

VORARLBERGER  
ÜBERTRAGUNGSNETZ  
GmbH

# Netzentwicklungsplan 2023

**Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH (VÜN)**

Planungszeitraum 2024-2033  
Planungsstand: 1. Juli 2023

Netzentwicklungsplan gemäß 29a i.V.m. § 29 Abs. 1 lit p Vorarlberger Elektrizitätswirtschaftsgesetz

© Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH – 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 Netzentwicklungsplan dargestellten Informationen wurden nach bestem Wissen und Gewissen erarbeitet und geprüft.

Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH haftet nicht für etwaige Schäden, die aus der Nutzung oder Nichtnutzung der Inhalte dieses Netzentwicklungsplanes entstehen.

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

Layout: VÜN

<b>1</b>	<b>Ausgangssituation und Zielsetzung .....</b>	<b>3</b>
1.1	Allgemeines.....	3
1.2	Gesetzliche Pflichten des Übertragungsnetzbetreibers .....	3
1.3	Erstellung des Netzentwicklungsplans durch den Übertragungsnetzbetreiber .....	3
1.3.1	Gesetzliche Grundlage des Netzentwicklungsplans .....	3
1.3.2	Integrierter österreichischer Netzinfrastrukturplan (ÖNIP) .....	4
1.4	Ziele und Bedeutung des Netzentwicklungsplans.....	4
1.5	Volkswirtschaftliche Bedeutung des Netzentwicklungsplans .....	5
<b>2</b>	<b>Technisches Umfeld für den Netzausbau.....</b>	<b>7</b>
2.1	Allgemeines.....	7
2.2	Clean Energy for all Europeans Package (CEP) .....	7
2.3	Green Deal der Europäischen Union.....	9
2.4	Notfallszenarien bei Auftreten von Engpässen .....	11
<b>3</b>	<b>Überblick Übertragungsnetz VÜN .....</b>	<b>12</b>
3.1	Regelzone VÜN .....	14
3.2	Situation im europäischen Verbundnetz .....	14
3.3	Netzausbau bis 2022.....	15
3.4	Abgeschlossene Projekte (NEP2011 bis NEP2021).....	15
<b>4</b>	<b>Projekte im Netzentwicklungsplan 2023 .....</b>	<b>15</b>
4.1	Allgemeines.....	16
4.1.1	Klassifikation nach Projektstatus und Beschreibung der Projektphasen .....	16
4.1.2	Weitere Kriterien der Projektbeschreibung .....	17
4.2	Bereits genehmigte Projekte .....	17
4.2.1	Bodenseestudie; Langfristige Ausbauvorhaben in der Bodenseeregion .....	18
4.2.2	Erweiterung und Ertüchtigung der 220-kV-Schaltanlage im Umspannwerk Meiningen	
	19	
4.3	Zur Genehmigung eingereichte neue Projekte .....	21
<b>5</b>	<b>Weitere Projekte in Planungsüberlegung .....</b>	<b>21</b>
<b>6</b>	<b>Risiken .....</b>	<b>21</b>

# 1 Ausgangssituation und Zielsetzung

## 1.1 Allgemeines

Die Aufrechterhaltung einer gesicherten Versorgung erfordert neben dem Vorhandensein von ausreichenden Erzeugungskapazitäten zur Deckung des Strombedarfs auch entsprechende Netzkapazitäten zur Übertragung und Verteilung der elektrischen Energie.

Vor dem Hintergrund der Liberalisierung der europäischen Elektrizitätswirtschaft mit dem Ziel eines funktionierenden gesamteuropäischen Strommarktes, dem Ausbau der Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und der damit einhergehenden zunehmenden räumlichen Entflechtung zwischen Verbrauchs- und Erzeugungsschwerpunkten ist ein leistungsfähiges Übertragungsnetz von essenzieller Bedeutung.

## 1.2 Gesetzliche Pflichten des Übertragungsnetzbetreibers

Die Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH (VÜN) hat gemäß § 29a i.V.m. § 29 Abs. 1 lit p Vorarlberger Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWiG) als Betreiber eines Übertragungsnetzes der österreichischen Regulierungsbehörde alle zwei Jahre einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan (NEP) für das Übertragungsnetz zur Genehmigung vorzulegen, der sich auf die aktuelle Lage und Prognose im Bereich Angebot und Nachfrage stützt.

## 1.3 Erstellung des Netzentwicklungsplans durch den Übertragungsnetzbetreiber

### 1.3.1 Gesetzliche Grundlage des Netzentwicklungsplans

Durch die geänderte Wortfolge des neuen § 37 Abs. 1 EIWOG 2010 – novelliert durch das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket (EAG-Paket) vom 27.7.2021 BGBl. I Nr. 150/2021) – wurde festgelegt, dass der Netzentwicklungsplan (NEP) alle zwei Jahre zu erstellen und der Regulierungsbehörde zur Genehmigung vorzulegen ist. Als Grundlage dafür dienen insbesondere die vorliegenden Daten aus der Netzbetriebsführung, die Prognosen im Bereich von Erzeugung und Verbrauch sowie die energiewirtschaftlichen Entwicklungen und Szenarien (national und europäisch). Durch die Novelle ergibt sich ein stimmiger Rhythmus zwischen den europäischen (TYNDP: wird in den geraden Jahren veröffentlicht) und österreichischen Planungsdokumenten (NEP; Veröffentlichung in den ungeraden Jahren). Weiters kann damit das wechselseitige Zusammenspiel mit dem zugehörigen Szenarien-Building im TYNDP und mit dem NEP optimiert werden.

Gemäß § 37 Abs. 5 EIWOG 2010 hat der Übertragungsnetzbetreiber sowie die Kohärenz mit dem integrierten Netzinfrastukturplan gemäß § 94 EAG und dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan (TYNDP) zu berücksichtigen.

Mit der Einreichung des Netzentwicklungsplans kommt die VÜN gemäß § 29a i.V.m. § 29 Abs. 1 lit p Vorarlberger EIWIG ihren gesetzlichen Forderungen nach, den Marktteilnehmern Angaben zu liefern, welche Übertragungsinfrastrukturen in den nächsten zehn Jahren errichtet oder ausgebaut werden. Im Interesse der Versorgungssicherheit sollen der Ausbau und der Erhalt der erforderlichen Netzinfrastruktur, einschließlich der Verbundmöglichkeiten, zu einer stabilen Elektrizitätsversorgung beitragen.

Das Verfahren zur Erstellung des Netzentwicklungsplans ist klar vorgegeben. Der NEP ist mit den regionalen und gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplänen abzustimmen und alle relevanten Marktteilnehmer sind zu konsultieren.

