch ein weiterer Ausbau der heimischen Wasserkraft möglich. Gemäß den im Jahr 2017

veröffentlichten Studien „Stromzukunft Österreich 2030“ (von EEG-TU Wien erstellt) und Energie- und Klimazukunft Österreich - Szenario für 2030 und 2050 (Global 2000, Greenpeace und WWF) sowie hinsichtlich der in der #mission2030 genannten Ziele ist in Österreich mit einem weiteren massiven EE-Ausbau bis 2030 zu rechnen (installierte Leistungen von bis zu 9 GW Windkraft und 13 GW Photovoltaik bis 2030 gemäß diesen Studien).

Werden für die zukünftige und nachhaltige Stromproduktion in Österreich keine entsprechenden Netzkapazitäten geschaffen, entstehen langfristig mehrere negative Folgeeffekte:

- Erhöhte Notwendigkeit von Eingriffen in den Strommarkt durch Netzbetreiber (marktseitiges und kostenintensives Engpassmanagement)
- Einspeisereduktionen der EE zu Zeiten mangelnder Netzkapazitäten
- Attraktivität von Investitionen in Erneuerbare sinkt
- Gefährdung der Versorgungssicherheit und des Wirtschaftsstandortes Österreichs

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; Kapazitätsengpässe u.a. bei Humanressourcen in den verfahrensführenden Verwaltungen bzw. Sachverständigen) verzögern die Genehmigungsverfahren. Um diese Defizite zu beseitigen und somit die Stromwende in Österreich nachhaltig voranzutreiben, gilt es folgende bundesgesetzliche Rahmenbedingungen zu verbessern (vgl. auch 1.6):

- Verfahrensrechtliche 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) – vereinfachtes Verfahren für das Upgrade (u.a. von 220-kV auf 380-kV)
- Schutz und Freihaltung von Bestandstrassen (u.a. vor Unterbauung) sowie von Planungskorridoren (vgl. aktuelle Regelung im Straßenbereich)
- Klarstellung des öffentlichen Interesses der Projekte im Netzentwicklungsplan
- Definition systemrelevanter konventioneller (Grundlast-)Kraftwerke und regulatorische Einordnung der Vorhalteleistung zur Engpassvermeidung (EPV)

Langfristige Netzausbauplanung der APG (Ten Year Network Development Plan der ENTSO-E und 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 und ist seit 2010 intensiv an der Erstellung und Verbesserung des Ten Year Network Development Plans der ENTSO-E beteiligt. Das Zielnetzkonzept (die Masterplan-Projekte) mit

der Schließung des 380-kV-Ringes im Süden Österreichs, einer leistungsfähigen 380-kV-Achse in Westösterreich sowie starken Verbindungen zu den Nachbarstaaten erweist sich als robuste Lösung und wurde zuletzt im TYNDP 2016 erneut bestätigt. Mit den TYNDP-Projekten werden wichtige Voraussetzungen für die zukünftige Netz- und Systemsicherheit, die Netzintegration der Erneuerbaren und für die Marktintegration geschaffen. Insgesamt sind vier Projekte der APG als PCI-Projekt klassifiziert und damit als besonders bedeutend eingestuft (Projekte in europäischem Interesse).

Netzentwicklungsplan 2018

Der vorliegende Netzentwicklungsplan (NEP) ist eine gesetzliche Verpflichtung (gemäß § 37 EIWOG 2010) und basiert auf den langfristigen Planungen des TYNDP 2016 und 2018 sowie dem NEP 2017. Hiermit informiert APG alle Marktteilnehmer, welche wichtigen Übertragungsinfrastrukturen 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 (2019 – 2028) unter Zugrundelegung der energiewirtschaftlichen Entwicklungsprognosen abgebildet.

Die enthaltenen Projekte werden in Projekte von nationalem und europäischem Interesse und Netzanschlussprojekte (ausgelöst von Marktteilnehmern, Verteilernetzbetreibern, Kraftwerksbetreibern, Kunden und Merchant-Lines) kategorisiert. Netzanschlussprojekte werden im Netzentwicklungsplan zur Genehmigung eingereicht, sofern entsprechende Projektgrundlagen und Planungssicherheiten vorliegen.

Die öffentliche Konsultation des Netzentwicklungsplans erfolgte zwischen Ende Juni und Ende Juli und die relevanten Marktteilnehmer hatten die Möglichkeit zum Netzentwicklungsplan 2018 Stellung zu nehmen. Die eingegangenen Stellungnahmen wurden von APG geprüft und sofern möglich in der vorliegenden Version des Netzentwicklungsplans 2018 berücksichtigt.

Um die zuvor angeführten Herausforderungen zu bewältigen, sind bis 2028 umfangreiche Netzverstärkungen und Netzausbauten in Österreich erforderlich. Die im APG-Netzentwicklungsplan 2018 dargestellten Projekte der kommenden zehn Jahre umfassen:

- Neue Leitungen im Übertragungsnetz: rd. 220 km (Trassen-km)
- Umstellungen von rd. 100 km bestehenden Leitungen auf höhere Spannungsebene
- Ersatzneubau und Verstärkung von Leitungen: rd. 400 km
- 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 Anspeisung der Verteilernetze ist die Errichtung von etwa 30 Transformatoren mit einer Gesamtleistung von rd. 11.000 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/-erneuerungen von Leitungen geplant (insbesondere auf den Netzebenen 110-kV und 220-kV)

Die Abwicklung der im Netzentwicklungsplan dargestellten Projekte 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 für die Umsetzung der Energiewende sowie der österreichischen Klima- und Energiestrategie #mission2030. 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

In Zeiten der Digitalisierung und Vernetzung sowie der unlimitierten Verfügbarkeit von Informationen in den Datennetzen wird eine sichere und zuverlässige Stromversorgung immer wichtiger. Das Funktionieren unseres Gesellschaftssystems ist untrennbar damit und einer zu wirtschaftlichen Bedingungen sowie ständig 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 (vgl. „Clean Energy for All Europeans“-Paket der Europäischen Kommission) stehen Übertragungsnetzbetreiber aufgrund der sich ändernden Rahmenbedingungen vor immer neuen Herausforderungen. Neben dem marktpreisbestimmten Kraftwerkseinsatz beeinflussen der Stromverbrauch, zunehmend neue Kraftwerke und vor allem der lokal konzentrierte 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 dabei erforderliche Engpassmanagement führt zu Einschränkungen des freien Marktes sowie zu erhöhten Kosten (siehe auch Kapitel 2.4). Neben dem temporären Einsatz von Engpassmanagement für zeitweise auftretende Engpässe können wiederholt auftretende – d.h. strukturbedingte – Engpässe nur durch Netzausbaumaßnahmen effizient und nachhaltig beseitigt werden.

1.2 Gesetzliche Pflichten des Übertragungsnetzbetreibers¹

Die APG als Übertragungsnetzbetreiber hat bei der Planung und beim Betrieb ihrer Hochspan-

¹ 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.

nungsanlagen umfangreiche gesetzliche Verpflichtungen zu erfüllen. Als gemeinwirtschaftliche Verpflichtung obliegt der APG neben der diskriminierungsfreien Behandlung aller Kunden die Errichtung und Erhaltung einer ausreichenden Netzinfrastruktur (§ 5 Abs. 1 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.

Zusätzlich gelten neben den genannten gesetzlichen Aufgaben zusätzliche Verpflichtungen wie jene, die aus den Network Codes resultieren. Analog zu den Bestimmungen im EIWOG (bzw. den Technisch Organisatorischen Regeln [TOR]) zum sicheren Netzbetrieb sind in den Network Codes die Einhaltung technisch-organisatorischer Regeln für den sicheren Betrieb des europaweiten ENTSO-E-Netzes vereinbart.

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 sowie der energiewirtschaftlichen Entwicklungen.

APG kommt damit den gesetzlichen Forderungen nach, den Marktteilnehmern Angaben zu liefern, welche wichtigen Übertragungsinfrastrukturen in den nächsten zehn Jahren errichtet oder ausgebaut werden. Jene Projekte in den ersten drei Jahren des genehmigten NEP sind dabei verpflichtend umzusetzen.

Der vorliegende Netzentwicklungsplan 2018 umfasst die erforderlichen Netzausbauprojekte im Übertragungsnetz der APG auf den Netzebenen 1, 2 und 3 im gesetzlich festgelegten zehnjährigen Planungszeitraum von 2019 bis 2028. Diese Projekte lassen sich in folgende Kategorien unterteilen:

Projekte von nationalem bzw. europäischem Interesse

Diese Netzausbauprojekte resultieren aus der langfristig vorausschauenden (strategischen) Netzausbauplanung auf Basis von Szenarienrechnungen und umfangreichen Umfeldrecherchen der nationalen und europäischen energiewirtschaftlichen Entwicklungen. Die Ergebnisse dieser umfassenden Analysen fließen in die auf europäischer Ebene koordinierten Planungsaktivitäten ein, welche im Ten Year Network Development Plan (TYNDP) der ENTSO-E gebündelt werden und mit dem Netzentwicklungsplan abgestimmt sind (vgl. Kap. 3).

Bei Projekten, die ein Umweltverträglichkeitsprüfungs-Verfahren (UVP-Verfahren) durchlau-

fen, wird zusätzlich im Rahmen der Umweltverträglichkeitserklärung (UVE) die energiewirtschaftliche Notwendigkeit umfangreich analysiert und beschrieben (vgl. jeweiliger UVE-Fachbeitrag „Energiewirtschaft“).

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 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 in Verhandlung sind bzw. bereits bestehen (z.B. Errichtungsvertrag) oder eine entsprechende Planungssicherheit vorliegt.

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 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 Stromaus-tauschs mit anderen Ländern unter Berücksichtigung der Investitionspläne für regionale und benachbarte Netze zugrunde gelegt (vgl. Kap. 3).

Basierend auf diesen Annahmen wird die Notwendigkeit der Netzausbauprojekte durch detail-lierte Lastfluss- und Kurzschlussanalysen identifiziert. Dabei werden für den jeweiligen Netz-raum – 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 zusätzlich analysiert. Zu-dem muss berücksichtigt werden, dass im Netzbetrieb durch wartungsbedingte Abschaltungen oder Nicht-Verfügbarkeiten von Netzelementen nicht immer alle Betriebsmittel zur Verfügung stehen, die (n-1)-Sicherheit jedoch trotzdem eingehalten werden muss.

Die Realisierung der Projekte des Netzentwicklungsplans und die damit in Zusammenhang stehende Verstärkung der Netzkapazitäten ist eine wesentliche Voraussetzung, um die be-deutenden betrieblichen, energiewirtschaftlichen und volkswirtschaftlichen Vorteile einer leis-tungsfähigen Stromnetzinfrastruktur weiterhin zu lukrieren.

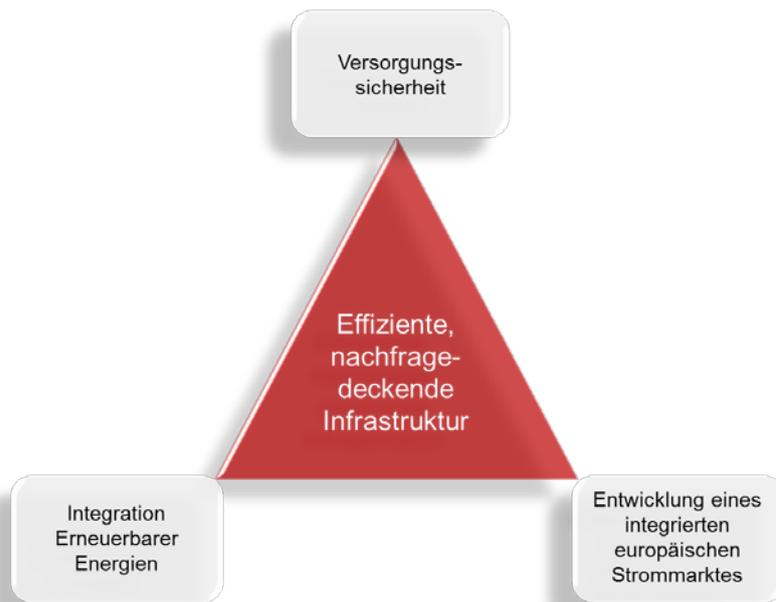


Abbildung 1.1: Europäische Zielsetzungen - Rahmenbedingungen für Übertragungsnetze

Diese Anforderungen decken sich mit den europäischen Vorgaben bzw. Zielsetzungen (vgl. Abbildung 1.1). Die Projekte des Netzentwicklungsplans sind erforderlich, um die geforderte effiziente, nachfragedeckende Infrastruktur entsprechend den aktuellen bzw. absehbaren Ent-wicklungen zur Verfügung zu stellen. Deren Realisierung stellt eine wesentliche Vorausset-zung dar, um die Versorgungs- und Systemsicherheit für elektrische Energie weiterhin jeder-zeit zu gewährleisten. Darüber hinaus werden die weitere Netzintegration der Erneuerbaren

Energieträger (kurz: EE) im Rahmen der Energie- und Klimaziele der EU und Österreichs ermöglicht, sowie die Schaffung eines integrierten europäischen Strommarktes gefördert.

1.5 Volkswirtschaftliche Bedeutung des Netzentwicklungsplans

In einer Studie des Umweltbundesamtes und des Instituts Economica wurde der ökologische und ökonomische Mehrwert von APG-Netzinvestitionen untersucht. Die Studie beschreibt die in Tabelle 1 dargestellten ökonomischen Effekte in Österreich, welche durch Investitionen der APG in den Netzausbau ausgelöst werden.

Ökonomischer Effekt	Effekt Betrieb p.a. aktuell	Effekt Investition p.a. Durchschnitt 2006 - 2015	Effekt Investition p.a. Durchschnitt 2015 - 2024
Produktionswert total (= direkt, indirekt u. induziert)	1.481 Mio. Euro	214 Mio. Euro	337 Mio. Euro
Bruttowertschöpfung total	436 Mio. Euro	81,5 Mio. Euro	131 Mio. Euro
Beschäftigung total	2.047 VZÄ	952 VZÄ	1.447 VZÄ
Fiskaleinnahmen total	58,5 Mio. Euro	18,3 Mio. Euro	23,8 Mio. Euro

Tabelle 1: Ökonomischer Effekt APG-Netzinvestitionen; VZÄ = Vollzeitäquivalent

Weiters kommt es gemäß der Studie, durch die Investitionen der APG (und der damit einhergehenden hohen Versorgungsqualität in Österreich) zu Investitionen aus dem Ausland in der Höhe von 104 Mio. Euro im Planungszeitraum.

Die österreichische Wirtschaft profitiert entsprechend einer Studie des Industriewirtschaftlichen Instituts durch die NEP-Investitionen in besonderem Maße, da die Wertschöpfung im Inland bei APG-Investitionen überdurchschnittlich hoch ist. Durch Investitionen in das APG-Netz 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. Der unmittelbar im Inland wirksame Anteil an der gesamten Investitionssumme des untersuchten Netzentwicklungsplans 2015 liegt mit 77,6% über jenem der durchschnittlichen Bruttoanlageinvestition von 73,0%. Zudem kommt die Studie zu dem Schluss, dass von den rd. 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 im Ausmaß von

- 3,6 Mrd. EUR Produktionszuwachs,
- 1,5 Mrd. EUR Wertschöpfung und
- 21.600 Vollzeitäquivalenten (VZÄ) führen.

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 heimischen Wirtschaftsstandortes hoch 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 werden die Ergebnisse des APG-Masterplan 2030 und des ENTSO-E TYNDP 2016 zusammengefasst und die daraus abgeleiteten TOP-10-Projekte zur Beseitigung bestehender und prognostizierter Engpässe dargestellt. Engpässe im APG-Netz sind mit hohen (volkswirtschaftlichen) Kosten und mit Einbußen an Versorgungssicherheit verbunden (vgl. Kapitel 2.4).

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

- **Höhere Transportkapazitäten**

Durch die Ertüchtigungen sowie neue Leitungen und Umspannwerke werden die Transportkapazität und Leistungsfähigkeit des Netzes gesteigert. Dies ermöglicht die Netzintegration der Erneuerbaren Energieträger (v.a. Windkraft und PV) und neuer Kraftwerke / Kunden (z.B. Pumpspeicherkraftwerke) sowie die sichere Anbindung der Verteilernetze.

- **Netzanbindung von Kraftwerken**

Einige Projekte des NEP sind bedeutend für den Netzanschluss neuer Kraftwerke. Ausreichende Erzeugungskapazitäten sind ein wichtiger Faktor für die Versorgungssicherheit und Bedarfsdeckung in Österreich. Zusätzliche Kraftwerke verhindern die Abhängigkeit von Stromimporten und beleben den Strommarkt. Weiters ermöglicht die leistungsfähige Anbindung der Pumpspeicherkraftwerke in den Alpen die effiziente Nutzung und Speicherung der volatilen erneuerbaren Energieträger.

- **Integration erneuerbarer Energien zur Erreichung der Klima- und Energieziele**

Der Ausbau der Übertragungsnetzinfrastruktur schafft die Möglichkeit zur Netzintegration der Erneuerbaren und ist damit eine Grundvoraussetzung für die Erreichung der Klima- und Energieziele. Dadurch können CO₂-Emissionen aus weniger klimafreundlichen Stromerzeugungsanlagen verringert werden.

- **Reduktion von Transportverlusten**

Durch die Umstellung von Leitungsverbindungen auf höhere Spannungsebenen können bei gleicher Transportmenge die Verluste deutlich reduziert werden. Dadurch werden CO₂-Emissionen eingespart und es sinken die Verlustenergiebeschaffungskosten.

- **Schaffung eines europäischen Strommarktes**

Durch die stärkere europäische Vernetzung wird die österreichische Versorgungssicherheit verbessert sowie den österreichischen Marktteilnehmern der Zugang zum europäischen Strommarkt ermöglicht. Darüber hinaus wird der Zugang zu erneuerbaren Energiequellen in Europa geschaffen.

1.6 Umfeld für den Netzausbau

APG investiert in den nächsten Jahren mehrere Milliarden 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 ein bedeutender Beitrag zur Sicherung der regionalen und überregionalen Wertschöpfung geleistet.

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

Die fallweise vorhandenen unterschiedlichen legislativen Rahmenbedingungen, v.a. in den Bereichen Technik und Raumordnung (u.a. fehlende Trassensicherung 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 für die Realisierung der notwendigen Netzaus- und -umbauprojekte in angemessenen Zeiträumen. Um diese Defizite zu beseitigen sowie die Klima- und Energiestrategie in Österreich nachhaltig umzusetzen, gilt es die Rahmenbedingungen für die Genehmigungsverfahren von Übertragungsnetzprojekten v.a. in folgenden Bereichen zu verbessern:

- Verfahrensrechtliche 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 sowie Planungskorridoren
- Erleichtertes Genehmigungsverfahren für das Upgrade von bestehenden Übertragungsleitungen nach dem Prinzip „Upgrade vor Neubau“ (NOVA-Prinzip)
- Gesellschaftliche und politische Anerkennung der Notwendigkeit des Netzum- und -ausbaues zur Erreichung der Klima- und Energiestrategie sowie Klarstellung des öffentlichen Interesses der Projekte im Netzentwicklungsplan

Die Notwendigkeit gesetzlicher Initiativen zeigt sich anhand internationaler Beispiele (Energieinfrastruktur Verordnung der EU, EnLAG Deutschland, Strommarktdesign im Rahmen des Clean Energy Packages etc.).

Aktuell werden in Brüssel gerade die Endverhandlungen über das Strommarktdesign (Richtlinie (RL) & Verordnung (VO)), die neue Versorgungssicherheits-RL Strom und die ACER-VO im Rahmen des Clean Energy Packages der Europäischen Kommission endverhandelt. In vielen dort adressierten Fragestellungen ist die Verfügbarkeit von entsprechenden Netz- und Leitungskapazitäten eine Schlüsselfrage. Darüber hinaus wird in den kommenden zwei Jahren die Infrastruktur VO auf europäischer Ebene einer Prüfung und eventuellen Novellierung unterzogen. Dies kann zum Anlass genommen werden, um die Defizite der österreichischen Umsetzung (u.a. Trassenschutz) im Sinne der unten angeführten Pläne der Bundesregierung zu sanieren.

Im Regierungsprogramm, sowie in der Klima- und Energiestrategie #mission2030 der österreichischen Bundesregierung werden einige der obigen Maßnahmen konkret adressiert:

- Netzaus- und -umbau zur Integration der Erneuerbaren
- Allgemeine Beschleunigung von Prüfverfahren sowie Verfahrensvereinfachung auch im Bereich der UVP-Verfahren
- Erarbeitung eines strategischen Infrastruktur- und Raumordnungskonzepts für die infrastrukturelle Weiterentwicklung des Landes

Die APG ist mit ihrem gesetzlichen Auftrag zur Versorgungssicherheit ein Garant für die Umsetzung der Modernisierungs- und Ausbauprojekte bei gleichzeitiger Gewährleistung höchster Sicherheitsstandards und wird ihren Beitrag zur Bewältigung der Herausforderungen der Energiewende leisten und sich auch in alle relevanten legislativen Prozesse als konstruktiver „Enabler“ einbringen.

1.7 Abgeschlossene Projekte des NEP 2017

Die folgende Tabelle beinhaltet jene Projekte des NEP 2017, welche planmäßig bis Mitte 2018 in Betrieb genommen bzw. abgeschlossen wurden.

Proj. Nr.	Projektbezeichnung	Inbetriebnahme
15-5	UW Zeltweg: 2. 220/110-kV-Umspanner Energienetze Steiermark	Oktober 2017
11-22	UW Jochenstein: 220/110-kV-Netzabstützung Netz OÖ	März 2018
13-1	UW Obersielach: Dritter 380/220-kV-Umspanner	April 2018

Tabelle 2: Inbetriebnahmen von Projekten des NEP 2017

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, Kraftwerksprojekte und der enorme Ausbau erneuerbarer Energieträger führen zunehmend zu hohen Netzbelastungen und kostenintensiven Engpässen. Zur zukünftigen Gewährleistung der Versorgungs- und Systemsicherheit sind die Netzausbauprojekte des NEP dringend erforderlich.

2.1 Das österreichische Übertragungsnetz

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.

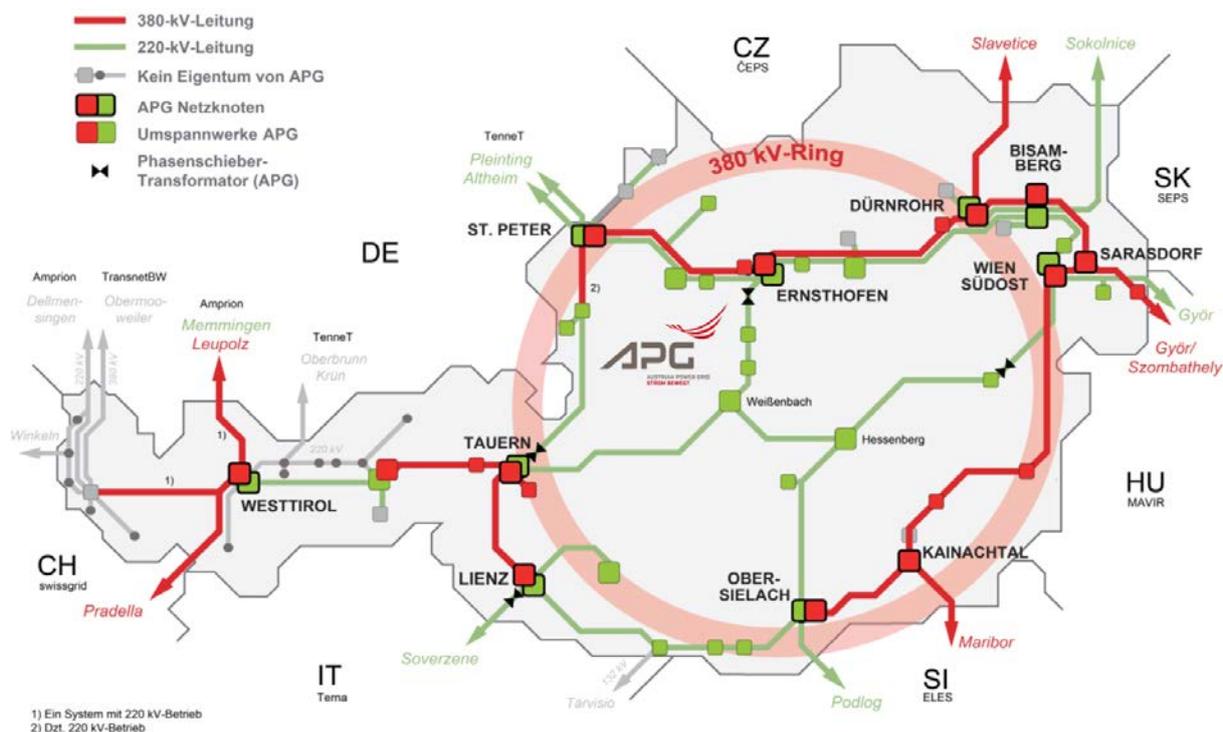


Abbildung 2.1: Das österreichische Übertragungsnetz

Mit dem Ziel zur Steigerung der Versorgungssicherheit wurde aus den einzelnen nationalen Netzen über die vergangenen Jahrzehnte des vorigen Jahrhunderts ein großes zusammenhängendes europäisches Netzsystem gebildet, das Übertragungsnetz der ENTSO-E. Die na-

tionalen Netze sind dabei über Kuppelleitungen miteinander verbunden und werden in Zentraleuropa synchron – das heißt mit gleicher Netzfrequenz von 50 Hz – betrieben. Das Übertragungsnetz der APG ist Teil des 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.

2.2 Marktpreisbestimmter Kraftwerkseinsatz und Verbrauchssteigerungen

Der Kraftwerkseinsatz in Europa wird über Börsengeschäfte, über bilaterale Geschäfte zwischen Bilanzgruppen 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.

Der Stromverbrauch hingegen hängt stark von wirtschaftlichen Entwicklungen und demographischen Veränderungen in den jeweiligen Regionen ab und war bis zu den Jahren vor der Wirtschaftskrise von hohen Zuwachsraten gekennzeichnet.

In den vier Szenarien (Visions) des TYNDP 2016 wurden in Hinblick auf den Verbrauch unterschiedliche zukünftige Entwicklungen bis zum Jahr 2030 angenommen. Diese reichen von einem leichten Rückgang des Verbrauchs durch Effizienzsteigerungen bis hin zu einer starken Erhöhung des Verbrauchs zufolge von hohen Durchdringungen von Stromdienstleistungen und neuen Stromanwendungen (Wärmepumpen, Elektromobilität, etc.).

2.3 Ausbau erneuerbarer Energieträger

Die 2014 beschlossenen 40-27-27-Energie- und Klimaziele umfassen u.a. ein verbindliches EU-Ziel für einen Anteil erneuerbarer Energieträger am Energieverbrauch von mindestens 27% bis 2030. Weiters geben die Ergebnisse der Weltklimakonferenz 2015 in Paris einen klaren Weg für die Umsetzung von Maßnahmen zur Reduktion des CO₂-Ausstoßes vor.

Aufgrund der nicht ständigen Verfügbarkeit der „neuen“ EE (v.a. PV und Windkraft) ist für das Erreichen eines bestimmten Anteils am Endenergieverbrauch ein entsprechend hoher Anteil an installierter EE-Leistung nötig. Um dies zu illustrieren zeigt Abbildung 2.2 im linken Diagramm die Dauerlinien (d.h. die sortierten Erzeugungsleistungen eines Jahres) eines Windparks im Vergleich zu einem Donaukraftwerk mit dem Ziel über ein Jahr gesehen dieselbe Menge an elektrischer Energie zu erzeugen (vgl. rechtes Diagramm „Regelarbeitsvermögen“; entspricht der Fläche unter den Leistungs-Dauerlinien).

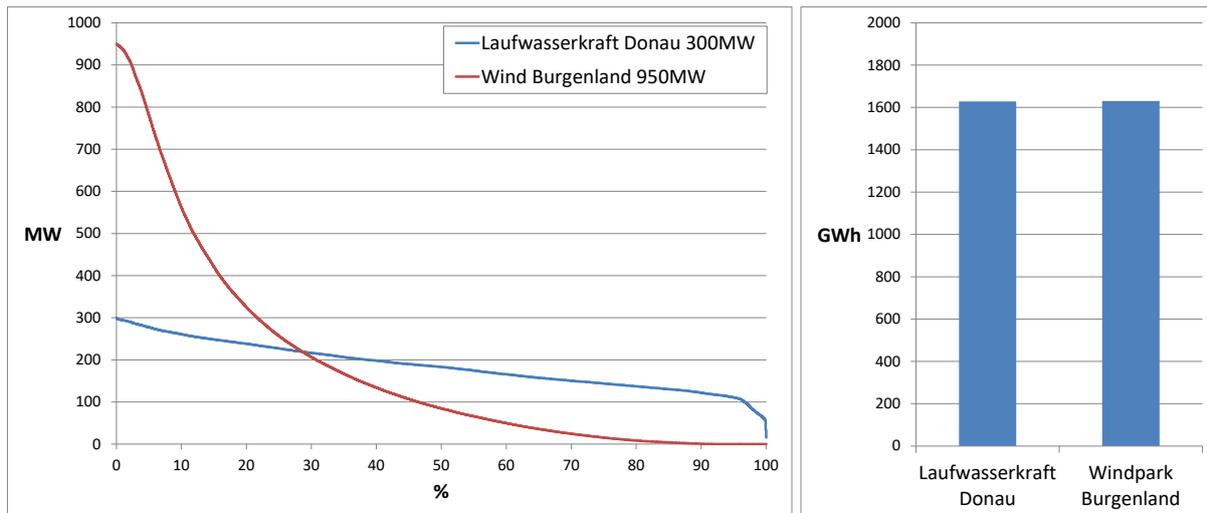


Abbildung 2.2: Laufwasserkraftwerk vs. Windpark: Dauerlinie (Leistung) und Regelarbeitsvermögen (Energie)

Während das Laufwasserkraftwerk an der Donau über 5.400 Vollaustunden pro Jahr erreicht, beträgt diese für den betrachteten Windpark nur rd. 1.700 Stunden pro Jahr². Demnach ist für die selbe im Jahr erzeugte Energiemenge mehr als die dreifache installierte Anlagenleistung für den Windpark erforderlich und diese muss jederzeit in das Netz eingespeist werden können. Daher sind für die Auslegung der elektrischen Netze und damit auch des Übertragungsnetzes ausschließlich Leistungsbetrachtungen maßgeblich, und nicht (transportierte) Energiemengen.

