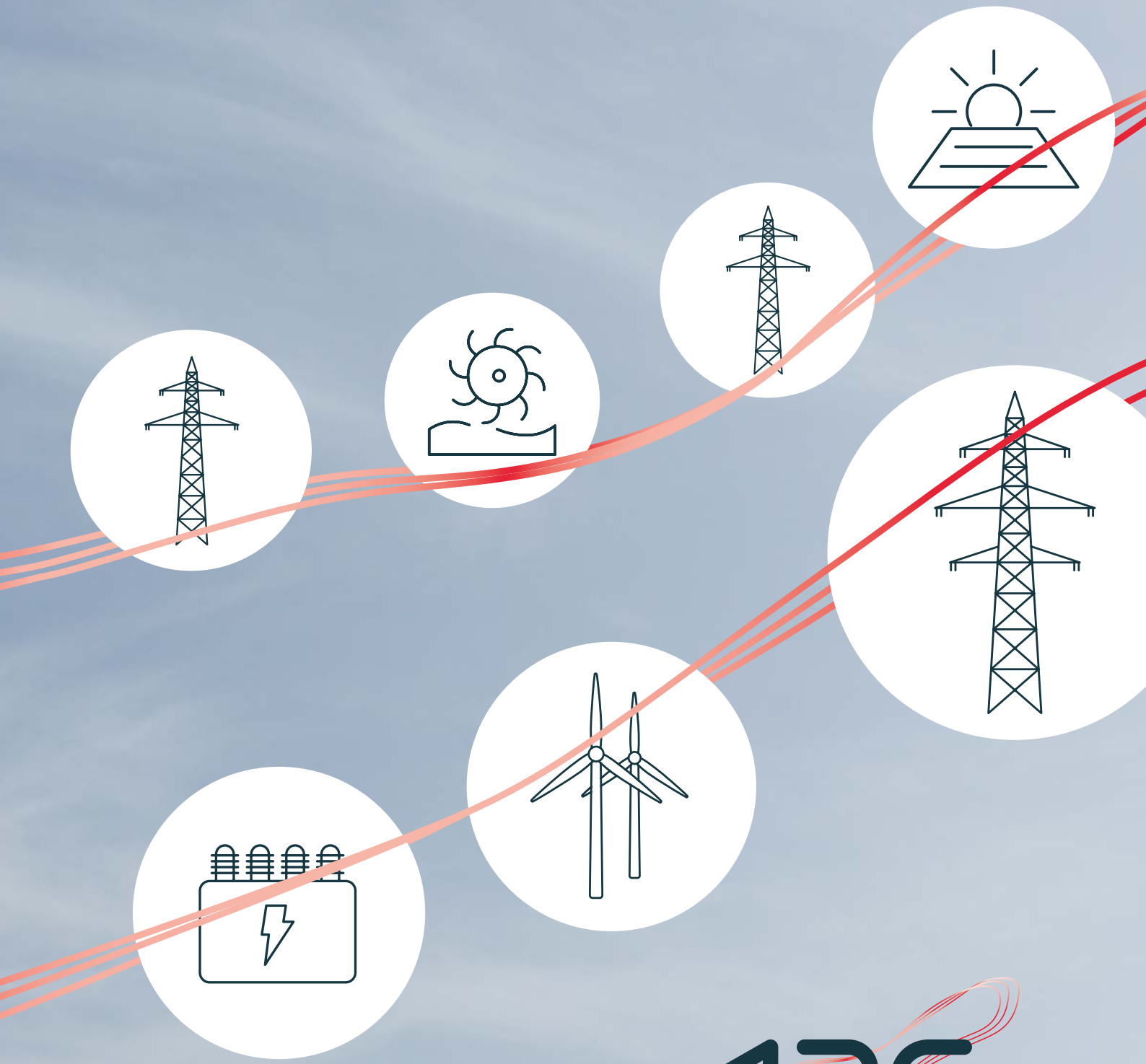
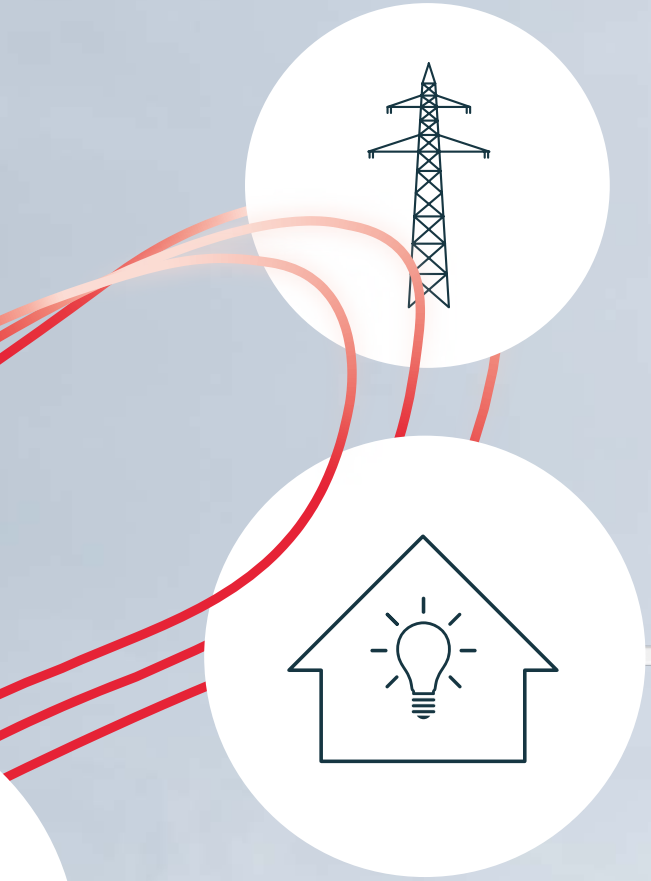
#electricityforfuture

APG. Strom. Zukunft. Österreich.



Geschäftsbericht 2019

Austrian Power Grid AG



in Mio. €	2017	2018	2019
Umsatzerlöse	777,4	820,1	729,9
Ergebnis vor Zinsaufwendungen und Steuern (EBIT)	77,4	73,7	48,8
Ergebnis vor Steuern (EGT)	53,3	51,5	24,1
Ergebnis nach Steuern (JÜ)	40,3	38,7	18,8
Bilanzsumme	1.562,6	1.764,9	1.855,0
Anlagevermögen	1.384,0	1.475,1	1.628,0
Investitionen in Sachanlagen	107,3	174,4	244,5
Planmäßige Abschreibungen auf Sachanlagen	79,5	85,0	86,3
Eigenkapital	441,7	460,2	459,3
Umsatzrentabilität (ROS)	10,0%	9,0%	6,7%
Eigenkapitalrentabilität (ROE)	13,2%	12,2%	5,5%
Gesamtkapitalrentabilität (ROI)	4,9%	4,7%	2,8%
Eigenkapitalquote	28,3%	26,1%	24,8%
Fiktive Schuldentilgungsdauer (URG)	9,3	10,0	11,9
Netto-Geldfluss aus operativer Tätigkeit	107,1	212,3	195,2
Net Gearing (Nettoverschuldungsgrad)	158,1%	150,1%	157,7%
Betriebswirtschaftlicher Personalstand	473	489	520
(davon Lehrlinge)	22	25	23
Transportmenge (Gwh)	**49.446**	**47.149**	**46.731**

#electricityforfuture

APG. Strom. Zukunft. Österreich.

Die Zukunft Österreichs ist elektrisch.
Damit wir die hochgesteckten Ziele,
den Klimawandel zu stoppen, erreichen,
müssen wir schon heute damit anfangen,
die Energiewende umzusetzen.
Das bedeutet für Österreich:
Ein massiver Aus- und Umbau der
Strominfrastruktur und gezielte
Investitionen in erneuerbare Energie.

APG/Kadlec

Inhalt

#electricityforfuture 1

Organe der Gesellschaft 3
Vorwort des Vorstands 4
Über Austrian Power Grid AG 6
Unsere Mission 6
Unsere Zukunft ist elektrisch 6
Mensch & Wirtschaft brauchen Strom 7

1. Sicherheit & Standortsicherung
2,9 Milliarden für Österreichs Stromsicherheit 9
Zukunftsprojekte 10
Versorgungssicher durch die Energiewende: Droht ein Black-Out? 10

2. Erneuerbare Energie & Innovation
Die große Transformation 12
Ein Speicher für die Zukunft 13

3. Europas Energiezukunft
Saubere Energie für alle Europäer
APG im Herzen Europas 15

4. Akzeptanz in der Gesellschaft 16

Lagebericht

Über uns 18
Netzbetriebliche Entwicklungen 19
Marktentwicklungen 21
Wirtschaftliche Entwicklungen 24
Rechtliche Entwicklungen 26
Regulatorische Entwicklungen 27
Internationale Aktivitäten 28
Asset Management 31
Corporate Social Responsibility 36
Forschung und Innovation 40
Finanzielle Leistungsindikatoren 42
Geldflussrechnung 44
Risiko- und Chancenmanagement 48
Ausblick 50
Bericht über Zweigniederlassungen 50

Jahresabschluss

Bilanz 52
Gewinn- und Verlustrechnung 54
Entwicklung des Anlagevermögens 56

Anhang und weitere Details

Angaben zu den Beteiligungen 58
Anhang Erläuterungen 60
Glossar 74
Bestätigungsvermerk 76
Bericht des Aufsichtsrats 79

Impressum 81

Organe der Gesellschaft

Aufsichtsrat

Dr. Peter F. Kollmann
Vorsitzender

Ing. Mag. Peter Koren
1. Vorsitzender-Stv.

Mag. Dr. Michael Strugl, MBA

Mag. Dr. Erich Entstrasser

Dr. Christof Germann

Mag. Leopold Rohrer

Mag. Dr. Georg W. Westphal

Mag. Andreas Wollein

Arbeitnehmervertreter

Ing. Wolfgang Liebscher
Zentralbetriebsratsvorsitzender,
2. Vorsitzender-Stv.

Andreas Gross
Zentralbetriebsrat

Karl-Heinz Stieger
Zentralbetriebsrat

Johannes Naber
Zentralbetriebsrat

Arbeits- und Prüfungsausschuss

Dr. Peter F. Kollmann
Vorsitzender

Ing. Mag. Peter Koren
1. Vorsitzender-Stv.

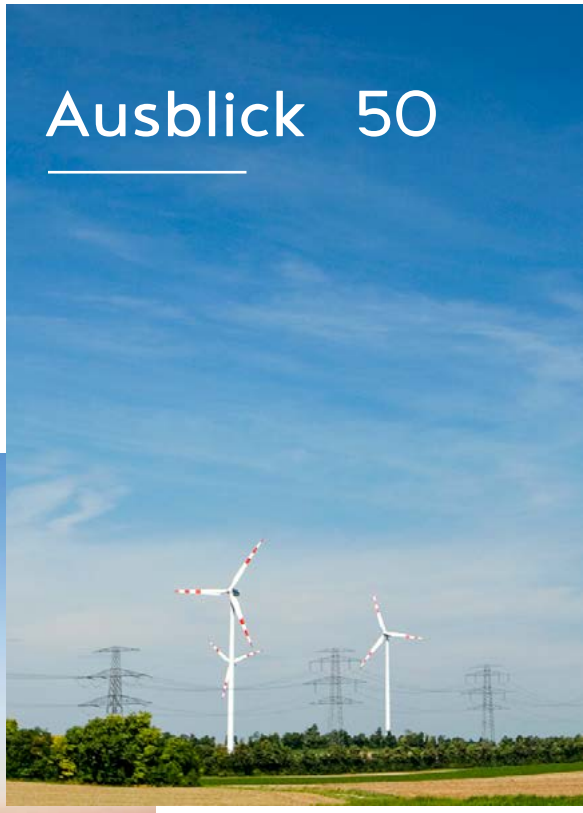
Ing. Wolfgang Liebscher
2. Vorsitzender-Stv.

Vorstand

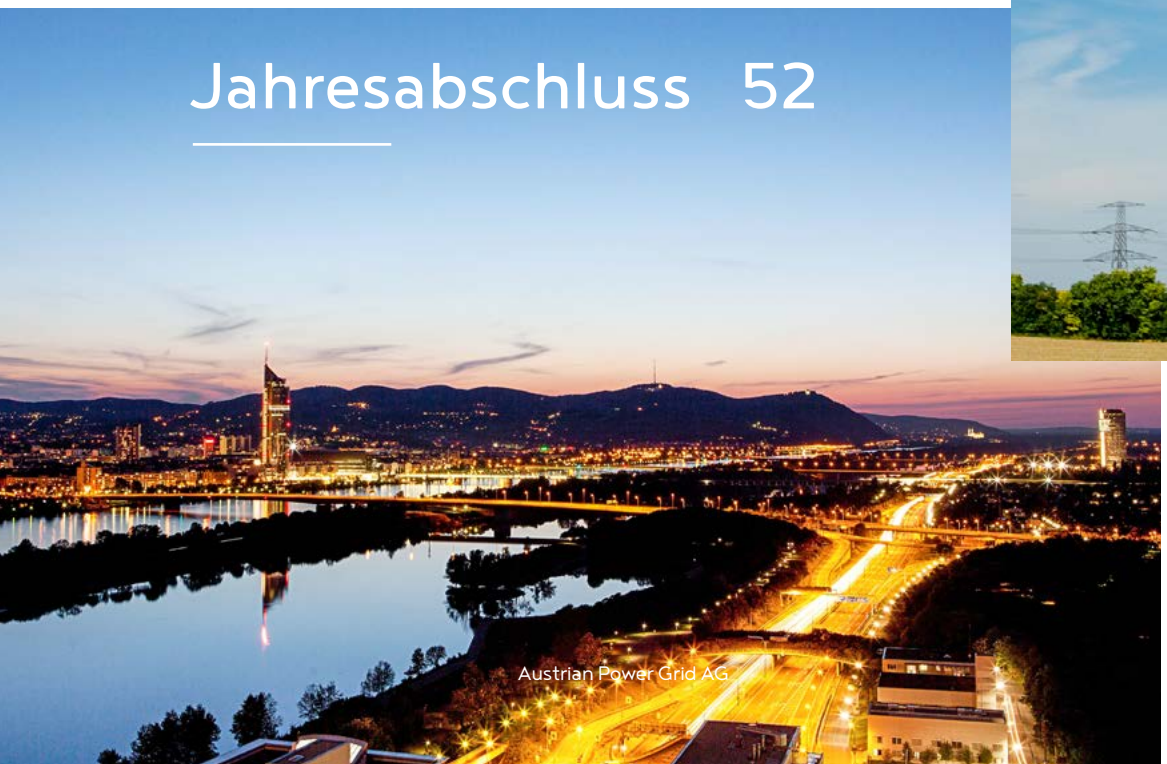
DI Mag. (FH) Gerhard Christiner

Mag. Thomas Karall

Ausblick 50



Jahresabschluss 52



Vorwort des Vorstandes

Liebe Leserinnen und Leser!

Das Energiesystem befindet sich in einem fundamentalen Wandel. Bis 2030 soll in Österreich 100 Prozent des Strombedarfs aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt werden. Damit wird klar: Österreich braucht Strom. Jetzt und in Zukunft noch mehr. Die APG steht aus voller Überzeugung hinter diesen Plänen der Österreichischen Bundesregierung für ein sauberes und nachhaltiges Österreich. Gleichzeitig sind wir uns auch bewusst, dass damit die sichere Stromversorgung noch wichtiger wird, denn die Rahmenbedingungen werden herausfordernder: Thermische Kraftwerke fallen langfristig sukzessive aus dem Markt und werden durch Erneuerbare ersetzt. Der Ausbau der „Erneuerbaren" wird primär im Bereich Windenergie und Photovoltaik (Ziele: 9 GW Wind bzw. 12 GW PV) erfolgen. Diese Anlagen werden jedoch sehr oft an Orten entstehen, wo regional wenig oder kein entsprechend hoher Verbrauch gegenübersteht.

Erzeugungsüberschüsse müssen somit abtransportiert bzw. gemanagt werden. Zusätzlich unterscheidet sich die Erzeugungscharakteristik der Erneuerbaren von unserem Verbraucherverhalten. Die Herausforderung ist, diese Transformation ganzheitlich zu denken, damit die Versorgungssicherheit 24/7 gewährleistet bleibt.