Weiters sind laut §9 Energielenkungsdatenverordnung i.d.F. BGBl. I Nr. 106/2006 der Regulierungsbehörde jährlich im Rahmen der Erhebungen zum Monitoring der Versorgungssicherheit u.a. auch die geplanten Erweiterungen im Netz bekannt zu geben.

### 1.3.2 Integrierter österreichischer Netzinfrastrukturplan (ÖNIP)

Um den zukünftigen Transportbedarf zu identifizieren, erstellt das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie zur Verwirklichung der Zieldimensionen der Energieunion (gemäß § 94 des österreichischen Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes) einen integrierten Netzinfrastrukturplan, der einer strategischen Umweltprüfung zu unterziehen ist. Der ÖNIP ist ein übergeordnetes strategisches Instrument, das die grundsätzlichen Erfordernisse und Zielrichtungen der Netzinfrastruktur im Strom- und Gasbereich für eine ganzheitliche Energiewende aufzeigt.

Der ÖNIP wurde am 7.7.2023 als Entwurf zur Stellungnahme veröffentlicht und befindet sich bis 1.9.2023 in Konsultation. Der zum ÖNIP zugehörige Umweltbericht wurde seitens BMK noch nicht veröffentlicht (Stand 1.8.2023).

Der vorliegende VÜN-Netzentwicklungsplan 2023 steht unter dem Vorbehalt der Inhalte der finalen Version des integrierten österreichischen Netzinfrastrukturplans (ÖNIP), wie dieser von der BMK gem. § 95 Abs. 5 EAG zu veröffentlichen sein wird.

Mit Vorliegen des finalen ÖNIP wird VÜN daher evaluieren, ob aufgrund der Maßnahmen, die für das Übertragungsnetz vorgesehen sein werden (§ 94 Abs. 3 letzter Satz EAG) der Netzentwicklungsplan entsprechend anzupassen (abzuändern oder zu erweitern) sein wird.

## 1.4 Ziele und Bedeutung des Netzentwicklungsplans

Ziele der Netzentwicklung gemäß § 29a Vorarlberger EIWIG 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), und
- der Nachfrage nach Leitungskapazitäten zur Erreichung eines europäischen Binnenmarktes nachzukommen.

Die Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH hat bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans angemessene Annahmen über die Entwicklung der Erzeugung, der Versorgung, des Verbrauchs und des Stromaustauschs mit anderen Staaten unter Berücksichtigung der Investitionspläne für regionale Netze gemäß Art. 12 Abs. 1 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 und für gemeinschaftsweite Netze gemäß Art. 8 Abs. 3 lit. b der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 zugrunde gelegt.

### **1.5 Volkswirtschaftliche Bedeutung des Netzentwicklungsplans**

Eine sichere Stromversorgung ist in unserer heutigen Zeit nicht mehr wegzudenken. In der Wirtschaft stellen zuverlässige Energieübertragungsnetze eine wichtige Voraussetzung für einen Wirtschaftsstandort dar. Ausfälle in der Energieversorgung verursachen hohe volkswirtschaftliche Folgeschäden und sind daher weitgehend zu vermeiden.

Der steigende Anteil an erneuerbaren Energien und deren Integration in das europäische Verbundnetz stellen einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der europäischen und nationalen Klimaschutzziele dar. Der dafür erforderliche Netzausbau ist in den Netzentwicklungsplänen besonders zu berücksichtigen.

Wesentliche Faktoren, die beim Ausbau der Netzinfrastruktur eine volkswirtschaftliche Relevanz aufweisen sind für jedes Ausbauprojekt separat aufgeführt. Eine Beschreibung dieser Größen soll die folgende Auflistung geben.

#### **Erhöhung der Versorgungs- und Ausfallssicherheit**

Ausfälle bei der Stromversorgung bzw. minimale Spannungsschwankungen können bereits Produktionsausfälle mit großem Schaden in den Unternehmen anrichten. Ebenso wird das internationale Ansehen als Industriestandort herabgesetzt. Sowohl im Unternehmensleitbild als auch im Nachhaltigkeitsverständnis bekennt sich die Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH zu einer hohen Versorgungssicherheit und attraktiven Preisen zur Stärkung des Standorts.

#### **Verstärkung der Netzkapazitäten**

Zur Erreichung der von der EU angestrebten Ziele zur Begrenzung der Erderwärmung, werden der Ausbau der Windkraft auf europäischer Ebene, insbesondere der Offshore-Winderzeugung, und der Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken im Alpenraum forciert. In Folge dieser Entwicklungen nehmen die Nord-Süd-Leistungsflüsse und somit die Transportaufgaben der

Übertragungsnetzbetreiber im Dreieck Deutschland-Österreich-Schweiz zu. Eine ausreichende Verfügbarkeit von Netzkapazität im Übertragungsnetz stellt einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der europäischen Klimaschutzziele dar.

### **Verbesserung/Schaffung von Netzsteuermöglichkeiten**

Hochspannungsnetze und Hochspannungsschaltanlagen sind langlebige Investitionsgüter. Gerade deshalb müssen geeignete Erhaltungsmaßnahmen diese Dauerfunktion gewährleisten. Um einen sicheren Netzbetrieb auch während Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten gewährleisten zu können sind entsprechende Reserve- und Steuermöglichkeiten in den Netzen vorzusehen. Diese Freiheitsgrade in der Betriebsführung ermöglichen weiters netzbetriebliche Maßnahmen zur kurzfristigen Beseitigung möglicher Engpässe und Störungsfälle.

### **Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs**

Der Betrieb des Übertragungsnetzes gemäß den europäischen Sicherheitsstandards und den Regeln, Instruktionen und Empfehlungen der europäischen Netzbetreiber stellt die Ausgangsbasis für die sichere Versorgung mit elektrischer Energie dar.

### **Verstärkte Anbindung an das europäische Verbundnetz und damit der Einbindung in den integrierten europäischen Strommarkt**

Durch die Schaffung eines gemeinsamen Elektrizitätsbinnenmarkts soll laut Richtlinie neue Geschäftschancen für die Unternehmen eröffnet werden sowie der grenzüberschreitende Handel gefördert und auf diese Weise Effizienzgewinne, wettbewerbsfähige Preise und höhere Dienstleistungsstandards erreicht. Dies soll einen Beitrag zu mehr Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit beisteuern. Durch die verstärkte Anbindung des Übertragungsnetzes in Vorarlberg an das europäische Verbundnetz profitieren die österreichischen Marktteilnehmer von diesen Vorteilen.