Die Dynamik des EE-Ausbaus ist, wie in Abbildung 2.3 dargestellt, sehr progressiv. Z.B. wurde die Windkraft in der EU von 41 GW in 2005 auf 169 GW in 2017 ausgebaut (vgl. Wind in Power 2017, Wind Europe). Windkraftanlagen stellen seit Ende 2016 hinter Gaskraftwerken jene Erzeugungstechnologie mit der zweithöchsten installierten Anlagenleistung in der EU dar. Ähnliche Entwicklungen liegen im Bereich der PV vor. Hier wurden im Jahr 2017 in der EU 6 GW auf eine kumulierte installierte Leistung von insgesamt 107 GW zugebaut.

Österreich steht ebenfalls vor ähnlichen Herausforderungen: Auf Basis gesetzlicher Beschlüsse (Ökostromgesetz, kurz: ÖSG) soll die installierte Windkraftleistung bis 2020 auf 3.000 MW erhöht werden. Die Windkraft wurde in Österreich von rd. 1.000 MW im Jahr 2010 auf mittlerweile 2.700 MW per Mitte 2017 ausgebaut (vgl. IG Windkraft). Zudem liegen weitere Windparkprojekte von rd. 1.000 MW im Osten Österreichs vor. Daher ist davon auszugehen, dass dieses Ziel erreicht wird. Bei PV ist auf Basis der mit Ende 2016 installierten Anlagen von in Summe 1.077 MW (vgl. PV Austria) ebenso davon auszugehen, dass die Zielsetzung des ÖSG mit 1.200 MW bis 2020 erreicht wird. Als tragende Säule der österreichischen Stromerzeugung ist auch ein weiterer Ausbau der heimischen Wasserkraft zu erwarten.

² Das Winddargebot ist abhängig von Wetterjahr und Standort, es können auch höhere Werte erreicht werden.

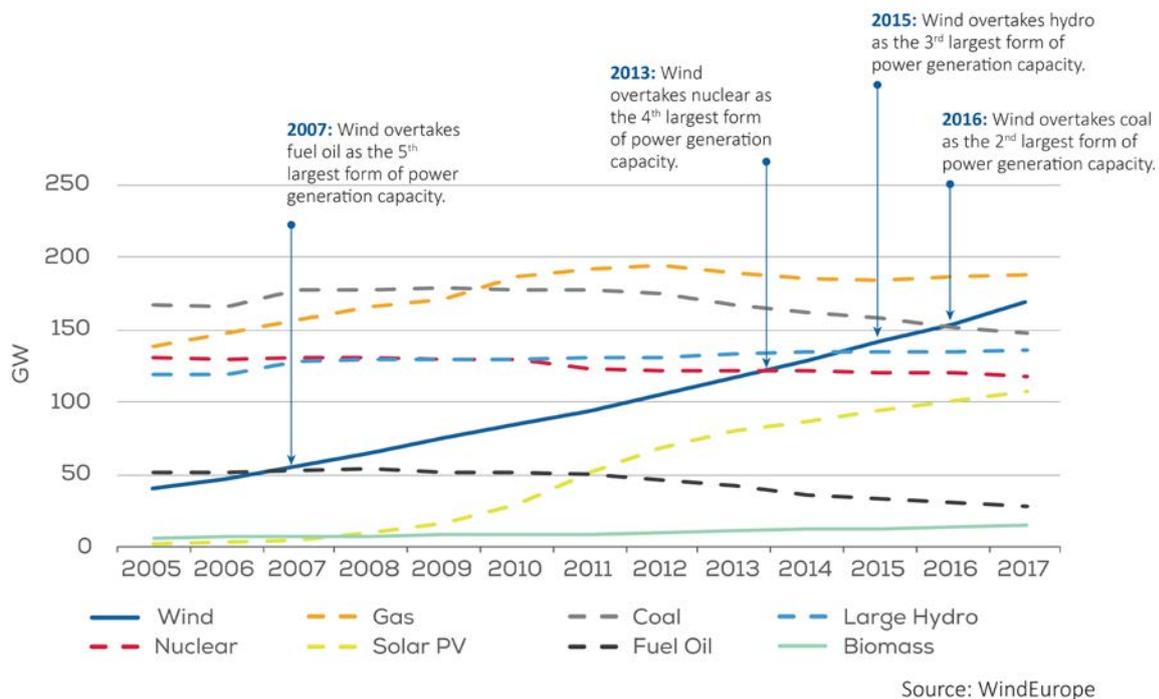


Abbildung 2.3: Entwicklung der Erzeugungsleistungen in der EU

Die in der Klima- und Energiestrategie der österreichischen Bundesregierung „#mission2030“ definierten Ziele lassen darüber hinaus noch progressivere EE-Entwicklungen erwarten. Insbesondere der/die

- Ausgleich des Import-/Exportsaldos,
- Umstellung des derzeit fossil erzeugten Stroms auf Erneuerbare und
- Umstellung der Industrie auf stromgeführt bzw. Erneuerbar (inkl. E-Mobility und Power-to-Gas bzw. Power-to-X)

führen zu einem zusätzlichen Aufbringungsbedarf von über 30 TWh aus Erneuerbaren (vgl. heutiger Gesamtstromverbrauch Österreichs: rd. 70 TWh). Basierend auf den in Abbildung 2.2 gezeigten Sachverhalten und durch die im Vergleich zu konventionellen Erzeugungseinheiten geringen Volllaststunden der EE erfordern 30 TWh/Jahr den Ausbau von mindestens

- rd. 15 GW Wind (= rd. 6.000 zusätzliche Windräder mit je 2,5 MW)
- oder
- rd. 30 GW Photovoltaik (= rd. 3 Mio. Anlagen mit je 10 kW)
- (bzw. eine entsprechende Kombination aus Windkraft und Photovoltaik).

Die Konsequenz eines solchen Ausbaus an EE ist enorm und mit der derzeitigen Netzinfrastruktur (Leistungsbetrachtung!) nicht transportierbar. Neben umfangreichen weiteren Ausbauten in den Verteilernetzen und im Übertragungsnetz (über die aktuellen NEP-Projekte hinaus) werden dafür weitreichende Speicher- und Flexibilitätskonzepte, neue Technologien und Sektorkopplungen nötig werden.

2.4 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 demnach 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.

Derzeit treten in der Regelzone APG vermehrt Nord-Süd, West-Ost und Ost-West Engpässe auf. Engpässen, die aufgrund bestimmter netzbetrieblicher Situationen und zeitlich begrenzt auftreten, kann mittels Engpassmanagement³ betrieblich begegnet werden. Treten im Gegensatz dazu Engpässe wiederholt und über längere Zeit auf bzw. werden derartige strukturell bedingte Engpässe in den Prognoserechnungen erkannt, sind entsprechende Netzausbaumaßnahmen unabdingbar.

2.5 Energiewirtschaftliche Einflussgrößen für die Netzentwicklung

Steigende Anforderungen an die Übertragungsnetzinfrastruktur (z.B. durch die Netzintegration von EE, 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, EE-Ausbau, Diversifizierungsstrategien hinsichtlich Primärenergieträgern sowie zur Reduktion der Importabhängigkeit (z.B. bei Erdgas), Ausstieg aus der Kernenergie (Beschlüsse in mehreren europäischen Ländern), nationale Energiestrategien, Belegung des Elektrizitätsmarktes etc.

- **Forcierter Ausbau der erneuerbaren Energieträger**

In den letzten Jahren kam es in Europa zu einem massiven Ausbau der Erneuerbaren. Im Jahr 2017 wurden in der EU rd. 6 GW auf eine Leistung von insgesamt 107 GW Photovoltaik und rd. 16 GW auf eine insgesamt installierte Leistung von 169 GW Windkraftanlagen zugebaut. Auf Basis der Pariser Klimaziele, nationaler Ausbaustrategien für EE sowie auch verschiedensten Studien ist davon auszugehen, dass sich dieser Trend in den nächsten Jahren fortsetzen bzw. verschärfen wird.

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

- **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, teilweise Konservierungen von thermischen Kraftwerken), Primärenergieträger, Entwicklung der Primärenergie-, Strom- und CO₂-Preise, marktpreisbestimmter Kraftwerkseinsatz etc.

- **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

- **Aktuelle und zukünftige Entwicklungen**

Elektromobilität, Speicherentwicklungen (Batterien), Aggregatoren, Demand Side Management, Smart-Grids, Digitalisierung, Block Chain, neue Anwendungen etc.

2.6 Das NOVA-Prinzip in der Netzausbauplanung

Die Netzausbauplanung der APG verfolgt nachhaltige Überlegungen zur Leistungsfähigkeit der Transportkapazitäten, zur Umweltverträglichkeit und zu volkswirtschaftlichen Kosten. Hierzu wird prinzipiell das NOVA-Prinzip (Netz-Optimierung vor Ausbau)⁴ verfolgt. Die zur Verfügung stehenden Handlungsoptionen beinhalten die Optimierung der Betriebsführung, Netzverstärkungen und -optimierungen von bestehenden Anlagen sowie im dritten Schritt Maßnahmen zum Netzausbau auf neuen Trassen. 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 (vgl. Abbildung 2.4).

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 sowie das Alter und der Zustand bestehender Leitungen bzw. Anlagen berücksichtigt werden. Ein bei älteren Leitungen oft vorliegender Instandhaltungs- und Erneuerungsbedarf wird dabei jedenfalls miteinbezogen.

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

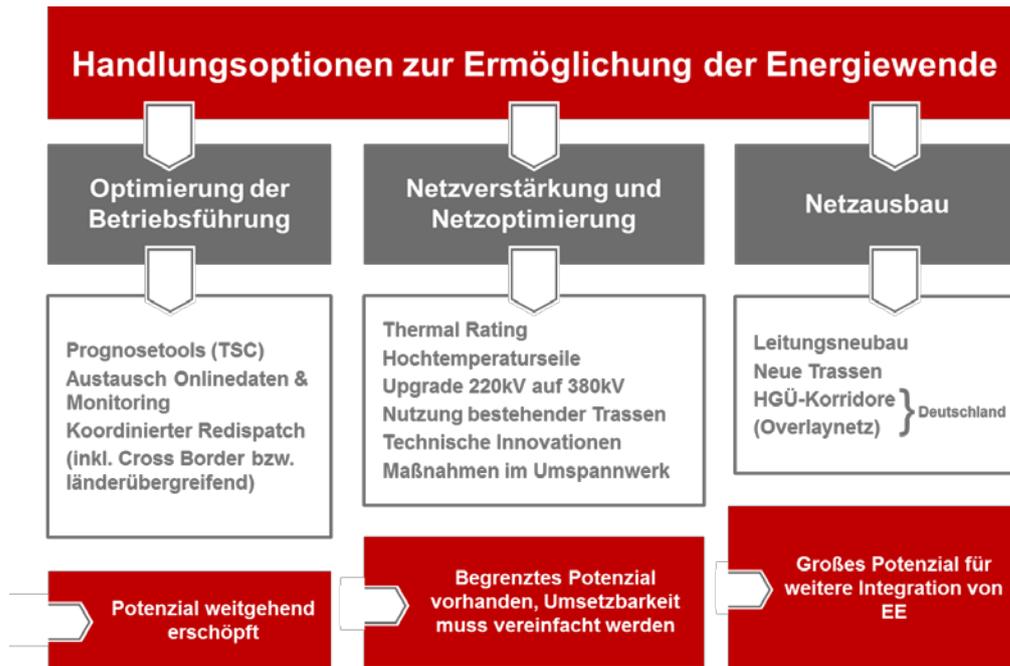


Abbildung 2.4: Handlungsoptionen bei der Netzentwicklung (NOVA-Prinzip)

In der dritten Stufe werden beim Leitungsneubau neue Trassen auf Basis folgender Kriterien ausgewählt:

- Wirtschaftlichkeit: Optimierung der Netzkonzepte und wenn möglich Bündelungen / Mitführungen mit bzw. von 110-kV-Leitungen der Verteilernetzbetreiber
- Umweltschutz: Vermeidung von Annäherungen zu sensiblen Widmungen, Landschaftsräumen und Schutzgebieten sowie wenn möglich Trassenbündelung mit anderen linienhaften Infrastrukturen
- Sicherheit: Einhaltung der Standards für die Betriebs- und Anlagensicherheit

Zusätzlich werden folgende Trassierungsgrundsätze bestmöglich berücksichtigt:

- Berücksichtigung von Zwangspunkten wie bestehende und geplante Umspannwerke sowie Anschlusspunkte an das APG-Netz
- Möglichst geringe Beeinträchtigungen für den Siedlungs- und Naturraum
- Meidung von Siedlungsgebieten unter Berücksichtigung von humanmedizinischen Kriterien wie Klima & Luft, Schall und elektromagnetischen Feldern (EMF)
- weitgehende Vermeidung der Inanspruchnahme/Querung von Flächen, die einer Trassennutzung entgegenstehen wie naturschutzrechtlich geschützte Gebiete (v.a. Europaschutzgebiete, Naturschutzgebiete, Landschaftsschutzgebiete und geschützte Landschaftsteile sowie hoch sensible Landschaftsräume bzw. hochwertige Erholungsgebiete)

- Parallelführungen mit bestehenden Freileitungen (Trassenbündelung) oder anderen linienhaften Infrastrukturen (z.B. Straßen, Bahntrassen, etc.)

Zudem setzt APG auf den Leitungstrassen zahlreiche Projekte für ein nachhaltiges und ökologisches Trassenmanagement für den Schutz der heimischen Fauna und Flora in Kooperationen mit Umweltorganisationen und Universitäten um.

2.7 Nachhaltiges Trassenmanagement (NTM)

Die APG wird zunehmend angehalten, neben den technisch-wirtschaftlichen Kriterien vermehrt auch der wachsenden Bedeutung des Umweltschutzes in den Bereichen Projektierung, Ausführung und Instandhaltung von Freileitungen gerecht zu werden. Dabei müssen die divergierenden Erwartungshaltungen und Anforderungen der entsprechenden Behörden, der Eigentümer, der Bevölkerung, verschiedener Interessensgruppen (z.B. Land- und Forstwirtschaft, Umweltschutz, Jagd, Tourismus) sowie der APG selbst berücksichtigt werden, um flexible und integrative Ansätze für bedarfsgerechte und optimierte Lösungen zu finden.

APG hat bereits im Jahr 1997 ein Forschungsprojekt „Ökologische und ökonomische Trasseninstandhaltung“ ins Leben gerufen. In diesem Projekt (1997-1999) wurden von unterschiedlichen Fachdisziplinen vier Mustertrassen bezüglich ihres ökologischen und ihres sozio-ökonomischen Wertes und ihrer ökologischen Einbindung in die Landschaft untersucht. Mit dem Projekt „Nachhaltiges Trassenmanagement“ wurde diese Arbeit inhaltlich fortgesetzt, räumlich auf das gesamte Übertragungsnetz der APG ausgedehnt und in die Trasseninstandhaltung integriert. Damit hat APG nun bereits 20 Jahre Erfahrung mit nachhaltigem Trassenmanagement und leistet einen bedeutenden Beitrag zur Nutzung von Leitungstrassen als Lebensraum für (gefährdete) heimische Tier- und Pflanzenarten.

Weiters unterstützt APG mit Partnern zahlreiche Artenschutzprojekte mit dem Ziel den Lebensraum der Avifauna zu verbessern und Leitungsanlagen für Vögel, wie den Sakerfalken oder den Habichtskauz, durch z.B. Montage von Nisthilfen und Brutkästen als Lebensraum nutzbar zu machen.



Abbildung 2.5: Montage eines Brutkastens



Abbildung 2.6: Sakerfalke mit Nachwuchs

3 Die Netzausbauplanung der APG

Im Sinne einer effizienten und vorausschauenden Netzausbauplanung erstellt APG langfristige Szenarien für die Anforderungen an das österreichische Übertragungsnetz und die zu erwartenden Netzbelastungen. Es erfolgt eine Planung auf europäischer Ebene, mit den „Regional Investmentplans“ und dem Ten-Year-Network-Development Plan (TYNDP) der ENTSO-E, und diese werden alle zwei Jahre veröffentlicht. Seit 2011 wird der Netzentwicklungsplan (NEP) für die Regelzone APG mit einem 10-jährigen Ausblick erstellt und jährlich aktualisiert. Einen Überblick über die unterschiedlichen Planungshorizonte gibt Abbildung 3.1.

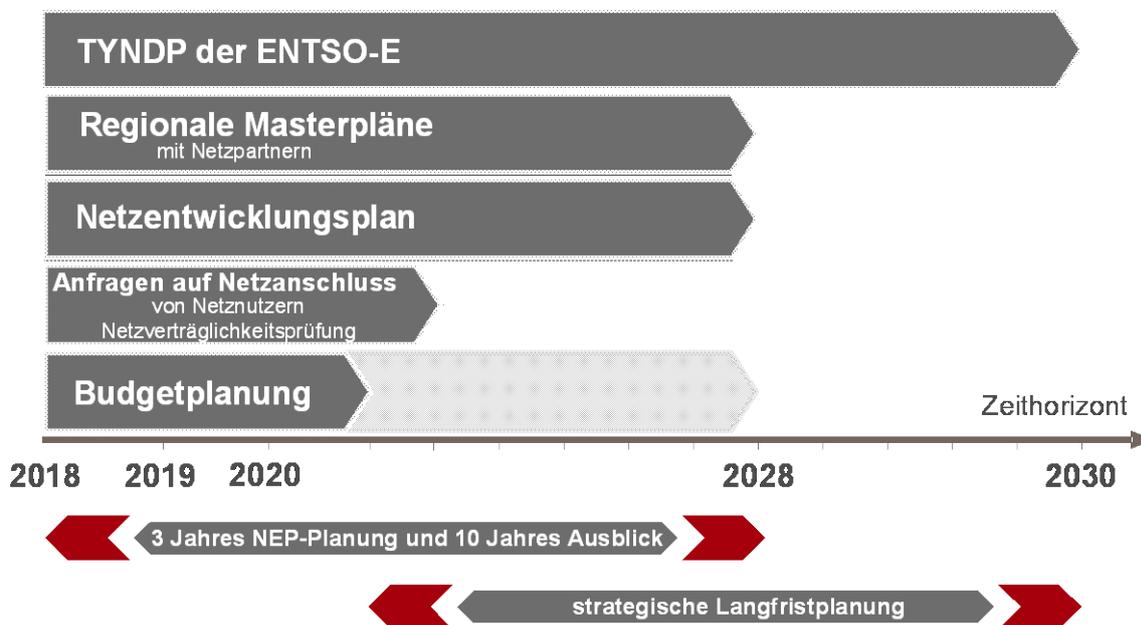


Abbildung 3.1: Prozesse der Netzausbauplanung

Um die energiepolitischen Zielsetzungen zur Schaffung einer leistungsfähigen Netzinfrastruktur für die Gewährleistung einer hohen Versorgungs- und Systemsicherheit, die Integration der EE und die Weiterentwicklung des Strommarktes europaweit zu verfolgen, erfolgt auf europäischer Ebene eine Koordinierung der Netzausbauplanung in der ENTSO-E (Gemeinschaft der europäischen Übertragungsnetzbetreiber). Die Ergebnisse dieser europäischen Übertragungsnetzplanung finden sich im Ten Year Network Development Plan (TYNDP) der ENTSO-E, der erstmals im Juni 2010 publiziert wurde. Die vierte Auflage, der TYNDP 2016, wurde Ende 2016 unter <http://tyndp.entsoe.eu/> veröffentlicht. In einem Top-Down-Prozess wurden auf Basis von europaweit einheitlichen energiewirtschaftlichen Szenarien sowie einer gemeinsamen Datenbasis elektrizitätswirtschaftliche Simulationen (Marktsimulationen) und Netzbe-rechnungen durchgeführt sowie darauf basierend der erforderliche Netzausbaubedarf in Europa identifiziert. Da im TYNDP-Prozess besonderer Wert auf Transparenz gelegt wird, sind sämtliche Eingangsdaten sowie die Simulationsergebnisse inkl. aller Annahmen und Definitionen auf der Webseite der ENTSO-E veröffentlicht.

3.1 Szenarien in der Netzausbauplanung

Aufgrund der langen Zeithorizonte, die sich einerseits durch die langen Lebensdauern der Netzinfrastruktur und andererseits aus den langwierigen Genehmigungsverfahren ergeben, ist es erforderlich die zukünftigen Entwicklungen in der Energiewirtschaft bestmöglich zu berücksichtigen. Für einen Zeithorizont von einigen (wenigen) Jahren ist eine Prognose bzw. eine relativ exakte Vorhersage der zukünftigen Rahmenbedingungen möglich und zielführend. Je weiter der betrachtete Zeitpunkt in der Zukunft liegt, desto höher werden jedoch die Unsicherheiten. Da die Netzinfrastruktur für mehrere Jahrzehnte geplant werden muss, ist für diesen Zeitraum eine einzelne Prognose nicht zweckmäßig. Es werden vielmehr in der Netzplanung *Szenarien* definiert und genutzt. Dabei handelt es sich um verschiedene mögliche zukünftige Entwicklungen (mit der gleichen Eintrittswahrscheinlichkeit). Durch den Einsatz mehrerer Szenarien für einen zukünftigen Zeitpunkt kann ein sogenannter Szenarienraum aufgespannt werden, der eine größere Bandbreite zukünftiger Entwicklungen abdeckt. Die jeweiligen Szenarien sind als Eckpunkte des Szenarienraumes zu verstehen (vgl. auch Abbildung 3.2). Für jedes dieser Szenarien werden Analysen für den erforderlichen Netzausbau durchgeführt, wobei die Ergebnisse möglichst in mehreren Szenarien Lösungsbeiträge generieren und somit robuste Lösungen darstellen.

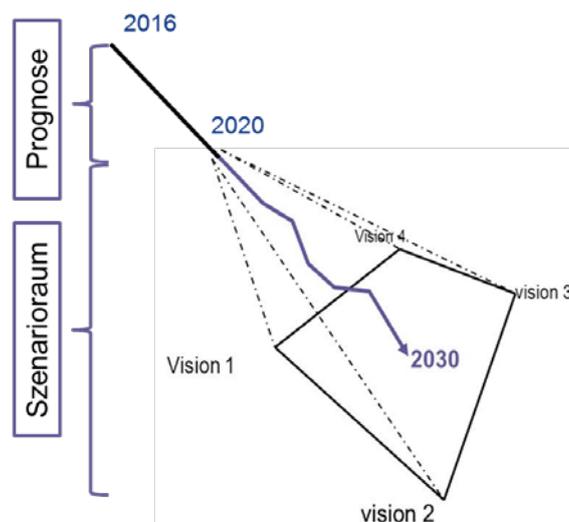


Abbildung 3.2: Beispielhafte Darstellung des Szenarienraumes des TYNDP 2016

Die Szenarien unterscheiden sich v.a. im Umfang des EE-Ausbaus, der Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks, Verbrauchsentwicklungen und bei den europäischen Rahmenbedingungen. Ziel der Szenarientwicklung ist es jedenfalls, einen möglichst breiten aber realistischen Szenarienraum abzudecken. Dadurch ist die Notwendigkeit der identifizierten Netzausbauprojekte als valide und robust gegenüber möglichen zukünftigen Entwicklungen.

3.1.1 Der Stakeholder-Beteiligungsprozess des TYNDP 2016

Um eine breite Akzeptanz der Ergebnisse des TYNDP 2016 sicherzustellen, wurden umfangreiche Möglichkeiten geschaffen die betroffenen Stakeholder aber auch die breite Öffentlichkeit aktiv an der Entwicklung der Szenarien zu beteiligen. Diese Beteiligungsmöglichkeiten umfassen nicht nur öffentliche Konsultationen, sondern auch Workshops (auch via Internet) und Webinare. Zusätzlich gründete die ENTSO-E die Network Development Stakeholder Group. Dies ist eine permanente Gruppe die ein breites Spektrum von 16 europäische Organisationen umfasst. (Konsumenten, NGOs, Regulierungsbehörden, Erzeuger, Händler, Verteilnetzbetreiber etc.). Diese Gruppe ist bestrebt langfristige Beziehungen zwischen den wichtigsten Vertretern des gesamten Stromsektors aufzubauen.

Im Rahmen des TYNDP 2016 organisierte die ENTSO-E 22 verschiedene Beteiligungsmöglichkeiten am Prozess. Dies beinhaltete fünf öffentliche Konsultationen, neun öffentliche Workshops und acht Treffen mit der Network Development Stakeholder Group. Darüber hinaus gab es regelmäßige Treffen von Vertretern der ENTSO-E (des System Development Committee) mit der Europäischen Kommission, ACER und Projektwerbern die nicht Mitglied der ENTSO-E sind. Mehr Informationen stehen auf der Homepage der ENTSO-E oder auf der Projektseite des TYNDP zur Verfügung (siehe www.entsoe.eu und www.entose.eu/tyndp).

3.1.2 Die Szenarien des TYNDP 2016

Unter einer qualitativen Berücksichtigung der Rückmeldungen aus dem Stakeholder-Beteiligungsprozess wurden folgenden Szenarien für den TYNDP 2016 entwickelt.



Abbildung 3.3: TYNDP 2016 Szenariorahmen definiert durch 2 maßgebende Parameter

In Abbildung 3.3 sind die 4 Szenarien für 2030, die sogenannten „Visions“, definiert. Diese decken im Wesentlichen die vier Quadranten der beiden maßgebenden Parameter „Geschwindigkeit der EE-Entwicklung“ und dem „Grad der europäischen Kooperation“ ab. Die Detailannahmen für Österreich sind in Abbildung 3.4 im Sinne des Szenarioraums gegenübergestellt (vgl. Kapitel 3.1).

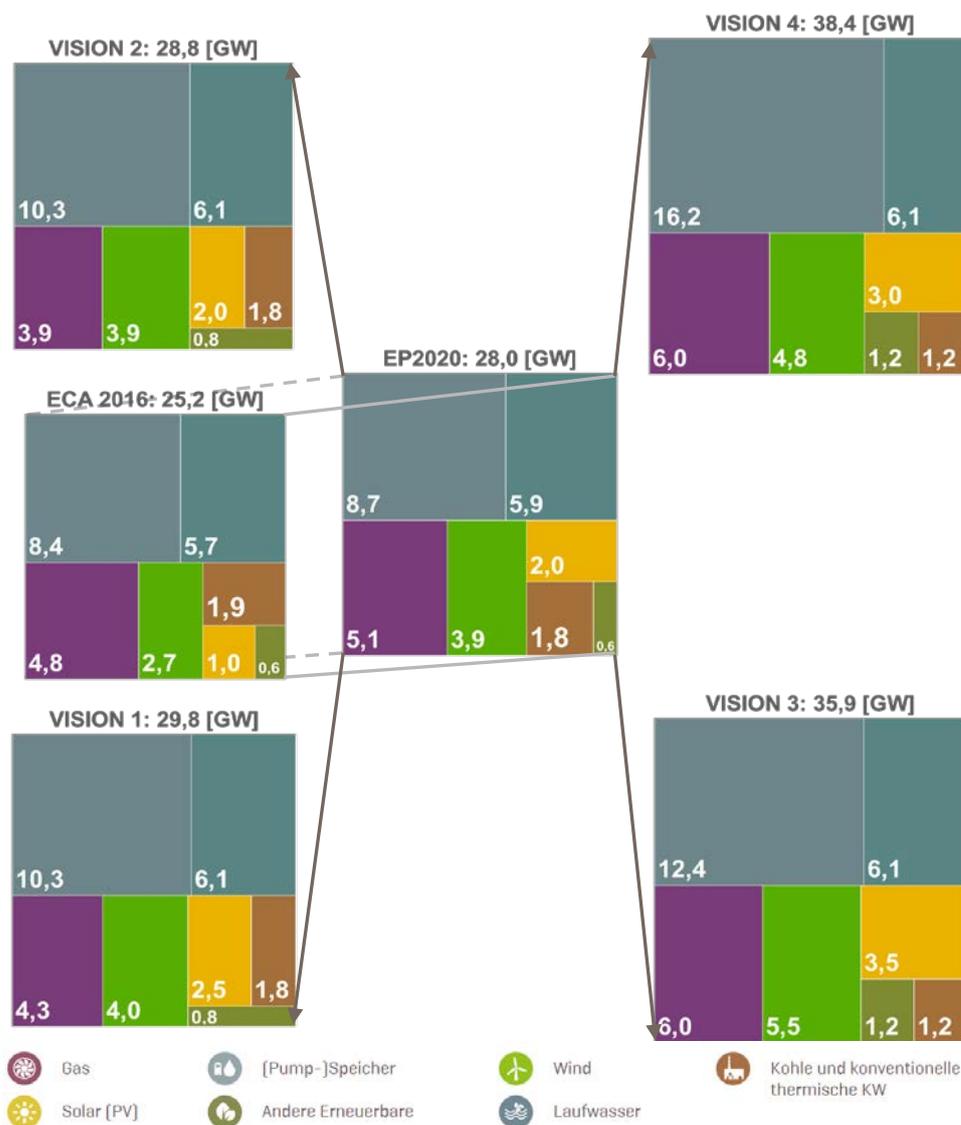


Abbildung 3.4: Der Szenarioraum des TYNDP 2016 für die installierten Erzeugungsleistungen in AT

Ebenfalls in der Abbildung 3.4 dargestellt ist das Prognose-Szenario „Expected Progress 2020“ (EP2020) und der aktuelle Kraftwerkspark auf Basis der E-Control Statistik 2016 (ECA 2016). Ein Ausbau der EE wurde in allen Szenarien im Sinne der Story Line der jeweiligen Vision hinterlegt. Als Ersatz für die zurückgehenden Kohlekraftkapazitäten in Vision 3 und 4 wurde ein moderater Ausbau bzw. die Wieder-Inbetriebnahme von konservierten Gaskraftwer-

ken angenommen. Weiters wurde in Vision 3 und 4 ein starker Ausbau von Pumpspeicherkapazitäten synchron mit dem EE-Ausbaugrad in Europa modelliert.