Dazu ist jedenfalls das Übertragungsnetz weiter um- und auszubauen, um den erneuerbaren Strom jederzeit und ohne Netzengpässe, national verteilen zu können. 2019 hat die APG mehr als 230 Mio. € in die Strominfrastruktur investiert, um auch in Zukunft diesen Anforderungen gerecht zu werden. Denn es gilt: Ein gut ausgebautes Übertragungsnetz ist dabei die effektivste und günstigste Flexibilitätsoption. Mit der Anwendung von state of the art Technologien nutzen wir die Potentiale in allen Unternehmensbereichen: Von der Digitalisierung unserer Umspannwerke, der Anwendung von Drohnen im Bereich der Instandhaltung bzw. Schadenserkennung bis hin zu zukunftsweisenden Marktprodukten. Die permanente Weiterentwicklung von Dienstleistungen und Produkten im Strommarkt im Sinne aller Marktteilnehmer ist deswegen so bedeutend, da die APG als Stromdrehscheibe bzw. -plattform im Herzen Europas eine zentrale Rolle innehat. Schließlich sind kurzfristige Stromprodukte bzw. Flexibilitätsmärkte auch eine wichtige Basis dafür, das Erneuerbare Energien rasch und effizient in den Markt integriert werden können.

Die APG setzt ihre Ressourcen nachhaltig und effizient - gerade unter dem Gesichtspunkt eines angemessenen Ergebnisses im Rahmen der regulatorischen Renditenparemeter - ein. Die Zahlen des Lageberichtes unterstreichen dies. Das persönliche Engagement aller unserer MitarbeiterInnen für ein starkes Übertragungsnetz, für eine konsequente Fokussierung auf den Kundennutzen und für die rasche Integration der Erneuerbaren sind die Basis für die tägliche Umsetzung unseres gesetzlichen Auftrages: die sichere Stromversorgung Österreichs, seiner Menschen und deren Unternehmen. Dafür sagen wir an dieser Stelle herzlichen Dank!

Gleichzeitig danken wir allen Akteuren des Energie- und Stromsystems für das in uns gesetzte Vertrauen und versprechen, dass wir auch 2020 unseren Auftrag für die sichere Stromversorgung Österreichs bzw. den ges ellschaftlichen Wunsch nach Transformation des Energiesystems mit aller Kraft, großer Verantwortung und Mut zur Innovation erfüllen werden.

Mag. Thomas Karall

DI Mag. (FH) Gerhard Christiner

Über Austrian Power Grid AG

Austrian Power Grid (APG) ist Österreichs unabhängiger Stromnetzbetreiber und steuert und verantwortet das überregionale Stromtransportnetz. Ihre Infrastruktur ist die Lebensader Österreichs, der Bevölkerung und seiner Unternehmen.

Das APG-Netz erstreckt sich auf einer Trassenlänge von rund 3.400 km, welches das Unternehmen mit einem Team von mehr als 500 Spezialistinnen und Spezialisten betreibt, instand hält und laufend den steigenden Anforderungen seitens Wirtschaft und Gesellschaft anpasst. APG schafft Sicherheit in der Stromversorgung, damit alle Strom haben, wenn sie ihn brauchen. Als one Stop Shop ist APG ein wichtiger Dienstleister der Energiewirtschaft. Die Mitarbeiter von APG sind Experten in ihren Fachgebieten, entwickeln die geeigneten Marktprodukte und garantieren damit Sicherheit und Effizienz der Versorgung für Österreich.

Unsere Zukunft ist elektrisch

Europa steht vor der größten Herausforderung in der Geschichte Energie- bzw. Stromwirtschaft: Der Bekämpfung des Klimawandels und der Umsetzung der Energiewende. Damit diese Transformation hin zu einem strombasierten Energiesystem erfolgreich verläuft, bedarf es nicht nur seitens der Politik enormer Kraftanstrengungen, sondern auch die Bereitschaft aller Akteure, die erforderlichen Komponenten, Instrumente und Infrastrukturen für die Energiewende zur Verfügung zu stellen. Die APG spielt dabei eine wichtige und zentrale Rolle, wenn es darum geht aus dem Wandel eine Chance zu machen. Denn jede Veränderung des Systems muss geplant und abgestimmt und möglichst synchron in den einzelnen Bereichen umgesetzt werden. Schließlich bilden Stromerzeugung, Stromnetz, Strommarkt und Stromkunden ein gemeinsames physikalisches System, in dem die Gesetze der Physik gelten. Die Aufgabe von APG als Übertragnetzbetreiber ist es gerade in dieser

Unsere Mission

APG ist ein unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber und Regelzonenführer in einem Verbund europäischer Netzbetreiber. Wir betreiben, erhalten und bauen das Übertragungsnetz unter dem Aspekt der Nachhaltigkeit und fördern dadurch die Integration der erneuerbaren Energien. Wir gewährleisten mit unserer hochrangigen Infrastruktur die Versorgungssicherheit und die Stabilität des Systems. Als Systemmanager haben wir die Gesamtsicht und betreiben das Energiesystem. Wir stehen für Effizienz und Wirtschaftlichkeit.

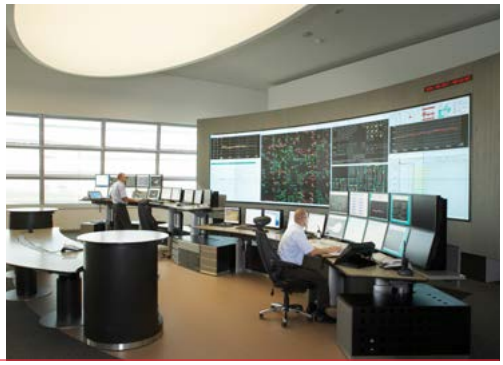
Als europaweiter Player tragen wir volkswirtschaftliche Verantwortung. Wir sind Market Facilitator und betreiben aktiv die Weiterentwicklung des europäischen Strommarktes. Durch die enge Zusammenarbeit mit den umliegenden europäischen Netzbetreibern koordinieren und steuern wir den grenzüberschreitenden Stromfluss und stellen dadurch die Stromversorgung Europas langfristig sicher.

Über Austrian Power Grid AG

Transformationsphase Versorgungssicherheit mit Strom zu gewährleisten, alle Flexibilitäts- und Marktpotentiale zu nutzen sowie nachhaltig die Erneuerbaren in das System zu integrieren. Diese Ziele sind im Sinne einer Gesamtsystemplanung nur mit einer adäquaten Netzinfrastruktur zu schaffen, die die sichere Stromversorgung für Österreich, seine Menschen und den Wirtschaftsstandort garantiert.

Wir transportieren Strom sicher

- wir verbinden Bundesländer und Regionen
- wir nehmen elektrische Energie von (erneuerbaren) Erzeugungsanlagen auf
- wir transportieren Strom über weite Strecken
- wir sind Market Facilitator
- wir überwachen, koordinieren und steuern den Stromfluss in enger Kooperation mit den Verteilnetzbetreibern der Bundesländer sowie den Übertragungsnetzbetreibern unserer europäischen Nachbarn
- wir sind der Übertragungsnetzbetreiber im Herzen Europas



Mensch & Wirtschaft brauchen Strom

Die Zukunft der Energie ist elektrisch. Mit der Dekarbonisierung des Energie-, Wärme- sowie Transportsektors, der Nutzung von Wasserstoff, der Kopplung von Sektoren (P2X; Zubau von Power to Gas Anlagen) wird ein neues Gesamtsystem entstehen, dessen Energie Strom ist. Der Gesamtbedarf an Strom wird steigen und das Übertragungsnetz somit entscheidender Faktor im Management dieses Energie-Systems. Gleichzeitig werden die Interdependenzen zwischen dem traditionellen Stromsektor und den anderen Bereichen (v.a. Gas, Wärme, Transport) weiter ansteigen.

APG-Steuerzentrale
Wien Südost

1. Sicherheit & Standortsicherung

›› 2,9 Milliarden € wird Austrian Power Grid in den kommenden zehn Jahren investieren. ‹‹

Austrian Power Grid AG

1. Sicherheit & Standortsicherung

2,9 Milliarden für Österreichs Stromsicherheit

In den kommenden zehn Jahren wird APG insgesamt 2,9 Milliarden Euro in die heimische Strominfrastruktur investieren. Das ist dringend nötig, nicht nur, weil einige bestehende Leitungen bereits in die Jahre gekommen sind, sondern auch, weil die Ansprüche an das Stromnetz täglich steigen.

Das Strom-Übertragungsnetz stellt das Rückgrat der österreichischen Stromversorgung dar und spielt eine zentrale Rolle, wenn es um Versorgungsicherheit und die Erreichung der Klimaziele geht. Wie das Übertragungsnetz künftig ausgebaut wird, ist im Netzentwicklungsplan beschrieben. Wenn Österreich von der Dekarbonisierung spricht, spielt Strom aus erneuerbarer Energie eine wichtige Rolle nicht nur für private Haushalte, sondern auch für die Industrie. Aktuell basieren viele Industrieprozesse, wie etwa die Stahlproduktion, auf der Nutzung von fossilen Energieträgern. Künftig werden viele energieintensive Industrie- und Gewerbebetriebe auf Strom aus erneuerbaren Quellen umsteigen. Um den benötigten Strom transportieren zu können, sind im Netzentwicklungsplan die Netzausbauprojekte der nächsten zehn Jahre festgehalten. Neben der höchst wichtigen Salzburgleitung wurde z.B. für den Zentralraum Oberösterreich ein Anspeisekonzept entwickelt, mit dem APG der voestalpine einen zukunftsorientierten 220-kV-Netzanschluss zur Verfügung stellen kann. In Kärnten wiederum ist ein neues Umspannwerk in Villach in Planung, weil automatisiert digitale Unternehmen besonders hohe Anforderungen an die Versorgungsqualität des Stroms hat.

E-Control genehmigt Netzentwicklungsplan 2019

Die APG plant den Netzaus- und -umbau in einem umfangreichen Prozess über Jahre im Voraus. Formal genehmigt wird diese Planung in einem jährlichen öffentlichen transparenten Genehmigungsverfahren mit Stakeholder-Beteiligung, an dessen Ende die Genehmigung der Regulierungsbehörde E-Control steht. Der aktuelle Netzentwicklungsplan umfasst alle Investitionsprojekte der APG für die nächsten zehn Jahre und wurde im November 2019 genehmigt.

2,9 Milliarden Euro wird Austrian Power Grid in den kommenden zehn Jahren investieren, um die Versorgungs- und Netzsicherheit in Österreich weiterhin zu gewährleisten und damit auch die Stromversorgung von Industrie und Gewerbe mit hoher Qualität sicherzustellen. Pro Jahr verbraucht Österreich rund 72 Terrawattstunden Strom - 80 Prozent entfallen dabei auf Dienstleistungen, Gewerbe und die Industrie sowie 20 Prozent auf Privathaushalte.

Bis 2030 sollen laut der Klima- und Energiestrategie in Österreich 100 Prozent des Stroms aus erneuerbarer Energie erzeugt werden. Der weitere Ausbau der nachhaltigen Stromerzeugung ist dafür eine notwendige Grundlage, die dadurch steigende Belastung des Netzes eine Konsequenz. Die Energiewende ist eine große Chance für Österreich. Davon profitieren alle Österreicher, Klein- und Mittelbetriebe und die Industrie.

Eine leistungsfähige und zukunftsorientierte Netzinfrastruktur ist die Voraussetzung für die Integration der erneuerbaren Energien, wenn es m die Versorgungssicherheit geht. Wir leisten damit einen wichtigen Beitrag zur Umsetzung der Klima- und Energiestrategie Österreichs.

1. Sicherheit & Standortsicherung

Zukunftsprojekte

Zu den wichtigsten und größten APG-Leitungsprojekten zählen derzeit die Umsetzung der 380-kV-Salzburgleitung, der Ersatzneubau der Weinviertelleitung sowie der Ausbau der Stromversorgung des Zentralraums Oberösterreich.

Die Salzburgleitung:
Die Investitionen für die neue 380-kV-Leitung liegen bei rund 890 Millionen Euro und werden alleine in Salzburg rd. 1.000 Arbeitsplätze sichern. Zentrales Anliegen bei der Planung war es größtmögliche Rücksicht auf Mensch und Natur zu nehmen. Nach Fertigstellung der 380-kV-Leitung wird es in Salzburg durch die Mitführungen und Trassenoptimierungen sowie Demontagen alter Leitungen insgesamt 65 Leitungskilometer und 229 Maste weniger geben.

Die Weinviertelleitung:
Die neue 380-kV-Leitung führt ab Seyring bis zum neu zu errichtenden 380/220/110-kV-Umspannwerk in Neusiedl an der Zaya und als 220-kV-Leitung wie bisher weiter zur tschechischen Staatsgrenze (insgesamt rd. 62 km). Die bestehende 220-kV-Leitung verläuft unter anderem durch das Naturschutzgebiet in der Bernhardsthaler Ebene und nahe der Gemeinde Reintal sowie weiterer Siedlungsräume.

Die Investitionskosten der neuen Leitung mit dem Umspannwerk liegen bei rd. 215 Millionen Euro. Für ganz Österreich bringt die Weinviertelleitung eine Wertschöpfung von rd. 130 Millionen Euro, davon entfallen rd. 30 Millionen Euro auf Niederösterreich. Insgesamt werden in der Bauphase 2.100 Arbeitsplätze geschaffen, davon fast 600 in Niederösterreich. Der feierliche Spatenstich erfolgte am 18. November 2019 in Neusiedl an der Zaya.

In den kommenden vier Jahren stehen der Ausbau der Leitungskapazität zwischen Deutschland und Österreich (mit dem Projekt „Deutschlandleitung") sowie zwischen Italien und Österreich (Projekt „Reschen Pass") am Plan. Großes Augenmerk wird APG in den kommenden Jahren auch auf die Erneuerung der 220-kV-Netzebene legen. Hier gilt es, die 60 bis 70 Jahre alten Leitungen zu erneuern. Für die Einspeisung der Windkraft wird APG die 380/110-kV-Umspannwerke Zurndorf (Bgld.) und Sarasdorf (NÖ) mit zusätzlichen Transformatoren ausstatten. Zahlreiche weitere Ausbauten und Neuerrichtungen von Umspannwerken stehen in den Bundesländern in den nächsten Jahren bevor.

Versorgungssicher durch die Energiewende: Droht ein Black-Out?

Täglich arbeiten bei APG mehr als 500 Mitarbeiter an der Versorgungssicherheit für Österreich. Ihre Analysen, exakten Berechnungen und zahlreiche Sicherungsmaßnahmen haben bereits in den vergangenen Jahrzehnten dafür gesorgt, dass in Österreich zu jeder Sekunde Strom vorhanden ist. Damit trägt APG eine große Verantwortung, denn ein mehrtägiger und großflächiger Stromausfall (Blackout) würde sich dramatisch auf Unternehmen und die Gesellschaft auswirken. Das reicht von Produktionsausfällen bis hin zum Zusammenbruch der gesamten Versorgungs-Infrastruktur.

Die Sicherheit der Stromversorgung rückt daher immer wieder in den Mittelpunkt des öffentlichen Diskurses. Gerade jetzt auch deshalb, da die Rahmenbedingungen für die Strom- und Energiewirtschaft insgesamt herausfordernder werden:

›› Netztransportkapazitäten halten nicht immer Schritt mit der Leistungskapazität angeschlossener

1. Sicherheit & Standortsicherung

Die Versorgungssicherheit
ist in Österreich mit

99,99%

garantiert.

erneuerbarer Produktion
- Erneuerbare Produktion ist volatil, dezentral, in der Regel verbrauchsfern
- Fehlende Kapazitäten der Stromspeicherung: Strom ist ein Just In Time Produkt: es wird produziert und muss in der gleichen Sekunde verbraucht werden - gibt es zu wenig Verbrauch, muss der überschüssige Strom gespeichert werden: zB in Pumpspeicherkraftwerke - diese sind in der Regel weit weg von den Erneuerbaren Anlagen
- Erfordernis der Gesamtsystemplanung bei der Umsetzung der Energiewende
- Steigende Häufung extremer Wettersituationen
- Notwendigkeit der Nutzung der Digitalisierung
- Fehlende Öffentliche Akzeptanz für konkrete, notwendige Großprojekte der Energiewende (u.a. Netzaus- und -umbau)
- Offene Potentiale für die Nutzung von Flexibilitätsoptionen
- Tendenz zur Reduktion von Grundlastkraftwerken

Auch im Jahr 2019 setzte die APG in vielen Bereichen Maßnahmen, um diese Herausforderungen aktiv zu bewältigen und die Versorgungssicherheit für Österreich zu gewährleisten - dazu gehören u.a.:

- laufende Digitalisierung & Automatisierung der Netzbetriebsführung
- Kurz-, mittel- und langfristige nationale und international inkl. der täglich & stündlichen Berechnung der verfügbaren Kraftwerks- und Transportkapazitäten
- agbestimmte Netzbetriebsplanung in der Bewältigung von unvorhergesehenen kurzfristigen Ereignissen (u.a. Ausfall großer Kapazitäten)
- Entwicklung innovativer Dienstleistungen & Produkte im Markt
- Umsetzung des APG Investitionsprogrammes (Netzaus- und umbau; Modernisierung unserer Umspannwerke)

Versorgungssicherheit ist keine Selbstverständlichkeit. Ein Blick über den Atlantik verdeutlicht dies am Beispiel der unsicheren Stromversorgung in Kalifornien. Sie zu gewährleisten ist jeden Tag eine Aufgabe, die wir gemäß unserem gesetzlichen Auftrag im Sinne Österreichs annehmen und umsetzen.
Jetzt und in Zukunft.