### **Maßnahmen zur Umsetzung neuer Energiestrategien in Europa (Ausstieg Kernenergie, Erneuerbare, Elektromobilität, Smart Grids)**

Ein hoher Grad an Diversifikation bei den erneuerbaren Energien wird aufgrund des einerseits stark fluktuierenden andererseits von der geographischen Lage abhängigen Verhaltens notwendig werden. Pumpspeicherkraftwerke leisten bereits jetzt einen wesentlichen Beitrag zur Spitzen- und Regelenergie. Im Zuge des forcierten Ausbaus erneuerbarer Energien und deren Integration in das europäische Verbundnetz wird den Pumpspeicherkraftwerken eine noch höhere Bedeutung zukommen. Pumpspeicherkraftwerke tragen zur Bereitstellung von Spitzenlastkapazität und zur Flexibilisierung des Elektrizitätssystems bei und zeichnen sich durch eine hohe Systemqualität im Hinblick auf ihren Beitrag zur Versorgungssicherheit aus. *(Aus der Dena-Netzstudie II)*

## **Beitrag zur heimischen Wertschöpfung**

Die Errichtung von Netzinfrastruktureinrichtungen in Österreich bringt eine hohe nationale Wertschöpfung und schafft bzw. sichert Arbeitsplätze, auch wenn die Herstellerfirmen, aufgrund des vorgeschriebenen EU-weiten Ausschreibungsverfahrens, nicht immer in Österreich ansässig sind. Viele österreichische Unternehmen sind als Zulieferer oder Dienstleister in den Ablauf eingebunden.

## **2 Technisches Umfeld für den Netzausbau**

### **2.1 Allgemeines**

Für die Erreichung der zentralen energiepolitischen Ziele der Europäischen Union ist der Ausbau der Netzinfrastruktur von bedeutender Rolle. Im Rahmen des dritten Energieliberalisierungspakets der EU ist die zukünftige Netzentwicklung in einem nicht bindenden gemeinschaftsweiten zehnjährigen Netzentwicklungsplan (TYNDP) aufzuführen. Dadurch soll eine größtmögliche Transparenz beim Ausbau des gesamten Elektrizitätsübertragungsnetzes in der Europäischen Union gewährleistet werden sowie realisierbare Elektrizitätsübertragungsnetze und die für den Handel und die Versorgungssicherheit notwendigen regionalen Verbindungen verzeichnet sein.

ENTSO-E verabschiedet und veröffentlicht alle zwei Jahre einen gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan der auf den nationalen und regionalen Investitionsplänen, einschließlich der Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze, beruht.

Das TYNDP 2022 Package wurde Ende 2022 finalisiert und veröffentlicht. (Weitere Informationen unter <https://tyndp.entsoe.eu/>)

Für den Netzausbau im Übertragungsnetz Vorarlberg sind unter anderem die langfristig geplanten Ausbaumaßnahmen in Deutschland maßgeblich. Im Jahr 2012 haben die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung, ihren ersten Netzentwicklungsplan erstellt und somit die Schritte zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und Ausbau des Stromnetzes für die kommenden zehn bzw. 20 Jahre aufgezeigt. (Weitere Informationen unter <http://www.netzentwicklungsplan.de>).

### **2.2 Clean Energy for all Europeans Package (CEP)**

Mit dem CEP verabschiedete die Europäischen Union im Jahr 2019 ein umfassendes Update des energiepolitischen Rahmens in Form eines Gesetzespaketes, welches insbesondere auf die Erreichung der Energie- und Klimaziele der EU hinsichtlich einer Reduktion der Treibhausgasemissionen abzielt. Dieses Paket enthält unter anderem auch neue Vorgaben für die Nutzung der europäischen Übertragungsnetze. Gemäß Artikel 16 Abs. 8 der Verordnung (EU)



2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt – als Teil des CEP – sind Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, ab 1.1.2020 einen Mindestwert von 70% der Übertragungskapazitäten für den grenzüberschreitenden Stromhandel zur Verfügung zu stellen. In einer am 9.8.2019 veröffentlichten Recommendation der Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) wird zudem detaillierter auf die Frage eingegangen wie die 70% berechnet werden.

- **Folgen aus CEP: temporäre Freistellung, Hot Spot-Bericht und Aktionsplan des BMK**

Neben den dynamischen Veränderungen der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen steigen durch diese neuen europäischen Vorgaben die Anforderungen an die Übertragungsnetze und die operativen Systeme maßgeblich. Wie zahlreiche andere europäische Übertragungsnetzbetreiber hat APG als der in Österreich für die Kapazitätskalkulation und Vergabe zuständige Übertragungsnetzbetreiber aufgrund der absehbaren Risiken für den sicheren Netzbetrieb sowie der noch nicht vollständig implementierten Methoden eine temporäre Freistellung von der 70%-Vorgabe für 2023 in der Kapazitätsberechnungsregion Core („CCR Core“) beantragt<sup>1</sup>. Diese wurde durch E-Control in Koordination mit den maßgeblichen Regulierungsbehörden im europäischen Umfeld genehmigt

APG und VÜN haben zudem die Auswirkungen einer unmittelbaren Umsetzung der 70%-Vorgabe auf das österreichische Übertragungsnetz umfassend untersucht. Die Ergebnisse dazu wurden im „Hotspot Bericht“<sup>2</sup> zusammengefasst, welcher von E-Control per Bescheid<sup>3</sup> angenommen wurde. Demgemäß käme es bei unmittelbarer Umsetzung der 70%-Vorgabe zu einer deutlichen Erhöhung der Netzbelastungen und strukturellen Engpässe im gesamten österreichischen Übertragungsnetz. Österreich – vertreten durch das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) – hat daher im Rahmen der Umsetzung der Verordnung 2019/943 Ende 2020 einen Aktionsplan<sup>4</sup> gemäß Artikel 15 dieser Verordnung erlassen.

Der Aktionsplan zielt auf eine schrittweise Umsetzung der 70%-Vorgabe bis Ende 2025 ab. Er legt hierfür einen linearen Verlauf („Trajektorie“) fest, anhand welchem die grenzüberschreitenden Kapazitäten jährlich zu steigern sind, sodass Ende 2025 das 70%-Ziel gemäß Verordnung der EC bzw. wie gesetzlich gefordert erreicht wird. Die für 2023 vorgesehene Mindestkapazität beträgt dabei 39,0%, jene für 2024 bereits 49,4%. Um diese schrittweise Anhebung

<sup>1</sup> <https://pb1-medien.apg.at/im/dl/pboxx-pixelboxx-18322/Beilage%2020RequestforDerogationCore2023.pdf>

<sup>2</sup> <https://www.e-control.at/documents/1785851/0/Beilage+1+--+Hotspot+Bericht+gem+Art+14+Abs+7+EU-VO.pdf/cc107b19-4ad5-2404-1521-4afe3f268f1f?t=1601447284360>