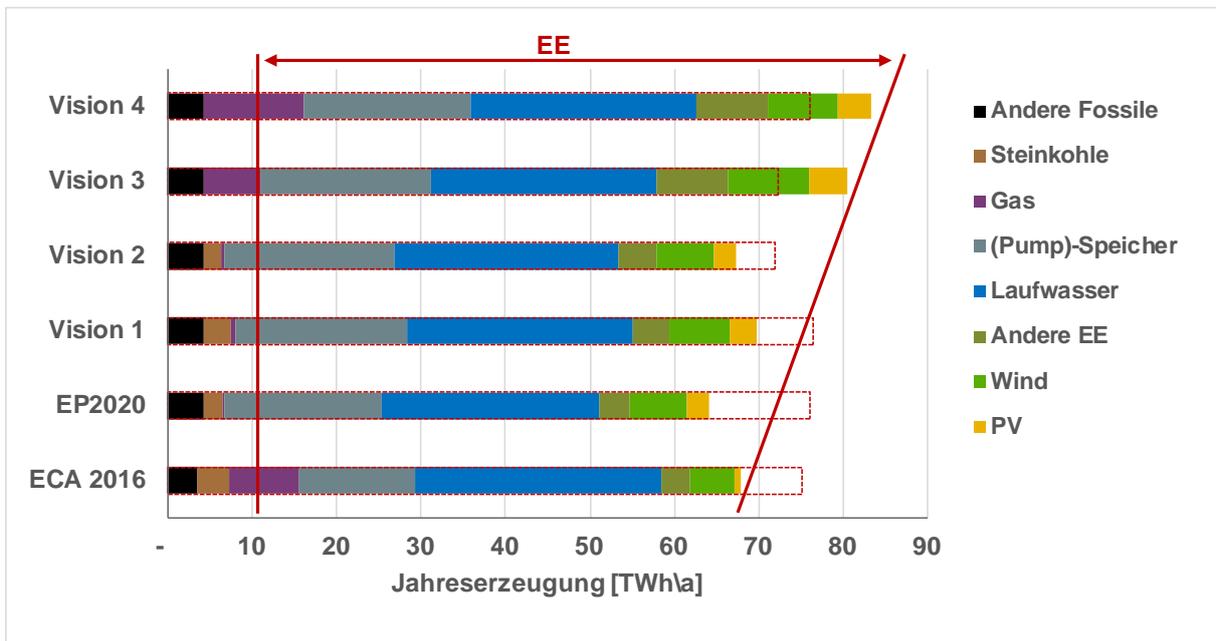


Abbildung 3.5: Jährliche Stromerzeugung in Österreich in den Szenarien des TYNDP 2016 (der österreichische Stromverbrauch ist rot strichliert dargestellt)

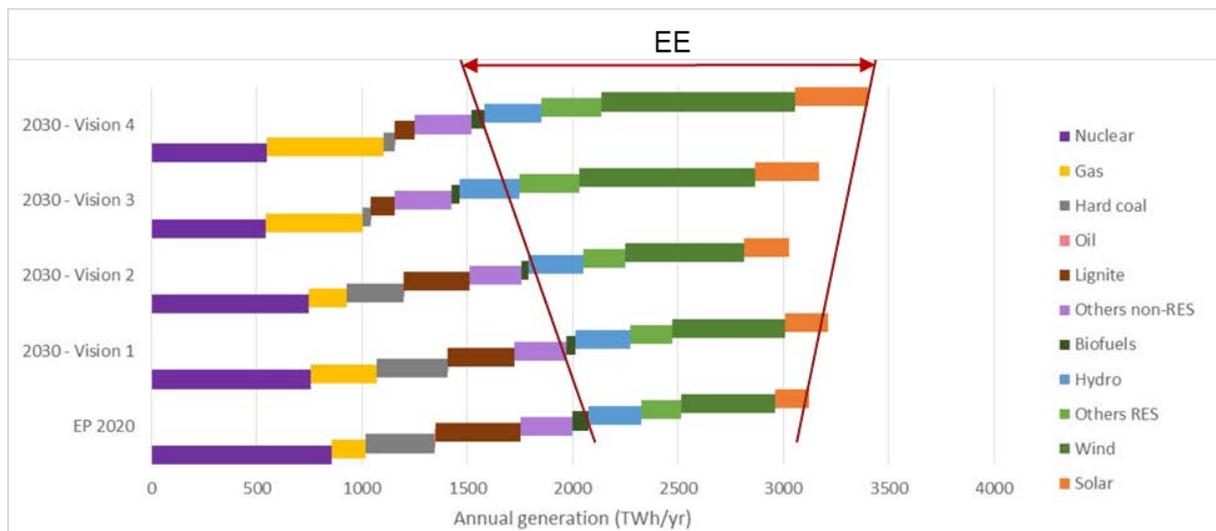


Abbildung 3.6: Jährliche Stromerzeugung in Europa in den Szenarien des TYNDP 2016

In Abbildung 3.5 & Abbildung 3.6 sind die Ergebnisse der Marktsimulationen des TYNDP 2016 mit der Zusammensetzung der jährlichen Stromerzeugung Österreichs und Europas für die unterschiedlichen Szenarien dargestellt. Die massive EE-Erzeugung zeigt sich – wenn auch in unterschiedlicher Ausprägung – in allen vier Szenarien, besonders ausgeprägt naturgemäß in Vision 3 und 4.

3.1.3 Die Szenarien des TYNDP 2018 und nationale Szenarien

Eine Herausforderung bei der Verwendung und der öffentlichen Kommunikation von Szenarien ist die Vergleichbarkeit. Dies insbesondere aufgrund der unterschiedlichen betrachteten Zeithorizonte, Veröffentlichungsintervalle und verwendeten Methodik. Der folgende Abschnitt erläutert die TYNDP 2016 Szenarien im Kontext mit den neuesten Entwicklungen aus dem laufenden TYNDP 2018-Prozess und anderen nationalen Überlegungen. Die APG-seitigen Überlegungen zu nationalen Szenarien finden Eingang in die TYNDP-Szenarien, wobei APG entsprechende andere Informationen (Studien) dazu in ihre Überlegungen einbezieht (dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die TYNDP-Szenarien jeweils am Anfang des 2-jährigen Prozesses definiert werden – d.h. die Scenario-Building-Phase für den TYNDP 2018 wurde bereits im Herbst 2016 gestartet). In diesem Kontext und hinsichtlich der aktuellen Diskussion zur neuen Österreichischen Klima- und Energiestrategie sind hierfür aktuell insbesondere eine Studie von EEG / TU-Wien „Stromzukunft Österreich 2030“⁵ und eine Studie von Global 2000, Greenpeace und WWF „Klima- und Energiezukunft Österreich“⁶ zu erwähnen und den TYNDP Szenarien vergleichend gegenüberzustellen .

Die Beschreibung der aktuellen Szenarien des TYNDP 2018 können im Detail auf der Homepage des TYNDP nachgelesen werden <http://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018> und werden hier im Überblick vorgestellt.

Im Vergleich zum TYNDP 2016 wird im TYNDP 2018 auch der Zeithorizont 2040 in drei Szenarien betrachtet (siehe Übersicht in Abbildung 3.6). Eine Prognose ist bereits bis 2025 möglich und wird durch das Szenario „Best Estimate 2025“ (BE2025) repräsentiert. Sowohl das Szenario BE2025 als auch das Szenario „Sustainable Transition 2030“ sind sogenannte Bottom-Up Szenarien. Diese werden federführend von den jeweiligen Übertragungsnetzbetreibern mit deren nationalem Know-How erstellt. Bei allen weiteren Szenarien handelt es sich um Top-Down Szenarien, welche im TYNDP Prozess anhand der jeweiligen europäischen Story-Line und bestimmter Methoden erstellt werden. Eine Ausnahme stellt das Szenario „EUCO 2030“ dar, bei dem es sich um ein externes Szenario – welches von der Europäischen Kommission vorgegeben wurde – handelt.

⁵ EEG-TU Wien-, [Stromzukunft Österreich 2030 - Analyse der Erfordernisse und Konsequenzen eines ambitionierten Ausbaus erneuerbarer Energien](#) im Auftrag von IG Windkraft, Kompost & Biogas Verband Österreich & IG-Holzkraft, veröffentlicht im Sommer 2017

⁶ Global 2000, Greenpeace und WWF- [Energie- und Klimazukunft Österreich - Szenario für 2030 und 2050](#), veröffentlicht März 2017

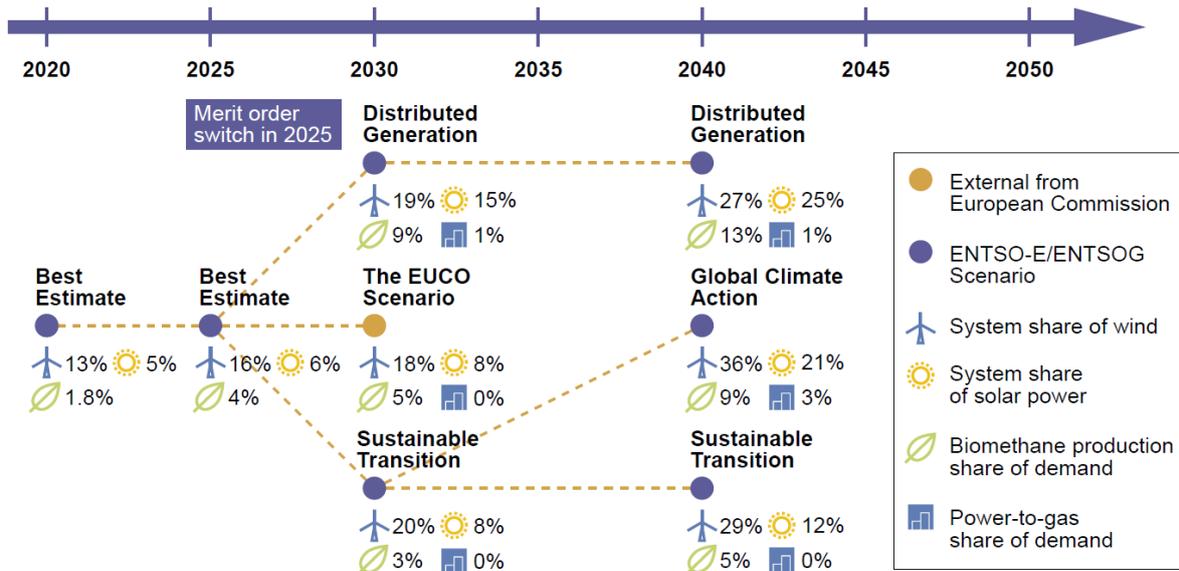


Abbildung 3.7: Darstellung der Szenarien des TYNDP 2018 vgl. <http://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/scenario-report/>

Die Szenarien repräsentieren folgende Entwicklungen:

- Sustainable Transition (ST) setzt vor allem auf einen hohen CO₂-Preis. Dadurch wird Erzeugung aus Kohle durch Gas ersetzt. Die Klimaziele der EU (80-90% CO₂-Reduktion bis 2050) werden erreicht. Ein rascher evolutionärer Ausbau der EE in allen Technologiegruppen ist dafür eine Voraussetzung.
- Distributed Generation (DG) stellt den Prosumer in den Mittelpunkt. Der Focus liegt dabei sehr stark auf Photovoltaik, Batterien und E-Mobility.
- Global Climate Action (GCA) repräsentiert starke Anstrengungen zur Dekarbonisierung des Energiesystems. Hier spielen vor allem Großkraftwerke wie Offshore Windparks und Sektor-Kopplungstechnologien (z.B. Power-to-Gas) eine Rolle.

Im TYNDP 2018 wird im Vergleich zum TYNDP 2016 zusätzlich ein beschleunigter Rückgang der mit fossilen Brennstoffen betriebenen thermischen Kraftwerke angenommen. Nur im externen Szenario „EUCO 2030“ wird von einem späteren Kohleausstieg ausgegangen (dem gegenüber steht ein stärkerer Rückgang im Gas-Sektor). Die beiden Studien „Klima- und Energiezukunft Österreich“ und „Stromzukunft Österreich 2030“ gehen ebenfalls von einem Kohleausstieg und einer starken bis sehr starken Reduktion im Gas-Sektor aus und sind zu Vergleichszwecken in den folgenden Diagrammen dargestellt.

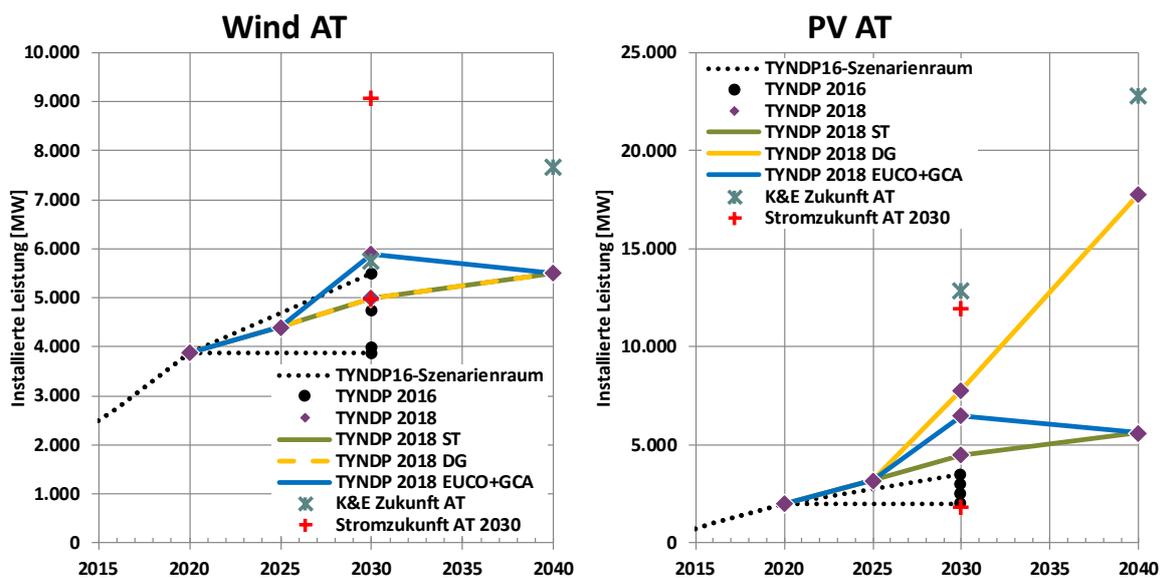


Abbildung 3.8: Vergleich der Szenarien – Ausbaupfade Wind und PV in Österreich

Die unterschiedlichen Ausbaupfade für Wind und PV in Österreich sind in Abbildung 3.7 dargestellt – hier zeigt sich wie verschieden Szenarien sein können bzw. wie Szenarienräume aufgespannt werden. Trotz des starken Zubaus von Wind und PV im TYNDP 2018 (verglichen mit den Annahmen des TYNDP 2016) bleibt Österreich weiterhin ein Stromimporteur mit einem entsprechenden Anteil an fossiler Erzeugung – dies bestätigen auch die beiden genannten Studien. Diese setzen jedoch – im Vergleich zum TYNDP 2018 – sehr viel höhere installierte Anlagenleistungen von Windkraft und PV und eine 100%-bilanziellen Deckung des Strombedarfs aus EE in Österreich voraus. Insbesondere bei der Photovoltaik werden selbst die ambitionierten Annahmen des TYNDP-Szenarios „DG“ überboten.

Wie bereits beschrieben, werden die TYNDP Szenarien methodisch in drei Gruppen eingeteilt. Alle Szenariendaten in den jeweiligen Gruppen durchlaufen eine umfassende Qualitätsüberprüfung mithilfe von Testrechnungen und Expertenüberprüfungen.

Bottom Up Szenarien bilden die Ausgangsbasis für die Erstellung des Szenarioraumes (siehe auch Abschnitt 3.1). Diese Szenarienkategorie wird auf Basis der von ENTSO-E vorgegebenen Bottom-Up Methodologie durch die jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber erstellt. Die Szenariendaten basieren auf eigenen Berechnungen und Annahmen. Dabei wurde für den Rahmen der möglichen maximalen Szenarienannahmen je Erzeugungstechnologie das technisch-wirtschaftliche Potential auf Basis bekannter nationaler Studien erhoben. Des Weiteren wurden bekannte Kraftwerksprojekte gemäß interner Datenbanken, Netzzutrittsanfragen und Informationen der Verteilernetzbetreiber für die Szenarienerstellung herangezogen. Die Regionalisierung der Szenarien erfolgt nach einer gemeinsam definierten einheitlichen Methodologie von ENTSO-E unter Berücksichtigung der angenommenen Projekte und mit Expertenwissen der Übertragungsnetzbetreiber.

Auf Basis der Bottom Up Szenarien werden die **Top Down** Szenarien erstellt. Diese Szenarien werden durch eine Expertengruppe der ENTSO-E anhand einer vorab definierten Methodologie auf der Grundlage von europäischen Vorgaben auf die jeweiligen Gebotszonen heruntergebrochen. Die Regionalisierung folgt methodisch dem Bottom Up Ansatz.

Die **Externen** Szenarien werden mithilfe von externen Studien und Daten modelliert. Je nach Qualität und Granularität der externen Daten müssen diese an die Anforderungen des TYNDP angepasst werden. Diese Art der Szenarien-Modellierung wurde das erste Mal im TYNDP 2018 mit dem „EUCO-Szenario“ angewandt und spielte für den TYNDP 2016 noch keine Rolle.

Die installierten Leistungen je Erzeugungstechnologie der aktuell verfügbaren Szenarien können aus Tabelle 5 entnommen werden.

Tabelle 3: Installierte Kapazitäten je Technologie und Szenario

SZENARIO	Fossile Kraftwerke		Gas	Steinkohle	Andere Fossile	Erneuerbare Kraftwerke		Wind	PV	Andere Erneuerbare	Laufwasserkraft	Pumpspeicherkraftwerke Turbine	Pumpspeicherkraftwerke Pumpe		Batterien	Summe Installierte Kraftwerkskapazität AT	Szenienmethode Extern; Top Down - TD; Bottom Up -BU
	MW	%				MW	MW						MW	MW			
Anlagenstand ECA 2015*	7.149	29%	4.820	1.585	744	17.488	71%	2.489	723	620	5.662	7.994	3.338	-	24.637	Extern	
Anlagenstand ECA 2016*	6.729	27%	4.841	1.180	708	18.472	73%	2.730	1.031	595	5.692	8.424	4.106	-	25.201	Extern	
TYNDP16 EP2020	6.903	25%	5.119	598	1.186	21.098	75%	3.880	2.000	630	5.922	8.666	4.157	-	28.001	BU	
TYNDP16 Vision 1	6.055	20%	4.271	598	1.186	23.718	80%	4.000	2.500	800	6.072	10.346	5.337	-	29.773	BU	
TYNDP16 Vision 2	5.699	20%	3.915	598	1.186	23.098	80%	3.880	2.000	800	6.072	10.346	5.337	-	28.797	TD	
TYNDP16 Vision 3	7.216	20%	6.030	-	1.186	28.671	80%	5.500	3.500	1.200	6.072	12.399	7.631	-	35.887	BU	
TYNDP16 Vision 4	7.216	19%	6.030	-	1.186	31.194	81%	4.750	3.000	1.200	6.072	16.172	11.192	-	38.410	TD	
TYNDP18 BE2025	5.984	21%	4.580	246	1.158	23.125	79%	4.400	3.200	620	6.017	8.888	5.385	-	29.109	BU	
TYNDP18 ST2030	5.322	17%	4.164	-	1.158	25.635	83%	5.000	4.500	620	6.017	9.498	6.055	-	30.957	BU	
TYNDP18 ST2040	4.792	15%	3.634	-	1.158	27.235	85%	5.500	5.600	620	6.017	9.498	6.055	-	32.027	TD	
TYNDP18 DG2030	5.086	15%	3.928	-	1.158	28.938	85%	5.000	7.803	620	6.017	9.498	6.055	390	34.024	TD	
TYNDP18 DG2040	5.086	11%	3.928	-	1.158	39.423	89%	5.500	17.788	620	6.017	9.498	6.055	4.447	44.509	TD	
TYNDP18 EUCO2030	4.230	12%	2.566	777	888	30.707	88%	5.888	6.501	1.373	6.017	10.928	6.508	-	34.937	Extern	
TYNDP18 GCA2040	4.127	13%	2.969	-	1.158	27.235	87%	5.500	5.600	620	6.017	9.498	6.055	280	31.362	TD	
K&E Zukunft AT 2030*	2.205	10%	1.667	-	538	20.221	90%	5.744	12.900	1.577	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	22.427	Extern	
K&E Zukunft AT 2040*	1.164	3%	833	-	331	32.774	97%	7.659	22.800	2.315	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	33.938	Extern	
Stromzukunft AT 2030 REF*	5.860	20%	4.270	600	990	23.840	80%	4.980	1.860	580	6.780	9.640	-	4.490	k.A.	29.700	Extern
Stromzukunft AT 2030 RES*	7.020	15%	6.030	-	990	40.350	85%	9.070	11.960	840	6.780	11.700	-	5.520	k.A.	47.370	Extern

*... zu Vergleichszwecken dargestellt

Auf Basis des durchschnittlichen Verbrauchs, der Spitzenlast, der angenommenen Anzahl an Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen sowie dem Verbrauch des Industriesektors wurde mit Hilfe eines Tools für die unterschiedlichen Szenarien des TYNDP für jedes Land eine Lastgangkurve ermittelt⁷. Die Annahmen betreffend Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen (auf Basis eigener Berechnungen) sowie der ermittelte Jahresverbrauch finden sich in den nachfolgenden Tabellen.

Tabelle 4 Durchdringung Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Verbrauch in Österreich im TYNDP16

Szenario	Durchdringung Elektrofahrzeuge in %	Durchdringung Wärmepumpen in %	Verbrauch
TYNDP16 EP2020	-	-	72,4 TWh
TYNDP16 Vision 1	0%	1%	74,3 TWh
TYNDP16 Vision 2	5%	5%	70,0 TWh
TYNDP16 Vision 3	5%	5%	70,6 TWh
TYNDP16 Vision 4	10%	9%	74,3 TWh

Tabelle 5 Anzahl Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Verbrauch in Österreich im TYNDP18

Szenario	Anzahl Elektrofahrzeuge in 1.000 Stück	Anzahl Wärmepumpen in 1.000 Stück	Anzahl hybride Wärmepumpen in 1.000 Stück	Verbrauch
TYNDP18 BE2025	218	70	-	74,6 TWh
TYNDP18 ST2030	537	105	-	76,6 TWh
TYNDP18 ST2040	1.009	175	16	80,0 TWh
TYNDP18 DG2030	629	115	34	80,7 TWh
TYNDP18 DG2040	1.279	288	137	91,3 TWh
TYNDP18 EUCO2030	699	356	-	77,2 TWh
TYNDP18 GCA2040	915	509	52	80,5 TWh

Identifikation und Bewertung der TYNDP-Projekte

Wie in der EU-Verordnung 347/2013 vorgesehen, wurden alle TYNDP-Projekte einer Kosten-Nutzen-Analyse oder engl. **Cost-Benefit-Analysis** unterzogen. Wobei für die CBA die Methode einer Multi-Kriterien-Analyse herangezogen wurde. Das bedeutet jedoch, dass nicht alle ermittelten Indikatoren monetisiert werden können. Nach einem umfangreichen Konsultations- und Beteiligungsprozess wurde die Methodik und die Beschreibung der Indikatoren von der Europäischen Kommission genehmigt und auf die TYNDP 2016 Projekte angewandt.

⁷ Siehe auch: https://docstore.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/Scenario_Report_ANNEX_II_Methodology.pdf

Alle APG-Projektcluster weisen auch unter Berücksichtigung der Verlustkosten einen wesentlichen positiven sozioökonomischen Nutzen auf. Die Investitionskosten der Projektcluster werden in wenigen Jahren je nach Szenario kompensiert. Aufgrund der vergleichsweise langen Lebensdauer der Projektcluster ergibt sich daher ein erheblicher monetarisierbarer positiver sozioökonomischer Effekt durch den Ausbau des Übertragungsnetzes. Die Detailergebnisse dazu sind in Anhang A dargestellt.

Im Zuge des TYNDP 2018 wurden vor der Bewertung der einzelnen Projekte mittels Kosten-Nutzen-Analysen in der Phase „Identification of System Needs“ (IoSN) umfangreiche Untersuchungen durchgeführt, um den Bedarf an Kapazitätserhöhungen für nationale Leitungen und Interkonnektoren zu analysieren. Ziel war es jene Projekte zu identifizieren, die insbesondere eine positive Bilanz aus Kosten und Nutzen aufweisen, d.h. deren Umsetzung zu Wohlfahrtsgewinnen führen. Weiters wurden auch der Extremfall eines gestoppten Netzausbaus betrachtet (NoGrid-Szenario 2040) und die damit verbundenen Konsequenzen und Kosten ermittelt.

3.1.4 Identification of System Needs (Prozess) im TYNDP 2018

Ziel dieser Phase des TYNDP 2018 war es in einem Top-Down-Ansatz den europaweiten Bedarf an weiteren Netzausbauprojekten zu identifizieren (über die bereits bekannten TYNDP-Projekte hinaus). Hierzu wurde wie in Abbildung 3-9 gezeigt vorgegangen. Ausgehend von der Annahme, dass sämtliche Projekte des TYNDP 2016 umgesetzt sind, wurde eine Marktanalyse als Ausgangsbasis durchgeführt und die gesamteuropäische sozialökonomische Wohlfahrt bestimmt. Anschließend wurde die Grenzkapazität an einer Grenze erhöht, eine weitere Marktanalyse durchgeführt und der Wohlfahrtsgewinn im Vergleich zur Ausgangsbasis bestimmt. Sofern der so ermittelte Wohlfahrtsgewinn die in einem ersten Schritt angenommenen Netzausbaukosten übersteigt, wurde eine weitere Steigerung der Grenzkapazität evaluiert. In dieser Art und Weise wurden sämtliche Interkonnektoren bewertet. Anschließend wurden für jene Fälle, in denen der gesamteuropäische Wohlfahrtsgewinn die Projektkosten übersteigt, Netzsimulationen durchgeführt. Auf Basis der Netzanalysen wurden die nationalen Engpässe identifiziert und in einem nächsten Schritt die Gesamtnetzausbaukosten für eine Erhöhung der Grenzkapazität inklusive nötiger nationaler Netzverstärkungen ermittelt.

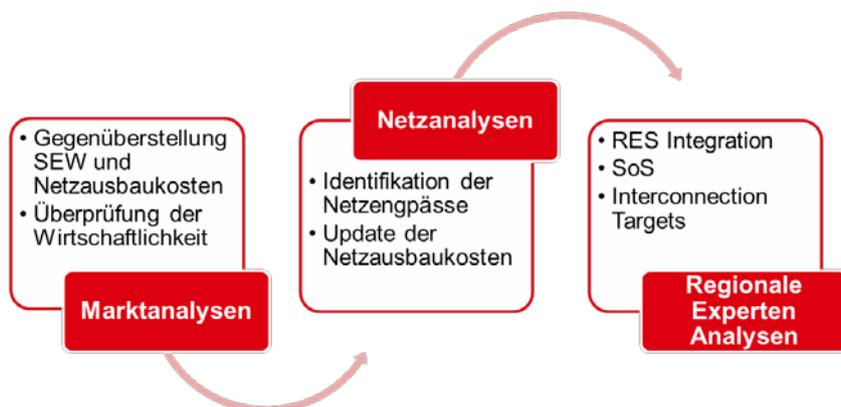


Abbildung 3.9: Vergleich der Szenarien – Ausbaupfade Wind und PV in Österreich

Auf Basis dieser Ergebnisse wurde durch Expertenanalysen der Einfluss der identifizierten Projekte auf die Indikatoren „Integration von Erneuerbaren“, „Versorgungssicherheit“ und „Erreichung der Zielsetzungen an Kuppelkapazitäten“ bestimmt. Zudem wurden auf Basis der Marktsimulationsergebnisse weitere Projekte definiert, welche die genannten Indikatoren positiv beeinflussen. Die so identifizierten Projekte wurden in den TYNDP 2018 als neue bzw. weitere Netzausbauprojekte aufgenommen und werden im Zuge einer CBA bewertet.

3.1.5 „NoGrid 2040“ - Ansatz

Als Teil der „Identification of System Needs“ wurde eine No-Grid-Analyse durchgeführt. Basis der Analyse bildet das Netzmodell für 2020 in Kombination mit den Inputdaten der TYNDP 2018 Szenarien für 2040 und drei repräsentativen Klimajahren (d.h. Annahmen für EE-Einspeisungen). Diese Kombination an Annahmen zeigt, dass ein Stopp des europäischen Netzausbaus zu massiven Engpässen in vielen Regionen des europäischen Übertragungsnetzes führt.

Der Gesamtnutzen eines leistungsfähigen europäischen Übertragungsnetzes übertrifft bei weitem die Anstrengungen und Investitionen, die in den kommenden Jahrzehnten zur Verwirklichung dessen unternommen werden müssen. Durch den Stopp bei neuen Investitionen in den Netzausbau bis 2040 kommt es zu einer Behinderung des Ausbaus eines integrierten Energiemarktes und zu einer verringerten Wettbewerbsfähigkeit in Europa. Dies führt zu höheren Preisen auf den Strommärkten und dadurch zu höheren Kosten für die Verbraucher. Die jährlich anfallenden Zusatzkosten belaufen sich dabei im Durchschnitt auf rund 43 Mrd. € pro Jahr. Demgegenüber stehen einmalige Gesamtkosten des Netzausbaus der Projekte des TYNDP 2016 (inkl. nationale Netzverstärkungen) von 150 Mrd. €.

Fehlende Investitionen beeinträchtigen die Stabilität und Zuverlässigkeit des europäischen Übertragungsnetzes und gefährden in einigen Regionen die Versorgungssicherheit und den Zugang zu elektrischer Energie. Diese zusätzlichen Kosten müssen ebenfalls von der Gesellschaft getragen werden.

In allen betrachteten Szenarien zeigt sich, dass Europa ohne einen weiteren Netzausbau seine Klima- und Energieziele nicht erreichen kann. Es kommt zu Einschränkungen von EE von mindestens 156 TWh pro Jahr oder mehr. Dies entspricht dem Gesamtverbrauch der Benelux-Länder im Jahr 2040 oder in etwa dem doppelten des österreichischen Jahresstromverbrauches. In einigen Kombinationen aus Szenario-Annahmen und Klimajahren können die Einschränkungen der EE sogar das Vierfache dieses Wertes betragen. Durchschnittlich generiert der europäische Netzausbau zwischen 2020 und 2040 eine Reduktion der CO₂-Emissionen im Stromsektor im Vergleich zum Jahr 1990 um rund 10%. Die TYNDP-Simulationen zeigen, dass Österreich ein Stromimporteur (mit rund 10 TWh) bleiben wird (vgl. Import 2015 rund 29 TWh, 2016 rund 26 TWh; Quelle: [ECA, Statistikkbroschüre 2017](#)).