Cyber-Security

Mit der Digitalisierung der Stromwirtschaft, aber auch der Betriebs-, Planungs- und Geschäftsprozesse der APG in den letzten Jahren ist Cyber Security in den Fokus unserer Firmenstrategie gerückt. Wir sind Teil der kritischen Infrastruktur Österreichs und daher in ständigem Kontakt mit den zuständigen Behörden. Darüber hinaus ist APG Mitglied bei Austrian Energy-Zert und unterliegt der gesetzlichen Verpflichtung (Netzinformationssicherheitsgesetz) im Rahmen dieser Plattform sich mit den zuständigen Behörden (Bundesministerium für Inneres, Bundesamt für Verfassungsschutz und Terrorismus (BVT)) ständig auszutauschen. Unsere langjährige ISO27001/27019-Zertifizierung bestätigt, dass wir entsprechende sicherheitsrelevante Strukturen und Prozesse rechtzeitig erfolgreich etabliert haben.

2. Erneuerbare Energie & Innovation

Die große Transformation

Strom muss immer dann verfügbar sein, wenn ihn der Kunde braucht. „Just in Time" ist deswegen das Zauberwort, wenn es um die Versorgungssicherheit geht. Genau diese Aufgabe wird aber aufgrund der klima- und energiepolitischen Zielsetzungen immer fordernder.

Der Klimawandel geht uns alle an: Auch überregionale Stromnetzbetreiber wie Austrian Power Grid (APG). Denn die klima- und energiepolitischen Zielsetzungen stellen das Übertragungsnetz vor neue Herausforderungen. APG arbeitet bereits heute aktiv daran, erneuerbare Energie effizient in das System zu integrieren. Dabei ist die Versorgungssicherheit eine ganz wesentliche Säule. Mit Netzausbau alleine - der natürlich unverzichtbar ist - kann die Komplexität der Energiewende aber nicht gemanagt werden. Dafür braucht es in vielen Bereichen Innovationen, die wir gemeinsam mit unseren Partnern vorantreiben.

Im Kern geht es darum, das Energiesystem so flexibel zu machen, dass erneuerbare Energie trotz ihrer Volatilität jederzeit genutzt werden kann. Bei Innovationen, mit denen APG die Grenzen der Physik neu definieren möchte, spielen Daten- und Flexibilisierungsmanagement sowie die kurz- und langfristige Balance zwischen der Energieerzeugung und dem Verbrauch eine zentrale Rolle. Forschung und Entwicklung sind der Schlüssel, um die Versorgungssicherheit auch in der neuen Energiewelt für Österreich zu garantieren.

Die aktuellen Megatrends der Energie-Wirtschaft sind: Dezentralisierung, Dekarbonisierung, Demokratisierung und Digitalisierung. Diese müssen systemhaft gedacht und in dem jeweiligen Bereich der Energie-Wirtschaft so integriert werden, dass wir ein nachhaltiges, effizientes, flexibles Gesamtsystem erhalten. Die APG sieht sich in dieser Entwicklung in zentraler Verantwortung und ist bei vielen Innovationen Frontrunner.

Redispatch-Maßnahmen

Noteingriffe im Stromnetz haben sich verfünffacht

Innovation: Die Zukunft beginnt jetzt:

H2-Future: Hier geht es darum, neue Player in den Regelreservemarkt einzubinden. Das Ziel ist, den Umgang mit Volatilitäten einfacher zu machen. H_2 ist die chemische Formel für Wasserstoff.

Flex-Hub: Hier beschäftigt sich APG damit, zusätzliche Flexibilitätsoptionen zu erschließen. Ziel ist die Bereitstellung von Flexibilitätsoptionen und die Einbindung vieler neuer Unternehmergruppen in ganz Österreich.

Work-Force-Management: Dynamisierung und Prozessoptimierung durch Vereinheitlichung von Arbeitsprozessen in allen Umspannwerken mittels Nutzung robuster, mobiler Endgeräte (Laptop) inkl. maßgeschneiderter Software.

Drohnen: Für autonome Trasseninspektions-Flüge. Die Vorteile liegen in der qualitativen Verbesserung und Effizienzgewinn bei der Instandhaltung, automatisierten Aufnahmen und der Optimierung der Trasseninstandhaltung.

Geplante Projekte:
Sektorkopplung (zum Beispiel Power-to-Gas): Systemische Analyse der Kopplung von Strom- und Gasinfrastruktur angesichts des Ausbaus künftiger Energieproduktion. Das Stromnetz ist integraler Bestandteil einer gekoppelten Energiezukunft.

Digitales Umspannwerk: Weitere Digitalisierung in der Steuerung und Vernetzung aller Betriebsmittel im APG-Netz sowie bessere Vernetzung und Generierung von Betriebs- und Anlagenzustandsdaten.

Was Netzengpässe mit Redispatch-Kosten zu tun haben
Jene Tage, an denen APG ins Netz eingreifen musste, um die Stabilität des Stromsystems zu erhalten, haben sich seit 2013 verfünffacht (siehe Grafik). An insgesamt 268 Tagen waren 2019 sogenannte Redispatch-Maßnahmen notwendig. Bei dieser Maßnahme werden zum einen vor dem betroffenen Netzengpass ein Kraftwerk angewiesen, weniger Strom ins Netz zu speisen, und zum anderen muss ein weiteres Kraftwerk, hinter dem Engpass mehr Energie liefern. Dadurch verschiebt sich die örtliche Verteilung der Stromproduktion und der Engpass wird entlastet.

»Mit State of the Art Technologien sicher durch die Energiewende.«

Ein Speicher für die Zukunft

Beim Betrieb eines Stromnetzes müssen Stromerzeugung und -verbrauch exakt die Waage halten. Dieses Gleichgewicht drückt sich in der Netzfrequenz aus: Bei 50 Hertz ist die Stromversorgung intakt. Leichte Abweichungen von diesem Frequenzwert sind absolut normal. Übersteigen diese aber einen gewissen Toleranzwert, gerät die Stromversorgung in Gefahr. Ausgleichsmaßnahmen werden nötig.

APG forscht daher gemeinsam mit Partnern wie VERBUND, der TU Wien und dem AIT Austrian Institute of Technology an einem neuartigen Batteriespeicher, dem ABS4TSO (Advanced Balancing Services for Transmission System Operators). Dieser soll Netzbetreiber künftig dabei unterstützen, kurzfristige wetterabhängige Frequenzabweichungen im Stromnetz auszugleichen. Wie ein Stoßdämpfer, der plötzlich auftretende Erschütterungen abfedert, stabilisiert der Batteriespeicher den Stromnetzbetrieb: sekundenschnell und vollautomatisch. Und sorgt dafür, dass die Stromfrequenz im Takt bleibt - auch dann, wenn die Energiequelle einmal Strom liefert und einmal nicht.

Im Rahmen des Forschungsprojekts werden bis Ende April 2021 entsprechende Möglichkeiten untersucht. ABS4TSO könnte damit in Zukunft dazu beitragen, das Stromsystem langfristig fit für die Erneuerbaren zu machen.

Fakten ABS4TSO

- Standort: APG-Umspannwerk Wien Südost im zehnten Wiener Gemeindebezirk
- Betriebsstart: Juni 2019
- Projektdauer: 3 Jahre (Ende: April 2021)
- Projektvolumen: 2,6 Mio. Euro

Netzausbau
Salzburgleitung
Nachhaltigkeit
Sicherheit
Öffentliche Akzeptanz
Energiesystem
Clean Energy Package
Flexibilität
Dezentralität
Green Deal
Gemeinwohl
Demokratisierung
Europa
Effizienz
100 % Erneuerbare
Kundenorientierung
Energiewende
Dezentralisierung
Investitionen
Stromsicherheit
Teamarbeit
Verantwortung
Strom
Sektorkopplung
Prosumer
Innovation
Versorgungssicherheit
Klimawandel
Market Facilitator
Öffentliche Finanzierung
Wirtschaftlichkeit
Dekarbonisierung
Sonne, Wasser, Wind
Stromzukunft

3. Europas Energiezukunft

Saubere Energie für alle Europäer, APG im Herzen Europas

Mit dem bereits beschlossenen „Clean Energy Package“ und dem geplanten „European Green Deal“ bekennt sich die Europäische Union erneut zur Energiewende und zu mehr Strom aus erneuerbarer Energie. Kernpunkte sind: Weiterhin Versorgungssicherheit und die Marktintegration zu garantieren.

Im heurigen Frühjahr trat das „Clean Energy Package for all Europeans“ in Kraft. Im Kern wurde dabei versucht das Erreichen der Klimaziele auf Europäischer Ebene durch eine Reihe von Legislativinitiativen auf den Weg zu bringen. Schwerpunkte dabei bildeten die Versorgungssicherheit, der Aufbau einer europaweiten Governance, die Integration der Erneuerbaren sowie die weitere Vertiefung des Strombinnenmarktes. Ergänzt wird diese Initiative durch die neue Kommission unter der Leitung von Ursula von der Leyen mit dem Schritt, durch einen „European Green Deal“ Europa als ersten Kontinent bis 2050 klimaneutral zu machen. Beides führt zu einer weiteren Europäisierung der Energiewirtschaft und zu einem klaren Bekenntnis Europas zu einem CO2-freien, demokratischen nachhaltigen Energiesystem.

Europa ist in unserer DNA. Wir tragen als Übertragungsnetzbetreiber Verantwortung auch über Österreich hinaus. Grenzüberschreitende Koordination und die intensive Zusammenarbeit aller nationalen Übertragungsnetzbetreiber sind die Voraussetzung dafür, dass Europa sicher mit Strom versorgt wird. Das Übertragungsnetz der APG verbindet Europa, indem wir wesentliche Leitungen zu unseren Nachbarn ausbauen.

Damit hilft die APG das europäische Verbundnetz sicher, effizient und nachhaltig zu betreiben. Gleichzeitig erfolgt damit eine transnationale Integration der Erneuerbaren Energien und eine weitere Vertiefung des Europäischen Strombinnenmarktes.
Mit der Erweiterung des europäischen Intraday Marktes im November 2019 um sieben weitere Staaten wurde Österreich besser an die benachbarten Strommärkte angebunden. Ergänzend dazu wurden Weiterentwicklungen im Day-Ahead Markt bzw. im Bereich Market Coupling 2019 erfolgreich gelauncht. All das trägt dazu bei, dass die nationale Versorgung mit Strom sicherer wird und in Summe Strom selbst in Europa auch billiger.

Die wesentliche Säule unseres Engagements in Europa ist unsere aktive Arbeit beim Dach der Europäischen Übertragungsnetzbertreiber (ENTSO-E). ENTSO-E repräsentiert 42 Übertragungsnetzbetreiber aus 34 Ländern. Die APG übernahm 2019 den Vorsitz des höchsten betrieblichen Gremiums dieses Dachverbandes. Dabei stehen wesentliche Bereiche wie grenzüberschreitende Betriebsplanungskoordination, Regularien für Netzeingriffe, Betriebssicherheit in Echtzeit bzw. die Leistungsfrequenzregelung im Fokus. Darüber hinaus ist die APG Mitglied der in München ansässigen „TSO Security Cooperation“ (www.tscnet.eu), bei der die aktuellen Netzsituationen grenzüberschreitend analysiert und die für den Stromhandel verfügbaren Übertragungskapazitäten berechnet werden.

Die APG betreibt das Übertragungsnetz im Herzen Europas, hat die meisten grenzüberschreitenden Leitungsverbindungen und spielt damit auch eine zentrale Rolle bei der sicheren Versorgung mit Strom von europaweit 500 Millionen Menschen.

9 Millionen Berechnungen
APG ermittelt mittels Lastdeckungsanalyse, ob in Zukunft zu wenig Lastdeckung (=zu wenig Energie) aus dem In- und Ausland für Strom vorhanden ist. Dabei werden 1.015 unterschiedliche Annahmen über 8.760 Stunden pro Jahr analysiert. Basis dafür sind der europaweite Datenaustausch in den Bereichen Last, Klima, verfügbare Kraftwerke etc.

4. Akzeptanz in der Gesellschaft

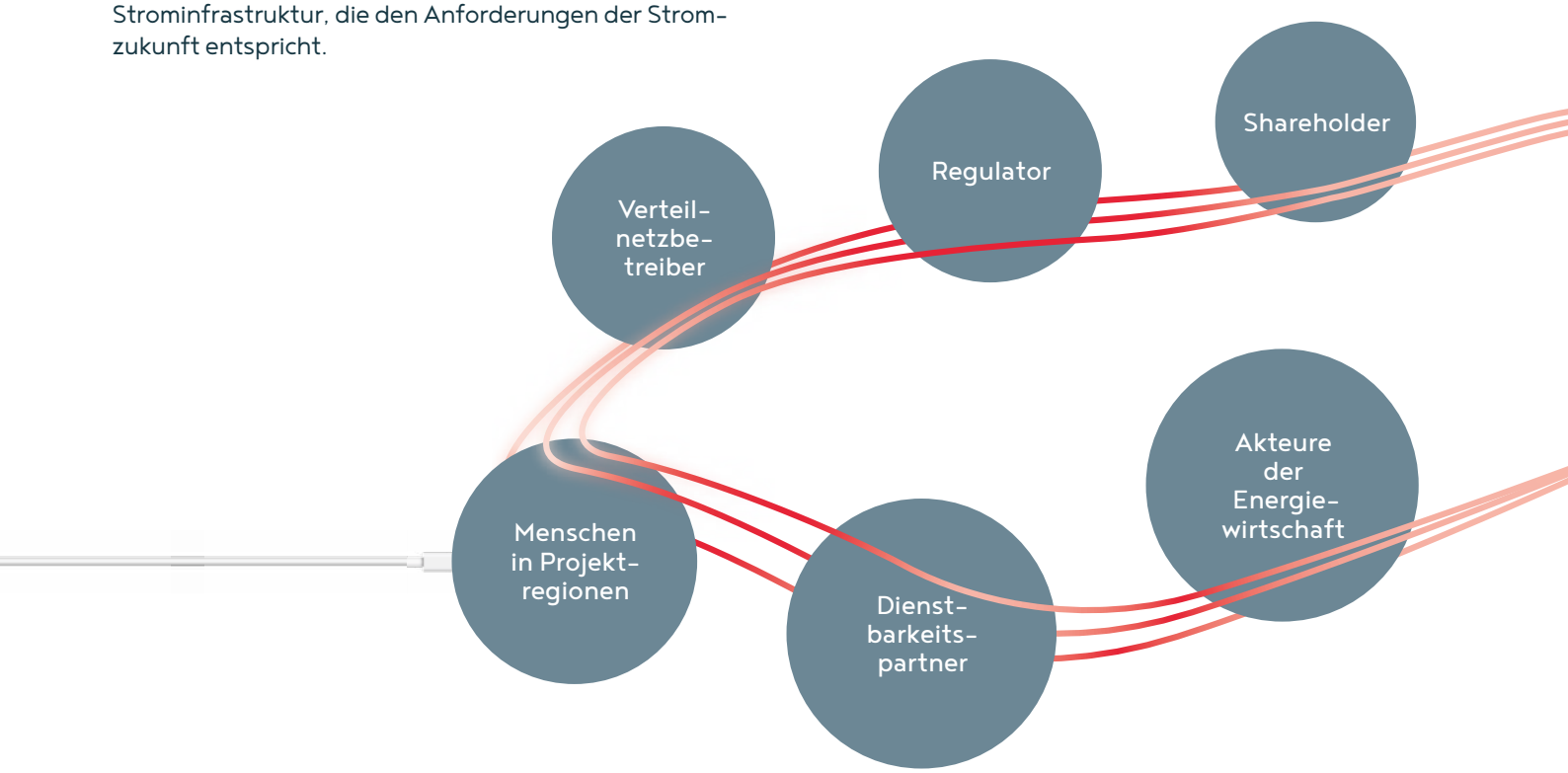
Weiterentwicklung bedeutet Veränderung. Die Bekämpfung der Klimakrise und die Umsetzung der Energiewende mittels Dekarbonisierung, Digitalisierung, Dezentralisierung sowie Demokratisierung bedeuten die Fortentwicklung einer Gesellschaft, die auf Basis fossiler Energie lebt hin zu einem CO2 freien Lebens- und Wirtschaftsstil.

Zahlreiche WissenschafterInnen, PolitikerInnen und EntscheidungsträgerInnen aus verschiedensten Ländern schafften es jedoch nicht, diesen Zusammenhang ins Zentrum der öffentlichen Debatte zu rücken. Dies gelang durch die weltweite zivilgesellschaftliche Bewegung „fridaysforfuture“ die mit ihren wöchentlichen Protesten für den Kampf gegen den Klimawandel eintraten. Mit dieser gesellschaftlichen Initiative sind der Diskurs über die Umsetzung der Energiewende und der Kampf gegen den Klimawandel in der Mitte der Gesellschaft angekommen.