<sup>3</sup> [https://www.e-control.at/documents/1785851/0/V+ELBM+03\\_20+Bescheid\\_Hot+Spot+Bericht+Art.+14\\_7+final+1v0+20200922.pdf/359d1d42-2441-0da0-63ba-8bd563cca3ef?t=1601447251935](https://www.e-control.at/documents/1785851/0/V+ELBM+03_20+Bescheid_Hot+Spot+Bericht+Art.+14_7+final+1v0+20200922.pdf/359d1d42-2441-0da0-63ba-8bd563cca3ef?t=1601447251935)

<sup>4</sup> [https://www.bmk.gv.at/dam/jcr:bb4181fc-41cd-4c96-9f68-26350c69f712/Action\\_Plan\\_Austria.pdf](https://www.bmk.gv.at/dam/jcr:bb4181fc-41cd-4c96-9f68-26350c69f712/Action_Plan_Austria.pdf)

der Kapazitäten für grenzüberschreitenden Handel zu erreichen, enthält der Aktionsplan wichtige Maßnahmen zur Reduzierung bzw. Lösung struktureller Engpässe. **Neben der umfassenden Weiterentwicklung des Engpassmanagements und dem optimierten Betrieb der Netzinfrastruktur nehmen insbesondere die Netzausbauprojekte des NEP eine wesentliche Schlüsselrolle ein, um die nötigen Netzkapazitäten zu erhöhen und zur Verfügung zu stellen.**

- **Konsequenzen für den NEP 2023**

APG und VÜN haben die Vorgaben des CEP hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die Netzausbauplanung und den NEP umfassend geprüft. Aufgrund der sich ändernden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Europa mit dem massiven EE-Ausbau und der 70%-Vorgabe aus dem CEP ist von einem zusätzlichen Stromtransportbedarf auszugehen. Kritische Netzbelastungen und Netzengpässe werden dadurch maßgeblich verschärft. Grundsätzlich ist die Robustheit und Wirksamkeit der NEP-Projekte durch die Vielzahl von Analysen in der Vergangenheit bestätigt und unbestritten (vgl. v.a. TYNDP von ENTSO-E, etc.).

Aufbauend auf dem NEP 2021 und dem Aktionsplan haben die österreichischen Übertragungsnetzbetreiber die relevanten Einflüsse geprüft und die aktualisierte Planung der Projekte im NEP 2023 sowie die Netzausbaumaßnahmen darauf abgestellt. Insbesondere und unter Berücksichtigung des kurzen verfügbaren Zeitraumes bis Ende 2025 für die 70%-Vorgabe des CEP wurden weitere nötige Netzausbaumaßnahmen entwickelt. Diese wurden im Rahmen umfangreichster Analysen mit year-around (Markt-)Simulationsrechnungen und Netzberechnungen entwickelt.

## **2.3 Green Deal der Europäischen Union**

Der Green Deal der Europäischen Union wurde im Dezember 2019 veröffentlicht mit dem Ziel die Klimaneutralität Europas bis 2050 mit nachhaltiger Wirtschaft zu erreichen. Die wichtigsten Maßnahmen sind die Überprüfung der „Klimatauglichkeit“ bestehender EU-Gesetze und deren Überarbeitung, die Ausarbeitung neuer europäischer Rechtsakte unter anderem zur Beschleunigung von Änderungen im Elektrizitätssystem (Ausbau Erneuerbarer Energieträger, Wasserstoffstrategie, Sektorkopplung, Beschleunigung Netzausbau, etc.) sowie die Bereitstellung finanzieller Mittel für nachhaltige Entwicklungen.

### **Fit für 55**

Eine große Initiative zur Umsetzung des Green Deal ist das „Fit für 55“-Paket, ein europäisches Maßnahmenpaket, das die Erreichung der europäischen Klimaziele gewährleisten und die CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2030 um 55% – im Vergleich zu den Emissionen aus 1990 – reduzieren

soll. Das Paket wurde im Juli 2021 veröffentlicht und umfasst verschiedene legislative Maßnahmen (Revisionen bestehender bzw. neue Gesetze). Für den Netzausbau besonders relevant ist die Revision der Richtlinie für Erneuerbare Energie. Aber auch die Überarbeitung der Energieeffizienz-Richtlinie, sowie die Verordnung für den Aufbau einer Infrastruktur für alternative Kraftstoffe ist für die Netzentwicklung von Relevanz. Für den Großteil der Rechtsakte des „Fit für 55“ konnte entweder bereits eine politische Einigung erzielt werden oder sie wurde bereits formal verabschiedet.

### **Repower EU**

Im Mai 2022 wurde Repower EU von der Europäischen Kommission (EK) vorgestellt. Der Repower EU-Plan basiert auf einer Strategie, die eine Unabhängigkeit der EU von fossilen Brennstoffen (Öl, Kohle und Gas), insbesondere aus Russland, bis zum Jahr 2030 vorsieht. Handlungsschwerpunkte sind die Diversifizierung und Sicherung einer leistbaren Energieversorgung, Energieeinsparung und Investitionen in erneuerbare Energien. Repower EU führte nochmals zu einer Anhebung der Energieeffizienzziele und der Ausbauziele für Erneuerbare Energieträger inklusive schnelleren Genehmigungsverfahren (im Vergleich zum „Fit für 55“-Paket). Außerdem wurde in diesem Rahmen eine Reform des EU-Energiebinnenmarkts auf den Weg gebracht.

### **EU Notfallverordnung**

Im Herbst 2022 wurden darüber hinaus Notfallmaßnahmen als Reaktion auf die hohen Energiepreise eingeleitet. In Folge traten bis Ende des Jahres drei Ratsverordnungen, sogenannte Notfallverordnungen, in Kraft:

- Ratsverordnung über Notfallmaßnahmen als Reaktion auf die hohen Energiepreise
- Ratsverordnung zur Stärkung der Solidarität durch eine bessere Koordinierung der Gasversorgung
- Ratsverordnung zur Festlegung eines Rahmens für den beschleunigten Einsatz erneuerbarer Energien

Die Ratsverordnung zur Festlegung eines Rahmens für den beschleunigten Einsatz erneuerbarer Energien schreibt überwiegendes öffentliches Interesse für EE-Projekte fest und ermöglicht vereinfachte Genehmigungsprüfung für EE-Projekte inklusive der Netzinfrastruktur.

### **Umfassende Reform des EU-Strommarkts**

Etwa zeitgleich mit Repower EU wurde im Frühjahr 2022 von der EK aufgrund der hohen Strompreise auch eine umfassendere „Strommarktreform“ angekündigt. Nach Beschluss der diversen Notfallverordnungen wurde im Herbst 2022 konkretisiert, dass im ersten Schritt Weiterentwicklungen des europäischen Strommarktdesigns noch vor dem Winter 2023/2024 im

Rahmen eines ordentlichen EU-Gesetzgebungsverfahrens beschlossen werden sollen. Im März 2023 wurde dazu ein Verordnungsvorschlag von der Europäischen Kommission vorgelegt. Die allgemeine Stoßrichtung ist, den Ausbau der Erneuerbaren weiter zu beschleunigen, indem die langfristige Investitionssicherheit durch effiziente öffentliche Fördermechanismen für Erneuerbare und der Förderung von Langfristverträgen verbessert wird. Auch das Potential von Flexibilitäten und Speichern soll besser ausgeschöpft werden. Zuletzt spielt auch der bessere Schutz von Konsumenten vor hohen und volatilen Preisen eine wichtige Rolle.