3.1.6 Ergebnisse der Identification of System Needs (IOSN)

Die Identifikation des erforderlichen Netzausbaus nach 2030 erfolgt in mehreren Schritten. Es wird von einem gesamteuropäischen Netzmodell für das Jahr 2030 ausgegangen. Der modellierte Kraftwerkspark wurde für drei verschiedene Szenarien auf 2040 angepasst. Weiters wurden die Kosten für den weiteren Netzausbau nach 2030 an allen Marktgebietsgrenzen geschätzt. Die Steigerung der Handelskapazität wurde in 500-MW-Schritten durchgeführt. In Marktsimulationen wurden jene Grenzen ermittelt, an denen der weitere Netzausbau einen positiven Nettobarwert (NPV) aufweist. Dieser positive NPV zeigt sich vorrangig an Grenzen zwischen Marktgebieten mit hohen Unterschieden im Strompreis sowie niedrigen Netzausbaukosten. Für Österreich wurde eine Kapazitätssteigerung an der Grenze nach Slowenien in allen drei untersuchten Szenarien gefunden und als rentabel bewertet (mögliches Upgrade der Leitung nach Podlog; vgl. NOVA-Prinzip). Weiters konnte implizit gezeigt werden, dass die zwischen 2020 und 2030 geplanten APG-Projekte im TYNDP die in der NoGrid-Analyse identifizierten Engpässe jedenfalls entschärfen.

3.1.7 Key Findings des TYNDP 2016 und Projects of Common Interest (PCI)

Die wesentlichen Ergebnisse des TYNDP 2016 sind in Abbildung 3.9 dargestellt. Neben der Schaffung eines europäischen Strommarktes (potentielle Reduktion des Stromgroßhandelspreises um 1,5..5 €/MWh) und der Steigerung der Versorgungssicherheit (40% Reduktion von Stunden mit Engpässen) dienen die TYNDP-Projekte vor allem der Netzintegration der Erneuerbaren (Ziel 45.. 60% EE-Anteil und 50..80% CO₂-Emissionsreduktion). Dazu sind Netzausbauten mit einem Gesamtinvestitionsvolumen von rd. 150 Mrd.€ erforderlich, die umgelegt auf die europäischen Endkunden Kosten von 1..2 €/MWh (oder 1..2 ct/kWh) bedeuten. Auf dem Kartenausschnitt sind die im TYNDP definierten Ausbauprojekte ersichtlich, auffallend dabei sind die Dichte an nötigen Netzausbauten in z.B. Deutschland, Benelux und die Anbindungen der Off-Shore Windparks sowie zahlreiche geplante DC-Seekabelverbindungen zwischen den europäischen Staaten.

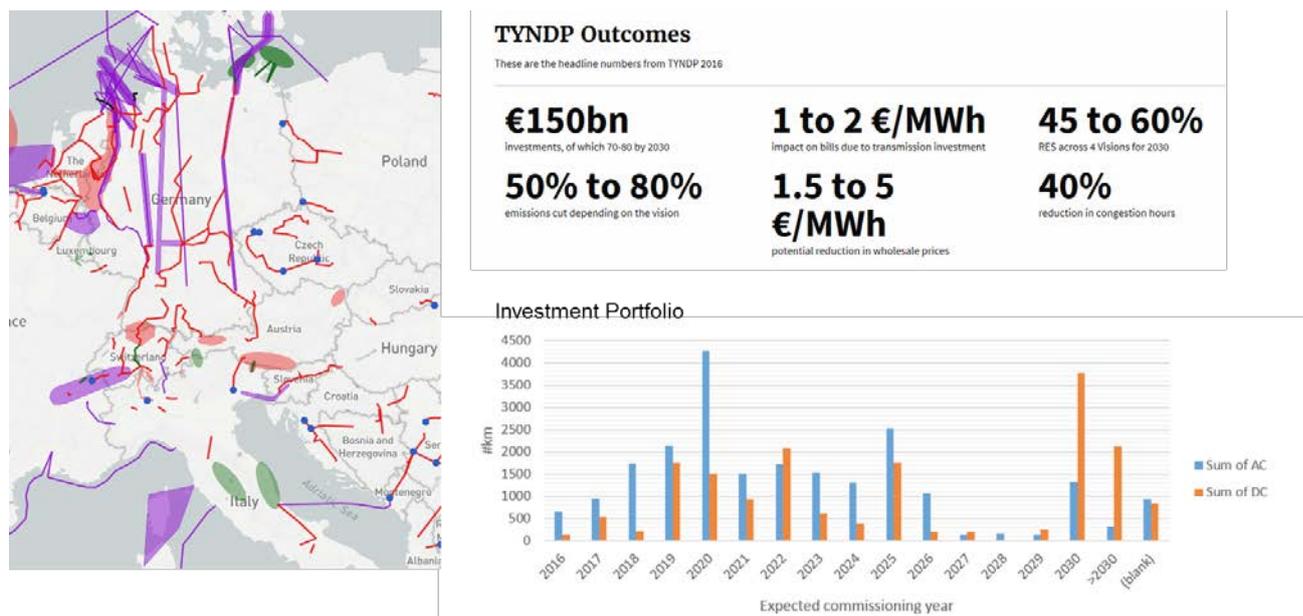


Abbildung 3.10: Key Findings des TYNDP 2016 der ENTSO-E

Während die nationalen Netzentwicklungspläne in der Regel alle Erweiterungsinvestitionen eines Übertragungsnetzbetreibers abbilden, sind im TYNDP die international relevanten Projekte gelistet und zu den „Regional Plans“ zusammengefasst. Aus den „Regional Plans“ wird der TYNDP aufgebaut, der wiederum die Grundvoraussetzung für die Nominierung als PCI-Projekt darstellt (siehe Abbildung 3.10).

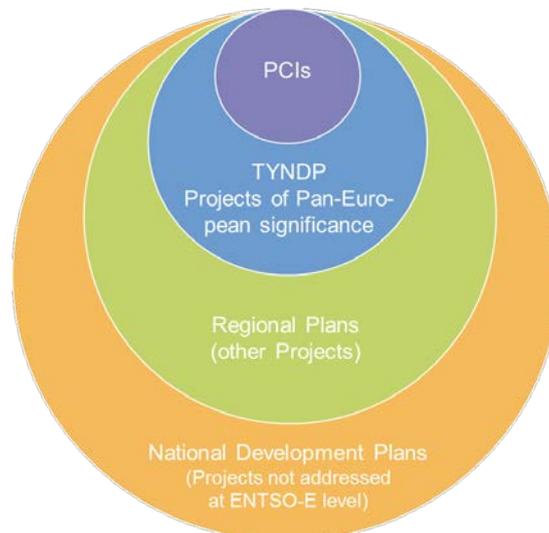


Abbildung 3.11: Zusammenhänge NEP – Regional Plans (TYNDP) – TYNDP – PCI

Die Europäische Union hat sich zum Ziel gesetzt, den Anteil an EE bis 2030 auf 27% des Gesamtenergieverbrauches zu steigern. Dies soll vorwiegend durch den Ausbau und die Netzintegration von Windkraft und PV-Anlagen und einem leistungsfähig ausgebauten europäischen Übertragungsnetz gelingen. Mit dem Energieinfrastrukturpaket (EU-Verordnung 347/2013) der Europäischen Union wurde erstmals ein umfassendes Förderprogramm für den Energieinfrastruktursektor beschlossen, mit dem das notwendige Investitionsprogramm für die Hochspannungs-Übertragungsnetze 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 (BMNT) sowie eine maximale Verfahrensdauer von 3 Jahren und 6 Monaten festgelegt. Folgende APG-Projekte wurden aufgrund ihrer hohen Bedeutung für die europäische Stromversorgung im Jahr 2017 als „Projects of Common Interest“ der 3rd PCI-List klassifiziert:

- 380-kV-Salzburgleitung St. Peter – Tauern (NEP 11-10)
- 380-kV-Leitung St. Peter – Isar/Ottenhofen (NEP 11-7)
- Netzraum Kärnten (Leitung Lienz – Obersielach; NEP 11-14)
- Leitung Westtirol – Zell-Ziller (NEP 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 2016 der ENTSO-E, sowie auf der Homepage von APG

(<http://www.apg.at/de/netz/netzausbau/PCI>).

Neben den APG-Projekten wurden folgende Kraftwerksprojekte und Merchant-Line-Projekte ebenfalls in der 3rd PCI-List klassifiziert und sind in den Netzplanungsszenarien berücksichtigt:

- Ausbau Pumpspeicherkraftwerk Kaunertal (TIWAG)
- Merchant-Line Würmlach (AT) – Somplago (IT)

3.1.8 Die TOP 10-Projekte des APG Masterplans 2030

Die Top 10-Projekte des APG-Masterplans 2030 sind ident mit den TYNDP-Projekten und den Leitungsprojekten der APG im NEP (vgl. Tabelle 5, „Projekte im nationalen/europäischen Interesse). Damit bestätigt sich – auch wenn die Szenarienannahmen im Masterplan 2030 bereits aus 2011/2012 stammen und hinsichtlich des Erzeugungsportfolios nun von zeitnäheren und aktuelleren TYNDP-Szenarien abgelöst sind – dass die Masterplan-Projekte der APG eine robuste Lösung darstellen und die im TYNDP dargestellten Wohlfahrtsgewinne offerieren.

Das Zielnetzkonzept des APG-Masterplans (vgl. Abbildung 3-10) sieht die Schließung des 380-kV-Ringes im Süden Österreichs, eine leistungsfähige 380-kV-Achse in Westösterreich sowie starke Verbindungen zu den Nachbarstaaten vor. Damit werden wichtige Voraussetzungen für die zukünftige Netz- und Systemsicherheit, die Netzintegration der Erneuerbaren und für die Marktintegration geschaffen. Betreffend die Szenarien ist festzuhalten, dass jene aus dem TYNDP die Masterplan-Szenarien nunmehr abgelöst haben und den Rahmen für die Szenarien des Netzentwicklungsplans der APG darstellen.

Die Funktionalität der Masterplan-Projekte wurde zusätzlich durch ein Gutachten von Herrn Prof. Luther (Lehrstuhl für Elektrische Energiesysteme, Friedrich-Alexander Universität Erlangen-Nürnberg) verifiziert, dieses Gutachten steht auf der Homepage der APG zum Download zur Verfügung (<https://www.apg.at/de/netz/netzausbau/masterplan>).

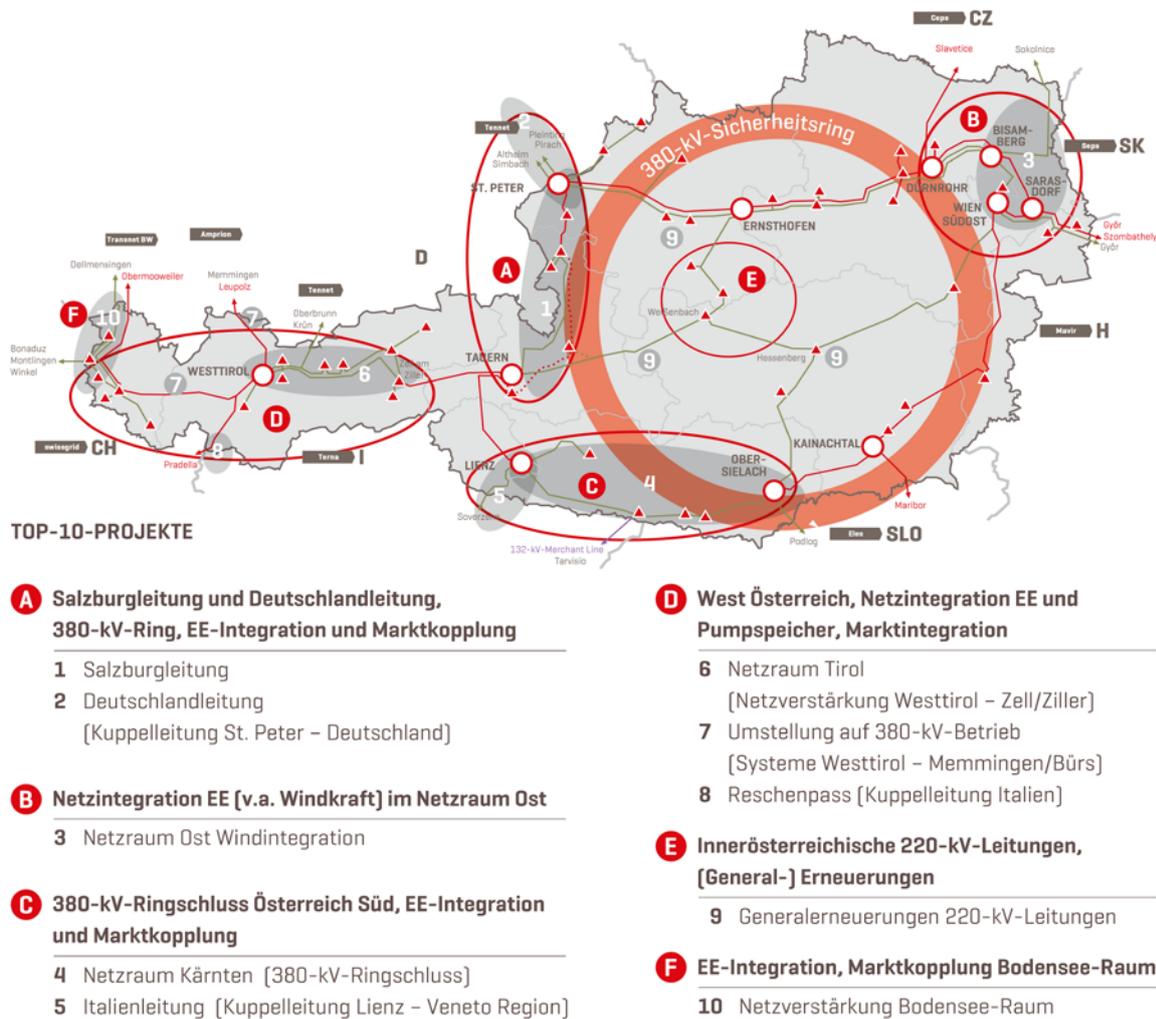


Abbildung 3.12: Die TOP-10-Leitungsprojekte des APG-Masterplan 2030

Mit der Umsetzung dieser Projekte werden folgende netztechnische und energiewirtschaftliche Vorteile lukriert und nachhaltig gesichert:

- Langfristige Gewährleistung der Versorgungssicherheit mit elektrischer Energie und eine adäquate 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 EE-Erzeuger mit den Pumpspeicherkraftwerken inkl. leistungsfähige Anbindung der Pumpspeicher für Ausgleichs- und Regelmöglichkeiten sowie Systemdienstleistungen (inkl. Netzwiederaufbau)

- Voraussetzung für die Netzintegration von Erzeugungsanlagen (neue EE und konventionelle Kraftwerke), Erreichung der Klima- und Energieziele Österreichs durch Netzintegration der Windenergie-, PV- und Biomasse-Kraftwerke
- Anbindung von 110-kV-Teilnetzen mit hohem EE-Anteil (Erzeugungsüberschuss) der Verteilernetzbetreiber direkt an die 380-kV-Netzebene, z.B. UW Zurndorf, Sarasdorf, Bisamberg und Zaya/Weinviertel
- Voraussetzung für nötige längerfristige Abschaltungen (mehrere Monate bis Jahre) für altersbedingte Sanierungen und Generalerneuerungen von alten 220-kV-Leitungen
- Möglichst uneingeschränkter Marktzugang für Erzeuger und Kunden in Österreich und zum europäischen Strommarkt
- Verstärkte Marktintegration und -kopplung mit anderen europäischen Marktzone(n) (z.B. Deutschland, Italien, Schweiz, Slowenien etc.) und damit ein wichtiger Beitrag zur europäischen EE-Integration und Marktentwicklung
- Reduktion und Vermeidung von marktseitigem und kostenintensivem Engpassmanagement
- Reduktion von Übertragungsverlusten durch höhere Spannungsebenen

4 Projekte im Netzentwicklungsplan 2018

Im vorliegenden Netzentwicklungsplan 2018 (NEP 18) werden die aktuellen Netzausbau- und Investitionsprojekte entsprechend den in Kapitel 1.3 genannten Rahmenbedingungen beschrieben. Es werden sowohl jene Projekte dargestellt, die bereits mit den NEP der vergangenen Jahre genehmigt wurden (siehe Kapitel 4.5) als auch neue Projekte, die im Rahmen des NEP 2018 zur Genehmigung eingereicht werden (Kapitel 4.6).

Die Detailbeschreibungen der Projekte von nationalem bzw. europäischem Interesse (d.h. auch die Masterplan-Projekte) wurden von APG erstellt; für Netzanschlussprojekte für Verteilernetzbetreiber, Kraftwerke, Kunden und Merchant Lines wurden jeweils Angaben von den Marktteilnehmern für die Beschreibungen herangezogen. APG hat hierfür die 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 der Projekte 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
Planungsüberlegung	<p>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 (bei „green-field“-Umspannwerksprojekten, nicht bei Ausbau bestehender Anlagen).</p> <p><i>Kosten bzw. Leistungen: Großteils Eigenleistungen, zusätzlich Fremdleistungen für Studien bei Leitungsprojekten</i></p>
Vorprojekt	<p>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; Verträge liegen vor (v.a. Errichtungsvertrag, Netzkooperations-/Netzzugangsvertrag)</p> <p><i>Kosten bzw. Leistungen: Eigen- und Fremdleistungen</i></p>
Umsetzungsprojekt	<p>Baubeschlussfassung und Gremienfreigaben liegen vor Ausschreibung, Vergabe und Beschaffung von Material, Geräten und Arbeiten (Montagen)</p>

	Projektrealisierung; Umsetzungsprojekt endet mit Inbetriebnahme und abgeschlossener Dokumentation <i>Kosten bzw. Leistungen: <u>Eigen- und Fremdleistungen</u></i>
--	--

Tabelle 6: 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 beides
- 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) und Abschaltanforderungen. Bei wiederholten Projektverschiebungen durch den Projektwerber behält sich APG vor, das Projekt aus dem NEP zurückzuziehen.

4.3 Spezifische Erweiterungsprojekte und Betriebsinvestitionen

Die Netzausbauplanung der APG folgt, wie in Kapitel 2.6 beschrieben, dem NOVA-Prinzip. Dementsprechend werden seitens APG verschiedene Maßnahmen zur Netzoptimierung gesetzt, um das bestehende Übertragungsnetz möglichst leistungsfähig zu halten.

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 oder der Nennströme) 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 dabei vor:

- 80°-Ertüchtigungsprogramm für Leitungen (Ertüchtigung auf 80°-Leiterseiltemperatur zur Erhöhung der (n-1)-Sicherheit; Basis für Thermal Rating)
- Seiltausch bei Leitungen bzw. Generalsanierungen/Generalerneuerungen von v.a. 110-kV- und 220-kV-Leitungen inkl. teilweise Einsatz von TAL-Seilen; vgl. auch APG-

Masterplan 2030 „Projekt 9“ (220-kV-Leitungen)

- Ertüchtigungen/Erneuerungen und Ersatzneubauten von v.a. 110-kV- und 220-kV-Schaltanlagen (KS-Festigkeit, Nennströme)

4.3.1 Leitungen

- 220-kV-Ltg. St. Peter – Ernthofen (Systeme 203/204; NEP-Projekt 14-2): Generalerneuerung; Umsetzung wurde im April 2018 gestartet
- 220-kV-Ltg. Lienz – Malta Hauptstufe: Seiltausch auf TAL-Seile, Umsetzung wurde im Mai 2018 gestartet
- 220-kV-Ltg. (Tauern) Reitdorf – Weißenbach
- 220-kV-Ltg. Weißenbach – Hessenberg
- 220-kV-Ltg. Lienz – Staatsgrenze IT (Soverzene)
- 110-kV-Ltg. Ebenfurth – Ternitz – Landesgrenze Stmk.

4.3.2 Umspannwerke/Schaltanlagen

- Lienz 220/110 kV, in Umsetzung
- Obersielach 220 kV, in Umsetzung
- Ernthofen 110 kV, in Umsetzung
- Ternitz 110 kV, in Umsetzung
- Zell-Ziller (Gerlos) 110 kV, in Umsetzung
- Rosenau 110 kV, in Umsetzung
- Schwabeck 110 kV
- Großraming 110 kV
- Bisamberg 110 kV
- Wien West 110 kV
- Ranshofen 110 kV
- Reißbeck 110 kV
- Neusiedl 220 kV
- Dürnröhr 380 kV
- Westtirol 380/220 kV

In den nachfolgenden Abbildungen sind diese Projekte dargestellt:

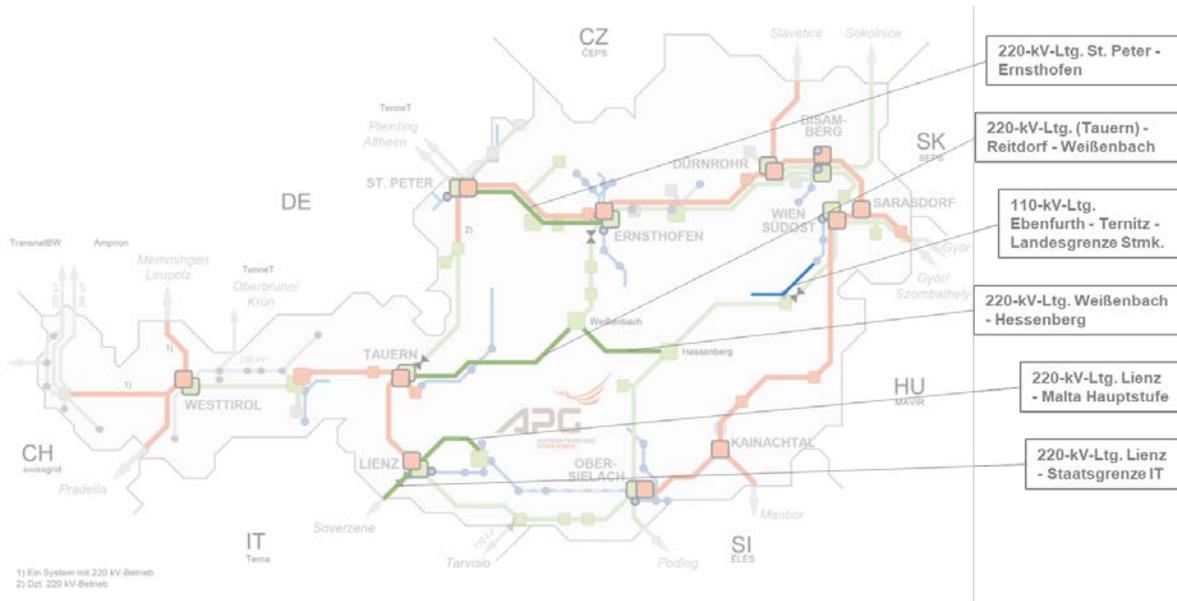


Abbildung 4.1: Spezifische Erweiterungsprojekte und Betriebsinvestitionen in den nächsten Jahren (Leitungen)

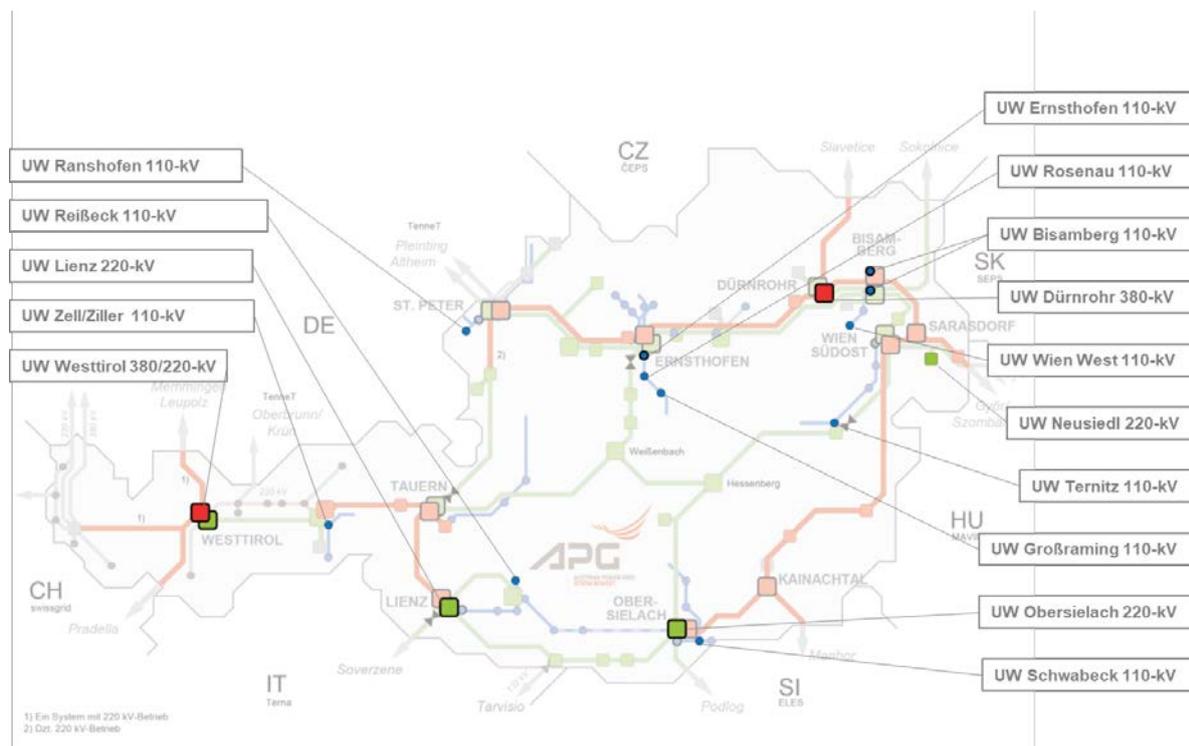


Abbildung 4.2: Spezifische Erweiterungsprojekte und Betriebsinvestitionen in den nächsten Jahren (UW)

4.3.3 Betriebsinvestitionen teilweise als Voraussetzung für Kundenprojekte

APG forciert neben den Netzausbauten und Erweiterungsinvestitionen in der Netzebene 1 (TYNDP- und Masterplanprojekte) zunehmend Betriebsinvestitionen und Anlagenertüchtigungen. Die Erhaltung und Steigerung der Leistungsfähigkeit des Bestandsnetzes (z.B. KS-Ertüchtigungen) sowie der Netzebene 1 bilden teilweise eine Grundlage für weitere Netzabstützungen für die Verteilernetzbetreiber und Kundenprojekte (z.B. Netzanschlüsse für neue

Kraftwerke) sowie einer möglichst uneingeschränkten Netznutzung.

Zudem liegen Interaktionen und zeitliche Abhängigkeiten – insbesondere zu den benötigten Abschaltungen – für die Projektrealisierungen vor, wobei nun zusätzlich gemäß dem Network-code „System Operation Guideline“⁸ eine 3-Jahresplanung und internationale Abstimmung von relevanten Nichtverfügbarkeiten (Abschaltungen) einzuführen ist. Dabei müssen bereits in der Vorprojektphase umfangreiche Detailplanungen für die Projektumsetzung angestellt und die benötigten Abschaltungen drei Jahre im Voraus detailliert bekannt gegeben werden, wodurch jedenfalls Flexibilität in der Projektsteuerung und -abwicklung verloren geht.

Weiters stellt APG fest, dass durch umfangreiche Ausbauten der Netzinfrastruktur im deutschsprachigen Raum es zunehmend schwierig wird, externe Anbieter für die Projektplanungen (Einreichplanungen und Ausführungsplanungen) zu finden, welche die komplexen Anlagenplanungen in der benötigten Qualität liefern können. Für komplexe Groß- und Umspannwerksprojekte finden sich aktuell kaum noch Anlagenplaner (vgl. 6.2 – Lieferantenrisiko).

Aus den hier genannten Gründen kann es zu Verzögerungen und zeitlichen Verschiebungen der Inbetriebnahmen von Kundenprojekten (z.B. Netzabstützungen für Verteilernetzbetreiber, neue Kraftwerksanschlüsse) kommen, dies steht jedoch nicht in Zusammenhang mit der Notwendigkeit der Projekte.

4.4 Überblick über die Projekte im Netzentwicklungsplan 2018

Nachfolgend findet sich ein zeitlicher Überblick der Projekte des NEP 2018 (NEP-Projekt-tabelle, inkl. den von APG geplanten Inbetriebnahmen und geographische Darstellung), wobei sich das Gesamt-Investitionsprojektportfolio der APG aus den spezifischen Erweiterungsprojekten und Betriebsinvestitionen (vgl. 4.3) und den hier genannten Erweiterungsinvestitionen zusammensetzt. Die im Zeitraum 2019 - 2021 geplanten Netzerweiterungsprojekte stellen durchzuführende Investitionen iSd § 37 Abs 1 Z3 EIWOG 2010 dar (3-Jahres-Zeitraum). Für den Zeitraum 2022 - 2028 wird 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 Projektierungsarbeiten im Rahmen mehrjähriger Vorprojekte durchzuführen.

⁸ VERORDNUNG (EU) 2017/1485 DER KOMMISSION vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb

Nr.	Projekte im nationalen/europäischen Interesse	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
12-15	Ergänzungen 380-kV-Salzburgleitung Abschnitt 1 NK St. Peter - UW Salzburg											
13-1	UW Obersielach: 3. 380/220-kV-Umspanner	◇										
14-1	110-kV-Leitung Steinach - Staatsgrenze (Prati di Vizze / IT) TINETZ		◇									
18-1	UW Tauern: Dritter 380/220-kV-Umspanner		◇									
14-2	220-kV-Leitung St. Peter - Hausruck - Ernsthofen: Generalerneuerung			◇								
15-3	UW Lienz: 3. 380/220-kV-Umspanner				◇							
11-7	380-kV-Leitung St. Peter - Staatsgrenze DE (Ottenhofen/Isar)					◇						
11-8	Netzraum Weinviertel (Anschluss Windkraft)					◇						
11-12	Reschenpassprojekt					◇						
11-10	380-kV-Salzburgleitung NK St. Peter - NK Tauern						◇					
11-9	UW Westtirol: 2. 380/220-kV-Umspanner							◇				
13-2	UW Westtirol: Umstellung Ltgs.system Memmingen (DE) auf 380 kV							◇				
14-3	220-kV-Leitung Westtirol - Zell am Ziller: Leitungsverstärkung								◇			
11-11	Zentralraum Oberösterreich									◇		◇
11-14	Netzraum Kärnten											◇

Nr.	Netzanschlussprojekte für Verteilernetzbetreiber	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
15-4	UW Ranshofen: 4. 110/20-kV-Umspanner AMAG	◇										
11-22	UW Jochenstein: 220/110-kV-Netzabstützung Netz OÖ	◇										
16-2	UW Ternitz: 4. 220/110-kV-Umspanner	◇										
17-1	UW Ernsthofen: 110-kV-Netzabstützung Netz NÖ		◇									
16-3	UW Bisamberg: 4. 220/110-kV-Umspanner		◇									
16-1	UW Gerlos/Zell-Ziller 2. 110/25(30)-kV-Umspanner TINETZ			◇								
13-9	UW Zurndorf: 4. 380/110-kV-Umspanner Netz Burgenland (Anschluss Windkraft)			◇								
11-23	UW Villach Süd: 220/110-kV-Netzabstützung KNG-Kärnten Netz				◇							
17-2	UW Klaus: 220/30-kV-Netzabstützung Netz OÖ					◇						
18-2	UW Ybbsfeld: 110-kV Netzabstützung Netz NÖ						◇					
16-4	UW Matrei: 380/110-kV-Netzabstützung TINETZ						◇					
18-3	UW Weißenbach: 2. 220/110-kV-Umspanner Energienetze Steiermark						◇					
12-9	UW Hadersdorf/Mürztal: 220/110-kV-Netzabstützung Energienetze Steiermark							◇				
18-4	UW Innkreis: Netzabstützung Netz OÖ							◇				
13-6	UW Wien Südost: 380-kV-Netzanschluss Wiener Netze							◇				
18-5	UW Breitenlee: Netzabstützung Wiener Netze							◇				

Nr.	Netzanschlussprojekte für Kraftwerke und Merchant Lines	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
12-7	UW Dürnröhr: 380-kV-Einbindung KW Dürnröhr 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 7: Übersicht der Projekt-Umsetzungszeiträume; die Raute markiert das von APG geplante Jahr der Inbetriebnahme (bei optimalem Verlauf der Genehmigungsverfahren und keinen Projektkomplexitäten und -verzögerungen); grün gekennzeichnet: neue Projekte des NEP 2018

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. Kapitel 2.6 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 Villach bei Projekt 11-14) berücksichtigt). Die sich daraus ergebenden Ellipsen bzw. die Schnittmengen davon bilden jeweils den Planungsraum eines Projektes.