Als zentraler Akteur des Energiesystems unterstützen wir die Energiewende. Die Basis, dass diese Transition des Energiesystems gelingt, ist die Verfügbarkeit einer Strominfrastruktur, die den Anforderungen der Stromzukunft entspricht.

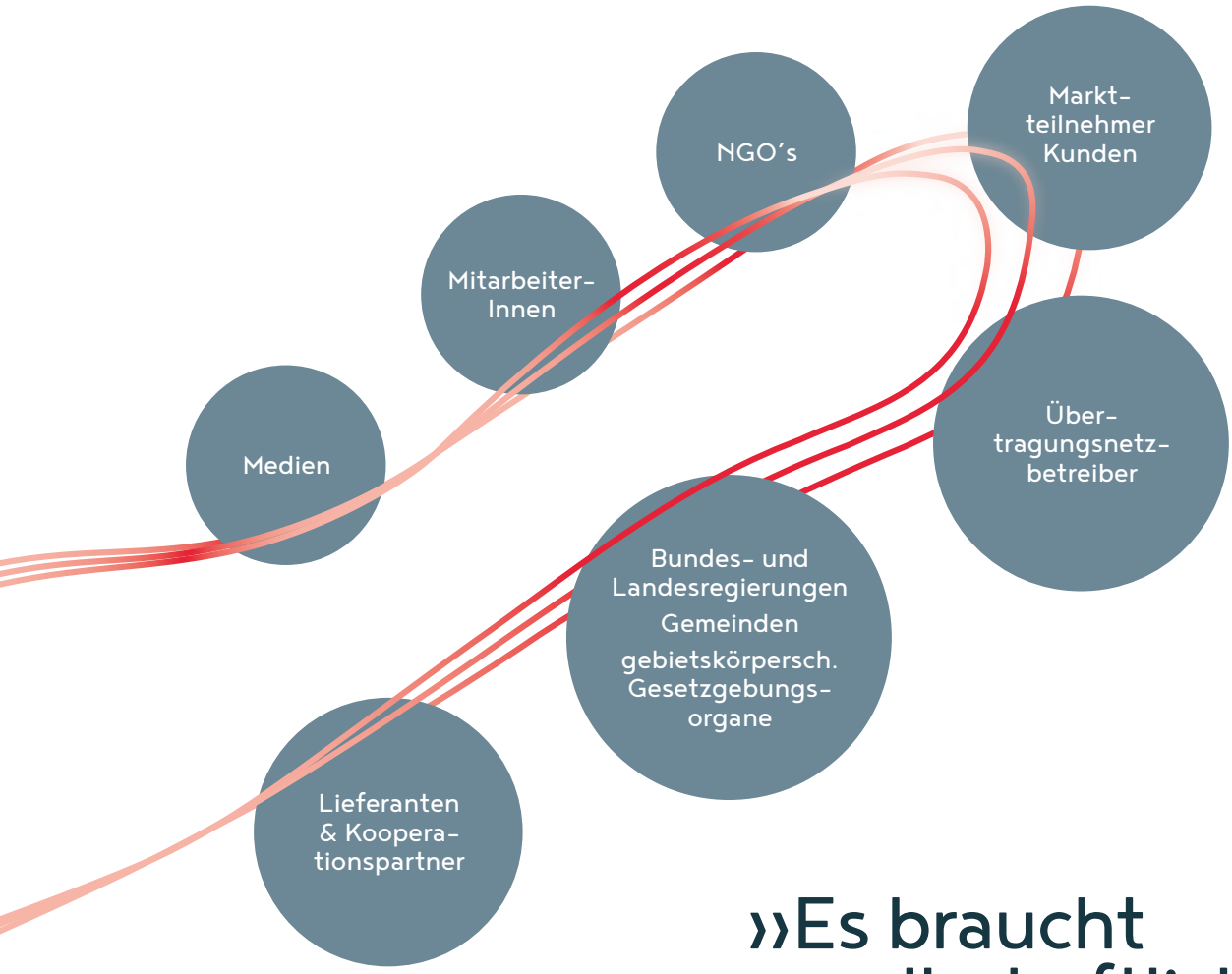
Wir wollen auf dem Weg in die Stromzukunft alle Akteure des Stromsystems mitnehmen - vom Konsumenten, über den „Prosumer“ bis hin zum Unternehmer: Die Transparenz das Stromnetz für die Zukunft fit zu machen, steht dabei genauso im Mittelpunkt, wie die gemeinsame Entwicklung von Produkten und Dienstleistungen zwecks Nutzung aller Flexibilitätsoptionen. Es braucht eine geballte Kombination aus politischem bzw. gesellschaftlichen Willen, Innovation, Mut, verantwortungsvoller Weiterentwicklung, Hausverstand und Motivation zum Fortschritt, wenn die Energiewende gelingen soll.

Die MitarbeiterInnen der APG sind sich bewusst, dass dies zu Veränderungen von individuellen Rahmenbedingungen führen wird. Leitfaden unseres Handelns bleibt unser gesetzlicher Auftrag und die damit verbundene Verantwortung Stromsicherheit für unser Land zu gewährleisten, und damit die gemeinschaftlichen Interessen zu wahren. Nur mit einer breiten gesellschaftlichen Akzeptanz werden wir die notwendigen Maßnahmen im Bereich der Strominfrastruktur umsetzen können, die Österreich braucht.



4. Akzeptanz in der Gesellschaft

Die Stakeholder der APG
Für die Umsetzung der Energiewende braucht es ein Zusammenwirken aller Akteure des Energiesystems. Wir sehen dies als Teil unseres gesellschaftlichen Auftrags.



»Es braucht gesellschaftlichen Willen, Innovation, Mut und Motivation zum Fortschritt.«

Lagebericht

Über Uns

Austrian Power Grid (APG) schafft Sicherheit in der Stromversorgung, damit alle Strom haben, wenn sie ihn brauchen. Als Regelzonenführer betreibt APG das österreichische Übertragungsnetz, das Teil des gesamteuropäischen Übertragungsnetzes der Regional Group Continental Europe der Vereinigung der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) ist.

Im Zuge der Umsetzung der Vorgaben des dritten Energiepaketes der Europäischen Union in österreichisches Recht durch das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (ElWOG 2010) wählte VERBUND für seinen Übertragungsnetzbetreiber APG das Modell eines „Unabhängigen Übertragungsnetzbetreibers" (Independent Transmission Operator - „ITO"). Per Bescheid von E-Control Austria (ECA) vom 12. März 2012 wurde APG als ITO zertifiziert.

Mit einer Trassenlänge von 3.428 km, darauf verlaufenden Leitungen von 6.965 km Länge sowie 64 Umspannwerken und Schaltanlagen bildet das APG-Netz das Rückgrat der heimischen Stromversorgung. Das APG-Stromnetz stellt den überregionalen innerösterreichischen sowie den internationalen Stromaustausch zwischen Erzeugern und Verbrauchern sicher und gewährleistet somit eine stabile Versorgung der Verteilnetze.

Das Stromnetz von APG steht für Versorgungssicherheit, ist Marktplattform, einer der Schlüsselplayer zur Erreichung der ambitionierten Ziele der Energiewende und somit die Lebensader unserer Volkswirtschaft.

Das war 2019

In den ersten Kapiteln dieses Geschäftsberichts werden die wesentlichsten Entwicklungen dargestellt, welche die APG-Tätigkeiten im Jahr 2019 maßgeblich beeinflusst haben:

- Netzbetriebliche Entwicklungen
- Marktentwicklungen
- Rechtliche Entwicklungen
- Regulatorische Entwicklungen
- Wirtschaftliche Entwicklungen

Die Themen reichen vom Umgang mit vermehrten Netzengpässen über die aktuelle Strompreis- und Marktentwicklung bis hin zur Abwicklung der Tarifprüfung und wesentlichen wirtschaftlichen Entwicklungen und Projekten.

In den darauffolgenden Kapiteln stellen wir unsere Strategien und Maßnahmen vor, die uns für die sich stetig verändernden Entwicklungen und Rahmenbedingungen fit gemacht haben:

- Internationale Aktivitäten
- Optimierte Betriebsführung
- Asset Management
- Corporate Social Responsibility
- Forschung und Innovation

Durch gegenwärtige dynamische Veränderungen und netzbetriebliche Entwicklungen steigen die Anforderungen an die Übertragungsnetze - daher ist das Asset Management ein sehr wichtiger Bestandteil der APG, um auch zukünftig die System- und Versorgungssicherheit für Österreich gewährleisten zu können. Das Jahr 2019 war wesentlich von Expansion im Investitionsbereich geprägt, außerdem konnten wesentliche Meilensteine zum Baubeschluss der Salzburgleitung erreicht werden.

Dies geschieht auch unter dem Gesichtspunkt der Sicherstellung einer angemessenen Rentabilität für den Eigentümer der APG.

Für das Geschäftsjahr 2019 wurde ein integrierter Geschäftsbericht erstellt, der das Thema Nachhaltigkeit inkludiert. Durch diese Integration erfährt das Thema eine breitere Verteilung und unterstreicht die Bedeutung, welche APG diesem Thema beimisst.

Abschließend werden die finanziellen Leistungsindikatoren und das Risiko- und Chancenmanagement dargestellt und ein Ausblick auf das Jahr 2020 gegeben. Für weiterführende Details wird auf den Anhang verwiesen.

Der Geschäftsbericht 2019 ist elektronisch unter http://www.apg.at/de/ueber-uns abrufbar.

Lagebericht

Netzbetriebliche Entwicklungen

Hoher Bedarf an Engpassmanagement (EPM)

APG ist Österreichs unabhängiger Stromnetzbetreiber und steuert und verantwortet das überregionale Stromtransportnetz. Die dynamischen energiewirtschaftlichen Entwicklungen in Europa und der gesellschaftliche Wunsch nach einer dekarbonisierten Welt, insbesondere in Verbindung mit dem voranschreitenden Ausbau von Wind- und Photovoltaikanlagen, führen zu massiv steigenden Stromflüssen. Da der erforderliche Netzausbau aufgrund langer Behördenverfahren oft nicht mit diesen Entwicklungen Schritt halten kann, kommt es immer häufiger zu Netzengpässen sowohl innerhalb Österreichs als auch im europäischen Netzgebiet.

Im Jahr 2019 transportierte APG 46.731 GWh über das 220/380-kV-Netz. Zur Bewältigung von Engpässen mussten zahlreiche Maßnahmen im koordinierten Netzbetrieb gesetzt werden, u. a. umfangreiche kraftwerksseitige EPM-Maßnahmen (Redispatch). Die dabei abgerufene Energiemenge aus den Kraftwerken in der APG-Regelzone betrug 2019 insgesamt 2.417 GWh. Der überwiegende Teil daraus musste aus den östlich gelegenen Gaskraftwerken angeordnet werden.

Ursache der Engpässe im APG-Netz waren starke, großteils weiträumige Nord-Süd-, West-Ost- und Ost-West-Stromflüsse. Diese standen oft im Zusammenhang mit notwendigen Leitungsabschaltungen, die durch Instandhaltungs- oder Netzausbaumaßnahmen sowie Leitungsausfälle bedingt waren. Besonders im Sommer war die Netzsituation, aufgrund der hohen Speichererzeugung in Österreich und in der Schweiz gepaart mit überregionalen West-Ost-Stromflüssen, äußerst kritisch. Neben netztechnischen und kraftwerksseitigen EPM-Maßnahmen mussten zeitweise zudem Kürzungen von Grenzkapazitäten durchgeführt werden, um die Sicherheit zu gewährleisten.

Kraftwerke in der APG-Regelzone wurden 2019 außerdem oftmals für die Beherrschung von Netzengpässen außerhalb Österreichs - hauptsächlich in Deutschland - eingesetzt.

Der Gesamtaufwand der im Jahr 2019 seitens der APG getätigten EPM-Maßnahmen inklusive der Kosten zur Absicherung der Redispatchkapazitäten in der APG-Regelzone belief sich auf rund 241,3 Mio. €; von APG waren rund 147,3 Mio. € zu tragen. Der restliche Betrag konnte an andere Netzbetreiber weiterverrechnet werden. Kosten zur Absicherung der Redispatchkapazitäten werden auch künftig in einem ähnlich hohen Ausmaß anfallen.

Absicherung ausreichender Vorhalteleistung zur Engpassvermeidung (EPV)

APG ermittelt gemäß § 23 Abs. 2 Z. 5 Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (ElWOG 2010) Engpässe in Übertragungsnetzen sowie Maßnahmen zur Vermeidung, Beseitigung und Überwindung von Engpässen in Übertragungsnetzen.

Sofern für die Vermeidung oder Beseitigung eines Netzengpasses notwendig, hat die APG in Abstimmung mit den betroffenen Betreibern von Verteilernetzen im erforderlichen Ausmaß und für den erforderlichen Zeitraum mit den Erzeugern Verträge abzuschließen, wonach diese zu gesicherten Leistungen, gegen Ersatz der entstandenen wirtschaftlichen Nachteile und Kosten, verpflichtet sind.

Der für die Zeit von 1.10.2018 bis 30.9.2021 festgestellte Bedarf an gesicherter Leistung, welche APG im Jahr 2018 kontrahiert hat, beträgt 3.100 bis 3.600 MW (abhängig von der Umgebungstemperatur). Diese Vorhalteleistung kam 2019 regelmäßig im Zuge des EPM (Redispatch) zum Einsatz und musste zeitweise zur Gänze eingesetzt werden. Die vorausschauende Absicherung dieser Kapazitäten aus flexiblen Anlagen durch die APG war somit wesentlich dafür verantwortlich, dass die Netzsicherheit und damit auch die Versorgungssicherheit gewährleistet werden konnte.

EPV Ausblick auf neues Regime

Das EPV-Beschaffungsverfahren im Jahr 2018 war transparent, nichtdiskriminierend und erfolgte in enger Abstimmung mit der Regulierungsbehörde E-Control Austria. 2019 stand diesbezüglich im Zeichen dieses Verfahrens, das unter der Feder-

Lagebericht

führung des zuständigen Ministeriums für Nachhaltigkeit und Tourismus (BMNT) für künftige Beschaffungsprozesse weiterentwickelt und adaptiert wurde. Eine gesetzliche Regelung, um auf flexibel einsetzbare Anlagen zurückgreifen zu können, ist für die Aufrechterhaltung einer gesicherten Stromversorgung unabdingbar.

Im Zuge der Kontrahierung der EPV-Leistungen im Jahr 2018 sicherte sich APG eine Verlängerungsoption für zwei weitere Jahre (1.10.2021 bis 30.9.2023). Die Regelung wurde für den Fall aufgenommen, dass sich die vom Ministerium angepeilte neue gesetzliche Grundlage zur Absicherung einer ausreichenden Vorhalteleistung als Netzreserve, verzögert.

Ungeachtet des Beschaffungsprozesses wurde bereits 2019 die Analyse des Netzreservebedarfs für die Zeit ab 1.10.2021 eingeleitet. Gemeinsam mit externen Gutachtern und unter Begleitung der ECA werden dabei auch erstmalig neue Vorgaben aus dem Clean Energy Package mit zu berücksichtigen sein.

Schadensfälle 2019 (Lawinen, Muren, Krisenmanagement)

Neben der generell angespannten Netzsituation war das Jahr 2019 auch aufgrund diverser Schadensfälle aus netzbetrieblicher Sicht ein sehr herausforderndes Jahr. Nachfolgend werden die zwei schwerwiegendsten Ereignisse detaillierter beschrieben.

Lawine 220-kV-Leitung 231A/232A

Am 14.1.2019 kam es zu einem Ausfall der 220-kV-Salzburg-Tauern-Leitung. Aufgrund des schlechten Wetters konnte die Unterbrechung der Leitung erst am Folgetag durch einen Drohnenflug begutachtet werden. Durch den Flug wurde ein massiver Schaden des Abspannmastes 134 diagnostiziert.

Das Krisenmanagement wurde am 15.1.2019 aktiviert und auf Orange gesetzt (dezentrale Organisation, telefonische Erreichbarkeit außerhalb der Dienstzeit). Ziel war eine möglichst rasche Wiederinstandsetzung des beschädigten Mastes.

Die Schadensstelle war aufgrund der Schneelage und der akuten Lawinengefahr jedoch äußerst schwierig zu erreichen. Wetterbedingt mussten die Arbeiten an der Schadensstelle mehrfach unterbrochen werden. Darüber hinaus mussten die Zufahrtswege nach Schneefällen und wiederholten Lawinensprengungen immer wieder freigeräumt werden. Schließlich konnte aber der beschädigte Mast 134 wieder aufgerichtet und gesichert werden. Im Anschluss wurde er geordnet demontiert. Dank der intensiven Arbeit des APG-Teams vor Ort, zum Teil sogar in einem Zweischichtbetrieb Tag und Nacht, konnte die Leitung am 25.3.2019 wieder zugeschaltet werden.