## **2.4 Notfallszenarien bei Auftreten von Engpässen**

Die Netzbetreiber sind nach nationalen und europäischen Vorschriften im Rahmen ihrer Möglichkeiten verpflichtet, Netzengpässe zu erkennen, Abhilfemaßnahmen zu planen und zu ergreifen, sowie aufgetretene Engpässe mit den ihnen zur Verfügung stehenden technischen und organisatorischen Mitteln zu beseitigen.

Vorübergehend Maßnahmen zur Beherrschung von Engpasssituationen im Übertragungsnetz sind von jedem Übertragungsnetzbetreiber vorzusehen, sie sind jedoch nur für einen Übergangszeitraum zulässig. Die Maßnahmen sind aber aus Sicht einer nachhaltigen Netzausbauplanung nicht vertretbar, da keine betrieblichen Reserven mehr bestehen. Aufgrund der, vor allem im Winter zu erwartenden verschärften Netzsituationen (Höchstlast, Eislast, Starkwinde,...) sind betriebliche Einschränkungen in der Konzeptplanung zu berücksichtigen.

Im eng vermaschten europäischen Verbundnetz sind mögliche Netzengpässe gemeinsam mit allen betroffenen Netzbetreibern zu untersuchen und Maßnahmen zu deren Vermeidung bzw. Beseitigung zu erarbeiten. Eine besondere Bedeutung kommt in diesem Fall den grenzüberschreitenden Kuppelleitungen zu.

### **Netzbezogene Engpassmanagementmaßnahmen**

Darunter sind vor allem betriebliche Schaltungsmaßnahmen zur Beseitigung von Grenzwertüberschreitungen von Betriebsmitteln und zur Sicherstellung der Netzstabilität zu verstehen. Netzbezogene Maßnahmen werden stets als erste wirksam.

### **Verschiebung und Umplanung von dringenden Netzinstandhaltungs- und -ausbaumaßnahmen**

Sämtliche Wartungs- und Ausbaumaßnahmen werden mit den betroffenen Netzbetreibern koordiniert und laufend an die aktuelle bzw. erwartete Netzsituation angepasst. Durch eine gemeinsam abgestimmte Wahl des Zeitraums für die Netzinstandhaltungsarbeiten kann bereits im Vorfeld ein wesentlicher Beitrag zur Vermeidung von Engpasssituationen geleistet werden. Eine Verschiebung von Arbeiten innerhalb des festgelegten Terminplans bzw. ein Vorziehen

anderer Arbeiten stehen zusätzlich noch als kurzfristige Möglichkeiten zur Engpassbeseitigung zur Verfügung.

### **Marktbezogene Engpassmanagementmaßnahmen**

Durch Eingriffe in die Fahrweise der Kraftwerkseinheiten in seinem Zuständigkeitsbereich, stehen dem Netzbetreiber weitere Möglichkeiten zur Abwendung von Netzengpässen zur Verfügung.

Mittelfristige marktbasierende Verfahren haben das Ziel, einen Anreiz an die Marktteilnehmer zu geben, ihre Fahrpläne so anzupassen, dass die Entstehung eines Netzengpasses vermieden wird. Derzeit wichtigstes Instrument in dieser Kategorie sind die expliziten und impliziten Auktionen. Sie werden in den meisten europäischen Ländern eingesetzt. Dabei werden die Übertragungskapazitäten im grenzüberschreitenden Verkehr versteigert und dadurch gleiche Kriterien für alle Unternehmen geschaffen.

## **3 Überblick Übertragungsnetz VÜN**

Das Übertragungsnetz der VÜN umfasst das 220(380)-kV-Leitungssystem „Bürs-Meiningen grün“, die zwei 220(380)-kV-Leitungssysteme „Meiningen-Rüthi rot“ und „Meiningen-Rüthi schwarz“ in die Schweiz zur Swissgrid sowie die 220-kV-Anlage im UW Meiningen.

In der Umspannanlage Bürs der illwerke vkw AG erfolgt über die 380-kV-Schaltanlage und über die 380-kV-Leitungssysteme zur TransnetBW und zur APG die Anbindung an das 380-kV-Netz. Weiters bestehen eine 220/380-kV-Verbindung zu Amprion und eine 220-kV-Verbindung zur APG. Die 220(380)-kV-Anlagen und -Leitungen der VÜN und Vorarlberg Netz sind für 380 kV konzipiert und behördlich bewilligt, werden aber derzeit mit 220 kV betrieben.

Das Netz der VÜN mit den Verbindungsleitungen zu den benachbarten Netzbetreibern ist in Abbildung 1 dargestellt.