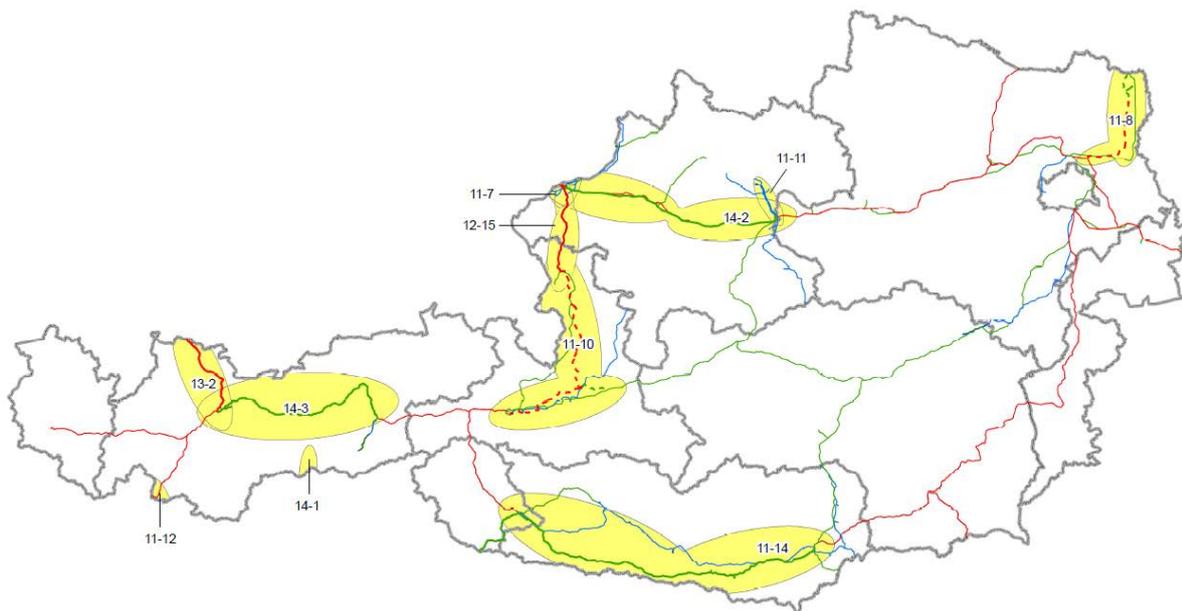


Abbildung 4.5: Überblick zu den Planungsräumen der Leitungsprojekte des NEP, referenziert mit den NEP-Nummern der jeweiligen Projekte; die großen Leitungsprojekte entsprechen den Projekten des APG-Masterplans 2030 (ohne Darstellungen für die Masterplan-Projekte 9 (Generalsanierungen 220-kV-Leitungen) und 10 (Bodensee-raum))

4.5 Detailbeschreibung der bereits genehmigten Projekte (NEP 2011-2017)

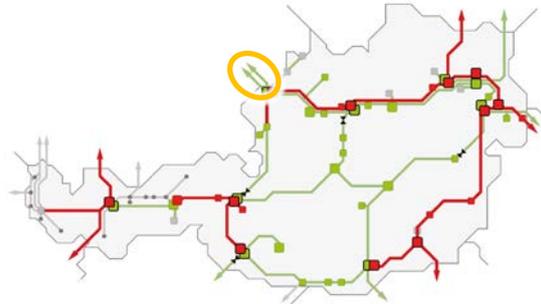
Die im gegenständlichen Kapitel dargestellten Projekte wurden bereits von ECA durch die entsprechenden Bescheide zu den folgenden Netzentwicklungsplänen genehmigt:

- 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
- NEP 2016; Bescheid am 23.11.2016
- NEP 2017; Bescheid am 15.11.2017

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

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

Projektnummer: 11-7	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: UW / Leitungen	Gepl. IBN: 2022
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Der sich durch den massiven Ausbau der Erneuerbaren im Norden Europas (insbesondere Windkraft) intensivierende Energieaustausch zwischen Österreich und Deutschland führt durch steigende Importe der österreichischen 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 wurden bereits 1941 (Simbach/Altheim) bzw. 1966-69 (Pirach/Pleinting) errichtet. Die damals getroffenen Auslegungen der Leitungskapazitäten erfüllen nicht mehr die heutigen Anforderungen. Die Übertragungskapazitäten sind zunehmend ausgeschöpft, und es sind in diesem Netzbereich vermehrt international koordinierte Engpassmanagement-Maßnahmen nötig. Durch den absehbaren weiteren Ausbau der Erneuerbaren 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 zu gewährleisten.</p>		



Der deutsche Übertragungsnetzbetreiber TenneT TSO GmbH und APG planen daher den 380-kV-Ersatzneubau der Leitung vom Netzknoten St. Peter zum deutschen Netzknoten Altheim, sodass eine leistungsstarke 380-kV-Netzverbindung entsteht. Die 380-kV-Deutschlandleitung unterstützt die Interaktion zwischen den Erneuerbaren und den Pumpspeicherkraftwerken in Österreich, erhöht die Kuppel- und Marktkapazität und führt somit insgesamt zum optimierten Kraftwerkseinsatz inkl. Bedarfsdeckung (ökonomisch und ökologisch).

Projektbeschreibung und technische Daten

Für die Erhöhung der Kuppelkapazität wird zwischen Deutschland und Österreich eine neue 380-kV-Leitung errichtet (im Abschnitt auf deutschem Staatsgebiet ist TenneT TSO GmbH Projektwerber des 380-kV-Projekts). Die beiden 220-kV-Leitungen bis zur Staatsgrenze werden auf österreichischer Seite schrittweise demontiert.

- | | |
|---|-----------|
| • Spannung | 380 kV |
| • Leitungslänge in AT (NK St. Peter – Staatsgrenze) | rd. 3 km |
| • Gesamte Leitungslänge (AT und DE) | rd. 89 km |

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

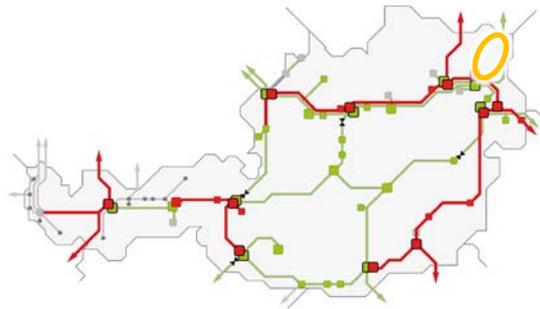
Die 380-kV-Deutschlandleitung erlaubt eine flexible, marktorientierte Interaktion von österreichischen Bilanzgruppen (inkl. Pumpspeicherkraftwerke) mit EE-Einspeisern und Kunden im Norden Europas. Zusätzlich erfolgt eine Steigerung der Versorgungs- und Systemsicherheit und durch die höhere Spannungsebene werden die Übertragungsverluste reduziert (bei gleichen Transportmengen um etwa 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 & TYNDP 2016 (Projekt 47 Investment 212) bzw. TYNDP 2014 & TYNDP 2016 Projekt 187 Investment 997 (St. Peter – Pleinting)
- Netzentwicklungsplan Strom 2030 Deutschland (P67 bzw. P112)
- Laut Genehmigungsbescheid von ECA zum NEP 2016 soll in 2018 mit vorbereitenden Umsetzungsmaßnahmen begonnen werden

4.5.2 Netzraum Weinviertel

Projektnummer: 11-8	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: UW / Leitungen	Gepl. IBN: 2022/23
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>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 waren im Weinviertel insgesamt Windkraftanlagen mit einer Leistung von rd. 720 MW am Netz. Basierend auf dem von der Niederösterreichischen Landesregierung entwickelten sektoralen Raumordnungsprogramm und Projektinformationen zufolge ist in den kommenden Jahren eine Steigerung auf eine Gesamtleistung von bis zu 1.500 MW zu erwarten (unter Annahme von z.B. Repowering bis zu 1.700 MW). 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.</p> <p>Projektbeschreibung und grundlegende Daten</p> <p>Um die Netzeinbindung der erneuerbaren Energieträger zu ermöglichen, sind die Übertragungsnetzinfrastruktur im östlichen Weinviertel zu verstärken (Ersatzneubau) und Umspannwerke auszubauen. Dazu sind eine neue 110-kV-Netzabstützung im nördlichen Weinviertel mit dem UW Zaya und eine neue 220-kV-Leitungsanbindung bis zur Staatsgrenze geplant. Der Ersatzneubau der APG-Weinviertelleitung soll bis Ende 2022 zu einem 380/110-kV-Netzkonzept führen.</p> <p>Als kurzfristig umsetzbare Maßnahme zur Erhöhung der Einspeisekapazität für die Windkraftanlagen wurden die NEP-Projekte 12-6 und 13-3 (3. und 4. 380/110-kV-Transformator mit je 300 MVA im UW Bisamberg) bereits in Betrieb genommen – diese ermöglichten den Netzanschluss von insgesamt max. 900 MW Windkraft im Weinviertel. Mit Realisierung der 380-kV-Leitung erfolgt eine Demontage der bestehenden, alten 220-kV-Leitung von Bisamberg bis zur Staatsgrenze.</p>		



Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

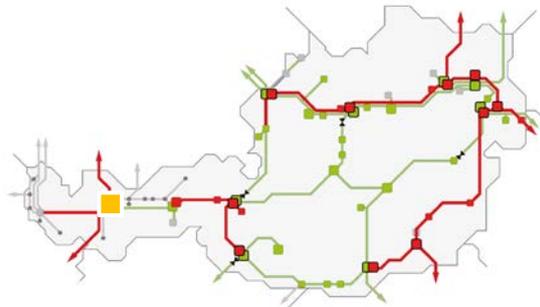
Die Übertragungskapazitäten im Weinviertel werden verstärkt, wodurch der Netzanschluss bzw. Netzzugang der geplanten Windkraftanlagen sowie anderer Erneuerbarer (z.B. PV) ermöglicht wird. Dies ist im Sinne der österreichischen und der europäischen Klima- und Energiestrategie. Darüber hinaus können durch 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 & TYNDP 2016 Projekt 186
- Koordinierte Planungen und Gespräche mit Netz NÖ und der Windkraftbranche
- Das Projekt wurde im September 2016 zur UVP eingereicht
- Positiver UVP-Bescheid wurde durch die Niederösterreichische Landesregierung am 20.02.2018 erlassen. Gegen diesen Bescheid gab es einzelne Beschwerden, daher ist seit Anfang Mai 2018 ein Verfahren beim Bundesverwaltungsgericht (BVwG) anhängig.

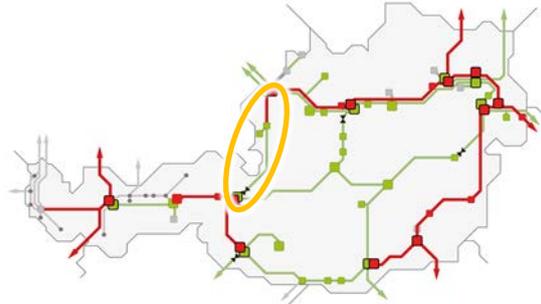
4.5.3 UW Westtirol: Zweiter 380/220-kV-Umspanner

Projektnummer: 11-9	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2024
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>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 (1000 MVA) in Westtirol. Es kommt bei Nichtverfügbarkeiten und Ausfällen von Leitungen im südbayerischen und baden-württembergischen Raum zu (n-1)-Verletzungen, welche vermehrt nur mit Engpassmanagementmaßnahmen abgewendet werden können. Ebenso kommt es bei Ausfall der Trafobank zu unzulässig hohen Leistungsflüssen im süddeutschen Hochspannungsnetz.</p> <p>Durch bereits gestiegene und zukünftig erhöhte Belastungen (z.B. durch Pumpspeicherkraftwerke in Österreich sowie in der östlichen Schweiz) und durch Ost-West-Leistungsflüsse im Bereich des Inntales bedarf es der Erhöhung der Übertragungskapazität bzw. der (n-1)-Sicherheit.</p> <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>Die technische Ausgestaltung des Projekts wird im Rahmen eines Vorprojekts ausgearbeitet. Neben den erhöhten Anforderungen an die Übertragungskapazitäten führen Kraftwerksprojekte, die stärkere Vermaschung im Übertragungsnetz und Einflüsse aus benachbarten Netzen zu einer Erhöhung der Kurzschlussleistung. Daher sind (auch altersbedingt) Ertüchtigungen der 380-kV- und 220-kV-Schaltanlagen notwendig.</p> <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ermöglichen des (n-1)-sicheren Transportes infolge stetig steigender Leistungsflüsse in Ost-West-Richtung im Bereich des Inntales sowie durch neue und zukünftige Erzeugungsanlagen (z.B. Pumpspeicherkraftwerke) in Österreich sowie Entwicklungen des energiewirtschaftlichen Umfelds in benachbarten Netzbereichen • Erhöhung der (n-1)-Sicherheit und (n-1)-Reserve im Westen Österreichs <p>Weitere Projektinformationen</p> <ul style="list-style-type: none"> • APG-Masterplan 2030 (Teil von Projekt 6) • ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekt 219); TYNDP 2012, TYNDP 2014 & TYNDP 2016 (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	GepI. IBN: 2023
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Die 380-kV-Salzburgleitung Netzknoten St. Peter – Netzknoten Tauern verbindet als überregionales Leitungsprojekt den Netzknoten St. Peter in Oberösterreich und den Netzknoten Tauern in Salzburg. Der Engpass auf der derzeit bestehenden 220-kV-Leitung – der sich zudem in Zukunft massiv ausweiten wird – wird durch die 380-kV-Salzburgleitung beseitigt. Die Salzburgleitung ist ein wesentlicher Schritt zur Realisierung des 380-kV-Rings – dem Rückgrat der Stromversorgung in Österreich – und das zentrale Masterplan-Projekt 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. 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 leistungsfähige Anbindung der Speicherkraftwerke zur Netzregelung sowie zur Bereitstellung von Ausgleichsenergie (Beispiel Windkraft) und für die Netzaufbau- und Wiederversorgungskonzepte im Falle von großen Netzstörungen von großer 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:

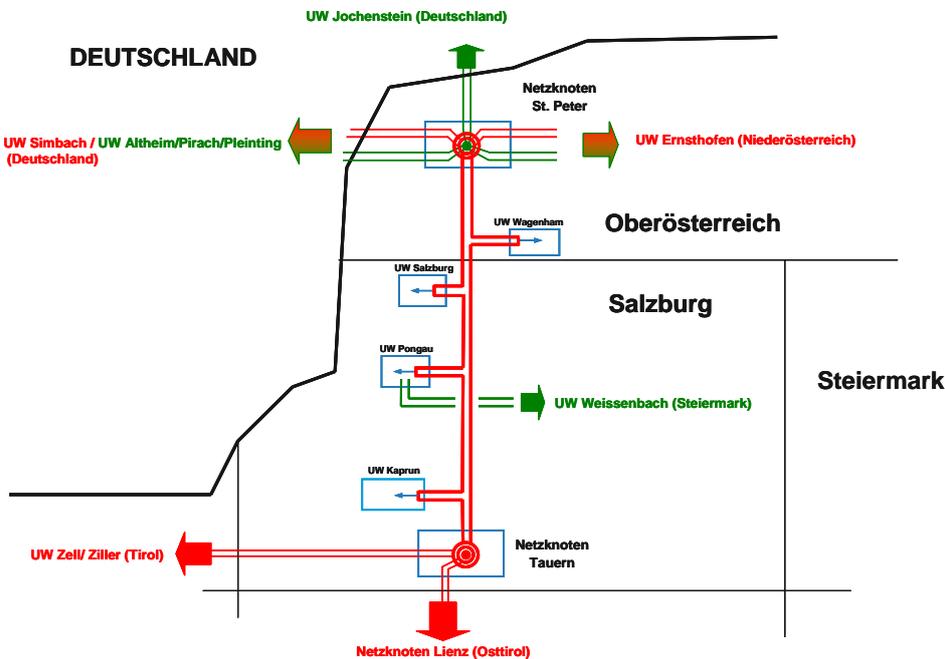
- UW Wagenham zur Anspeisung des Verteilernetzes der Netz OÖ
- UW Salzburg zur Anspeisung des Verteilernetzes der Salzburg Netz GmbH im Großraum Salzburg
- UW Pongau zur Anspeisung des Verteilernetzes der Salzburg Netz GmbH im Pongau
- UW Kaprun zur Anspeisung des Verteilernetzes der Salzburg Netz GmbH im Süd-Westen von Salzburg sowie zur direkten Anbindung des Kraftwerkes Kaprun an den 380-kV-Ring

Die Anspeisung dieser Umspannwerke erfolgt mittels einsystemiger Einschleifung in die 380-kV-Salzburgleitung.

- Gesamtlänge (380-kV-Ltg.): ca. 174 km, davon ca. 128 km Neubau; 46 km Leitung zwischen NK St. Peter und UW Salzburg bereits in Betrieb mit 220 kV
- Leitungs koordinierung: Umfangreiche Mitführungen von 110-kV-Systemen und 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 380-kV-Salzburgleitung 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 regionale Stromversorgung strukturell massiv verbessert. Dies betrifft insbesondere das Verteilernetz von 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 Salzburg Netz GmbH im Leitungs koordinierungsvertrag vereinbart 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 die Leitung Weißenbach (Steiermark) – Tauern künftig im UW Pongau endet.

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



Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

- (n-1)-sicherer Transport der Leistungsflüsse infolge zukünftiger regenerativer Erzeugungsanlagen und Pumpspeicherkraftwerke sowie der 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 EE-Standorten sowie Verbraucherzentren verbunden. Ohne die Salzburgleitung können neue Wasserkraftpotentiale (v.a. Pumpspeicherkraftwerke) nicht erschlossen sowie die Netzintegration der Windkraft nicht im erforderlichen Ausmaß bewerkstelligt werden.
- Durch die höhere Spannung und Übertragungskapazität werden die Verluste bei gleichen Transportmengen deutlich reduziert bzw. höhere Transportmengen ermöglicht.

Weitere Projektinformationen

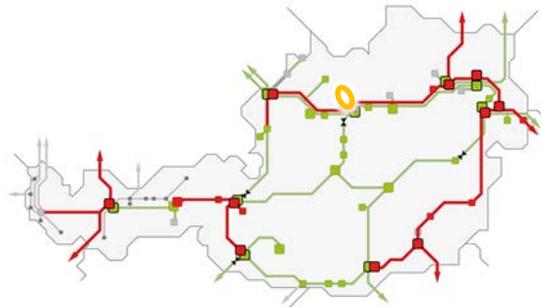
- APG-Masterplan 2030 (Projekt 1)
- ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekte 215/216); TYNDP 2012 (Projekt 47.26.216); TYNDP 2014 & TYNDP 2016 (Projekt 47 Investment 216)
- TEN-E Projekt (Projekte E217/6 und E256/09)
- PCI-Projekt 3.1.2
- Die Einreichung der UVE erfolgte bereits im September 2012, und das UVP-Verfahren ist derzeit beim Bundesverwaltungsgericht anhängig. Die mündliche Verhandlung fand im Juli 2017 statt, und APG erwartet dringlich das Erkenntnis des Bundesverwaltungsgerichtes.
- Unter der Annahme, dass das UVP-Verfahren innerhalb der gesetzlich vorgesehenen Fristen abgewickelt werden könnte, war ursprünglich ein Baubeginn 2015 geplant. Durch umfangreiche Verzögerungen des UVP-Verfahrens auf verwaltungsbehördlicher Ebene ist ein Baubeginn frühestens Ende 2018 möglich, dies hat eine Inbetriebnahme 2023 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

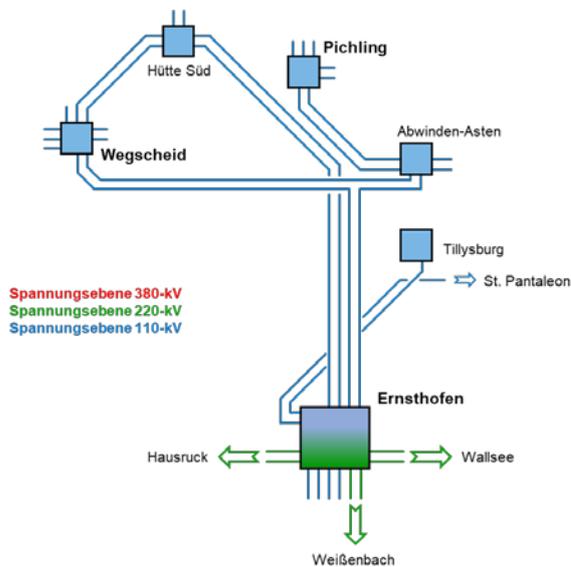
Projektnummer: 11-11	Netzebene: 1, 2, 3	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: UW / Leitungen	Gepl. IBN: 2026 / 2028

Auslöser und technische Notwendigkeit

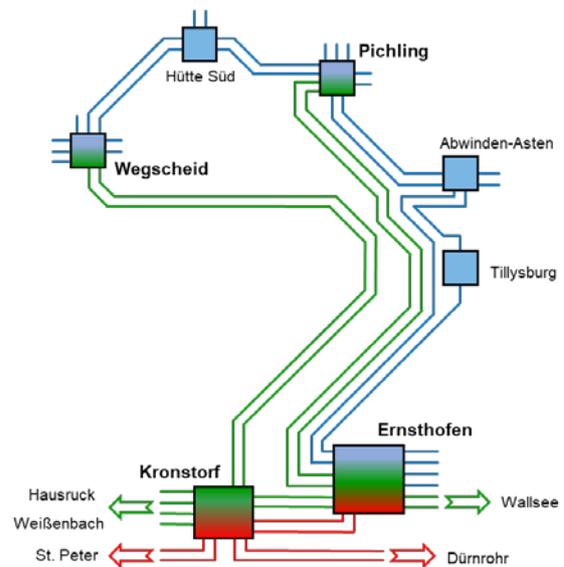
- Erreichen der (n-1)-Grenzen der 110-kV-Anspeisungen des Zentralraumes Oberösterreich
- Aufgrund hoher Kurzschlussleistungen in den Netzknoten bzw. Umspannwerken und um das 110-kV-Schutzkonzept weiterhin sicher und zuverlässig im Sinne höchster Versorgungssicherheit betreiben zu können, ist eine 110-kV-Teilnetzbildung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



Projektbeschreibung und technische Daten



Ist-Ausbauzustand Zentralraum OÖ



Geplanter Ausbauzustand 2028

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 aus den APG-Netzknoten Ernsthofen und Kronstorf mit Aufbau von 220/110-kV-Umspannungen in den UW Pichling und Wegscheid; d.h. bis 2026 Ersatzneubau der derzeitigen 110-kV-Anspeiseleitungen als 220-kV-Leitungen vom Ernsthofen/Kronstorf bis in den Bereich der Autobahnkreuzungen und 220/110-kV-Ausbau UW Pichling. Die Inbetriebnahme der 220/110-kV-Netzabstützung Wegscheid ist anschließend für 2028 geplant.
- Trennung des 110-kV-Netzes im Zentralraum Oberösterreich in zwei Teilnetze aufgrund der erhöhten Kurzschlussleistung und um das 110-kV-Schutzkonzept weiterhin sicher und zuverlässig im Sinne höchster Versorgungssicherheit betreiben zu können.

Leitungslänge: ca. 31 km mit großteils Nutzung bestehender Trassen

Übertragungsleistung: Erhöhung der Anspeisekapazität auf 4 x 800 MVA auf 220 kV und 2 x 400 MVA auf 110 kV

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 aus dem Übertragungsnetz der APG
- Auftrennung des 110-kV-Teilnetzes „EAEH“ aus Ernsthofen; dadurch können die Kurzschlussleistungen gesenkt und die Versorgungssicherheit zukünftig 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) wurden neue Leistungsreserven für die Anspeisung und zusätzliche Optionen für die 110-kV-Teilnetzbildung geschaffen

Weitere Projektinformationen

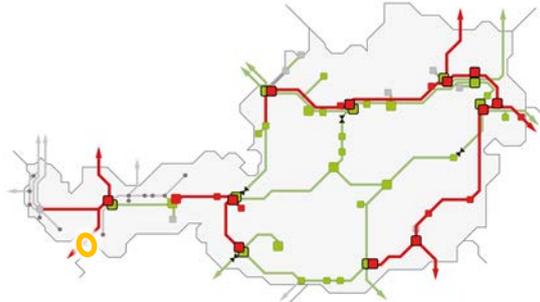
- Netztechnisches Konzept ist abgestimmt zwischen den Netzbetreibern
- Vorprojekt wurde 2017 gestartet, Gemeinschaftsprojekt von APG, Netz OÖ und Linz Strom Netz.
- Projekt ist Teil des „Stromnetz-Masterplan Oberösterreich 2026“ als Projekt 4 „Netzabstützung Zentralraum Oberösterreich“ und ist wesentliche Voraussetzung für die Realisierungsmöglichkeit weiterer Projekte des Stromnetz-Masterplans Oberösterreich 2026 zur Bildung von 110-kV-Teilnetzen (Projekte 10, 11, 12, 13 und 14 - Kabelprojekte im Linzer Raum); siehe auch: http://www.land-oberoesterreich.gv.at/Mediendateien/Formulare/DokumenteAbt_U/us-en_Stromnetz-Masterplan_Oberoesterreich_2026.pdf

4.5.6 Reschenpassprojekt

Projektnummer: 11-12	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: UW / Leitungen	Gepl. IBN: 2022/2023

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 rd. 290 MVA den Anforderungen des heutigen europäischen Strommarktes weitaus nicht mehr gewachsen. Die zunehmende Wasserkrafterzeugung in der westlichen Alpenregion Österreichs (vorwiegend Pumpspeicherkraftwerke), der weitere Ausbau der Windenergie im Norden Europas und die energiewirtschaftlichen Entwicklungen Italiens (inkl. massiven EE-Ausbauten) erfordern höhere Kapazitäten nach Italien. Durch eine neue Verbindung im Raum Nauders nach Premadio (bzw. Lombardia Region) kann eine weitere Kuppelleitung zwischen den Übertragungsnetzen von TERNÄ und APG mit einer zusätzlichen Kapazität geschaffen werden.



Im Zusammenhang mit dem Projekt wird für das Verteilernetz von TINETZ eine neue Mspgs.-Netzabstützung zur Verbesserung der lokalen Versorgungssicherheit für den Raum Nauders geplant.

Projektbeschreibung und technische Daten

- Das Projekt von APG umfasst das 380/220-kV-Umspannwerk „Nauders“ inkl. PST-Transformator (220/220 kV) und eine einsystemige 220-kV-Verbindung bis zur Staatsgrenze am Reschenpass
- Anbindungspunkt für das Umspannwerk ist die bestehende 380-kV-Leitung Westtirol – Pradella (CH) im Bereich der Staatsgrenze AT/CH/IT
- Auf italienischer Seite erfolgt in der Lombardia Region die Einbindung in das bestehende 220-kV-Netz von TERNÄ im UW Glozena.

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

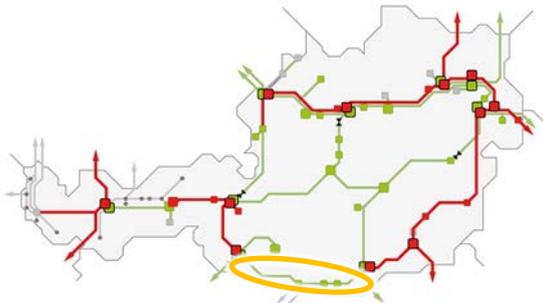
Der Ausbau internationaler Verbindungsleitungen trägt wesentlich zur Versorgungssicherheit bei und kommt den europäischen Interessen nach. Es ergeben sich durch die zusätzliche Kuppelkapazität zwischen Österreich und Italien positive Effekte auf die verbundenen Strommärkte und die Marktintegration.

Weiters wird mit Realisierung der Netzabstützung für TINETZ die regionale Versorgungssicherheit im Verteilernetz bedeutend erhöht. Mit dem Reschenpassprojekt kann für den Zeitraum der nötigen Generalsanierung der 220-kV-Leitung Lienz – Soverzene (ca. 9 - 12 Monate) eine adäquate Marktkapazität nach Italien sichergestellt werden.