Die Errichtung des neuen Mastes 134 wurde wetterbedingt in den nachfolgenden Sommermonaten durchgeführt.

Durch eine insgesamt gute Erzeugungsstruktur und Redispatch-Maßnahmen war die Stromsicherheit trotz des Ausfalls zu jedem Zeitpunkt gegeben, und es war kein Kunde unmittelbar von dem Leitungsausfall betroffen.

Störungen Osttirol/Westkärnten November 2019

Von 15. bis 17.11.2019 kam es wetterbedingt zu Störungen im Raum Osttirol/Westkärnten. Das Krisenmanagement wurde am 16.11.2019 um 01:30 Uhr mit dem Status Gelb aktiviert.

Die Schadenslokalisierung und die Reparaturarbeiten wurden durch die Wetterereignisse und die Beeinträchtigungen der Verkehrswege erschwert. Mit verstärkten Bereitschaftsdiensten und durch einen regionsübergreifenden Personaleinsatz wurden Maßnahmen gesetzt, um bei Bedarf schnellstmöglich eingreifen zu können.

Von den Leitungsausfällen im APG-Netz waren keine Endverbraucher betroffen. Das Krisenmanagement wurde am 21.11.2019 beendet.

Lagebericht

Marktentwicklungen

Energiewirtschaftliche Entwicklungen

Der langfristige Trend der steigenden Terminmarktpreise aus dem Jahr 2018 hat sich 2019 nicht fortgesetzt.[1] Das erste Halbjahr war durch volatile Seitwärtsbewegung gekennzeichnet, während der Preis im zweiten Halbjahr gefallen ist. An der Leipziger Strombörse EEX wurde zu Jahresbeginn das Base-Frontjahresprodukt Cal-20 für das österreichische Marktgebiet mit 54,94 €/MWh gehandelt und erreichte am 23.7.2019 mit 56,57 €/MWh seinen Höchststand. Im folgenden Zeitraum fielen die Preise auf ein Tief von 43,80 €/MWh (Schlusspreis 27.12.2019).

Der Hauptverursacher der Preisentwicklung am Strommarkt war die Entwicklung am CO_2-Zertifikatemarkt. Während der Preis eines CO_2-Futures (Mid Dec-19) zu Jahresbeginn bei 25,33 €/tCO_2 lag, wurde am 23.7.2019 ein Spitzenwert von 29,80 €/tCO_2 erreicht. Danach fiel das Preisniveau wieder unter die 25 €/tCO_2-Marke.

Neben dem starken Einfluss der CO_2-Preise zeigten sich auch auf dem Primärenergiesektor Preisreduktionen. Mit Ausnahme des vierten Quartals fielen die Gaspreise nahezu kontinuierlich. Während der Gaspreis (CEGH Day Ahead) zu Jahresbeginn noch bei 21,87 €/MWh lag, fiel dieser Ende 2019 auf 12,56 €/MWh (Stand: 31.12.2019).

Optimierung der Regelreservebeschaffung

Aufgrund des geringen Preisniveaus sind 2019 zwei Teilnehmer aus dem Regelreservemarkt ausgeschieden. Die Innsbrucker Kommunalbetriebe AG hat sich Anfang des Jahres vom Primärregelreservemarkt und die e2m-Energiehandel GmbH im September vom Sekundärregelreservemarkt zurückgezogen. Derzeit gibt es sieben Anbieter für den Primärregelreservemarkt, 14 für den Sekundärregelreservemarkt und 16 für den Tertiärregelreservemarkt.

Nach Gesamtkosten für Regelreserven im Jahr 2018 in Höhe von rund 69,6 Mio. € konnten im Jahr 2019 geringere Regelreservekosten erzielt werden. Die Gesamtkosten für 2019 in Höhe von 49,5 Mio. € teilen sich wie folgt auf: Primärregelung 5,0 Mio. €, Sekundärregelung 33,2 Mio. €, Tertiärregelung 13,0 Mio. € und ungewollter Austausch 1,4 Mio. €. Aufgrund einer Rückabwicklung gab es beim ungewollten Austausch zusätzlich Erlöse in Höhe von 3,1 Mio. €.

Weitere Öffnung des Regelreservemarkts

Die Ende 2017 in Kraft getretene Guideline on Electricity Balancing hat die Tätigkeiten im Bereich der Regelreservemärkte im vergangenen Jahr geprägt. Im Zentrum der Entwicklungen steht die Schaffung von zentralen europäischen Plattformen zur Kostenoptimierung von Regelreserveabrufen. Die ersten Grobkonzepte (sogenannte Umsetzungsrahmen) für diese Plattformen wurden nach fristgerechter Einreichung bei den Regulatoren in Abstimmung mit allen europäischen Übertragungsnetzbetreibern im Laufe des Jahres 2019 überarbeitet und weiterentwickelt. Gleichzeitig wurde auf europäischer Ebene auch an den gemeinsamen Vorschlägen für die Preisfindung von Regelenergie, für Aktivierungsgründe und für die Harmonisierung der Grundsätze der Ausgleichsenergiebewirtschaftung zur Genehmigung gearbeitet.
Neben diesen europäischen Verpflichtungen arbeitet APG auch an neuen Entwicklungen bzw. an der Weiterentwicklung von bestehenden internationalen Regelreservekooperationen. Im Oktober 2019 wurde der operative Testbetrieb für den gemeinsamen Abruf von Tertiärregelreserve mit Deutschland erfolgreich in Betrieb genommen. Die Kooperation geht im Jänner 2020 in den Routinebetrieb über. Außerdem wurde an der Erweiterung der Sekundärregelungskooperation mit Deutschland um die gemeinsame Beschaffung von Leistungsvorhaltung gearbeitet. Dies bedingt auch eine Zuweisung von Grenzkapazitäten in der entsprechenden Höhe für den Regelreserveaustausch. Von beiden Initiativen wird erwartet, dass sie die aktuell niedrige Kostenstruktur im Regelreservemarkt bestmöglich stabilisieren. Beide Kooperationen sind in ihrer Art bisher einzigartig in Europa. Deutschland und Österreich nehmen dadurch im Bereich der Regelreservekooperationen eine Vorreiterrolle in Europa ein und setzen Maßstäbe im Hinblick auf Produktanforderungen, Prozessdesign, Harmonisierung und Marktintegration.

[1] Quelle: http://www.eex.com/de/marktdaten

Lagebericht

Neues Modell zur Ausgleichsenergieverrechnung

Am 1.1.2019 ist ein neues Ausgleichsenergie-Preismodell in Kraft getreten. Mit dem neuen Modell wurden europarechtliche Vorgaben aus der Guideline on Electricity Balancing umgesetzt. Es bewirkt einen direkten Zusammenhang zwischen Preisen aktivierter Regelenergie und den Ausgleichsenergiepreisen und regelt auch die Kostentragung grundlegend neu.

Daraus resultierende Mehr- oder Mindererlöse müssen von APG an die Netznutzer weitergegeben werden. Der Prozess der Rückführung an die Netznutzer ist jedoch noch nicht gesetzlich geregelt- bis dahin verbleiben die Mehrerlöse bei APG. Die Bilanzierung erfolgt analog zur Bilanzierung von Regulierungskonten erfolgsneutral über die Bildung einer Forderung bzw. Verbindlichkeit („Sonderkonto").

Zentrale Verantwortung für Verlustenergiebeschaffung

APG beschafft als zentraler Einkäufer rund 97 % der benötigten Netzverlustenergie für einen Großteil der Netzbetreiber in Österreich; dies entspricht rund 3 TWh im Jahr. Damit tritt das Unternehmen als Großeinkäufer auf dem Strommarkt auf. Über eine Webplattform werden wöchentlich Auktionen durchgeführt. Somit stellt die APG marktbasierte Beschaffungsvorgänge zur Abdeckung der Netzverlustenergie sicher. Auch dabei ist uns die möglichst breite Einbindung von Marktteilnehmern ein wichtiges Ziel. Verbleibende Fehlmengen werden täglich auf Basis von Spot-Handelsgeschäften an den Strombörsen ausgeglichen. Die teilnehmenden Netzbetreiber werden täglich mit den benötigten Energiemengen zur Abdeckung ihrer Netzverlustenergie beliefert.

Versteigerung von Grenzkapazitäten/Auktionen

Das Joint Allocation Office (JAO) versteigert derzeit für 21 europäische Transmission System Operators (TSOs) alle explizit zu vergebenden Grenzkapazitäten. In Zukunft wird JAO entsprechend den europäischen Vorgaben als zentrale europäische Vergabeplattform (Single Allocation Platform) für 28 europäische TSOs bzw. Betreiber grenzüberschreitender Übertragungsleitungen Grenzkapazitäten versteigern. Im Jahr 2019 betrugen die Auktionserlöse für APG rund 110,2 Mio. €.

Inter-TSO Compensation (ITC)

ITC ist ein multilateraler, vertraglich geregelter Kompensationsmechanismus für die mit grenzüberschreitenden Lieferungen von elektrischer Energie verbundenen Netznutzungskosten für den Transit. Die Kompensationszahlungen sind von allen TSOs in deren jeweiligem Ausmaß zu tragen. Durch das wind- und wasserreiche Jahr 2019 ist der überregionale Stromtransport im Vergleich zum Vorjahr stark gestiegen. Dadurch kam es auch zu höheren Erlösen. Im Jahr 2019 betrugen die ITC-Erlöse für APG rund 13,6 Mio. €.

Lagebericht

Ökostromabwicklung/Windvermarktung

APG hat im April 2015 mit der Vermarktung der Mengen aus den Prognoseabweichungen von Ökostrom am Intraday-Markt der EPEX SPOT begonnen. Auf Basis aktueller Prognosen für die Windeinspeisung (kontinuierlich für den Intraday-Bereich) wird die absehbare Ausgleichsenergiemenge im Vergleich zu der am Vortag erstellten Prognose ermittelt. Die Differenz wird in einem weiteren Schritt bestmöglich am europäischen Intraday-Markt vermarktet. Dadurch werden die Fehlbilanzen der Ökobilanzgruppe, aber auch die der gesamten Regelzone reduziert. Aufgrund der durchschnittlich günstigeren Preise an der Börse und der Vermeidung von Ausgleichsenergie bedeutet dies für die Bilanzgruppe der Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMAG) eine Kostenersparnis und für die APG eine Verbesserung der Regelqualität. Die Ersparungen beliefen sich 2019 auf rund 11 Mio. €[2)] und belegen unseren Antrieb, effiziente, marktbasierte und transparente Lösungen zu erreichen.

Vertikale Marktintegration (Energy Web Foundation-EWF)

Für den marktbasierten Einsatz von Flexibilitäten für Regelreserve und Engpassmanagement hat APG bereits 2018 mit der Evaluierung der Blockchain-Technologie im TSO/DSO-Umfeld begonnen. Dabei sollen entsprechende Prozesse und Richtlinien für den potenziellen Umgang mit Kryptowährungen aufgesetzt und APG-internes Know-how im Bereich der Blockchain-Technologie aufgebaut werden. 2019 konnte bereits ein sogenannter Validator-Node in den Testbetrieb genommen werden, als nächster Schritt sollen Energy Web Tokens generiert werden. Die Arbeiten im Jahr 2019 dienten vorwiegend zur Vorbereitung auf die Umsetzung des sogenannten Flex-Hubs, einer Plattform für alle potenziellen Teilnehmer für den Regelreservemarkt. Im Oktober wurden die Arbeiten an einem Proof of Concept begonnen, das zeigen soll, ob die Blockchain-Technologie geeignet ist, die technischen Herausforderungen bei der Umsetzung des Flex Hubs zu bewältigen.

[2)] Einsparung bis inkl. November (exkl. Dezember)
Die Einsparungen setzten sich aus direkten und indirekten Einsparungen zusammen. Direkte Einsparungen entsprechen den Einsparungen der Bilanzgruppe der OeMAG; indirekte Einsparungen berücksichtigen, dass die APG die eingesparten Ausgleichsenergiemengen ohne Windvermarktung mittels Sekundärregelreserve hätte abdecken müssen.

Lagebericht

Wirtschaftliche Entwicklungen

Ergebnisentwicklung 2019

Als maßgebliche Ergebniskennzahl der APG liegt der Betriebserfolg bei 43,7 Mio. € und somit unter dem Betriebserfolg des Vorjahres in Höhe von 72,4 Mio. €. Dieses niedrigere Ergebnis ist vor allem auf Sondereffekte aus Sozialkapital und Zinssatzanpassungen sowie Personalmehrungen und verstärkte Aufwandsprojekte zur Bewältigung des hohen Investitionsvolumens und der ansteigenden Anforderungen an Security und Digitalisierung zurückzuführen. Diese negativen Effekte konnten durch die hohen Investitionstätigkeiten und die dadurch steigende Regulatory Asset Base (RAB) sowie eine stringente Kostenbewirtschaftung nicht kompensiert werden.

Investitionstätigkeiten/RAB

Die Investitionstätigkeiten (Nettoinvestitionen) in Höhe von 236,3 Mio. €, welche die Basis für die tariflich erstatteten Kapitalkosten darstellen, verzeichnen eine angemessene regulatorische Kapitalverzinsung. Die höchsten jemals getätigten Jahresinvestitionen in der Geschichte von APG führten zu einem RAB-Anstieg von 1.322,9 Mio. € auf 1.458,4 Mio. €, einer hohen unternehmensweiten Auslastung und einem Anstieg der aktivierten Eigenleistungen.

Sozialkapital

Die Positionen „Aufwendungen für Abfertigungen" und „Aufwendungen für Altersversorgung" in der Gewinn- und Verlustrechnung weisen einen Aufwand in Höhe von -13,9 Mio. € aus. Dieser Wert ist im Wesentlichen auf die versicherungsmathematischen Verluste in Höhe von 13,1 Mio. € zurückzuführen. Begründet sind diese Verluste mit der Anpassung der Zinssätze bei Abfertigungen, Pensionen, Jubiläumsgeldern und Sterbegeldern von 1,75 % auf 0,75 % und bei den Krankenzusatzversicherungen von 2,00 % auf 1,00 % sowie die Anpassung beim Gehaltstrend von 1,75 % auf 2,75 % und Pensionstrend von 1,75 % auf 2,00 % (-17,5 Mio. €). Positiv hingegen wirkte zudem die positive Entwicklung der Performance (14,41 %) des Pensionskassenvermögens (+3,1 Mio. €).

Des Weiteren ergab sich aufgrund von Bestandsveränderungen und der Anpassung der Fluktuationen eine Verbesserung (+1,3 Mio. €).

Verbindlichkeit für Investitionsrücklage (ausgewiesen in der Bilanzposition „Sonstige Verbindlichkeiten")

Bei der Investitionsrücklage handelt es sich um regulatorische Verbindlichkeiten aus der Vergangenheit. Die gebildete Vorsorge (inkl. der Zinskomponente) dient zur Kompensation der jährlichen Rückzahlungsverpflichtung. Da sich der Zinssatz für langfristige Verpflichtungen in Höhe von 1,75 % aus dem Jahr 2018 im Jahr 2019 auf 1,00 % verringerte, ergibt sich aus der Neubewertung der Verbindlichkeit für Investitionsrücklage eine negative Ergebnisauswirkung in Höhe von -5,4 Mio. €.

EPEX-Beteiligungserträge

Seit 2015 ist APG Anteilseignerin an der Holding des Gestionnaires de Réseau de Transport d'Électricité (HGRT), die alle Anteile (49 %) der TSOs (Elia, RTE, Swissgrid, Amprion, TenneT, APG) an der Strombörse EPEX SPOT zusammenfasst. Die APG-Kapitalbeteiligung ist ein wichtiger Meilenstein in der weiteren Integration Österreichs im Stromhandelsgebiet Zentral- und Westeuropa. Im Jahr 2019 konnten zudem Beteiligungserträge in Höhe von 775,0 Tsd. € generiert werden.

Lagebericht

Ausgewählte kaufmännische Projekte 2019

Nachfolgend ist ein Auszug von ausgewählten kaufmännischen Projekten dargestellt, welche auch wesentliche Implikationen auf das Zahlenwerk zeigen.

Digitalisierung im Vertragsmanagement

Im Jahr 2019 beschäftigte sich APG umfassend mit der digitalen Erfassung von kaufmännischen Verträgen. Die Systementscheidung fiel auf das SAP-Modul „RE-FX" und unterstützt folgende kaufmännische Prozesse:

- Digitalisierte Abwicklung von IFRS16-relevanten Verträgen
- Digitalisierte Abwicklung von Entschädigungen/Dienstbarkeitsübereinkommen
- Abzugssteuer
- Bilanzierung der Umstellung von mehrmaligen Zahlungen auf größtenteils Einmalzahlungen bei Entschädigungen

Das Projekt wurde im November 2019 abgeschlossen, in Summe wurden mehr als 400 Verträge neu angelegt. Die restlichen Verträge werden ab nun laufend mit der Verbücherung erfasst.