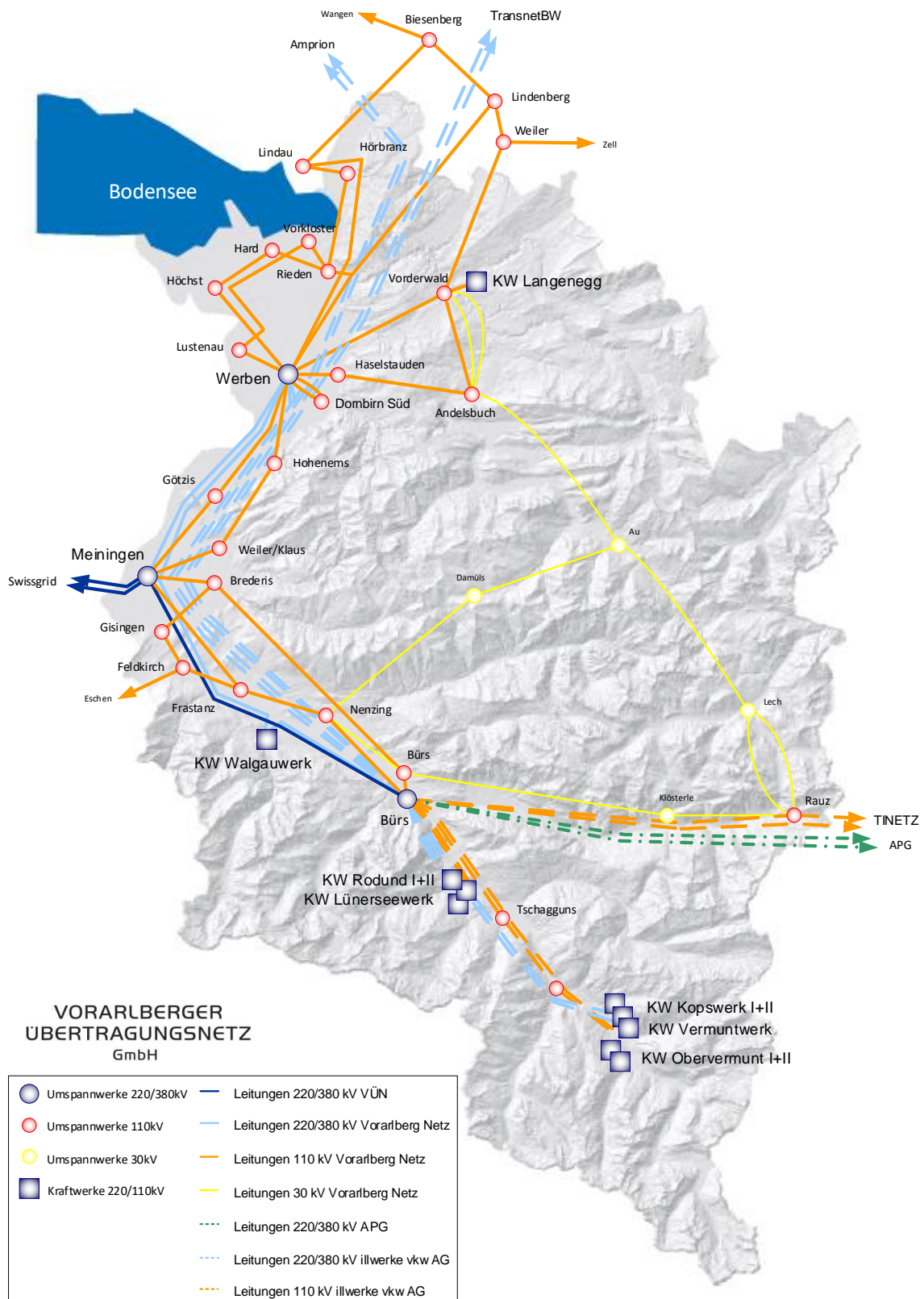
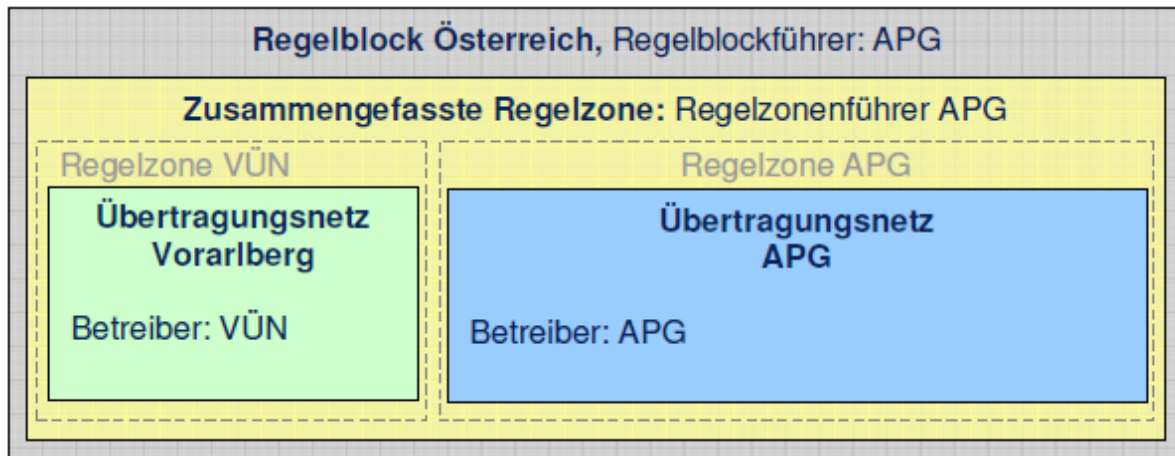


Abbildung 1 Übertragungsnetz in Vorarlberg (inkl. Leitungen von APG, illwerke vkw AG und Vorarlberg Netz)

### 3.1 Regelzone VÜN

Gemäß § 23 Abs. 1 EIWOG 2010 bildet das vom Übertragungsnetz der VÜN abgedeckte Gebiet eine eigene Regelzone. Dieses umfasst das Vorarlberger Landesgebiet ohne Kleinwalsertal und ein Teil des benachbarten Südwestallgäus.

Mit Wirkung ab dem 1.1.2012 wurde die Regelzone VÜN (vormals Regelzone der VKW-Netz AG) aus dem deutschen Regelblock gelöst und dem österreichischen Regelblock zugeordnet. Gemäß § 23 EIWOG 2010 wurde die Regelzone VÜN mit der Regelzone APG in Form eines gemeinsamen Betriebs durch APG als Regelzonenführer zusammengefasst. APG übernimmt für die zusammengefasste Regelzone die Funktion des Regelzonenführers und nimmt alle Aufgaben und Pflichten im Zusammenhang mit dem Regelzonenbetrieb wahr. Daraus ergibt sich die Situation eines Regelblocks (Österreich) mit einer Regelzone und zwei Übertragungsnetzbetreibern.



APG ist Regelzonenführer und gleichzeitig auch Regelblockführer des österreichischen Regelblocks.

### 3.2 Situation im europäischen Verbundnetz

Durch die geographische Lage liegt das Hoch- und Höchstspannungsnetz in Vorarlberg zwischen den Übertragungsnetzbetreibern von Deutschland (TransnetBW und Amprion), der Schweiz (Swissgrid) und Österreich (APG). Daher kommt dem strategischen Ausbau des Übertragungsnetzes unter Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit und Sicherheit der Netzführung aufgrund der rasanten Entwicklung des europäischen Strommarktes und der damit verbundenen Entwicklungen der Nachbarnetze eine immer stärkere Bedeutung zu.

Die Entwicklungen der Liberalisierung der Strommärkte und der zunehmenden Einspeisung Erneuerbarer Energien stellen neue Anforderungen an die Übertragungs- und Verteilernetze in Europa. Für eine ausreichende Betriebssicherheit und Verfügbarkeit der Netzinfrastrukturen sind Investitionen für den Netzausbau notwendig.