Weitere Projektinformationen

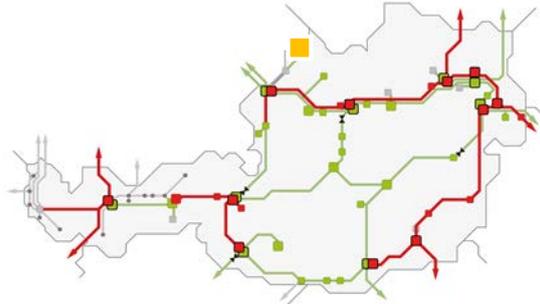
- APG-Masterplan 2030 (Projekt 8)
- ENTSO-E TYNDP 2010 (siehe TYNDP S. 227); TYNDP 2012 (Projekt 26.A102); TYNDP 2014 & TYNDP 2016 (Projekt 26 Investment 614)
- Cooperation Agreement wurde im Dez. 2017 zwischen Terna und APG abgeschlossen
- Vorarbeitenbescheid wurde im Mai 2015 erteilt und 2016 verlängert; aktuell laufen seitens APG die Vorbereitungen für den Start der Behördenverfahren ab Q3/2018

4.5.7 Netzraum Kärnten

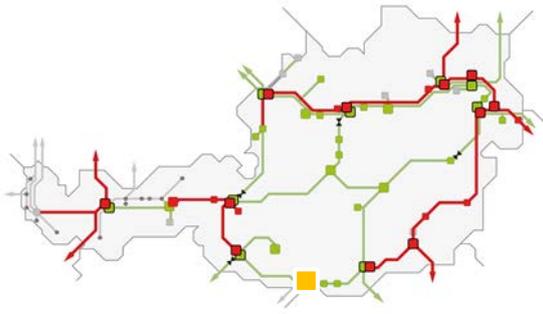
Projektnummer: 11-14	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: UW / Leitungen	Gepl. IBN: 2028
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Die energiewirtschaftlichen Entwicklungen in Österreich und Europa, Potentiale für zukünftige Pumpspeicherkraftwerke, die Interaktion mit der Windkraft in Österreich und Europa (Netzregelung, Speicherung) sowie eine bessere Abstützung des 110-kV-Netzes von Kärnten Netz (KNG) erfordern eine Verstärkung des Übertragungsnetzes im Raum Kärnten und den 380-kV-Ringschluss in Österreich.</p> 		
<p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>Unter Berücksichtigung der genannten Auslöser werden aktuell leitungsbautechnische Varianten für die Netzverstärkung im Netzraum Kärnten untersucht (inkl. 380-kV-Upgrade der Bestandsleitung). Wird die Möglichkeit des Upgrades von Bestandsleitungen durch den Bundesgesetzgeber legislativ vorgesehen, kann das Vorprojekt beschleunigt werden.</p>		
<p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>Mit der Verstärkung des Netzraumes Kärnten kann der 380-kV-Ring in Österreich vollendet werden und es kommen alle damit verbundenen Vorteile zum Tragen. Die Versorgungssicherheit in Kärnten und in Österreich kann langfristig gewährleistet werden. Mit dem 380-kV-Ringschluss im Süden wird eine redundante Verbindung der EE-Einspeisезentren im Osten Österreichs (v.a. Windkraft, PV) und den Lastzentren mit den Pumpspeicherkraftwerken im Zentralalpenraum erreicht. Der 380-kV-Ringschluss ist für die Netzintegration der EE und die Erreichung der Klima- und Energiestrategie der österreichischen Bundesregierung erforderlich, und dessen Notwendigkeit wird im Kärntner Regierungsprogramm 2018-2023 ebenfalls genannt.</p>		
<p>Weitere Projektinformationen</p> <ul style="list-style-type: none"> • APG-Masterplan 2030 (Projekt 4) • Der Netzraum Kärnten schließt den 380-kV-Ring in Österreich • ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekt 218); TYNDP 2012 (Projekt 26.47.218); TYNDP 2014 & TYNDP 2016 (Projekt 26 Investment 218) • PCI-Projekt 3.2.2 		

4.5.8 UW Jochenstein: 220/110-kV-Netzabstützung Netz OÖ

Projektnummer: 11-22	Netzebene: 2	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: UW	IBN erfolgt: März 2018
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Das obere Mühlviertel mit den Umspannwerken Partenstein, Ranna und Rohrbach wird über eine 73 km lange zweissystemige 110-kV-Freileitung aus Wegscheid versorgt. In diese Leitung eingebunden sind auch das Umspannwerk Eferding sowie das Donaukraftwerk Ottensheim.</p> <p>Die derzeit zur Verfügung stehende Notanspeisung 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 bereits erreicht.</p> <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>Als Ersatz für die Notanspeisung über die 110-kV-Leitung Ranna – Staatsgrenze (DE) ist die Errichtung einer 220/110-kV-Netzkuppelstelle durch APG in der Schaltanlage der Donaukraftwerk Jochenstein AG und die Errichtung einer 110-kV-Kabelverbindung von Jochenstein nach Ranna durch Netz OÖ vorgesehen.</p> <ul style="list-style-type: none"> • APG: Netzkupplung 220/110 kV mit einer Umspannerleistung von 200 MVA • Netz OÖ: 110-kV-Kabelverbindung 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) <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>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.</p> <p>Weitere Projektinformationen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Inbetriebnahme erfolgte Ende März 2018 • Aktuell erfolgen die Projektdokumentation und Abschlussarbeiten 		

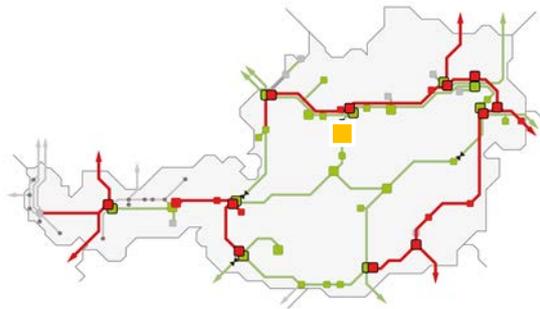


4.5.9 UW Villach Süd: 220/110-kV-Netzabstützung KNG-Kärnten Netz

Projektnummer: 11-23	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: UW	Gepl. IBN: Q4/2020 - Q1/2021
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Die Errichtung der 220/110-kV-Netzabstützung UW Villach Süd dient vorrangig der Beseitigung von Netzengpässen im 110-kV-Netz Kärnten und der Anpassung der 110-kV-Netzstruktur, die größtenteils im Zeitraum von 1960-1970 errichtet wurde, an die Anforderungen eines zeitgemäßen Stromversorgungsnetzes. Die Notwendigkeit wurde im wissenschaftlichen Gutachten vom 15.10.2010 über die „Begründung der netztechnischen Notwendigkeit einer Netzabstützung im Raum Villach“ der Technischen Universität Graz (Prof. Renner) dargelegt.</p> 		
<p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>Die 220/110-kV-Netzabstützung erfolgt als zweisystemige Einschleifung in die bestehende 220-kV-Leitung Lienz – Obersielach und Umspannung mittels zweier 300 MVA-Transformatoren.</p>		
<p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>Einerseits werden damit die Erfordernisse zur Aufrechterhaltung der Betriebssicherheit und Versorgungszuverlässigkeit sowohl im 110-kV-Ostnetz als auch -Westnetz 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.</p>		
<p>Weitere Projektinformationen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netzkooperation seitens KNG • Mitte Oktober 2015 erfolgte 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 ursprünglich geplante Inbetriebnahme 2017 verzögert sich dadurch. • Nach wiederholter Abwicklung der Rechtsverfahren seitens KNG liegen nun die Genehmigungen rechtskräftig vor, und es erfolgt die Wiederaufnahme der Umsetzung von KNG und APG in 2018. Gepl. IBN: KNG-Anlagen Ende 2020, APG-Anlagen: Q1/2021 		

4.5.10 UW Molln: 220-kV-Einbindung KW Wasserspeicherkraftwerk Pfaffenboden (Energiespeicher Bernegger)

Projektnummer: 11-24	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2025
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Herstellung des Netzanschlusses für die Einbindung des geplanten Wasserspeicherkraftwerk Pfaffenboden (Energiespeicher Bernegger) in das APG-Netz.</p> <p>Projektbeschreibung u. techn. Daten</p> <p>Das UW Molln wurde als zweisystemige Einschleifung in die 220-kV-Leitung Ernsthofen – Pyhrn/Weissenbach (Sys.Nr. 201B/202) nach den Planungsgrundsätzen der APG projiziert.</p> <p>Daten Kraftwerk:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Engpassleistung Turbinenbetrieb elektrisch: 300,0 MW • Leistungsaufnahme Pumpbetrieb elektrisch: 326,4 MW • Maximale / minimale Rohrfallhöhe: 654 / 610,5 m • Die Anbindung der Maschinensätze an das 220-kV-Netz erfolgt über Mittelspannungsvollumrichter und Transformatoren <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>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.</p> <p>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.</p>		



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

Weitere Projektinformationen

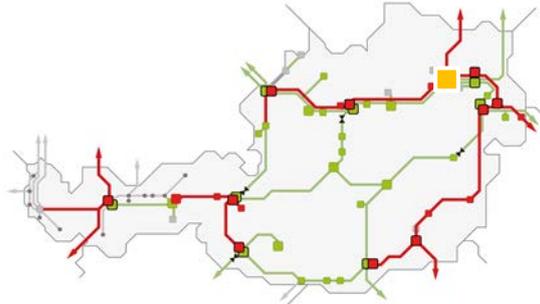
- Die Bewilligung des UW Molln nach dem Starkstromwegegesetz wurde mit Bescheid BMWFJ-55.050/0080-IV/5a/2011 vom 28.6.2011 erteilt

4.5.11 UW Dürnrohr: 380-kV-Einbindung KW Dürnrohr EVN

Projektnummer: 12-7	Netzebene: 1	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2018

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 220/110-kV-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 Erzeugungslleistung (Windkraft, PV) bis zu 350 MW in das 110-kV-Netz im Weinviertel West und Waldviertel aufzunehmen, nach Dürnrohr zu transportieren und über die freiwerdende 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.

Projektbeschreibung und technische Daten

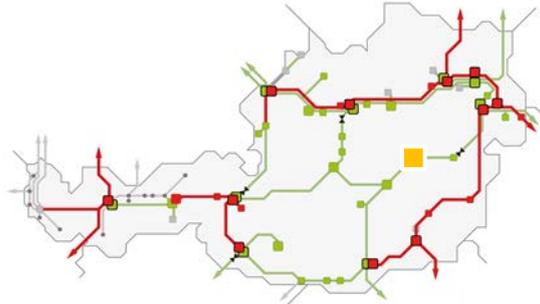
- Anbindung des EVN-Kraftwerkblocks über einen 380-kV-Blocktransformator und ein 380-kV-Schaltfeld der EVN an die 380-kV-Leitung (KW Dürnrohr – UW Dürnrohr) der APG
- Primärtechnische Umbauten durch EVN, sekundärtechnische Adaptierungen durch APG

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Abtransport 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 EE.

4.5.12 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: 2024
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <ul style="list-style-type: none"> • Der Projektumfang umfasst die Einbindung der bestehenden 220-kV-Doppelleitung Hesseberg – 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 ein zweiter Umspanner vorgesehen • 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. <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>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.</p>		

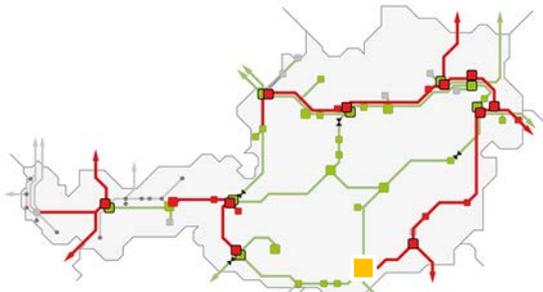


Gleichzeitig können auch die derzeit bestehenden betrieblichen Einschränkungen in der Betriebsführung des 110-kV-Netzes mit einer Industrie- und einer Verbraucherschleife beseitigt und damit eine deutliche Erhöhung in der Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit des 110-kV-Netzbetriebes (Auflassung des gekoppelten 110-kV-Netzes im UW Müzzzuschlag) erreicht werden. Weiters stellt die Inbetriebnahme des UW Hadersdorf/Mürztal eine wesentliche Voraussetzung für den (n-1)-sicheren Energieabtransport der im Mürztal geplanten Windkraftenerzeuger dar.

Weitere Projektinformationen

- Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netzkooperation von EN
- In Kombination mit dem NEP-Projekt 16-2 verschiebt sich die geplante IBN auf 2023/24, sofern die oben beschriebenen netzbetrieblichen Erfordernisse mit 16-2 ausreichend erfüllt werden können.

4.5.13 UW Obersielach: Dritter 380/220-kV-Umspanner

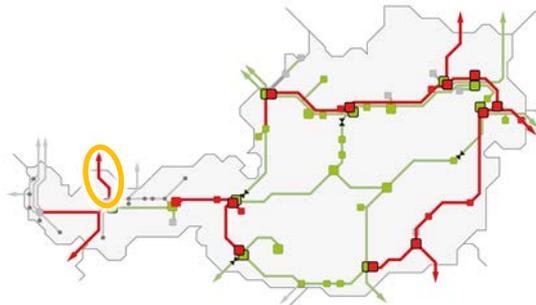
Projektnummer: 13-1	Netzebene: 1	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: UW	IBN erfolgt: April 2018
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Die beiden bestehenden 380/220-kV-Transformatoren in Obersielach sind in Zeiten hoher Speicherkrafterzeugung und bei hohen (europäischen) Ost-West-Lastflüssen stark belastet. Eine Analyse der letzten Jahre weist eine steigende Tendenz bei den (n-1)-Verletzungen an den beiden Hauptumspannern aus. Pumpspeicherkraftwerke (insbesondere im Alpenraum, z.B. Reißeck II) und deren Interaktion mit den EE 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.</p>  <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <ul style="list-style-type: none"> • Errichtung eines dritten 380/220-kV-Umspanners mit 550 MVA • Einbindung in die bestehenden 380- und 220-kV-Schaltanlagen <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 <p>Weitere Projektinformationen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Seit April 2018 in Betrieb • Aktuell erfolgen die Projektdokumentation und Abschlussarbeiten 		

4.5.14 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: 2024/25

Auslöser und technische Notwendigkeit

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.

Projektbeschreibung und technische Daten

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 bzw. wird eine Optimierung der Seilbelegung geprüft. 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 und umfasst auf deutscher Seite unter anderem die Errichtung einer neuen Leitung auf bestehender Trasse (ca. 35 km) mit erhöhter Übertragungskapazität (vgl. DE-NEP 2030, Version 2017, 2. Entwurf).

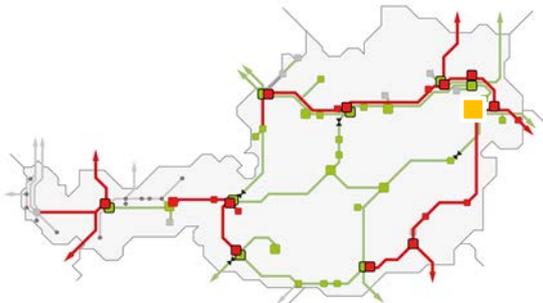
Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Die erhöhte Übertragungskapazität erlaubt eine flexible, marktorientierte Interaktion von österreichischen Bilanzgruppen (inkl. der Pumpspeicherkraftwerke) mit EE-Einspeisern und Kunden in (Nord-)Europa. Mit der Umstellung des Leitungssystems auf 380-kV-Betrieb werden höhere Austauschleistungen ermöglicht. Das Projekt unterstützt die Interaktion zwischen den Erneuerbaren und den Pumpspeicherkraftwerken in Österreich, verbessert die Marktkopplung und führt somit zu einem insgesamt optimierten Kraftwerkseinsatz und damit zu einer effizienteren Deckung des Strombedarfs (ökonomisch und ökologisch). Neben der Erhöhung der Kuppelkapazität werden durch die höhere Spannungsebene die Verluste bei gleichen Transportmengen deutlich reduziert (auf ca. ein Drittel).

Weitere Projektinformationen

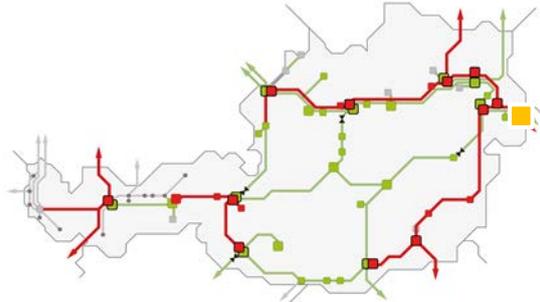
- APG-Masterplan 2030 (Projekt 7)
- ENTSO-E TYNDP 2012 (Projekt 47.A76); TYNDP 2014 & TYNDP 2016 (Projekt 47 Investment 689)
- Netzentwicklungsplan Strom Deutschland 2012, 2013, 2014, 2030 Projekt (P74)

4.5.15 UW Wien Südost: 380-kV-Netzanschluss Wiener Netze

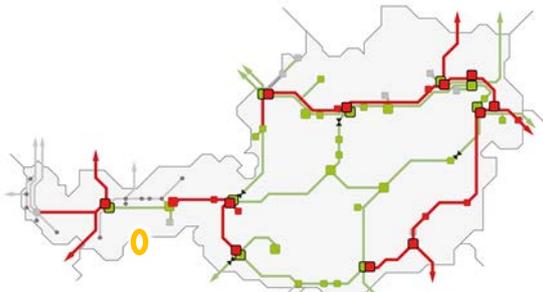
Projektnummer: 13-6	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: UW / Leitung	Gepl. IBN: 2024
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Seitens Wiener Netze besteht der Bedarf für eine 380-kV-Leitungsverbindung zwischen dem UW Wien Südost und UW Simmering, da auf den 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 zweisystemige 380-kV-Verbindung vom 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. Die zweite Ausbaustufe sieht die Errichtung der zweiten Kabelstrecke vor.</p>  <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>Zur Einbindung im UW Wien Südost der APG muss die bestehende 380-kV-Doppelleitung (Systeme 501/503) der Wiener Netze um zwei Schaltfelder verschwenkt werden. Die dadurch freiwerdenden 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.</p> <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>Gewährleistung des (n-1)-Kriteriums und damit Erhöhung der Versorgungssicherheit im Netzbereich der Wiener Netze GmbH.</p> <p>Weitere Projektinformationen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netzkooperation seitens Wiener Netze • Ende 2016 wurde mit der Errichtung der 380-kV-Freileitung und des auf gemeinsamem Gestänge mitgeführten 110-kV-Freileitungsabschnittes der erste Bauabschnitt für die erste Ausbaustufe von Wiener Netze fertiggestellt. 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. 		

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

Projektnummer: 13-9	Netzebene: 2	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2020
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Zusätzlich zu den bereits installierten erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen mit einer Gesamtleistung von rd. 1.150 MW (Stand Februar 2018) im Burgenland liegen beim Verteilernetzbetreiber Netz Burgenland Anfragen für Windkraftanlagen im Ausmaß von weiteren rd. 360 MW (Stand Februar 2018) 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 bei 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.</p> <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <ul style="list-style-type: none"> • Verschwenkung der 220-kV-Leitung Ri. Staatsgrenze/Győr im Bereich des Umspannwerkes zur Baufeldfreimachung • Errichtung eines vierten 380/110-kV-Umspanners mit 300 MVA • Einbindung in die bestehenden 380- und 110-kV-Schaltanlagen <p>Da diese Erweiterung bei den ursprünglichen Planungen mit drei Umspannern nicht vorgesehen war, sind Umbau- und Adaptierungsmaßnahmen nötig (inkl. Sekundärtechnik und Erweiterungen der Eigenbedarfsanlagen).</p> <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</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 Energieträgern.</p> <p>Weitere Projektinformationen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netzkooperation der Netz Burgenland • Weiters werden Planungsüberlegungen für ein Langfrist-Konzept angestellt, um die Netzeinbindung der Windenergie im (Nord-)Burgenland und die 110-kV-Verteilernetzabstützung sicherzustellen (z.B. Repowering Windkraft; Zusammenhang mit der 220-kV-Ebene und dem 220/110-kV-UW Neusiedl) 		



4.5.17 110-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: 2019
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Die TINETZ-Tiroler Netze GmbH beabsichtigt gemeinsam mit TERNA 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>Projektbeschreibung und technische Daten</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- und Zählwerterfassung etc.) für die Integration der Kuppelleitung in den Netzregler und in die Regelzone APG vor.</p> <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Wesentliche Verbesserung der Versorgungssituation im Verteilernetz Wipptal und den entsprechenden Seitentälern • Erhöhung der Marktkapazität zwischen Österreich und Italien <p>Weitere Projektinformationen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Baustart für die Errichtung der österreichischen Anlagen ist seitens TINETZ erfolgt. 		

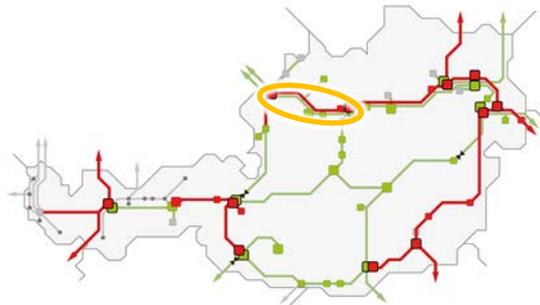
4.5.18 220-kV-Leitung St. Peter - Hausruck - Ernsthofen: Generalerneuerung

Projektnummer: 14-2	Netzebene: 1	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: Leitung	Gepl. IBN: 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 EE (z.B. in Deutschland sowie die Windkraft im Osten Österreichs) und deren Interaktion mit den Pumpspeicherkraftwerken und Lastzentren sowie die Marktkopplung mit Deutschland führen zu steigenden Auslastungen der 220-kV-Leitung.



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 EE (z.B. in Deutschland sowie die Windkraft im Osten Österreichs) und deren Interaktion mit den Pumpspeicherkraftwerken und Lastzentren sowie die Marktkopplung mit Deutschland führen zu steigenden Auslastungen der 220-kV-Leitung.

Projektbeschreibung und technische Daten

Auf Basis unterschiedlicher Szenarien wurden verschiedene Varianten für die 76 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 Bestandsstrasse.

Für die dreijährige 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, wurde bereits eine 220-kV-Kondensatorbatterie mit 100 MVar im UW Hausruck errichtet.

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

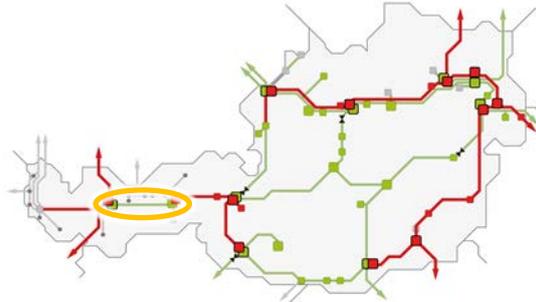
Mit der Generalerneuerung der 220-kV-Leitung St. Peter – Ernsthofen kann die Versorgungssicherheit und (n-1)-Sicherheit sowie zukünftig eine leistungsfähige Anbindung der Verteilernetze in Oberösterreich gewährleistet werden. Das Projekt stellt einen wesentlichen Beitrag für die Entwicklung des österreichischen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

Weitere Projektinformationen

- Umsetzung wurde im April 2018 gestartet

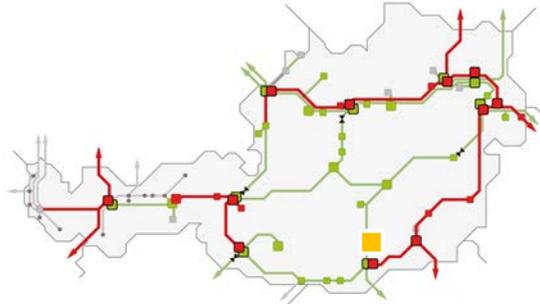
4.5.19 220-kV-Leitung Westtirol - Zell am Ziller: Leitungsverstärkung

Projektnummer: 14-3	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: Leitung	Gepl. IBN: 2025/26
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Das UW Westtirol stellt einen wichtigen Netzknoten des APG-Übertragungsnetzes in West-Österreich dar. Es bestehen Leitungsverbindungen zu den Übertragungsnetzen von VÜN, nach Deutschland und in die Schweiz bzw. 220-kV-Verbindungen zur TINETZ. 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 APG-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 (EE-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 220-kV-Leitung von TINETZ geöffnet werden, um Überlastungen zu vermeiden, wodurch die Belastung der 220-kV-Leitung Westtirol – Zell/Ziller der APG steigt und zunehmend (n-1)-Verletzungen auftreten.</p> <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>Es werden leitungsbautechnische Varianten für eine Leitungsverstärkung auf der Bestandsstrasse evaluiert und geprüft (inkl. 380-kV-Upgrade).</p> <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>Durch die Steigerung der Leistungsfähigkeit werden wichtige Voraussetzungen geschaffen, um die Netzintegration der Erneuerbaren und die Umsetzung des 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>Weitere Projektinformationen</p> <ul style="list-style-type: none"> • APG-Masterplan 2030 (Projekt 6), PCI-Projekt 2.1 • ENTSO-E TYNDP 2010 (Projekt 219); TYNDP 2012 TYNDP 2014 & TYNDP 2016 (Projekt 47 Investment 219) 		



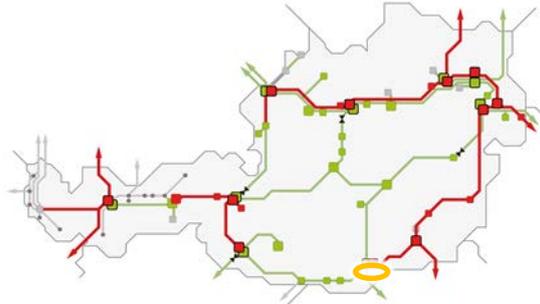
4.5.20 UW St. Andrä: Einbindung WP Koralpe

Projektnummer: 14-4	Netzebene: 3	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 110 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2022
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>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.</p> <p>Projektbeschreibung u. techn. Daten</p> <p>Das Kundenprojekt umfasst die Errichtung eines Windparks bestehend aus 8 Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 19,8 MW am Standort Koralpe.</p> <p>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.</p> <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>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.</p> <p>Weitere Projektinformationen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netznutzung durch DI Dominik Habsburg-Lothringen (Dr. Gudmund Schütte Forst- und Gutsverwaltung) liegt vor. • Die Genehmigungen für den Windpark wurden im Februar 2014 bei der Kärntner Landesregierung beantragt. Aktuell (Jan. 2018) läuft noch immer das Feststellungsverfahren, ob das Projekt der Durchführung einer UVP unterliegt (nach Feststellung des Nichtvorliegens durch Amt d. Ktn. LREG im Sept. 2017 nun Beschwerdeverfahren beim BVwG anhängig). 		