Projekt „Direkte Cashflowplanung nach Werttreibersteuerung (DLP)"

Um die volatilen und stetig steigenden Zahlungsströme aus dem Stromgeschäft genauer monitoren und steuern zu können, wurden eine direkte Cashflowplanung nach Werttreiberlogik sowie ein darauf basierendes Reporting im SAP Business Warehouse umgesetzt.

Ein wesentliches Ziel war, durch das Verwenden einer gemeinsamen Datenquelle („Single Source of Truth"), eine konsistente Abbildung der Cashflows nach direkter und der in der integrierten Planung verwendeten indirekten Ermittlungsmethode zu gewährleisten.

Projekt „Systeme, Prozesse, Integriert und Digitalisiert" (SPIDi)

Im Jahr 2019 beschäftigte sich APG umfassend mit einem Vorprojekt zu den Themen SAP HANA und Digitalisierung mit folgenden Schwerpunkten:

- Identifikation von externen und internen Einflussfaktoren, um den zukünftigen Anforderungen der Digitalisierung gerecht zu werden
- Entwicklung eines kaufmännischen Zielbildes an die Finanzfunktion und das zukünftige System
- Bereichsübergreifende Evaluierung und Analyse von Pain-Points und Potenzialen zur Produktivitäts- bzw. Effizienzsteigerung kaufmännischer Prozesse mit End-to-End-Gedanken

Da das Projekt alle wesentlichen kaufmännischen Prozesse im Scope hat, erfolgt eine starke Abstimmung mit dem Konzern, um vor allem die Prozesse Abschluss, Konsolidierung und Planung einheitlich und ITO-konform zu gestalten. Das Projekt wird den kaufmännischen Bereich sowie die gesamte APG auch im Jahr 2020 und in den darauffolgenden Jahren begleiten.

Lagebericht

Rechtliche Entwicklungen

Netz- und Informationssystemsicherheitsgesetz (NISG)

Mit 29.12.2018 ist das Bundesgesetz zur Gewährleistung eines hohen Sicherheitsniveaus von Netz- und Informationssystemen NISG in Kraft getreten. Die von diesem Bundesgesetz betroffenen Adressaten sind in erster Linie die sogenannten „Betreiber wesentlicher Dienste". Die Betreiber wesentlicher Dienste der vom Gesetz betroffenen Sektoren (unter anderem der Energiesektor) sind vom Bundeskanzleramt mittels Bescheid als solche festzustellen. Wie erwartet wurde auch APG, als Übertragungsnetzbetreiber, im November dieses Jahres mit Bescheid als Betreiber wesentlicher Dienste festgestellt.

APG hat seither vor allem zwei Verpflichtungen zu erfüllen:

- Das Ergreifen von angemessenen Sicherheitsvorkehrungen für ihre Netz- und Informationssysteme, die für die Bereitstellung des wesentlichen Dienstes genutzt werden
- Das Melden von Sicherheitsvorfällen

Gericht der Europäischen Union (EuG)-Urteil zu den Nichtigkeitsklagen hinsichtlich der Capacity-Calculations-Regions(CCR)-Entscheidung

Mit Entscheidung vom 24.10.2019 erklärte das EuG die Entscheidung des Board of Appeal der Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) vom 17.3.2017 über die Einteilung der Kapazitätsberechnungsregionen (CCRs) für nichtig.

Aus verfahrensrechtlichen Gründen wurde den Nichtigkeitsklagen von APG (gemeinsam mit der Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH (VÜN), paralleles Verfahren zur Klage der ECA) stattgegeben: Das Board of Appeal der ACER habe in der Entscheidung einen Rechtsfehler begangen, als es feststellte, dass ACER gem. Art. 9 Abs. 11 CACM-Verordnung für eine Entscheidung über den gemeinsamen Vorschlag der TSOs zuständig sei und daher die CCR-Entscheidung (Nr. 06/2016) erlassen dürfe, obwohl ACER seit dem 18.5.2016 wusste, dass ECA einen Änderungsantrag vom 13.5.2016 eingereicht hatte.

Die EuG-Entscheidung hat keine direkten Auswirkungen auf die Engpassbewirtschaftung an der Grenze zwischen Österreich und Deutschland.

Baubeschluss 380-kV-Salzburgleitung

Mit Erkenntnis vom 5.3.2019 hat das Bundesverwaltungsgericht (BVwG) das Projekt „380-kV-Salzburgleitung" genehmigt, dagegen wurden - als „außerordentliche Rechtsmittel" - sieben ordentliche Revisionen beim Verwaltungsgerichtshof (VwGH) erhoben. Alle mit diesen Revisionen verbundenen Anträge auf aufschiebende Wirkung wurden durch das BVwG abgewiesen. Somit liegt ein rechtskräftiger UVP-Genehmigungsbescheid vor, der von APG (und der Salzburg Netz GmbH) konsumiert werden darf.

Eine finale inhaltliche Entscheidung über die sieben anhängigen Revisionen durch den VwGH wird jedoch noch nicht in absehbarer Zeit vorliegen. Vor diesem Hintergrund hat APG mehrere Gutachten von ausgewiesenen Fachexperten (technisch, juristisch, wirtschaftlich) in Auftrag gegeben, um die Handlungsoptionen und die damit verbundenen Risiken sachgemäß zu beurteilen. Auf Basis dieser Einschätzungen hat der Vorstand im September 2019 beschlossen, den Baubeginn für das gegenständliche Projekt unverzüglich zu veranlassen.

Neue Europäische Kommission & „Green Deal"

Am 1.12.2019 trat eine neue Kommission unter der deutschen Kommissionspräsidentin Ursula von der Leyen ihr Amt an. Oberste Priorität ist die Bewältigung der Klimakrise. Als erste Amtshandlung wurde der sogenannte „European Green Deal" vorgestellt, der Europa zum ersten klimaneutralen Kontinent bis 2050 machen soll. Für 2020 wird eine Vielzahl von Gesetzesinitiativen im Energiebereich erwartet, darunter ein „Klimagesetz" und die Überarbeitung der Infrastruktur-Verordnung.

Weitere Gerichtsverfahren

Darüber hinaus gab es im Jahr 2019 keine wesentlichen Gerichtsverfahren.

Lagebericht

Regulatorische Entwicklungen

Das Regulierungssystem von APG ist eine Mischung aus „Cost+ Model" und „Revenue Cap". Auf Basis des letztverfügbaren Jahresabschlusses und der Investitionsplanung werden im Rahmen des jährlichen Kostenermittlungsverfahrens angemessene Kosten festgestellt. Weiters werden aufgrund gesetzlicher Bestimmungen Differenzen zwischen Plan- und Ist-Erlösen aufgerollt. Die RAB stellt die Basis für die tariflich erstatteten Kapitalkosten dar und verzeichnet eine risikoadjustierte regulatorische Kapitalverzinsung.

Beschwerde Wirtschaftskammer Österreich (WKO), Einigung für Tarifprüfung 2018

Ende November 2018 wurde gegen den Bescheid der ECA über die Feststellung der Kostenbasis gemäß § 48 ElWOG 2010 der APG eine Beschwerde von der WKO eingebracht. APG konnte im Sommer 2019 eine außergerichtliche Einigung mit der WKO erzielen, und die Beschwerde wurde zurückgezogen. Somit wurde der bekämpfte Bescheid rechtskräftig.

Tarifprüfung 2019

Im diesjährigen Verfahren wurde wiederum die Kapitalverzinsung (WACC) mit Verweis auf eine mehrjährige Festlegung in Höhe von 4,88 % vor Steuern festgesetzt. Zusätzlich wurde ein Mark-up in Höhe von 0,32 % als Investitionsförderung auf Neuinvestitionen gewährt.

Die Tarifierungsbasis für die Brutto- und Nettotarife von APG sinkt um 11 % auf 306,0 Mio. €. Hauptgrund ist die stärkere Verwendung des Regulierungskontos und die Aufrollung der EPM/EPV-Kosten aus dem Jahr 2018.

Die gesamte Tarifierungsbasis, inklusive Kosten der Ebene 3, Verlustenergie und Systemdienstleistungen, sinkt im Vergleich zum Vorjahr um 9 % auf rund 361 Mio. €.

Die Basis für das Netzverlustentgelt aller drei Ebenen steigt erneut durch den höheren Verlustpreis um rund 8 % auf 34,7 Mio. €.

Lagebericht

Internationale Aktivitäten

Aufgrund der Zunahme europarechtlicher Vorgaben wie beispielsweise das 2019 verabschiedete Clean Energy Package sowie zahlreicher Network Codes (NCs) und Guidelines (GLs)[3] nehmen die internationalen Aktivitäten einen wichtigen Stellenwert ein.

ENTSO-E Network Codes/Guidelines als Ausgangspunkt für zunehmende Internationalisierung

Die NCs/GLs der Europäischen Kommission stellen ein umfangreiches Regelwerk für die Elektrizitätswirtschaft dar. Sie definieren und harmonisieren zahlreiche Regelungen in den Bereichen Marktintegration, Netzbetrieb und Netzanschluss und schaffen somit die Grundlage für einen effizienten und europaweit integrierten Strombinnenmarkt.

Seit dem Inkrafttreten der NCs/GLs erlangen darauf basierende Vorgaben sukzessive rechtsverbindliche Gültigkeit. Die Umsetzung der Vorgaben erfolgt auf internationaler, regionaler wie nationaler Ebene und erfordert intensiven Ressourceneinsatz sowie konsequenten Abstimmungsbedarf.

Die Umsetzung der NCs/GLs umfasst schwerpunktmäßig folgende Themenfelder:

- Einreichung von neuen Modalitäten und Methoden
- Festlegung von neuen Anforderungen für relevante Akteure
- Erstellung von Verträgen
- Neugestaltung von Regelwerken
- Neugestaltung von Prozessen
- Anpassung von IT-Systemen
- Veröffentlichung von Informationen

APG ist in allen für die Umsetzung relevanten Arbeitsgruppen sowie Entwicklungsprozessen aktiv beteiligt und kann die Themenfelder maßgeblich mitgestalten.

„Clean Energy for All Europeans" - Neue Energiegesetzgebung tritt in Kraft

Die Strombinnenmarktverordnung und -richtlinie traten am 4.7.2019 in Kraft. Die Vorgaben der Strombinnenmarktrichtlinie müssen bis 31.12.2020 in nationales Recht umgesetzt werden. Der Großteil der Regelungen in der Strombinnenmarktverordnung ist ab 1.1.2020 direkt anwendbar.

Als erster Schritt zur Umsetzung der Regelungen wurde von APG 2019 ein internes Implementierungsprojekt gestartet, welches sich mit verschiedenen Themenblöcken von Regelenergie bis Risikovorsorge auseinandersetzt.

Von besonderer Bedeutung war bislang die ab 1.1.2020 gültige Regelung, der zufolge 70 % der Übertragungskapazitäten (unter Berücksichtigung von Betriebssicherheit und Ausfallsvarianten) dem grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung zu stellen sind. Wie die meisten europäischen Länder hat Österreich hier um eine Freistellung angesucht, welche vorerst für das Jahr 2020 genehmigt wurde.

Erweiterung des europäischen Intraday-Marktes

Am 19.11.2019 wurde ein wesentlicher Schritt zur weiteren Integration der europäischen Intraday-Märkte erreicht. Über die zentrale europäische Intraday-Plattform Cross-Border Intraday (XBID) konnte APG bereits seit 2018 den österreichischen Markt über die Grenze zu Deutschland an den europäischen Intraday-Markt koppeln. Nun wurde die bestehende Kooperation um sieben, vorwiegend osteuropäische Länder erweitert. Österreich ist seitdem auch an den Grenzen zu Ungarn, Tschechien und Slowenien in den erweiterten europäischen Intraday-Markt integriert. Dadurch ist Österreich besser an benachbarte Strommärkte angebunden, da bei ausreichender grenzüberschreitender Übertragungskapazität Gebote von

[3] „Network Codes" und „Guidelines" werden nach Inkrafttreten zum Bestandteil der europäischen Verordnung (EG) 714/2009 und somit unmittelbar anwendbares Bundesrecht.
„Network Codes" dürfen nach Inkrafttreten keine zu finalisierenden Vorgaben enthalten, während „Guidelines" auch solche Vorgaben vorsehen, die erst nach Inkrafttreten innerhalb definierter Fristen vollendet und somit endgültig rechtsverbindlich werden.

Lagebericht

Marktteilnehmern aus unterschiedlichen Marktgebieten zusammengeführt werden können. Österreichischen Marktteilnehmern steht damit der direkte Zugriff auf zusätzliche Gebote (Kauf und Verkauf) aus dem Ausland zur Verfügung.

Weiterentwicklungen am Day-Ahead-Markt

Nach mehr als zweijähriger Vorbereitungszeit ist am 2.7.2019 das Multiple NEMO Arrangement (MNA) für den Day-Ahead-Markt erfolgreich live gegangen. Damit ist die Teilnahme mehrerer Strombörsen in Österreich im Day-Ahead Market Coupling sichergestellt, wodurch der Wettbewerb zwischen den Strombörsen ermöglicht wird. Aktuell sind in Österreich EPEX SPOT, EXAA und Nord Pool am gekoppelten Day-Ahead-Markt aktiv. Mit der Umsetzung von MNA ist ein weiterer Meilenstein zur Schaffung des europäischen Elektrizitätsbinnenmarkts erreicht worden. Die Umsetzung erfolgte in einem gemeinsamen Projekt der Region CWE (Central Western Europe), welche die erste Region in Europa ist, die das MNA erfolgreich umgesetzt hat. APG stellt damit entsprechend den europäischen Vorgaben allen in Österreich aktiven Strombörsen einen diskriminierungsfreien Zugang zu Grenzkapazitäten in der CWE-Region zur Verfügung.

Seit Frühjahr 2019 arbeitet APG auch an der Umsetzung von Market Coupling an den Grenzen zu Ungarn und Tschechien. Nach Aufforderung von ECA und anderen Regulierungsbehörden wurde dazu gemeinsam mit den Übertragungsnetzbetreibern und Börsen der betroffenen Länder ein Umsetzungsprojekt gestartet. Aktuell erfolgt die Vergabe der Kapazitäten an diesen beiden Grenzen über explizite Tagesauktionen. In Zukunft werden die täglich verfügbaren Grenzkapazitäten implizit über die Börsen vergeben, wie es bereits an den Grenzen zu Deutschland, Italien und Slowenien der Fall ist. Die zur Verfügung stehenden Grenzkapazitäten können dadurch vom Markt effizienter genutzt werden. APG wird mit Umsetzung des Projekts, welches Ende 2020 geplant ist, an allen Grenzen entsprechend dem europäischen Zielmodell für den Day-Ahead-Markt gekoppelt sein. Für Österreich sind dadurch positive Effekte auf die Liquidität zu erwarten.

Zusammenarbeit der Transmission System Operators (TSOs) und ENTSO-E

Auch im Bereich der betrieblichen Zusammenarbeit auf europäischer Ebene wurden im Jahr 2019 wesentliche Weichenstellungen gesetzt, welche die Weiterentwicklung der Kooperation und Koordination europäischer Übertragungsnetzbetreiber maßgebend beeinflussen werden. Beispielsweise wurden die sogenannten Systembetriebsregionen definiert und bei ACER zur Genehmigung eingereicht; hier wurde die für Österreich wichtige Position einer vollständigen Einbettung in der zentraleuropäischen „Central" Region gesichert, welche für eine effektive Marktintegration in und rund um Österreich, unter Erhaltung und Unterstützung der Betriebs- und Versorgungssicherheit, von hoher Bedeutung ist. Als weiteres Beispiel kann die Festlegung der Grundprinzipien für die Zusammenarbeit der zwei regionalen Sicherheitskoordinatoren TSCNET und CORESO angeführt werden, welche eine zentrale Rolle als Dienstleister für APG innehaben. Erst durch diese Festlegung wird die Erfüllung zahlreicher Pflichten europäischer Betriebsregeln ermöglicht.

Im Jahr 2019 übernahm APG zudem erstmalig den Vorsitz des höchsten betrieblichen ENTSO-E-Gremiums, wodurch APG ihre Bereitschaft einer proaktiven Mitgestaltung bei der Weiterentwicklung des koordinierten Übertragungsnetzbetriebes Europas erneut unter Beweis stellen konnte.

Lagebericht

Erhöhung und Verbesserung der Transparenz

APG kommt den Anforderungen an Transparenz sowie Veröffentlichungs- und Berichtspflichten umfassend nach.