### 3.3 Netzausbau bis 2022

Ende 2012 wurde in der UA Bürs die Erweiterung der 220-kV-Schaltanlage in Betrieb genommen und 2013 planmäßig abgeschlossen. Mit dem Vollausbau der dritten Sammelschiene und dem Einbau einer Längstrennung in diese und der Errichtung einer zusätzlichen 220-kV-Kuppelung wurden Schaltungsmöglichkeiten zur Abhilfe von Engpasssituationen und leichteren Durchführung von Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen geschaffen. Beim Projekt Nr. 3 wurde die Abklärung des Genehmigungsbedarfs abgeschlossen, eine Überleitung in ein Umsetzungsprojekt ist derzeit nicht vorgesehen. Um den zukünftigen Anforderungen gerecht zu werden, wurde in der UA Bürs im Jahr 2016 ein zusätzlicher 380/220-kV-Transformator in Betrieb genommen, der die Verbindungskapazität zwischen dem Übertragungsnetz Vorarlberg und dem der APG stärkt.

### 3.4 Abgeschlossene Projekte (NEP2011 bis NEP2021)

Proj.Nr.	Projektbezeichnung	IBN:
1	Erweiterung der 220-kV-Schaltanlage in der Umspannanlage Bürs	2012
3	Vorbereitende Maßnahmen für einen künftigen Betrieb des Leitungssystems Bürs-Meinigen mit erhöhter Betriebsspannung	-
2	Erhöhung der Transformatorkapazität zwischen den 220-kV- und 380-kV-Anlagen in der Umspannanlage Bürs	2016

## 4 Projekte im Netzentwicklungsplan 2023

Die besondere Situation des Hoch- und Höchstspannungsnetz in Vorarlberg erfordert ein langfristiges, mit allen benachbarten Netzbetreibern koordiniertes Ausbaukonzept. Daher ist VÜN regelmäßig in Gesprächen mit allen beteiligten Netzbetreibern, um Netzausbaumaßnahmen von gemeinschaftlichen Interessen rechtzeitig abzustimmen. In Hinblick auf die bevorstehenden Ausbauvorhaben in den benachbarten Ländern, insbesondere der Umstrukturierung von der 220-kV- auf die 380-kV-Spannungsebene, wurden gemeinsame Netzkonzepte diskutiert. Aufgrund der langfristigen Bestandsdauer sowie der hohen Kapitalintensität von Netzinfrastruktureinrichtungen einerseits und den umfangreichen Prüf- und Genehmigungsverfahren andererseits ist die vorausschauende und koordinierte Konzepterstellung unerlässlich.



## 4.1 Allgemeines

### 4.1.1 Klassifikation nach Projektstatus und Beschreibung der Projektphasen

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

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

**4.1.2 Weitere Kriterien der Projektbeschreibung**

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

**4.2 Bereits genehmigte Projekte**

Die aktuellen Projekte berücksichtigen Maßnahmen, die von nationalem und internationalem Interesse hinsichtlich eines koordinierten Netzausbaus sind. Im Fokus steht dabei die Sicherstellung der bestehenden Anbindung des Übertragungsnetzes in Vorarlberg an die benachbarten Übertragungsnetze in Österreich, Deutschland und der Schweiz. Dadurch soll einerseits die zukünftige Lastflussentwicklung in der Bodenseeregion beherrschbar bleiben, andererseits die Versorgungssicherheit der Kunden in Vorarlberg auch in Hinblick auf die steigenden Anforderungen gewährleistet werden.

<b>Proj.Nr.</b>	<b>Projektbezeichnung</b>
4	Bodenseestudie; Langfristige Ausbauprojekte in der Bodenseeregion
5	Erweiterung und Ertüchtigung der 220-kV-Schaltanlage im Umspannwerk Meiningen

Eine ausführliche Beschreibung zu den einzelnen Projekten findet sich auf den nachfolgenden Seiten.

4.2.1 Bodenseestudie; Langfristige Ausbauvorhaben in der Bodenseeregion

Projektnummer: 4	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: Studie	Gepl. IBN: -
<p><b>Auslöser und technische Notwendigkeit</b></p> <p>Da sich die energiepolitischen Rahmenbedingungen im Vergleich zum Zeitpunkt der letzten Aktualisierung der Bodenseestudie im Jahr 2016 stark geändert haben, ist eine weitere Aktualisierung notwendig und gegenwärtig im Gange. Wesentlich sind hierbei die neuen Markt-szenarien mit dem Ziel der Klimaneutralität, dem beschleunigten Ausbau von Windkraft und Photovoltaik und dem steigenden Bedarf an Flexibilitäten und Speicherkapazitäten, wie sie die alpine Wasserkraft bereitstellt.</p> <p><b>Projektbeschreibung und technische Daten</b></p> <p>Mit den benachbarten Netzbetreibern Amprion und TransnetBW in Deutschland, Swissgrid in der Schweiz und APG wird gemeinsam eine langfristige Netzausbauplanung erarbeitet. Eine Umsetzung erfolgt dann als unabhängige Projekte in den jeweiligen Netzentwicklungs-plänen.</p> <p>In der dazu vorbereitenden Studie werden die Entwicklungen der Übertragungsnetze in Süddeutschland, der Ostschweiz und Westösterreich berücksichtigt.</p> <p>Das ursprüngliche Ziel einer durchgehenden 380-kV-Verbindung von Deutschland über Vorarlberg in die Schweiz ist in Vorarlberg mit unkalkulierbaren genehmigungsrechtlichen Risiken verbunden, die eine Realisierung gefährden oder sogar in Frage stellen. Damit ist eine Anpassung des bisher geplanten Netzausbaus durch die Übertragungsnetzbetreiber in den nationalen und internationalen Netzentwicklungsplänen verbunden.</p> <p>Das Projekt Nr. 4 wird somit künftig nicht mehr im nationalen Netzentwicklungsplan auf-scheinen. Im Regional Investmentplan und TYNDP 2022 ist die ursprüngliche Studie mit der Projektnummer 263 dargestellt, wird jedoch im nächsten TYNDP2024 ebenfalls nicht mehr enthalten sein.</p> <p><b>Weitere Statusdetails</b></p> <p><i>Studie wird im Jahr 2023 reevaluiert.</i></p>		

4.2.2 Erweiterung und Ertüchtigung der 220-kV-Schaltanlage im Umspannwerk Meiningen

Projektnummer: 5	Netzebene: 1	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: Umspannwerk	IBN: 2029