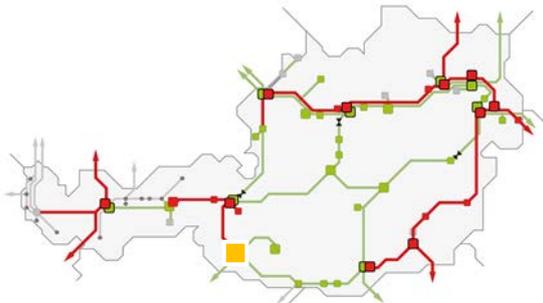


4.5.21 110-kV-Leitung Obersielach - Schwabeck: Leitungsverstärkung

Projektnummer: 14-5	Netzebene: 3	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 110 kV	Art: UW/Leitung	Gepl. IBN: 2022
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Im Lavanttal wurden Windkraftwerksprojekte mit einem Gesamtumfang von rd. 80 MW zur Genehmigung bei der Kärntner Landesregierung eingereicht. Das Gesamtausbaupotential 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>Projektbeschreibung und technische Daten</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 der Stromgrenzen. Nach den durchgeführten leitungsbautechnischen Untersuchungen ist eine Umbeseilung auf TAL-Beseilung vorgesehen.</p> <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>Ermöglichung der Einspeisung von Windenergie in das Übertragungsnetz der APG und somit Erfüllung des gesetzlichen Auftrags über die Netzintegration von EE. Dies ist im Sinne der österreichischen und der europäischen energiepolitischen Zielsetzungen.</p> <p>Weitere Projektinformationen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netznutzung durch mehrere Projektwerber bzw. KNG • Planungsgespräche mit KNG und den Projektwerbern • Zeitliche Verschiebungen der Windkraftprojekte (Genehmigungsverfahren) 		

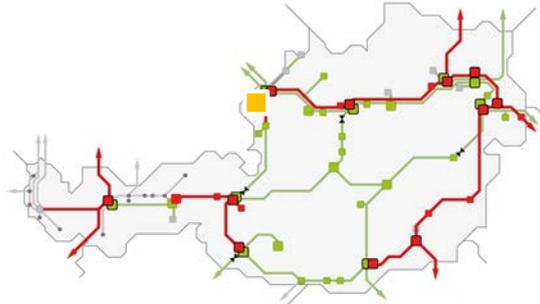


4.5.22 UW Lienz: 3. 380/220-kV-Umspanner

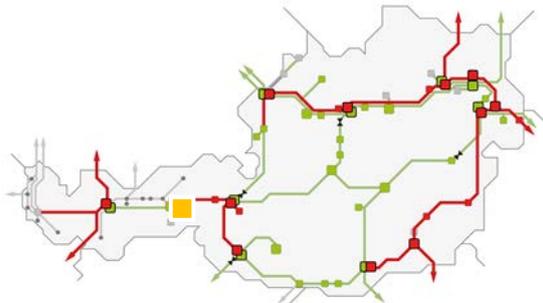
Projektnummer: 15-3	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2021
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Das 380/220-kV-UW Lienz stellt mit seinen Leitungsverbindungen Richtung Salzburg, West-Österreich und Obersielach sowie nach Italien einen wichtigen Netzknoten dar. Mit der 220-kV-Leitung nach Malta Hauptstufe sind die Pumpspeicherkraftwerke West-Kärntens an das Übertragungsnetz der APG in Lienz angebunden.</p>  <p>Zufolge von Ausbauten im APG-Netz (z.B. durch Kraftwerke, EE-Anlagen, Inbetriebnahme des PSP-KW Reißbeck II) steigen 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 -Österreich sowie den Lastzentren). 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 bei instandhaltungsbedingten Abschaltungen oder bei Ausfall eines der 380/220-kV-Transformatoren von Bedeutung.</p> <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <ul style="list-style-type: none"> • Errichtung eines dritten 380/220-kV-Umspanners mit 550 MVA • Einbindung in die bestehenden 380- und 220-kV-Schaltanlagen • Abwicklung im Rahmen des Ersatzneubaus der 220-kV-Anlage <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 		

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

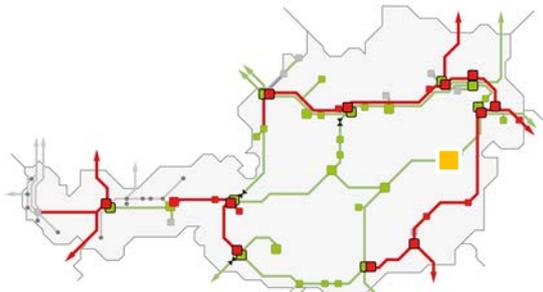
Projektnummer: 15-4	Netzebene: 3, 4	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 110/20 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2018
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Im UW Ranshofen sind derzeit drei 110/20-kV-Umspanner mit einer Leistung von je 40 MVA zur Versorgung der Austria Metall AG (AMAG) in Betrieb.</p> <p>Durch Erweiterungen des Betriebsstandortes der AMAG in Ranshofen kam es bereits in der Vergangenheit zu hohen Auslastungen der bestehenden Transformatoren.</p> <p>Durch Werkserweiterungen und zur Erhöhung der (n-1)-Sicherheit der AMAG wird die Errichtung eines vierten Umspanners geplant.</p>		
<p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <ul style="list-style-type: none"> • Errichtung eines vierten 110/20-kV-Umspanners im UW Ranshofen durch AMAG • Einbindung in die bestehende 110-kV-Schaltanlage durch APG 		
<p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <ul style="list-style-type: none"> • (n-1)-sichere Anspeisung der Austria Metall AG. 		
<p>Weitere Projektinformationen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Antrag auf Netzzutritt von AMAG 		



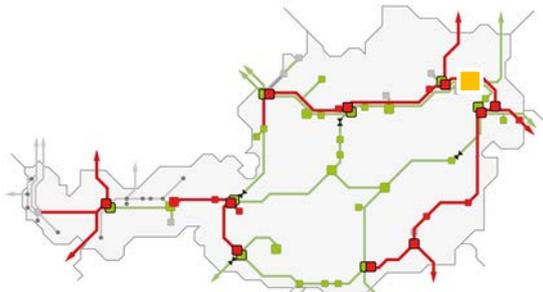
4.5.24 UW Gerlos/Zell-Ziller 2. 110/25(30)-kV-Umspanner TINETZ

Projektnummer: 16-1	Netzebene: 3	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 110 kV	Art: UW	GepI. IBN: 2020
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Aufgrund von Redundanzanfordernissen für den bestehenden UM1 bzw. umfangreichen Leistungssteigerungen im Zillertal inkl. der Seitentäler vor allem durch den Wintertourismus plant TINETZ im 110-kV-UW Zell-Ziller die Errichtung eines zweiten 110/25(30)-kV-Umspanners.</p> 		
<p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <ul style="list-style-type: none"> • Errichtung eines zweiten 31,5(40)MVA-Umspanners im UW Zell-Ziller durch TINETZ und Anbindung an die gemeinsame 110-kV-GIS-Schaltanlage • Umsetzung erfolgt im Rahmen des Ersatzneubaus der 110-kV-Schaltanlage Zell-Ziller 		
<p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Erhöhung der Versorgungssicherheit im Zillertal und im Gerlostal • Deckung der Leistungssteigerungen im Verteilernetz der TINETZ 		
<p>Weitere Projektinformationen</p> <ul style="list-style-type: none"> • 110-kV-Netzabstützung UW Funsingau wurde von TINETZ bereits in Betrieb genommen • 110-kV-UW Zell-Ziller: Baustart erfolgte im März 2018 		

4.5.25 UW Ternitz: 4. 220/110-kV-Umspanner

Projektnummer: 16-2	Netzebene: 2	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2018
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</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 oder Ausfall eines Umspanners), werden aufgrund vertraglicher Regelungen die verbleibenden zwei Umspanner auf das 110-kV-Teilnetz von Netz NÖ geschaltet, wodurch EN in diesen Situationen keine Netzabstützung in Ternitz zur Verfügung hat (nächste Verbindung zum APG-Übertragungsnetz ist damit das ca. 100 km entfernte UW Hessenberg; dadurch unzureichende Anspeisung des Mürztales inkl. der dortigen Industrie).</p>  <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <ul style="list-style-type: none"> • Errichtung eines 4. 220/110-kV-Umspanners (RHU4) und Einbindung in die 220-kV- und 110-kV-Anlage der APG <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Flexibilität in der Betriebsführung und für Schaltungen sowie der Zuordnung der Transformatoren zu den 110-kV-Teilnetzen • Erhöhung der Versorgungssicherheit durch (n-1)-sichere Anspeisung des Verteilernetzes von EN bei Nicht-Verfügbarkeit eines Transformators in Ternitz • Erhöhung der Kurzschlussleistung im Netz von EN, Reduktion von Netzurückwirkungen der Industriebetriebe • Reservefunktion des RHU4 <p>Weitere Projektinformationen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Gemeinsame Abwicklung mit Ersatzneubau der 110-kV-Anlage 		

4.5.26 UW Bisamberg: 4. 220/110-kV-Umspanner

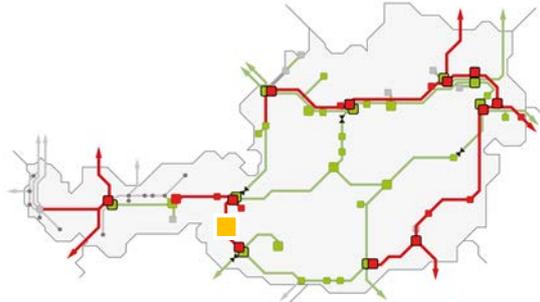
Projektnummer: 16-3	Netzebene: 2	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: UW	GepI. IBN: 2019
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Das UW Bisamberg stellt eine der beiden Hauptanspeisungen für den Großraum Wien dar und es wurden in den vergangenen Jahren umfangreiche Erneuerungen 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.</p> <p>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 UW Bisamberg erfordert einen vierten Umspanner, um auch zukünftig die sichere Anspeisung des Großraums Wien zu gewährleisten.</p>  <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 für die zukünftige Versorgung von ÖBB Auhof <p>Weitere Projektinformationen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Gemeinsame Abwicklung mit der Generalerneuerung der 110-kV-Anlage 		

4.5.27 UW Matrei: 380/110-kV-Netzabstützung TINETZ

Projektnummer: 16-4	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2023

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 vorbeiführenden 380-kV-Leitung Lienz – Tauern errichtet werden. Durch diese zusätzliche Netzabstützung kann die teilweise über 50 Jahre alte – abschnittsweise noch mit Holzportalmasten ausgeführte – 110-kV-Leitung der Tiroler Netze GmbH (TINETZ) 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

- Errichtung eines 380/110-kV-Umspannwerkes in Osttirol (im Gemeindegebiet von Matrei), Einbindung des neuen UW als einsystemige Einschleifung in die 380-kV-Leitung Lienz – Tauern der APG und Einbindung der 110-kV-Leitung Iseltal der TINETZ
- Geplante Umspannerleistung 200 MVA

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 der TINETZ für betriebliche Erfordernisse und Ertüchtigungen

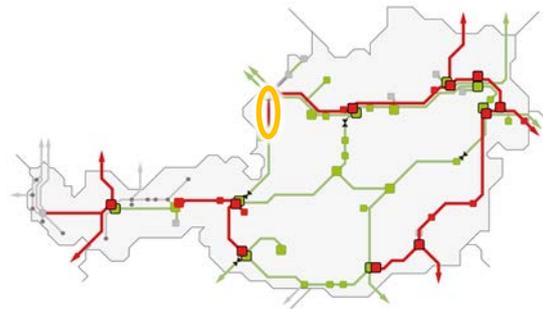
- Integration von erneuerbaren Energieträgern in das Verteilernetz (z.B. Kleinwasserkraftwerke)

Weitere Projektinformationen

- Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netzkooperation durch TINETZ - Tiroler Netze GmbH

4.5.28 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>Auslöser und technische Notwendigkeit</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 (vgl. 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>Projektbeschreibung und technische Daten</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"> • Kontrolle der Wiederbewaldungs- und Ersatzaufforstungsflächen bis zur Sicherung der Kulturen (Beauftragung einer forstökologischen Bauaufsicht), welche voraussichtlich bis 2017 erreicht werden 		



- 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)

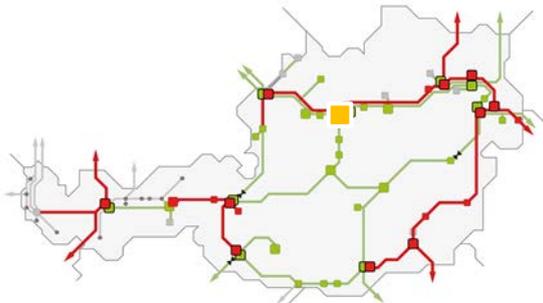
Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

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.

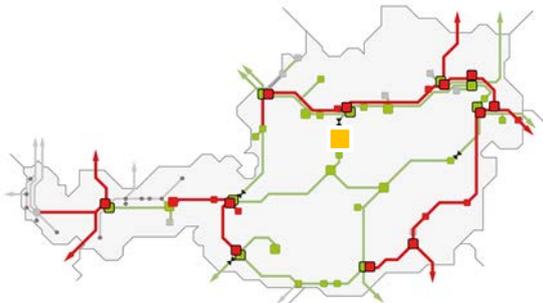
Weitere Projektinformationen

- 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

4.5.29 UW Ernsthofen: 110-kV-Netzabstützung Netz NÖ

Projektnummer: 17-1	Netzebene: 3	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 110 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2019/2020
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Derzeit ist der Raum Waidhofen a.d. Ybbs, Amstetten und Haag über die beiden APG-Stützpunkte Ernsthofen und Ybbsfeld an das Übertragungsnetz angebunden. Die Laststeigerung in diesem Bereich ist aufgrund der hohen Dichte an Industriebetrieben und Neuansiedelungen überdurchschnittlich.</p> <p>Die Netzberechnungen von Netz NÖ zeigen, dass es zur Einhaltung des (n-1)-Kriteriums im 110-kV-Netz notwendig ist, eine zusätzliche Leitungsanbindung an Ernsthofen zu errichten (Richtung UW Gerstl).</p>  <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <ul style="list-style-type: none"> • Errichtung eines zusätzlichen 110-kV-GIS-Schaltfeldes im Rahmen des Ersatzneubaus der 110-kV-Anlage durch APG • Einbindung einer neu zu errichtenden 110-kV-Leitung durch Netz NÖ <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Erhalt der (n-1)-Sicherheit im 110-kV-Netz zufolge allgemeiner Laststeigerung • Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit bzw. -sicherheit und Wahrung langfristiger Ausbaumöglichkeiten in einem Netzraum mit überdurchschnittlicher Laststeigerung • Sicherer Netzbetrieb im Verteilernetz von Netz NÖ inkl. Einhaltung der Löschgrenzen <p>Weitere Statusdetails</p> <ul style="list-style-type: none"> • APG-Maßnahmen im UW Ernsthofen werden im Rahmen des Ersatzneubaus der 110-kV-Anlage mit umgesetzt 		

4.5.30 UW Klaus: 220/30-kV-Netzabstützung Netz OÖ

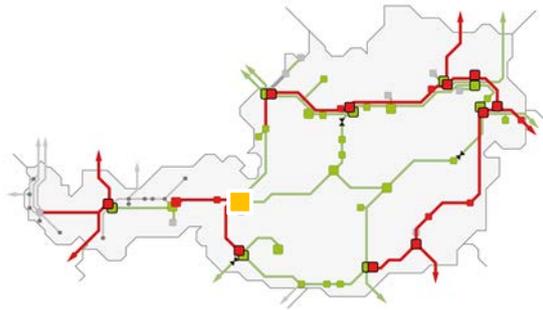
Projektnummer: 17-2	Netzebene: 1,4	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220/30 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2022
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Aufgrund der Ansiedelung leistungsintensiver Netzkunden sowie einer Steigerung der Last im Bereich Klaus, Steyrling und Molln besteht für das 30-kV-Verteilernetz der Netz OÖ Bedarf für eine zusätzliche Abstützung bzw. für eine Ertüchtigung der bestehenden Abstützung UW Klaus.</p> 		
<p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>Ertüchtigung der 220/30-kV-Netzabstützung von APG und Netz OÖ im UW Klaus:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Auflösung der 220-kV-Stichanbindung durch eine neue einsystemige 220-kV-Einschleifung in die 220-kV-Leitung Ernthofen – Weissenbach sowie Errichtung einer 220-kV-Schaltanlage durch APG ▪ Errichtung zweier 220/30-kV-Umspanner (2 x 40 MVA) durch Netz OÖ 		
<p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>Durch die Errichtung der Abstützung können die lokalen Versorgungsaufgaben von Netz OÖ sichergestellt werden und somit die Versorgungssicherheit gewährleistet werden. Das Umspannwerk Klaus deckt den Bedarf der Regionen Klaus, Molln und Steyrling, sowie der Schigebiete Hinterstoder bis Windischgarsten ab. Darüber hinaus können die Ersatzversorgung des Umspannwerks Pyhrn bewerkstelligt und netzbetriebliche Verbesserungen bei 30-kV-Umschaltungen erreicht werden.</p>		

4.6 Detailbeschreibung der zur Genehmigung eingereichten Projekte (NEP 18)

Wie in Abschnitt 4.3.3 beschrieben, forciert APG neben den Netzausbauten und Erweiterungsinvestitionen in der Netzebene 1 (TYNDP- und Masterplanprojekte) zunehmend Betriebsinvestitionen und Anlagenertüchtigungen. Die Erhaltung und Steigerung der Leistungsfähigkeit des Bestandsnetzes (z.B. KS-Ertüchtigungen) sowie der Netzebene 1 bilden teilweise eine Grundlage für weitere Netzabstützungen für die Verteilernetzbetreiber und Kundenprojekte sowie einer möglichst uneingeschränkten Netznutzung. Zudem liegen Interaktionen und zeitliche Abhängigkeiten – insbesondere zu den benötigten Abschaltungen – für die Projektrealisierungen vor. Es kann dadurch, neben Verzögerungen in den Genehmigungsverfahren, zu Verzögerungen der Inbetriebnahmen von neuen Kundenprojekten – in Bezug auf die bei APG angefragte IBN – kommen.

4.6.1 UW Tauern: Dritter 380/220-kV-Umspanner

Projektnummer: 18-1	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung	
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: Ausbau UW	Gepl. IBN: 2019	
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Im Frühjahr 2017 wurde das NEP-Projekt 12-1 „Netzraum Kaprun: 380-kV-Ausbau UW Kaprun - NK Tauern“ als Teil des österreichischen 380-kV-Ringes in Betrieb genommen. Dieser Teilabschnitt in Kombination mit der 380-kV-Salzburgleitung ergibt eine leistungsfähige und durchgängige 380-kV-Verbindung im Netzknoten Tauern.</p> <p>Durch die Verzögerungen im Genehmigungsverfahren (und damit der IBN) der Salzburgleitung ist die Erhöhung der Leistungsfähigkeit und (n-1)-Sicherheit der 380/220-kV-Umspannung im UW Tauern nötig. Derzeit sind zwei 380/220-kV-Umspanner mit je 600 MVA in Betrieb. Diese erfüllen die netzbetrieblich wichtige Verbindung des von Pumpspeicherkraftwerken geprägtem (süd-)westlichen APG-Netzbereiches mit dem Zentral-Österreichischen Netzbereich. Die flexible Einsatzcharakteristik dieser Erzeugungseinheiten sowie die Interaktion der Pumpspeicher mit den – inzwischen stark ausgebauten – Erneuerbaren und regionale/internationale Entwicklungen verschärfen die Situation zunehmend. Bereits heute zeigen sich hohe Lastflüsse über die beiden 380/220-kV-Umspanner und erfordern bei (n-1)-Verletzungen umfangreiche Engpassmanagement-Maßnahmen. Weiters liegen aufgrund von externen Faktoren Einschränkungen für Trafotransporte vor. Um das netzbetriebliche Risiko zu minimieren wird von APG die rasche Errichtung eines dritten Umspanners mit 550 MVA (als drei einphasige Einheiten) inkl. Einbindung in die Schaltanlagen projektiert. Nachhaltig wird diese</p>			



Situation durch die Inbetriebnahme der 380-kV-Salzburgleitung entschärft.

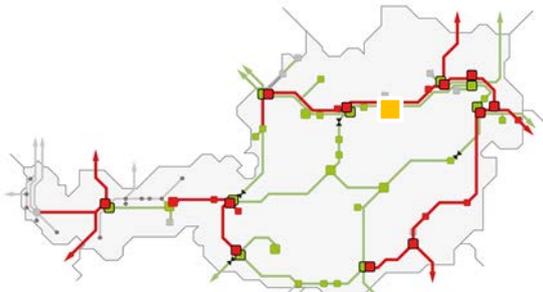
Projektbeschreibung und technische Daten

- Errichtung eines 380/220-kV-Umspanners (als drei einphasige Einheiten) mit einer Leistung von 550 MVA und Einbindung in die bestehende 380- und 220-kV-Anlage
- Geplante IBN: Ende 2019/Anfang 2020
- Kombination mit der Erneuerung der störungsanfälligen 220-kV-Kabelverbindung des Phasenschiebertransformators (Nutzung von Synergien in der Projektabwicklung)

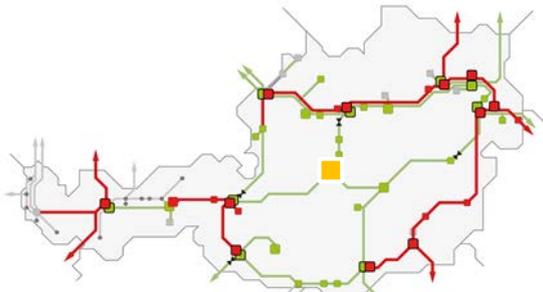
Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Mit Inbetriebnahme des dritten Umspanners werden (n-1)-Verletzungen und Engpassmanagement weitgehend vermieden und es erfolgt eine wesentliche Erhöhung der Versorgungssicherheit, dies insbesondere bei nötigen Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten an den Transformatoren. Das Risiko für Engpassmanagement und massive Markteingriffe bei Störungen wird reduziert.

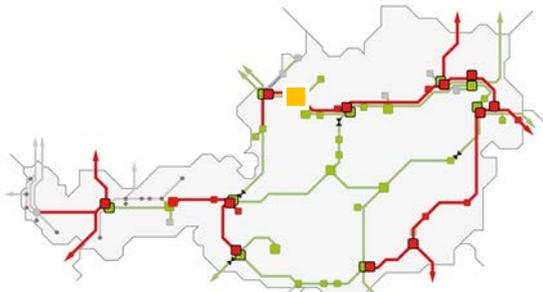
4.6.2 UW Ybbsfeld: 110-kV-Netzabstützung Netz NÖ

Projektnummer: 18-2	Netzebene: 2,3	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: Ausbau UW	Gepl. IBN: 2022/23
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Derzeit ist der Raum Waidhofen a.d. Ybbs, Amstetten und Haag über die beiden APG-Abstützungen Ernsthofen und Ybbsfeld an das Übertragungsnetz angebunden. Die Laststeigerung in diesem Netzraum ist aufgrund der hohen Dichte an Industriebetrieben und Neuansiedelungen überdurchschnittlich. Die Netzberechnungen von Netz NÖ zeigen, dass zur Einhaltung des (n-1)-Kriteriums im 110-kV-Netz, die Errichtung einer 110/20-kV-Schaltanlage im UW Ybbsfeld durch Netz NÖ erforderlich ist.</p> 		
<p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <ul style="list-style-type: none"> • Umbau der Doppel-Stichanbindungen auf zwei 220/110-kV-Umspannerabzweige und Errichtung einer vollwertigen 110/20-kV-Schaltanlage durch Netz NÖ • Erforderliche Versetzung des 220/110-kV-Umspanners RHU1 (200 MVA) inkl. der Neu-Errichtung eines Transformatorfundamentes im Umspannwerk durch APG, im Zuge dieser Versetzung wird voraussichtlich der Umspanner erneuert (altersbedingter Ersatz) • Adaptierung von Sekundärtechnik seitens APG 		
<p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Erhalt der (n-1)-Sicherheit im 110-kV-Netz von Netz NÖ zufolge allgemeiner Laststeigerungen • Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit bzw. -sicherheit und Wahrung langfristiger Ausbaumöglichkeiten in einem Netzraum mit überdurchschnittlicher Laststeigerung • Sicherer Netzbetrieb im Verteilernetz von Netz NÖ inkl. Einhaltung der ES-Löschgrenzen 		

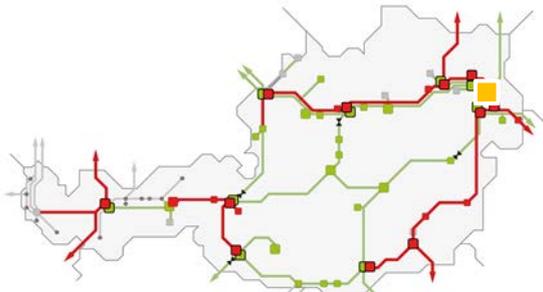
4.6.3 UW Weißenbach: 2. 220/110-kV-Umspanner Energienetze Steiermark

Projektnummer: 18-3	Netzebene: 2	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2023
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Der 220/110-kV-Reservetransformator im UW Weißenbach (RHU2) weist ein Alter von über 50 Jahren auf und erreicht das Ende der Lebensdauer. Weiters hat der RHU2 nur die halbe Nennscheinleistung des RHU1 und kann nur manuell über das Schaltfeld des RHU1 mittels einer Verseilung betrieben werden. Dies zieht im Stör- oder Revisionsfall aus Sicht von Energienetze Steiermark eine unzureichend lange Nichtverfügbarkeit nach sich (ca. 12 h). In dieser Zeit wird der gesamte Raum des Ennstals nur über eine 110kV-Leitung aus Essling versorgt, was insbesondere im Winterhalbjahr mit den hohen Lasten der Tourismusregionen ein erhebliches Risiko darstellt. Auch in den Zeiten der maximalen Wasserkrafteinspeisung (April bis Juli) können die maximal zulässigen Spannungsgrenzen ohne einen Regelhauptumspanner im UW Weißenbach im Ennstal nicht eingehalten werden.</p>  <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <ul style="list-style-type: none"> • Erneuerung und Ersatz des RHU2 im UW Weißenbach mit mind. 150 MVA • Einbindung in die bestehende 220-kV-Schaltanlage und Ausbau eines zweiten 220-Schaltfeldes durch APG • 110-kV-Anbindung durch ENS <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Herstellung der (n-1)-sicheren Abstützung im UW Weißenbach • Höhere betriebliche Flexibilität im 110-kV-Netzbetrieb • Erhöhung der Versorgungs- und Betriebssicherheit • Wesentliche Maßnahme zur Spannungshaltung im steirischen 110-kV-Netz <p>Weitere Statusdetails</p> <ul style="list-style-type: none"> • Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netzkooperation liegt vor • APG plant umfangreichere altersbedingte Ertüchtigungsmaßnahmen (und der KS-Festigkeit) im UW Weißenbach, ggf. Ersatzneubau; diese bilden eine Voraussetzung für die Errichtung des RHU2 		

4.6.4 UW Innkreis: neue Netzabstützung Netz OÖ

Projektnummer: 18-4	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/220/110 kV	Art: Neuerrichtung UW	Gepl. IBN: 2023/2024
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Um den stetig steigenden Leistungsbedarf im 110-kV-Teilnetz Lambach / St. Peter nachhaltig abdecken zu können und den zukünftigen energiewirtschaftlichen wie netztechnischen Anforderungen gerecht zu werden, ist im Bereich von Ried im Innkreis ein neuer Netzanschlusspunkt für Netz OÖ aus dem Höchstspannungsnetz (380 kV oder 220 kV) von APG erforderlich. Der bestehende und schon derzeit stark belastete Netzanschlusspunkt Hausruck/Lambach wird dadurch markant entlastet.</p> 		
<p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <ul style="list-style-type: none"> • Neuerrichtung eines Umspannwerks mit 2-systemiger Leitungseinschleifung • Umspannleistung: 4 x 300 MVA (im Endausbau) • Einbindung von bestehenden und neuen 110-kV-Leitungen von Netz OÖ 		
<p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>Langfristige und nachhaltige Erhaltung der Versorgungssicherheit und Erfüllung des Versorgungsauftrags von Netz OÖ als Verteilernetzbetreiber. Zudem ermöglicht die neue Netzabstützung die Bildung von 110-kV-Teilnetzen und einen effizienten regionalen Energietransport, wodurch eine erhöhte Zuverlässigkeit der Netze erreicht wird.</p>		
<p>Weitere Statusdetails</p> <ul style="list-style-type: none"> • APG und Netz OÖ arbeiten an gemeinsamen Planungsüberlegungen für ein Gesamtkonzept der Netzabstützungen (und Teilnetzbildung) in Oberösterreich • Die Netzabstützung im Raum Ried ist im Stromnetzmasterplan Oberösterreich 2026 gelistet und als Projekt mit besonderer Bedeutung für Oberösterreich angeführt 		

4.6.5 UW Breitenlee: neue Netzabstützung Wiener Netze

Projektnummer: 18-5	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: Neuerrichtung UW	Gepl. IBN: 2023/2024
<p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Im nordöstlichen Konzessionsgebiet der Wiener Netze gibt es Potential für die Errichtung von Windkraftanlagen. Die Leistung der Windkraftanlagen kann weder in das vorhandene Mittelspannungsnetz noch ins vorhandene 110-kV-Netz eingespeist werden. Zur Netzintegration ist die Errichtung einer neuen Netzabstützung erforderlich. Die neue Übergabestelle APG/Wiener Netze kann mittel-/längerfristig auch genutzt werden, um das bereits derzeit zeitweise hoch ausgelastete 110-kV-Teilnetz der Wiener Netze (Netzgruppe N) zu teilen. Die Netzbelastung wird aufgrund der Stadtentwicklung insbesondere im 22. Wiener Gemeindebezirk und geplanter Maßnahmen zur Dekarbonisierung weiter steigen.</p>  <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <ul style="list-style-type: none"> • Errichtung eines neuen Umspannwerks im Raum Wien Breitenlee • Zweisystemige Einbindung voraussichtlich in die 220-kV-Leitung UW Bisamberg – UW Wien Südost • Errichtung eines 300 MVA-Umspanners <p>Für die im mittel- bzw. längerfristigen Zeithorizont geplante Netztrennung der 110-kV-Netzgruppe N der Wiener Netze werden entsprechende Platzreserven für die Errichtung weiterer Umspanner vorgesehen.</p> <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>Mit der Errichtung eines UW im Raum Breitenlee kann die Netzintegration der geplanten Windparkprojekte im Raum östlich von Wien sichergestellt werden. Durch die mögliche 110-kV-Netztrennung kann die Versorgungssicherheit langfristig sichergestellt werden.</p> <p>Weitere Statusdetails</p> <ul style="list-style-type: none"> • Laufende Planungsgespräche APG/Wiener Netze und Standortüberlegungen 		

5 Informationen über zukünftige Projekte

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 zu bieten, werden diese Projekte angeführt jedoch nicht zur Genehmigung eingereicht.** Werden die Projekte weiter verfolgt, so werden sie bei Vorliegen eines entsprechenden Projektfortschrittes in zukünftigen Jahres-Versionen des Netzentwicklungsplans zur Genehmigung eingereicht.

Informationen über zukünftige Projekte
Nordburgenland: Einbindung zusätzlicher Windkraft (NBS)
UW Sarasdorf: 3. 380/110-kV-Umspanner Netz NÖ (Anschluss Windkraft)
UW Reißbeck: 110-kV-Netzanschluss Effizienzsteigerungsanlage Reißbeck II Plus
Kuppelleitung (Merchant Line) nach Italien
Netzanschluss PSKW Limberg III / Schaufelberg (380 kV)
UW Zell/Ziller: 220-kV-Netzanschluss KW Gerlos
Erweiterung KW Mayrhofen/Zillertal
Netzanschluss PSKW Koralm (380 kV)
UW Prutz: 380/220-kV-Umspannwerk TINETZ

Tabelle 8: Informationen über zukünftige Projekte

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 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 auf verwaltungsgerichtlicher Ebene (Bundesverwaltungsgericht) kann unter gewissen Bedingungen trotz anhängiger Höchstgerichtsverfahren mit der Projektrealisierung begonnen werden, wenn den Beschwerden keine aufschiebende Wirkung zuerkannt wird. 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 Projektkosten zuzüglich Demontagekosten sofort abzuschreiben.

- **Der Abschluss des Genehmigungsverfahrens verzögert sich**

Der Gesetzgeber sieht Verfahrensdauern für die Durchführung von Genehmigungsverfahren vor (UVP-Verfahren Verwaltungsbehörde 9 Monate, nachfolgend Verwaltungsgericht 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 den 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 2013 bis 2018 in Abbildung 6.1 dargestellt.

- **Planungsänderungen bei Projektpartnern**

Auslöser für Netzanschluss- bzw. Netzkoooperationsprojekte liegen in den lokalen bzw. regionalen Bedürfnissen der Marktteilnehmer (Netzabstützungen von Verteilernetzen, Netzanschlüsse von Kraftwerken, etc.). Daher hängt die Umsetzung in erster Linie von den Planungen der Marktteilnehmer ab, womit sich Änderungen der Projektpartner direkt auf die Umsetzung der Projekte auswirken.

- **Lieferantenrisiko**

Die Auslastungen von Planungsfirmen sowie Liefer- und Montagefirmen zum Bestellzeitpunkt stellen eine schwer abschätzbare Komponente dar. Die steigende Investitionstätigkeit von Netzbetreibern (national und international) führt zu Kapazitätsengpässen, die folglich zu Preissteigerungen oder dem (gänzlichen) Wegfall von Anbietern führen. 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 Lieferanten gänzlich ausfallen (Bsp.

Insolvenz Alpine).

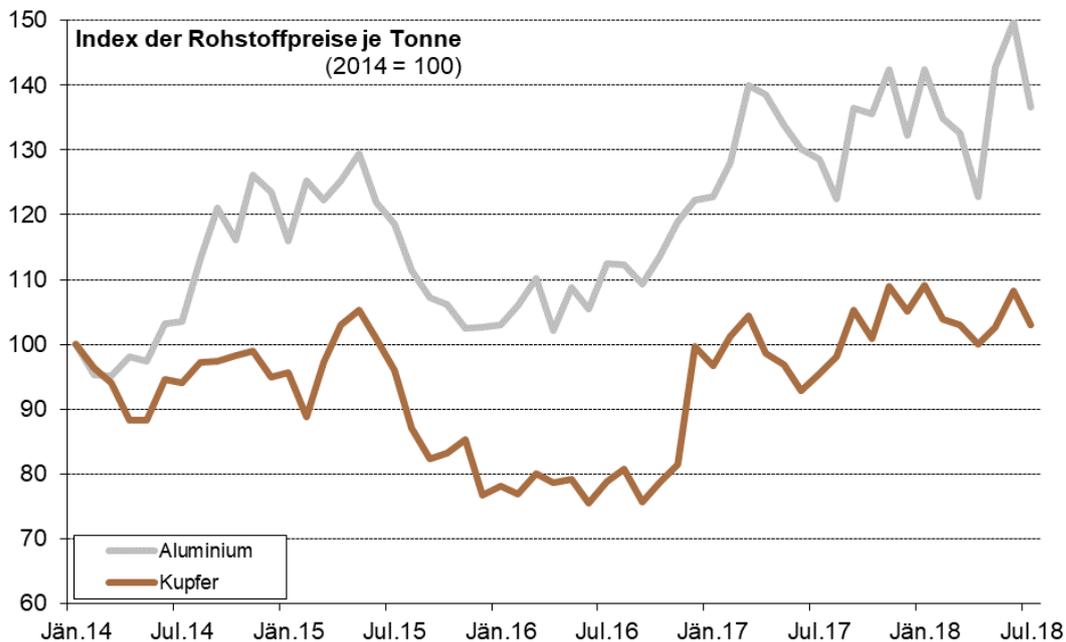


Abbildung 6.1: Entwicklung der Aluminium- und Kupferpreise 2014 bis 2018 (Quelle: www.finanzen.net)

- **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, wodurch Mehrkosten und Terminverschiebungen entstehen. Zusätzliche Risiken liegen aufgrund der sehr hohen Transportgewichte bei Transformatoren vor, auch hier können Mehraufwendungen entstehen.