Veröffentlichungspflicht: EMFIP

Im Jahr 2019 wurde auf europäischer Ebene gemeinsam mit anderen Marktteilnehmern an der Erfüllung der neuen Transparenzverpflichtungen gearbeitet. Im Speziellen ergaben sich durch das Inkrafttreten der Guideline on Electricity Balancing (Verordnung (EU) 2017/2195) und der System Operation Guideline (Verordnung (EU) 2017/1485) neue Veröffentlichungspflichten für die TSOs. Hierfür wurde das Manual of Procedures (MoP), das bisher lediglich die genauen technischen und rechtlichen Anforderungen der Veröffentlichungspflicht gemäß der Transparenzverordnung (EU) 543/2013 definierte, überarbeitet. Ziel war es, die neuen Veröffentlichungspflichten in das bestehende Regelwerk zu integrieren. Das neue MoP wurde im Laufe des Jahres mehrfach von ACER geändert, was die TSOs vor große Herausforderungen stellte. Letztendlich konnten alle Punkte fristgerecht umgesetzt werden.

Neben diesen Themen arbeitete APG auch mit Hochdruck an den unterschiedlichen Projekten und Entwicklungen, aus denen sich Neuerungen bzw. Änderungen im Bereich der Veröffentlichungspflichten ergeben. Die wichtigsten diesbezüglichen Projekte waren:

- Berechnung und Veröffentlichung des Ausgleichsenergiepreises nach dem neuen Ausgleichsenergiepreis-Modell
- Erfüllung der Veröffentlichungspflichten hinsichtlich der Tertiärregelreservekooperation mit Deutschland
- Änderungen bei den gemeinsamen Sekundärregelreserveausschreibungen mit Deutschland
- Erweiterungen hinsichtlich der weiteren Integration der europäischen Intraday-Märkte

Darüber hinaus wurden auch einige Maßnahmen implementiert, um die operative Abwicklung der Veröffentlichungspflichten und das Monitoring der Datenqualität zu verbessern.

Veröffentlichungspflicht: REMIT

Die Verordnung (EU) 1227/2011 verpflichtet alle Marktteilnehmer neben den Verboten des Insiderhandels und der Marktmanipulation zur Veröffentlichung von Insiderinformationen. In der Durchführungsverordnung (EU) 1348/2014 ist definiert, welche Daten von den Marktteilnehmern für das europäische Markt-Monitoring an ACER übermittelt werden müssen.

Veröffentlichungspflicht: PPAT

Neben diesen Punkten verpflichtet der Artikel 15 der REMIT-Verordnung sogenannte Persons Professionally Arranging Transactions (PPATs) zur Durchführung eines Markt-Monitorings hinsichtlich des Verbots des Insiderhandels und der Marktmanipulation. Bei einem Verstoß gegen diese Verbote muss eine verpflichtende Meldung („Suspicious Transaction Report") an den Regulator erfolgen. Nachdem APG von der ECA offiziell als PPAT hinsichtlich der Regelenergiebeschaffung eingestuft wurde, ist APG verpflichtet, die entsprechenden Vorgaben umzusetzen. Im Jahr 2019 wurde ein solcher Report an den Regulator übermittelt.

Lagebericht

Asset Management

Im Marktumfeld der europäischen Elektrizitätswirtschaft und im Rahmen des „Clean Energy for All Europeans"-Pakets der Europäischen Kommission sind die Anforderungen für Übertragungsnetzbetreiber stark gestiegen. APG sieht sich dabei als Partner und Enabler für die nun anstehenden Anstrengungen zum Klimaschutz. Unser Beitrag zum Gelingen der Energiewende ist ein wesentlicher Teil unserer Aufgaben.

Die Dynamik im Strommarkt steigt, und von den Marktakteuren werden immer schnellere Marktprozesse gefordert, um auch kurzfristige Erzeugungsschwankungen (z. B. Prognoseabweichungen der Erneuerbaren) ausgleichen zu können. Für die zukünftige Gewährleistung der Versorgungs- und Systemsicherheit sind der Netzausbau, technische Innovationen, Flexibilisierungsmaßnahmen und Kapazitätssteigerungen im Übertragungsnetz dringend erforderlich. Zusätzlich sind zur Erhaltung der Leistungsfähigkeit des Netzes umfangreiche Projekte für Erneuerungen und Verstärkungen von bestehenden Anlagen notwendig.

Unser Energiesystem im Umbruch

Aufgrund des gesellschaftlichen Grundkonsenses in Österreich und Europa zum Klimaschutz kommt es zu massiven Veränderungen im Elektrizitätssystem. Der Ausbau der erneuerbaren Energieträger (EE) wird forciert, um die Energiewende und die gesetzlichen Vorgaben zum Klimaschutz zu erfüllen. Die zunehmende Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Mobilität in Kombination mit dem Ausbau der EE ist ein wichtiger Beitrag zur Erreichung der CO2-Einsparungsziele.

Durch die ambitionierten Zielsetzungen in der Klima- und Energiestrategie #mission2030 mit der schrittweisen Dekarbonisierung der Industrie und einem bilanziellen Anteil Erneuerbarer Erzeugung im Strombereich von 100 % wird auch die Sektorenkopplung forciert. Weitere Bekenntnisse wie die Ratifizierung des UN-Klimaschutzabkommens von Paris, die Ende 2018 getroffenen Vereinbarungen im Rahmen der Weltklimakonferenz in Kattowitz (COP24) und die immer intensiver werdenden Diskussionen rund um „Fridays for Future" bestätigen das größer werdende Bewusstsein für den Klimawandel in der Bevölkerung.

Das politische Interesse und die Notwendigkeit, entsprechende Anstrengungen für den Schutz des Weltklimas zu unternehmen, zeigen sich auch im österreichischen Regierungsprogramm 2020-2024. APG nimmt bei der Erreichung dieser klimapolitischen Zielsetzungen eine Schlüsselrolle ein. Denn: Die Voraussetzung für das Gelingen der Energiewende sowie für einen funktionierenden Strommarkt ist ein sicheres Stromsystem samt den erforderlichen Netzkapazitäten.

Aktuell sind in Europa Windkraftanlagen mit einer Leistung von rund 190 GW sowie Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von rund 115 GW installiert- eine Größenordnung, die den Systembetrieb beeinflusst. Der EE-Ausbau schreitet indes weiter fort: Im Jahr 2018 waren fast 20 GW bzw. 95 % der Kraftwerksneuerrichtungen in der EU Erneuerbare. Auch in Österreich wurden Windkraft- und Photovoltaikanlagen in den letzten Jahren auf eine Summenleistung von über 4,5 GW ausgebaut. Mit einer installierten Anlagenleistung von rund 14,5 GW stellt die Wasserkraft das Schwergewicht der österreichischen Stromerzeugung aus EE dar.

Durch den starken Ausbau von EE hat sich das Systemverhalten verändert: Die Erzeugung aus EE weist hohe Volatilitäten auf und erfolgt in Abhängigkeit der Primärenergieträger Wasserdargebot, Wind und Sonneneinstrahlung, während konventionelle Kraftwerke früher entsprechend der Nachfrage betrieben wurden. Strom- und Marktpreise befinden sich durch die zunehmende Einspeisung geförderter EE häufig auf einem Niveau, bei dem der Betrieb thermischer Kraftwerke nicht mehr rentabel ist. In weiterer Folge werden diese Kraftwerke stillgelegt. Gerade in Zeiten von mangelndem EE-Dargebot sowie zur Aufrechterhaltung von Back-up-Optionen für den sicheren Netzbetrieb sind die thermischen Kraftwerke aber notwendig (v. a. Gaskraftwerke zur Lastdeckung und für das Engpassmanagement). Hinzu kommen ein steigender Transportbedarf sowie eine erhöhte Dynamik der Stromflüsse. Die Anforderungen an den Netzbetrieb sind damit stark gestiegen.

Lagebericht

Für die Gewährleistung der Versorgungs- und Systemsicherheit ist es wichtig, den Netzausbau zeitgerecht und bedarfsgerecht voranzutreiben sowie die erforderlichen Ausbaumaßnahmen in den Übertragungs- und Verteilernetzen rechtzeitig einzuleiten. Der Netzausbau benötigt oftmals aufgrund äußerer Einflussfaktoren (umfangreiche Genehmigungsverfahren, viele beteiligte Parteien durch große räumliche Ausdehnung von Leitungsprojekten, fehlende Akzeptanz für Projekte etc.) einen weitaus längeren Zeitraum im Vergleich zur Errichtung von erneuerbaren Erzeugungsanlagen.

Daher sind die Analysen der Anforderungen und eine umfassende Planung sowie die gesamthafte Betrachtung des Stromsystems von großer Bedeutung. APG unternimmt große Anstrengungen, den gesetzlichen Pflichten im Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (ElWOG) zum Ausbau und Erhalt eines leistungsfähigen Übertragungsnetzes nachzukommen. Dennoch liegen im Netzausbau starke zeitliche Verzögerungen vor, die bereits umfangreiche Markteinschränkungen und massiv gestiegene Engpassmanagementmaßnahmen und -kosten erfordern.

Nachhaltiges und optimiertes Netzkonzept (Netzentwicklungsplan)

APG erstellt und veröffentlicht unter Einbeziehung der Marktteilnehmer und der Verteilnetzbetreiber jährlich einen Netzentwicklungsplan (aktuelle Version: NEP 2019). Dieser basiert auf den langfristigen Planungen des europaweit koordinierten Ten Year Network Development Plan (TYNDP), der unter Mitarbeit der APG von ENTSO-E erstellt wird (siehe http://tyndp.entsoe.eu). Darin werden die erforderlichen Netzausbauten der nächsten zehn Jahre in Europa und deren Notwendigkeit umfangreich dargelegt.

Die Erstellung des Netzentwicklungsplans ist eine gesetzliche Verpflichtung gemäß ElWOG und basiert auf fundierten Szenarienannahmen und detaillierten Netzanalysen sowie den bei APG angefragten Netzanschluss- und Kundenprojekten. Mit dem NEP werden der Netzausbaubedarf und die notwendigen Netzinvestitionen transparent dargestellt und so die Basis für das Systemverständnis für alle Marktteilnehmer geschaffen.

Der NEP 2019 umfasst 31 Projekte im Planungszeitraum 2020 bis 2029, wurde von der ECA per Bescheid genehmigt und ist auf den Webseiten der APG (www.netzentwicklungsplan.at) und ECA veröffentlicht. Der Ausbauumfang des NEP 2019 gliedert sich in:

- 230 km neue Übertragungsleitungen, rund 110 km Umstellungen auf höhere Spannungsebenen und 400 km Generalsanierungen/-erneuerungen von bestehenden Leitungen sowie
- Neubauten und Erweiterungen von Umspannwerken mit rund 150 Schaltfeldern und 30 neuen Transformatoren.

Das APG-Zielnetzkonzept sieht die Schaffung eines 380-kV-Ringes in Österreich sowie eine leistungsfähige 380-kV-Anbindung von Westösterreich und zu den Nachbarstaaten vor. Der geplante 380-kV-Ring wird alle Lastzentren (die Großstädte und Ballungsräume) mit den großen Erzeugungseinheiten (erneuerbare und konventionelle Kraftwerke) verbinden und die Netzintegration der Erneuerbaren ermöglichen. Zur Schaffung einer leistungsfähigen Netzinfrastruktur orientiert sich APG am Prinzip der Netzoptimierung und -verstärkung vor Ausbau (NOVA-Prinzip). Demnach werden zuerst die Möglichkeiten der Netzoptimierung ausgenutzt, z. B. Upgrades von bestehenden Leitungen und Trassen, bevor neue Leitungstrassen geplant werden.

Lagebericht

Gesamtinvestitionsvolumen

Die Projekte im Netzentwicklungsplan stellen für die nächsten zehn Jahre ein Investitionsvolumen von rund 2,9 Mrd. € dar. Da bei APG-Projekten die österreichische Wertschöpfung laut Studien der TU Graz und des Industriewissenschaftlichen Instituts bis zu 70 % beträgt, wirkt die Umsetzung nicht nur als wesentliche konjunkturbelebende Maßnahme, sondern sichert auch nachhaltig den österreichischen Wirtschaftsstandort. Je investierte Milliarde Euro in das APG-Netz werden demnach rund 10.000 Arbeitsplätze in Österreich geschaffen. Nachfolgend werden die Top-Leitungsprojekte des Unternehmens beschrieben.

Projekt Salzburgleitung (St. Peter-Tauern)

Die Errichtung der 114 km langen 380-kV-Salzburgleitung zwischen den Umspannwerken Salzburg und Tauern wird einen bedeutenden Beitrag zur leistungsfähigen Verbindung der Lastzentren und Ballungsräume mit den großen (Pumpspeicher-)Kraftwerksstandorten in Österreich leisten. Weiters wird dadurch in Kombination mit dem Projekt Deutschlandleitung über den Netzknoten St. Peter eine leistungsfähige Verbindung nach Deutschland geschaffen.

Aufgrund der hohen Kosten für Engpassmanagement durch fehlende Netzinfrastruktur, sowie zur Gewährleistung der Versorgungs- und Systemsicherheit ist die Umsetzung der Salzburgleitung dringend geboten. Die Salzburgleitung ermöglicht eine Interaktion der EE-Einspeiser im Osten Österreichs (z. B. Windkraft) mit den Pumpspeicherkraftwerken und damit die Speicherung von EE-Überschüssen bzw. die Ausregelung bei Prognoseabweichungen. Ohne die Salzburgleitung sind die Klimaschutzziele und die Ziele der #mission2030 im Bereich des Stromsektors nicht zu erreichen.

Bei der Planung wurde größter Wert auf die Einbeziehung aller vom Projekt berührten Anrainer und Gemeinden gelegt. Neben der Kontaktaufnahme mit den Grundeigentümern und Gemeinden wurden 13 Informationsveranstaltungen in den betroffenen Bezirken abgehalten und umfangreich über das Projekt informiert.

Im März 2019 wurde mit dem Erkenntnis des Bundesverwaltungsgerichtes die positive UVP-Genehmigung der Salzburgleitung bestätigt. Nach umfangreichen Vorbereitungen über den Sommer wurde der Baubeschluss für die Salzburgleitung im September gefasst und im Oktober 2019 mit bauvorbereitenden Maßnahmen gestartet. Aufgrund der massiven Verzögerungen im Genehmigungsverfahren müssen von APG - zur teilweisen Kompensation der sich ergebenden negativen Effekte durch die verzögerte Inbetriebnahme - zusätzliche Notmaßnahmen eingeleitet werden. Die Inbetriebnahme der Salzburgleitung ist nunmehr im 2. Quartal 2025 geplant.

Zur Erhöhung der Netzsicherheit und Reduktion von Engpassmanagement wurde als Notmaßnahme kurzfristig ein dritter 380/220-kV-Transformator im Umspannwerk Tauern errichtet und im Dezember 2019 in Betrieb genommen (NEP-Projekt 18-1). Gemäß dem Endausbau mit einem 380/110-kV-Netzkonzept geht dieser Transformator mit Inbetriebnahme der Salzburgleitung im UW Tauern wieder außer Betrieb (da dann im UW Tauern keine 220-kV-Spannungsebene mehr vorhanden sein wird).

Lagebericht

Projekt Deutschlandleitung (St. Peter-Staatsgrenze)

Mit der 380-kV-Deutschlandleitung St. Peter-Staatsgrenze wird eine Erhöhung und Leistungssteigerung der Kuppelkapazitäten nach Deutschland einhergehen. Eine leistungsstarke Verbindung zwischen den erneuerbaren Energieträgern in Deutschland und in Nordeuropa mit den österreichischen Lastzentren und den Pumpspeicherkraftwerken in den Alpen ist ein wichtiger Beitrag für die (europäische) Energiewende und für die heimischen Stromkonsumenten. Die Errichtung der knapp 3 km langen 380-kV-Leitung bis zur Staatsgrenze erfolgt auf einem seit Jahren gesicherten Infrastrukturkorridor in der Gemeinde St. Peter am Hart. Durch die Demontage der beiden alten 220-kV-Leitungen werden die lokalen Siedlungsgebiete nachhaltig entlastet.

Nach umfangreichen Abstimmungen mit dem deutschen Partner-TSO TenneT GmbH erfolgte auf österreichischer Seite bereits im Dezember 2018 der Baubeginn im UW St. Peter. Aufgrund des komplexen Vorhabens mit der 380-kV-GIS-Anlage im UW St. Peter sowie insbesondere den umfangreichen Ausbaumaßnahmen auf deutscher Seite ist die Inbetriebnahme derzeit Ende 2023 geplant.

Projekt Weinviertelleitung

Die Netzintegration der Windkraft im Weinviertel erfordert den Ersatzneubau der aus den 1950er-Jahren stammenden 220-kV-Leitung in Richtung der windreichen Regionen des nördlichen Weinviertels. Es ist ein Schlüsselprojekt für die Integration der Windkraft im Osten Österreichs. Dazu wurden von APG eine leistungsfähige 380-kV-Leitung auf optimierter Trasse vom Abzweigpunkt Seyring bis zum neuen UW Zaya und eine neue 220-kV-Verbindung zur Staatsgrenze geplant. Die alte sanierungsbedürftige 220-kV-Leitung wird anschließend demontiert, womit Siedlungsräume sowie hochwertige Naturschutz- und Vogelschutzgebiete nachhaltig entlastet werden.