**Auslöser und technische Notwendigkeit**

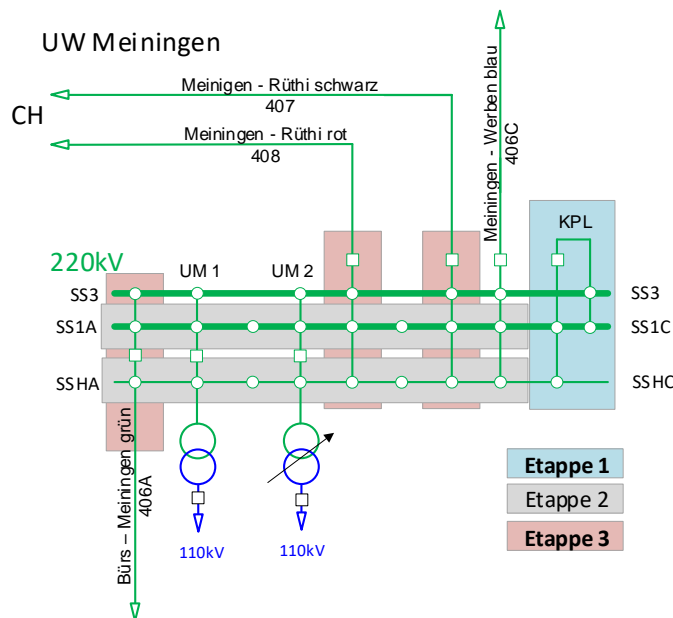
Die 1983 in Betrieb genommene 220-kV-Schaltanlage im Umspannwerk Meiningen, bestehend aus zwei Sammelschienen und 6 Schaltfeldern, wurde für 380 kV konzipiert und ausgelegt (Abstände), aber für 220 kV isoliert und mit 220-kV-Schaltgeräten ausgestattet. Die später errichtete dritte Sammelschiene wurde bereits für 380 kV isoliert.

In dieser Schaltanlage sind in den kommenden Jahren Erweiterungen und Ertüchtigungen vorgesehen:

Etappe 1: Erweiterung um eine eigenständige Kupplung. Die bestehende Kupplung der 220-kV-Sammelschienen ist kein eigenständiges Kupplungsfeld, da für die Kupplung und den Umspanner 1 ein gemeinsames Schaltfeld verwendet wird. Damit sowohl die Kupplung für das Übertragungsnetz als auch der Umspanner ohne Einschränkungen betrieben werden können, ist die Erweiterung um ein eigenständiges Kupplungsfeld erforderlich.

Etappe 2: Ertüchtigung der zwei 220-kV-Sammelschienen auf 380 kV entsprechend der später errichteten und bereits für 380 kV ausgelegten dritten Sammelschiene.

Etappe 3: Austausch der 220-kV-Schaltgeräte der Abzweige (Trenner, Leistungsschalter, Wandler, etc.). In diesem Zuge ist vorgesehen, die Abzweige ebenfalls auf 380 kV zu ertüchtigen.



### **Projektbeschreibung und technische Daten**

- Erweiterung der 220-kV-Schaltanlage um ein eigenständiges Kupplungsfeld, geeignet für den Betrieb mit 380 kV.
- Ertüchtigung der beiden für 220 kV isolierten Sammelschienen für einen Betrieb mit 380 kV (Umbau Sammelschienen SS1 und SSH auf 380 kV, neue Sammelschientrenner, Längstrenner und Isolatoren)
- Ertüchtigung der Abzweige für einen zukünftigen Betrieb mit 380 kV (Austausch und Erneuerung Schaltgeräte, Wandler und Sekundärverkabelung)

### **Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen**

- Entflechtung der Schaltfelder für die Kupplung der 220-kV-Sammelschienen und des Abzweigs für den 220/110-kV-Umspanner ermöglichen voneinander unabhängigen Betrieb des Übertragungsnetzes als auch des Umspanners zur Landesversorgung.
- Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs
- Erhöhung der Versorgungs- und Ausfallssicherheit
- Trägt zur Gewährleistung der Verfügbarkeit der Kapazität des Übertragungsnetzes bei.
- Ertüchtigung für einen zukünftigen Betrieb mit 380 kV im Zuge der erforderlichen Erneuerung der bestehenden 220-kV-Schaltgeräte.
- Zuordnung vereinnahmter Engpasserlöse gemäß Verordnung 2009/714/EG

### **Weitere Statusdetails**

*Wurde im NEP 2018 genehmigt.*

*Terminplan wurde im NEP 2020 angepasst und genehmigt.*

*Terminplan im NEP 2023 angepasst.*

### **4.3 Zur Genehmigung eingereichte neue Projekte**

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt liegen bei VÜN keine neu zu genehmigenden Projekte vor.

## **5 Weitere Projekte in Planungsüberlegung**

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt liegen bei VÜN keine weiteren Projekte vor.

## **6 Risiken**

Diverse Faktoren stellen ein Risiko für die Umsetzbarkeit der Projekte dar bzw. haben diese teils gravierenden Einfluss auf die Realisierungsdauer und die Kosten der Projekte.

### **Politisches Risiko**

Unsichere Rahmenbedingungen und Einflussnahme politischer Interessensgruppen können zu Verzögerungen in der Projektumsetzung führen.

### **Rechtliches Risiko**

Darunter fallen vor allem Verzögerungen in Genehmigungsverfahren, insbesondere bei UVP-pflichtigen Projekten kann es zu langwierigen Verfahren kommen.

### **Wirtschaftliches Risiko**

In dieser Risikoart sind z.B. unerwartete Kostensteigerungen, Erlösausfälle, Gefahr von „Stranded Investments“ aufgrund von sich ändernden Rahmenbedingungen enthalten.

### **Methoden- und Datenrisiko**

Durch die oftmals ungenauen Rahmenbedingungen aber auch durch die langen Prognose- und Planungshorizonte liegen oftmals nur unzureichende bzw. ungenaue Daten für die Analysen vor.

### **Beschaffungsrisiko**

Bei Netzinfrastrukturprojekten spielen häufig die langen Bestell- und Lieferzeiten von Betriebsmitteln sowie Schwierigkeiten bei Lieferungen in unzureichender Qualität oder nicht zum vereinbarten Zeitpunkt durch Subunternehmen eine bedeutende Rolle.

### **Umsetzungsrisiko**

Bei witterungsabhängigen Arbeiten, besonderen Lastflusssituationen oder unerwartet eintretenden Ereignissen kann es zu zeitlichen Verzögerungen bei der Projektumsetzung kommen.

### **Örtliches Risiko**

In der Planung und Umsetzung von Infrastruktureinrichtungen dieser Größenordnung sind mit Interessenskonflikten zwischen Projektbetreiber und lokalen bzw. regionalen Bürgergruppen oder auch einzelner Anrainer zu rechnen. Zusätzlich können besondere Umstände aufgrund der geographischen und geologischen Lage die Situation verschärfen, bzw. raumplanerische Aspekte eine Projektmodifikation bewirken.

**Umweltrelevantes Risiko**

Diese Kategorie beinhaltet das Risiko von schädlichen Auswirkungen auf die Umwelt durch Errichtung und Betrieb von Netzinfrastruktureinrichtungen.

**Technologisches Risiko**

An dieser Stelle sind Risiken bei der Erprobung und dem Einsatz neuer Technologien in Netzinfrastruktureinrichtungen zu verstehen.