- **Abschaltungen**

Die Stromversorgung 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 im APG-Netz sowie mit den nationalen und internationalen Netzpartnern. Können geplante Abschaltungen nicht durchgeführt werden, kann dies zu Projektverzögerungen und Kostensteigerungen führen (z.B. durch Errichtung von umfangreichen Provisorien oder nötigem Engpassmanagement).

6.3 Gesellschaftliche Akzeptanz

Eine der größten Herausforderungen für den Netzausbau ist die Schaffung der regionalen und 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 durchführen zu können und zu gewährleisten, müssen verstärkt personelle und finanzielle Ressourcen bei APG vorgehalten werden. ■

Anhang

A CBA-Ergebnisse TYNDP 2016

Wie in der EU-Verordnung 347/2013 vorgesehen, wurden alle TYNDP-Projekte einer Kosten-Nutzen-Analyse oder engl. **Cost-Benefit-Analyses** unterzogen. Wobei für die CBA die Methode einer Multikriterienanalyse herangezogen wurde. Das bedeutet, dass nicht alle ermittelten Indikatoren monetisiert werden können. Nach einem umfangreichen Konsultations- und Beteiligungsprozess wurde die Methodik und die Beschreibung der Indikatoren von der Europäischen Kommission genehmigt und auf die TYNDP 2016 Projekte angewandt.

Die im Rahmen des TYNDP bewerteten NEP-Projekte wurden im TYNDP 2016 zu Projektclustern zusammengefasst. Die Projektcluster des TYNDP 2016 beinhalten unter anderem folgende NEP Projekte und sind in Abbildung A.1 dargestellt.

- Project 47 Germany – Austria: 11-7, 11-10, 13-2 & 14-3
- Project 26 Austria – Italy: 11-12 & 11-14
- Project 186 East of Austria: 11-8
- Project 187 St. Peter – Pleinting: 11-7

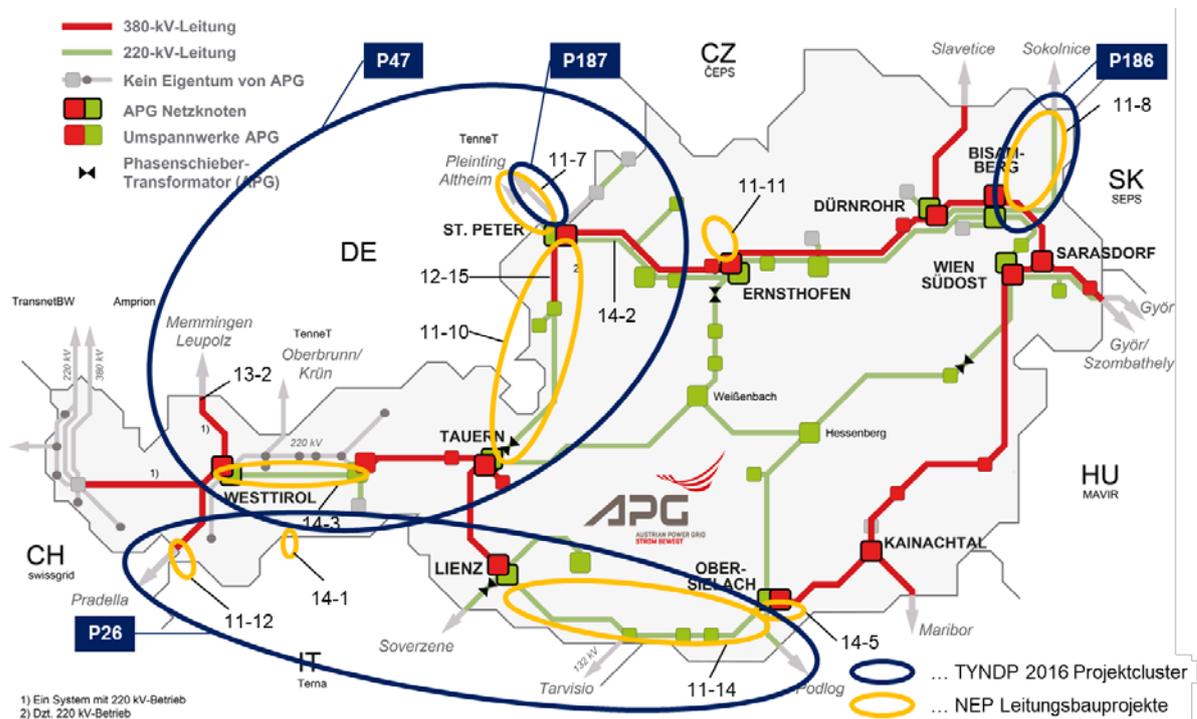


Abbildung A.1: Übersicht Projektcluster TYNDP 2016

Die nachfolgenden Grafiken (Abbildung A.2 bis A.4) veranschaulichen die gesamteuropäischen Ergebnisse der CBA des TYNDP 2016 für die vier APG Projektcluster. Die Darstellung erfolgt sowohl für das Prognosejahr 2020 (EP 2020) als auch für die vier Szenarien (Vision 1

bis 4) für das Jahr 2030 (siehe auch Abschnitt 3.1.2).

Die Höhe der Balken zeigt immer das durchschnittliche Ergebnis des einzelnen Indikators für das jeweilige Jahr und Szenario. Die schwarzen Fehlerindikatoren zeigen die Schwankungsbreite der Ergebnisse durch die Berechnung mit unterschiedlichen Simulationsprogrammen. Zur besseren Vergleichbarkeit der Ergebnisse der APG-Projektcluster werden mithilfe der horizontalen Linien die durchschnittlichen Ergebnisse für das jeweilige Jahr und Szenario aller TYNDP 2016 Projektcluster gegenübergestellt.

Die Balkenhöhe zeigt nur den Nutzen des APG-Projektclusters für das jeweilige Jahr und Szenario. Um den Nutzen des Projektclusters über die gesamte Lebensdauer des APG-Projektclusters zu bestimmen, ist eine Interpolation der Ergebnisse zwischen 2020 und 2030 ab dem Jahr der Inbetriebnahme notwendig. Darüber hinaus werden die Ergebnisse für 2030 je Szenario fortgeschrieben.

Stellt man zum Beispiel die Investitionskosten dem monetarisierbaren Nutzen (SEW-Verlustkosten) des Projektcluster P186/NEP 11-8 Netzraum Weinviertel gegenüber, amortisiert sich der Projektcluster in 2 bis 4 Jahren nach der Inbetriebnahme.

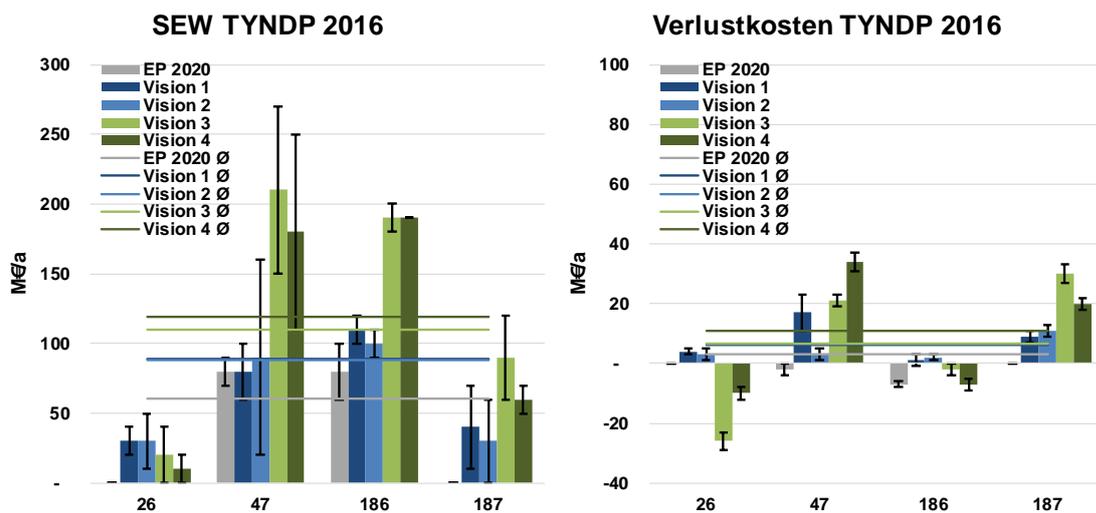


Abbildung A.2: Social Economic Welfare (links) und Verlustkosten (rechts) der APG-Projektcluster im TYNDP 2016
 In Abbildung A.2 werden die beiden monetarisierbaren Indikatoren der sozialökonomischen Wohlfahrt (SEW) und die Verlustkosten gegenübergestellt. Ein positives SEW Ergebnis zeigt eine positive sozialökonomische Wohlfahrt des Projektclusters durch die europaweite Erzeugungskostenreduktion. Im Gegenteil dazu zeigt ein positives Ergebnis bei den Verlustkosten einen negativen Nutzen des Projektclusters aufgrund des erhöhten Transportbedarfs.

Alle APG-Projektcluster weisen auch unter Berücksichtigung der Verlustkosten einen wesentlichen positiven sozioökonomischen Nutzen auf. Die Investitionskosten der Projektcluster werden in wenigen Jahren je nach Szenario kompensiert. Aufgrund der vergleichsweise langen Lebensdauer der Projektcluster ergibt sich daher ein erheblicher monetarisierbarer positiver

sozioökonomischer Effekt durch den Ausbau des Übertragungsnetzes.

Durch die CBA-Methodik können noch nicht alle Vermeidungskosten durch die Projektcluster bewertet werden. Zum Beispiel betrug der Aufwand für die getätigten EPM-Maßnahmen in Österreich im Jahr 2017 rund 320 M€ (davon wurden rund 92 M€ von APG getragen; vgl. [APG Geschäftsbericht 2017 S.18](#)). Durch den Ausbau des Übertragungsnetzes werden diese Kosten reduziert, fließen aber nicht in die Bewertung ein. Das Potential der Reduktion der EPM-Maßnahmen würde den durchschnittlichen SEW der APG-Projektcluster von rund 90 M€ verdoppeln.

Stellt man die anfallende Jahresenergiemenge der Verluste (positiver Werte = mehr Verluste durch das Projekt) den vermiedenen Einschränkungen der EE-Einschränkungen (positive Werte = weniger EE Einschränkungen) gegenüber, zeigt sich ein differenziertes Bild in Abhängigkeit des betrachteten Projektclusters. Durch den Projektcluster 186 (NEP 11-8: Netzraum Weinviertel) zeigt sich die vergleichsweise hohen positiven Werte durch die Integration der Windenergie. Die höheren Verlustmengen durch den erhöhten Transportbedarf fallen trotzdem vergleichsweise gering aus oder sind sogar negativ. Die beiden Projektcluster 47 und 187 an der Grenze DE-AT zeigen zwar höher Verluste aber insbesondere in den Szenarien mit hohem EE-Anteil einen hohen positiven Effekt auf die Integration der EE. Der Projektcluster 26 an der Grenze IT-AT weist zwar eine geringe EE-Integration auf kann die Verlustenergiemenge aber erheblich reduzieren. Um die in den Abbildungen dargestellten Ergebnisse besser einordnen zu können seien hier die angefallenen Netzverluste 2017 der APG von rund 900 GWh angeführt (vgl. [APG Geschäftsbericht 2017 S.29](#)). Zusammenfassend lässt sich daher der wesentlich positive Nutzen der APG-Projekte für die EE-Integration zeigen. Die entstehenden zusätzlichen Transportverluste in Europa sind hingegen vergleichsweise gering.

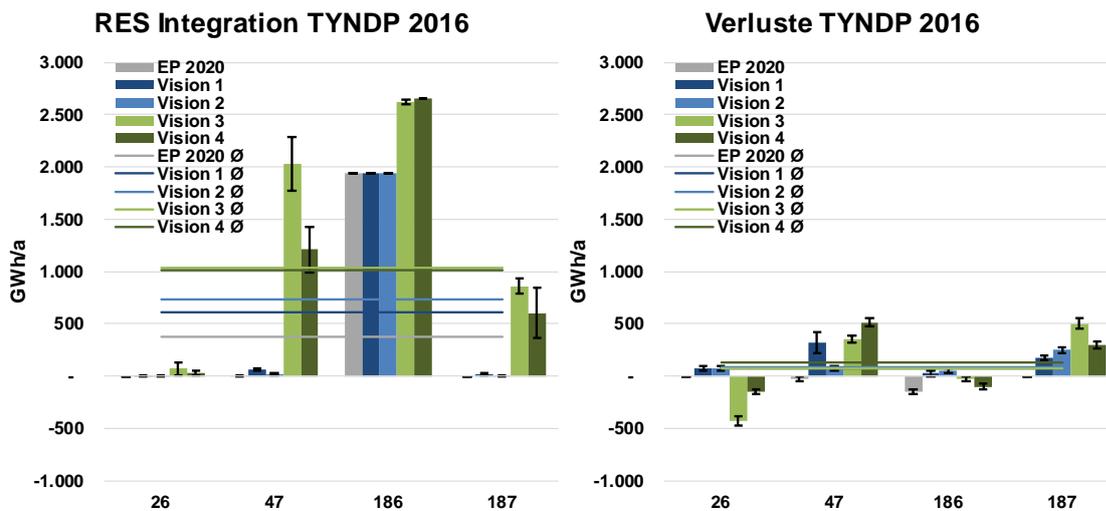


Abbildung A.3: RES Integration (links) & Verluste (rechts) der APG-Projektcluster im TYNDP 2016

Sowohl der Indikator RES-Integration (vgl. Abbildung A.3) als auch der in Abbildung A.4 gezeigte Indikator zur Einsparung der CO₂-Emissionen (negative Werte = reduzierte CO₂ Emission durch das Projekt) sind bereits im Indikator SEW eingepreist. Der wesentliche Faktor für die Erreichung der Klima- und Energieziele ist aber immer noch die durch die Projekte zu erzielenden CO₂-Einsparung.

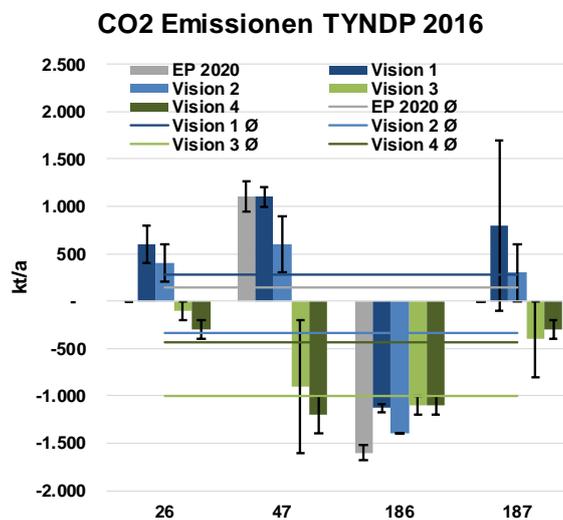


Abbildung A.4: CO₂-Einsparungen der APG-Projektcluster im TYNDP 2016 in kt pro Jahr

Auch bei den CO₂-Emissionen zeigen die APG-Projekte Ihre Notwendigkeit für die Erreichung der Klima- und Energieziele. Mit Ausnahme des Projekts 186 ist die CO₂ Einsparung bei den Projekten vor allem vom Szenario und damit vom EE-Anteil, dem Verhältnis von Gaspreis zum Kohlepreis und dem CO₂-Preis im Gesamtsystem abhängig. Folgende Faktoren wirken sich dabei positiv auf die erzielbaren CO₂-Einsparungen durch die Projekte aus:

- Ein hoher CO₂-Preis in Kombination mit einem niedrigen Gaspreis führt zu einem „Fuel-Switch“, also zu einem Wechsel von Kohle hin zur Gaserzeugung)
- Ein hoher Anteil an EE (aufgrund der nicht vorhandenen Grenzkosten)

Für die Veranschaulichung der Größenordnung der möglichen CO₂ Einsparungen wird das Konzept eines CO₂ Budgets zur Erreichung des 1,5 bis 2°C Ziels weltweit bzw. des 4,5 bis 6,6°C Ziels für AT auf Basis der Studie des Wegener Center der Uni Graz herangezogen. In der Studie wird von einem Treibhausgasbudget für den Zeitraum von 2017 bis 2050 von 1.000 Mio t bis 1.500 Mio t CO₂ ausgegangen.⁹ Die Treibhausgasemissionen betragen im Jahr 2016 rund 80 Mio t CO₂.¹⁰ Geht man von einem gleichbleibenden Treibhausgasausstoß in AT aus bleiben uns noch 12,5 bis 18 Jahre bis das österreichischen CO₂ Budget aufgebraucht ist.

Die Projektcluster der APG ermöglichen durch den geänderten Kraftwerksbetrieb je nach Szenario eine Reduktion des CO₂ Ausstoßes von bis zu 3 Mio t CO₂ im Jahr 2030. Dies entspricht einer Reduktion der CO₂-Emissionen im Vergleich zu 2016 von bis zu 3,6 % pro Jahr. Bezogen auf die Thematik des Treibhausgasbudgets würden die APG-Projekte einen zusätzlichen Zeitgewinn von rund einem Jahr ermöglichen.

Der positive Nutzen der APG Projekte und deren Notwendigkeit zeigt sich in allen Szenarien des TYNDP 2016. Bei der CO₂-Einsparung zeigen die Ergebnisse der CBA Analyse, dass die Effekte der APG-Projekte umso effektiver und zielführender sind je weiter die Energiewende zur Erreichung der Klima- und Energieziele fortgeschritten ist. Trotz der sich geänderten Rahmenbedingungen im Vergleich zu den Szenarien des APG-Masterplans 2030, können die Masterplanprojekte der APG als Teil der TYNDP 2016 Projektcluster mithilfe der CBA weiterhin im vollem Umfang bestätigt werden.

Alle Eingangsdaten, Dokumente und Ergebnisse können im Detail auf der Projektseite der ENTSO-E eingesehen werden. <http://tyndp.entsoe.eu/2016/>

⁹ Wegener Center Uni Graz - Das Treibhausgas-Budget für Österreich; Oktober 2017

¹⁰ Umweltbundesamt – Austrian Annual Greenhouse Gas Inventory 1990-2017; 2018

B Ziele des Nachhaltigen Trassenmanagements

Der voranschreitende Verlust an heimischen Tier- und Pflanzenarten und der für sie unabdingbaren Lebensräume macht es notwendig, alle in Frage kommenden Bereiche der Landnutzung auf ihre Eignung und ihre Nutzbarkeit zu durchleuchten. Die Instandhaltung von Freileitungstrassen bietet diesbezüglich zahlreiche Entwicklungschancen.

Strategisches Ziel des NTMs ist es, aufbauend auf den Unternehmenszielen der APG, ökologische Leitbilder für das Leitungsnetz zur Verfügung zu stellen und diese weiter zu entwickeln. Besonderes Augenmerk wird dabei auf die Potentiale gerichtet, die ein nachhaltiges Trassenmanagement für den Naturschutz und seine Ziele entfalten können. Die Anstrengungen des Natur- und Umweltschutzes, einen vorsorgenden Umgang mit der Natur auch außerhalb der ausgewiesenen Schutzgebiete zu verankern, sollen unterstützt werden. Dazu wurden und werden die Aufgaben und Ziele des Natur- und Umweltschutzes bestmöglich in die lang- und mittelfristige Planung der Trasseninstandhaltung integriert und entsprechende Grundlagen geschaffen.

B.1 Trassentypen

Das Trassenmanagement hängt im Besonderen von der Charakteristik der von der Freileitung durchquerten Landschaft ab – von ihren naturräumlichen als auch kulturräumlichen Voraussetzungen. Die Einteilung der österreichischen Kulturlandschaften in Typenreihen und Typengruppen (vgl. Wrba et al., 2000) basiert auf diesen Kriterien und bildet damit die Grundlage für die Erfassung der für das Trassenmanagement wesentlichen Landschaftsfaktoren. In Anlehnung an diese Klassifizierung wurden die Trassen der APG zu 5 Haupttypen bzw. zu 12 Trassensubtypen zusammengefasst:

- 10– Trassen oberhalb der aktuellen Waldgrenze**
 - 11 Alpine Fels- und Eisregion
 - 12 Alpines und subalpines Naturgrünland und Extensivweideland
 - 13 Intensivweideland alpiner und subalpiner Hochlagen
- 20 – Walddominierte Trassen**
 - 21 Ausgedehnte geschlossene Waldlandschaft
 - 22 Inselförmige Waldlandschaft
- 30 – Grünlanddominierte Trassen**
 - 31 Bergland (inner- bis randalpine Waldrodungsflächen)
 - 32 Glazial geformte Becken und Talböden
 - 33 Außer-alpine Hügelländer, Becken und Täler
- 40 – Ackerlanddominierte Trassen**
 - 41 Gemischte Acker-Grünlandnutzung
 - 42 Acker- und Futterbau dominierte Nutzung
 - 43 Weinbaudominierte Nutzung
 - 44 Kleinteilige Obst- und Weinbaunutzung
- 50 – Trassen im Siedlungs- und Industrielandbereich**

Auf Basis dieser Trassentypen wurde das Netz der APG in 52 Trassenabschnitte gegliedert. Jedem Abschnitt ist ein Leitbild zugrunde gelegt, welches auf die ökologischen Besonderheiten hinweist und welche Potentiale im Rahmen des NTM gefördert werden können, um die Leitziele zu erreichen.

B.1.1 Leitziel 1 – Schutz und Förderung der Biodiversität

Die Pflege der Freileitungstrassen nimmt Bedacht auf die natur-, wie auch kulturräumliche Situation der Region und orientiert sich mit ihren Maßnahmen am natürlichen Potenzial des Standortes und seiner Umgebung. Analog den drei Aspekten der Biodiversität werden folgende Leitziele für die Trasseninstandhaltung als Handlungsmaxime formuliert:

- Leitprinzip 1: Sicherung und Verbesserung der natürlichen Vielfalt an Lebensräumen.
- Leitprinzip 2: Erhalt und Förderung der Artendiversität von Tieren und Pflanzen.
- Leitprinzip 3: Erhalt und Förderung des Biotopverbundes.

B.1.2 Leitziel 2 – Förderung der regionalen Entwicklung

In der Trassenpflege wird versucht den Einsatz regionaler Anbieter – großteils Landwirte und regionale Landschaftspfleger – unter Einhaltung der vergaberechtlichen Bedingungen zu fördern. Dies führt dazu, dass die Wertschöpfung genau in jene Region fließt, in der die Arbeiten durchgeführt werden und viele der eingesetzten Landwirte auch gleichzeitig von unseren Anlagen betroffene Grundeigentümer sind.

B.1.3 Leitziel 3 - Bewusstseinsbildung und Akzeptanz in der Bevölkerung

Durch die verschiedenen Maßnahmen zum Schutz einzelner Arten und verschiedener Biotope kommt es zu einem regen Erfahrungsaustausch mit den Eigentümern, Behörden und Interessenvertretern, wo die Erfordernisse und Herausforderungen eines Netzbetreibers erläutert werden und gemeinsame Lösungen zur Erreichung z.B. naturschutzrelevanter Ziele erarbeitet werden.

B.2 Artenschutzprojekte

Die APG als Landnutzer und verantwortungsbewusster Netzbetreiber betreibt bereits seit 1989 zahlreiche Artenschutzprojekte. Ziele dabei sind den Lebensraum der Avifauna zu verbessern und Leitungen für Vögel, wie den Sakerfalken oder den Habichtskauz, als Lebensraum nutzbar zu machen.

B.2.1 Projekt zur Sicherung des Bestandes des Sakerfalken

Im Jahre 2010 begann ein Kooperationsprojekt zum Schutz des Sakerfalken mit dem Partner Birdlife und dem Forschungsinstitut für Wildtierkunde (FIWI). Basierend auf den Erfahrungen aus der Vergangenheit, wo bereits gemeinsam mit dem FIWI Nisthilfen an der 380-kV-Leitung Dürnrohr – Staatsgrenze montiert wurden, war unser oberstes Credo dem Sakerfalken (geschätzter österr. Brutbestand 20-25 Paare) langfristig bzw. nachhaltig sichere Brutplätze im Netz der APG zu bieten. Aus diesem Grund wurden gemeinsam Nistplattformen und Nistkästen aus Aluminium entwickelt. Die Nisthilfen werden unmittelbar von Turmfalken und Baumfalken, vor allem aber auch von Sakerfalken angenommen.



Abbildung B.1 Sakerfalke mit Nachwuchs



Abbildung B.2 Montage eines Brutkastens

Falken bauen sich selbst keine Nester. Zur Reproduktion sind sie auf ausreichendes Vorliegen von Nestern anderer Großvögel angewiesen. Dort, wo es schroffe Felswände gibt brüten Falken auch auf Felsvorsprüngen. Sowohl Nester als auch Felswände sind im aktuellen Verbreitungsgebiet des Sakerfalken (*Falco cherrug*) - dem intensiv genutzten Flachland Ostösterreichs - Mangelware. Als Großfalke braucht der Sakerfalke eine besonders stabile Nestunterlage, die ersatzweise auf den massiv konstruierten Freileitungsmasten in Form künstlicher Nisthilfen angeboten werden kann. Seit Beginn des Projektes wurden 96 Nisthilfen auf Masten der APG montiert.

Seit 2011 machten bereits mehr als 50% des österreichischen Sakerfalken-Bestandes die Nisthilfen der APG zum Zentrum ihres Reviers! Es herrscht offenbar akuter Mangel an sicheren Brutplätzen für den Sakerfalken. Der Aufbau einer Sakerfalken-Population entlang der Trassen der APG braucht Zeit. Nach den ersten drei Jahren darf bereits geschlossen werden, dass die Nisthilfen einen wichtigen Teil zur Sicherung des Bestandes des Sakerfalken übernommen haben und die Erfolge der letzten Jahre lassen uns zuversichtlich in die Zukunft sehen.

B.2.2 Projekt zur Wiederansiedlung des Habichtskauz

Der Habichtskauz verschwand in Österreich im letzten Jahrhundert. Spätestens seit dem Jahr 1955 gilt er in unserem Land als ausgestorben. Es besteht jedoch internationales Interesse für die Wiederbesiedelung Ostösterreichs. Wiederansiedlungen im Böhmerwald (D) führten erneut zu einem (derzeit isolierten) Vorkommen im Norden Österreichs; zu Restbeständen in anderen Nachbarstaaten gab es bis vor kurzem keine Vernetzung. Der Wienerwald dient seit Beginn der Wiederansiedelung im Jahr 2009 im mitteleuropäischen Verbreitungsgebiet als populationsbiologische "Drehscheibe". Ziel ist die Gründung neuer Populationskeimzellen durch Freilassung. Das unter wissenschaftlicher Leitung der VetmedUni umgesetzte Projekt umfasst etliche Methoden zur Erfolgskontrolle der Wiederansiedelung. Eine der wichtigsten ist die Bereitstellung sicherer Brutplätze in Form von Nistkästen – nach Möglichkeit auf dauerhaft von der Holzernte verschonten Bäumen bzw. Hochspannungsmasten.



Abbildung B.3 Habichtskauz

Nach dem Erfolg des Nisthilfen-Projekts zugunsten des gefährdeten Sakerfalken wurden, abermals in Zusammenarbeit mit dem Forschungsinstitut für Wildtierkunde und Ökologie (VetmedUni Vienna), im Juni 2013 zwölf Alu-Nistkästen für Eulen auf Masten im Bereich Wienerwald montiert. Die Nistkästen wurden dunkelgrün beschichtet und in einer Höhe von 10-15 Metern fixiert. Kontrollieren kann man die Nisthilfen durch einen kleinen Spiegel, sodass brütende Vögel nicht gestört werden. Auch für die Experten war vorderhand unklar ob diese artifiziellen Brutplätze von den üblicherweise in Baumhöhlen brütenden Eulen genutzt werden. Umso erfreulicher war das Ergebnis der ersten Brutsaison: im Frühjahr 2014 bezogen gleich 3 Waldkauz-Paare (der Waldkauz ist eine dem Habichtskauz ähnliche, jedoch viel häufigere Eule) die Nistkästen und zogen auf den Masten der

APG ihre Jungen groß. Damit wurden auf Anhieb 25% der montierten Nisthilfen angenommen, es ist also nur eine Frage der Zeit bis auch ein Habichtskauz die Masten für sich als Lebensraum wählt.

Der umweltpädagogische Wert der Maßnahme liegt in der Illustration des strukturellen Werts der Öffnung des Waldes durch die Trassenführung. Sie schafft für den Habichtskauz einerseits nahrungsreiche Jagdflächen und die Nisthilfe auf den Masten bieten andererseits sichere Plätze für die Jungenaufzucht. Sobald die Nisthilfen auch vom hochgradig bedrohten Habichtskauz angenommen werden, wäre dies ein effektiver Schritt, dem Nachhaltigkeitsprinzip und der Biodiversitäts-Konvention des Regierungsprogramms gerecht zu werden.

Weitere Projekte der APG zur Förderung der Biodiversität sind Maßnahmen zur Lebensraumverbesserung der Großtrappe, das Nisthilfenprojekt für den Wiedehopf, eine Verbreitungsstudie über den Rotmilan und die gezielte Förderung von Trockenstandorten im Bereich der Trassen und Umspannwerke. Hier ist im Besonderen das Projekt in den Linzer Traun-Donauauen zu erwähnen, wo seit Beginn der speziellen Pflege im Jahr 2007 die Anzahl an „Rote Liste“-Arten von 22 auf 45 gestiegen ist.



Abbildung B.4 Alu-Nistkasten für Eulen