Im Zuge zahlreicher Gespräche mit Grundeigentümern sowie Informationsveranstaltungen in den Gemeinden wurden Verbesserungsvorschläge bereits in der Planungsphase eingebracht und berücksichtigt. Im Vorfeld der Einreichung zum UVP-Verfahren wurde das Projekt im Sommer 2016 der regionalen Bevölkerung bei Bürgersprechtagen in allen Projektgemeinden präsentiert. Nach dem zügigen UVP-Verfahren und dem Bundesverwaltungsgericht wurde im Frühjahr 2019 mit dem Bau der Anlagen (Baufelderrichtung UW Zaya und Wegebau/Zufahrten für die Leitungsteile) begonnen. Die Inbetriebnahme ist im Sommer 2022 geplant.

Projekt Generalerneuerung der 220-kV-Leitung St. Peter-Ernsthofen

Die 1941 errichtete Leitung ist nach langer Betriebsdauer stark sanierungsbedürftig, wesentliche Abschnitte entsprechen nicht den heutzutage geltenden statischen Auslegungen von Leitungsmasten. Eine Generalerneuerung samt Auflage einer modernen Beseilung auf der 111 km langen Bestandstrasse ist daher notwendig. Nach Abschluss des Genehmigungsverfahrens im Jahr 2017 begann im April 2018 die Umsetzung in mehreren Bauabschnitten. Das Projekt verläuft planmäßig und wird im 3. Quartal 2020 abgeschlossen sein. Parallel zu den Bauarbeiten erfolgen umfangreiche Aktivitäten zur Projektbegleitung sowie der Betreuung der involvierten Gemeinden und Grundeigentümer.

Weitere Projekte und Betriebsinvestitionen

Weiters plant APG umfangreiche Betriebsinvestitionen zur Erneuerung und Verstärkung von Umspannwerken und Leitungsanlagen in der 220- und 110-kV-Netzebene. Überlegungen zur Verstärkung bestehender Schaltanlagen (z. B. Kurzschlussfestigkeit) führen besonders bei alten Anlagen zu umfangreichen Sanierungen oder im Rahmen einer technisch-wirtschaftlichen Optimierung immer häufiger zu Ersatzneubauten der Schaltanlagen. Zudem sind umfangreichere Sanierungen und Generalerneuerungen (inklusive Seiltausch) von alten Leitungen erforderlich. Die Betriebsinvestitionen und Netzerneuerungen für bestehende Schaltanlagen und Leitungen werden -neben den Erweiterungsinvestitionen der Netzausbauprojekte-in den kommenden Jahren zunehmende Ressourcen erfordern.

Lagebericht

Einsatz innovativer Technologien für Anlagenumbauten

Ortsgleiche Ersatzneubauten von Schaltanlagen stellen bedeutende Herausforderungen dar, da die Schaltanlagen am gleichen Platz und im laufenden Betrieb neu errichtet werden. Um Abschaltungen zu reduzieren und den Netzbetrieb möglichst wenig einzuschränken, wendet APG neue und innovative Technologien an, um auch während der Umbauphasen die Versorgungssicherheit sicherzustellen. Bei den 110-kV-Ersatzneubauten in den Schaltanlagen Ernsthofen, Rosenau und Bisamberg kommen daher mobile 110-kV-Schaltanlagen-Container in GIS-Technologie zum Einsatz. Dabei werden auf sehr kleinem Raum bestehende Freiluftabzweige aufgeschaltet und so größere zusammenhängende freie Bauflächen und kürzere Bauzeiten erreicht. APG arbeitet gemeinsam mit Partnern aus der Industrie an der Entwicklung derselben Methode und Technologie für die 220-kV-Spannungsebene.

Projektkommunikation

APG setzt sich bei Leitungsprojekten intensiv mit den vielfältigen Ansprüchen der Interessengruppen auseinander. Im Jahr 2019 lag der Schwerpunkt der Projektbegleitung und -kommunikation erneut auf persönlichen Gesprächen in den Gemeinden und mit den Grundeigentümern, wobei vor allem auch über projektbegleitende Maßnahmen informiert wurde. Auf Basis einer intensiven Projektbegleitung und -kommunikation mit den Interessengruppen strebt APG an, zukünftige Genehmigungsverfahren für Leitungsprojekte möglichst in konstruktiver Zusammenarbeit sowie rasch und effizient abzuwickeln. Dies erfordert Sensibilität, Transparenz und Verantwortungsbewusstsein, und APG wendet diese Leitprinzipien der Projektkommunikation im Dienste Österreichs auch zukünftig an.

Lagebericht

Corporate Social Responsibility

APG bekennt sich in ihrem Verhaltenskodex zu den Grundsätzen nachhaltigen Handelns. Eine Unternehmenspolitik, die neben den ökonomischen Anforderungen zugleich auch die ökologischen Grenzen respektiert und soziale Ausgewogenheit anstrebt, ist dafür die Basis.

Analog zu den Vorjahren wird für das Kalenderjahr 2019 ein integrierter Geschäftsbericht erstellt, der das Thema Nachhaltigkeit einschließt. Als 100 %iges Tochterunternehmen von VERBUND leistet APG auch einen Beitrag zum integrierten VERBUND-Geschäftsbericht. Dieser entspricht den Anforderungen des Nachhaltigkeits- und Diversitätsverbesserungsgesetzes (NaDiVeG) und den GRI-Standards der Global Reporting Initiative. APG trifft Umweltschutzmaßnahmen in den Bereichen Trassenmanagement, Artenschutz und Biodiversität. Nachfolgend werden die wesentlichsten Key Performance Indicators (KPIs) 2019 dargestellt:

Strombezug aus dem Netz für Verbrauch intern für Bürogebäude mit Herkunftsnachweisen aus 100 % Wasserkraft (nicht aus Betriebskostenabrechnung)	199,80 MWh
Eigenbedarf APG	28,575 GWh
Netzverluste Netzebene 1	758,472 GWh
Wasserverbrauch	13.314 m³
Umwelterträge	0,2 Mio. €
Umweltkosten der Anlagen und Projekte	11,8 Mio. €
Umweltkosten für Umweltmanagement und Vorsorge	1,8 Mio. €

Der Schadstoffausstoß von APG wird sich geringfügig verbessern: Im Bereich des Fuhrparks wird eine neue Richtlinie zur Schadstoffbegrenzung erstellt, die Verwendung von Videokonferenzen anstelle von Dienstreisen wird weiter forciert. In den Bereichen SF6-Anlagen und Leitungsverluste wird es keine großen Änderungen geben.

In quartalsweisen Newslettern und jährlichen Rechtsworkshops werden unter anderem die neuen umweltrelevanten Gesetze und Verordnungen vorgestellt und in einer Expertenrunde die Auswirkungen auf die APG diskutiert. Bei Handlungsbedarf werden geeignete Maßnahmen getroffen, um die Anforderungen umzusetzen.

Erfolgsfaktor Personal

Entwicklungsmaßnahmen

Um ein bestmögliches Wirken im Sinne des Unternehmens zu unterstützen, werden über die jährlichen Mitarbeitergespräche Erwartungshaltungen, Ziele und Weiterbildungsbedarfe abgestimmt, um so eine gemeinsame Ausrichtung und zielgerichtete konsequente fachliche und persönliche Weiterentwicklung sicherzustellen. Für jene mit Führungsverantwortung und auch bei unternehmensweiten Schwerpunktsetzungen werden darüber hinausgehende gemeinsame Entwicklungsmaßnahmen angeboten, wie zum Beispiel die seit 2017 laufende Meisterentwicklung, die 2018 gestartete Führungskräfteentwicklung oder die Schulungen zur Vorbereitung auf die Mitarbeitergespräche, 2019 mit dem Schwerpunktthema „Mitarbeiter fördern & entwickeln". Das gestartete Projekt „SK1920-Sicherheitskultur in der APG" wurde seitens der Aus- und Weiterbildung mit Workshops für die Führungskräfte und Beurteiler begleitet und wird sich auch im Jahr 2020 fortsetzen.

Quick Wins

Im Zuge des internen Projektes „#APG 2030" wurden in Ergänzung zu den Inputs aus der Mitarbeiterbefragung 2017 Quick Wins (aus den Themenclustern Zeichnungsverantwortung, Kommunikation, IT-Tools, Innovation, Räumlichkeiten, Organisation) erhoben und in laufende Verbesserungsprojekte integriert und in Umsetzung gebracht bzw. als Verbesserungsprojekte aufgesetzt.

Gestaltung Rahmenbedingungen - Vereinbarkeit Beruf & Familie

Des Weiteren wird in der Gestaltung der Rahmenbedingungen-so z. B. Home-Office und Flexibilisierung von Arbeitszeit, Unterstützung von Väterkarenzen und Papamonat bereits vor dem gesetzlichen Anspruch u. Ä.-darauf hingewirkt, die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter auch in der Vereinbarkeit von Beruf und Familie sowie mit ihrem persönlichen Biorhythmus angepassten Arbeitszeiten zu unterstützen. 2019 gab es eine Rezertifizierung und Auszeichnung im Bereich der Vereinbarkeit von Familie und Beruf, im Zuge dessen auch neue Verbesserungsziele gesetzt wurden.

Lagebericht

Crossfunktionales Verständnis

Durch gemeinsame Veranstaltungen, wie z. B. die sehr erfolgreichen beiden internen Workshops „Unser Netz-von der Planungsidee zum sicheren Betrieb" und „Von der Grundidee der Liberalisierung zum heutigen Marktdesign", und gezielte, zeitlich befristete Job-Rotations zwischen Abteilungen wird das crossfunktionale Verständnis gefördert. Dadurch soll die Zusammenarbeit zwischen den Abteilungen verbessert werden. 2017 wurde diese Job-Rotation-Initiative gestartet, 2019 nach Abschluss hinsichtlich einer potenziellen Fortsetzung 2020 evaluiert.

Nachwuchsförderung

Auch die kontinuierliche Nachwuchsförderung im Sinne einer vorausschauenden Personalplanung ist uns ein Anliegen. APG hat als Antwort auf den seit Jahren anhaltenden Mangel an Facharbeiterinnen und Facharbeitern bereits vor mehreren Jahren eine Lehrlingsoffensive gestartet, um die Ausbildung von Jungfacharbeiterinnen und Jungfacharbeitern auch in Zukunft bedarfsorientiert zu gewährleisten.

Neuer Kollektivvertrag

Mit Februar 2019 einigten sich die Sozialpartner auf einen neuen Kollektivvertrag, der neben einigen Änderungen im Rahmenrecht vor allem eine Umstellung des Vergütungsschemas mit sich brachte: So wurden die bestehenden Verwendungsgruppen und Meistergruppen der Angestellten und die Dienstgruppen der Arbeiter in ein einheitliches Beschäftigungsgruppensystem mit einer größeren Anzahl an Gruppen mit daran angepassten Mindestgehältern übergeführt, wobei für die bestehenden Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter ein Bestandsschutz und Erwartungsschutz vereinbart wurde. Die Änderungen des neuen Kollektivvertrages wurden sowohl in der korrekten Zuordnung aller Beschäftigten als auch im Personalverrechnungssystem sowie in der internen Vergütungsstruktur und der Erweiterung der internen Entwicklungswege erfolgreich in Umsetzung gebracht, wobei die beiden letzteren Themenbereiche uns in ihrer Ausbaustufe auch noch 2020 begleiten werden.

Mitbestimmung

Die Einbindung der Belegschaftsvertretung über die gesetzliche Verpflichtung hinaus führt zu einem äußerst kooperativen Arbeitsklima und mündet darin, dass Entscheidungen und Maßnahmen von der Belegschaft mit Verständnis mitgetragen werden.

Die regelmäßige Weitergabe von aktuellen Informationen an die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter ist der Garant für Kooperation und Innovation.

Arbeitssicherheit im Vordergrund

Sicherheit steht bei allen Aktivitäten und auf allen Baustellen von APG im Vordergrund. Dementsprechend werden für alle Projekte Sicherheits- und Gesundheitspläne erstellt, Unterweisungen von Fremdfirmen in allen Bereichen lückenlos durchgeführt und die Arbeitsstellen regelmäßig durch den Baustellenkoordinator überprüft. Die Dokumentation dieser Aufgaben wird im APG-Dokumentenmanagementsystem abgebildet. Das hohe Niveau der Sicherheit und Gesundheit der Arbeitnehmerinnen und Arbeitnehmer sowie der beauftragten Firmen wird durch intensive Schulungen, Seminare und einen aktiven Erfahrungsaustausch gewährleistet. Auch die enge Zusammenarbeit mit den Arbeitsinspektoraten und der Allgemeinen Unfallversicherungsanstalt (AUVA) ist ein wichtiger Teil der Maßnahmen.

2019 ist die Zahl der meldepflichtigen Unfälle im Vergleich zum Vorjahr weiter gesunken. Mit insgesamt zwei meldepflichtigen Unfällen waren bei APG im vergangenen Berichtsjahr nur halb so viele meldepflichtige Unfälle wie im Jahr 2018 zu verzeichnen. Damit konnte das bislang beste Ergebnis erzielt werden. Sowohl die Zahl der Krankenstandstage aufgrund von Arbeitsunfällen als auch die Unfallschwere sind gegenüber dem Vorjahr geringer. Beide meldepflichtigen Arbeitsunfälle waren als leichte Unfälle zu werten.

Bei der Unfallrate (Anzahl der Unfälle pro 1.000 Mitarbeiterinnen bzw. Mitarbeiter) zeigt sich in den letzten Jahren eine rückläufige Entwicklung. 2019 konnte der bisher niedrigste Wert seit 1998 erzielt werden. Inklusive Bagatellunfällen kam es in den letzten fünf Jahren zu etwa zehn Unfällen (ohne Wegunfälle). Die Unfallschwere unterliegt jedoch

Lagebericht

Schwankungen. 2019 waren durchschnittlich 9,5 Krankentage pro meldepflichtigen Arbeitsunfall zu verzeichnen. Seit 2018 wird in der Unfallstatistik die LTIF (Lost Time Injury Frequency) als weitere Kennzahl ermittelt. Damit werden die Arbeitsunfälle mit Ausfallzeit pro eine Million Arbeitsstunden dargestellt. Berücksichtigt werden bei der Berechnung alle Arbeitsunfälle ab einem Tag Ausfallzeit (ohne Wegunfälle) inklusive der Unfälle bei Fremdfirmen. Dazu werden die Arbeitsstunden der Fremdfirmen im Auftrag von APG in APG-Arbeitsstätten und deren Unfallereignisse eingerechnet. Die LTIF für 2019 beträgt 2,62.

Um die Unfallentwicklung langfristig weiter zu verbessern, wird im Rahmen des sicherheitstechnischen Schwerpunktprogramms 2020 in den Unterweisungen wieder besonders auf das Risiko durch „Sturz und Fall" eingegangen. Auch das 2018 gestartete Sicherheitskulturprojekt SK 1920 soll sich durch verstärkte Bewusstseinsbildung hinsichtlich Arbeitssicherheit zusätzlich positiv auf die Unfallentwicklung auswirken. Bei der Unterweisung von Leasing- und Fremdpersonal wird verstärkt auf die möglichen Gefährdungen hingewiesen. Zur weiteren Senkung der Unfallschwere sollen auch die Gesundheits- und Fitnessprogramme von APG beitragen.

In Fortführung der Evaluierung der arbeitsbedingten psychischen Belastung veröffentlicht APG seit Sommer 2016 regelmäßig Informationen rund um dieses Thema im Intranet.

Projekt Sicherheitskultur 1920

APG hat es sich zum Ziel gesetzt, das Thema Sicherheit in den nächsten Jahren zu forcieren, um zu den führenden Unternehmen national und international aufzuschließen. Dies soll in Form des Sicherheitskulturprojektes SK 1920 erreicht werden, welches sich intensiv über die ersten zwei Jahre erstreckt und anschließend im Tagesgeschäft integriert weitergeführt werden soll. Neben dem Arbeitnehmerschutz soll auch das Verständnis für Objekt- und Brandschutz als wesentliche Unternehmensziele erhöht werden.

Die Ergebnisse aus Fragebogen und persönlicher Befragungen der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter zum Ist-Zustand in Sachen Sicherheitskultur bei APG und die darauffolgenden Ergebnis-Workshops waren 2019 das erste Etappenziel auf dem Weg, den Sicherheitskulturgedanken umfassend zu verinnerlichen. Darauf aufbauend werden nach dem Motto „Gemeinsam sicher und gesund" weitere Maßnahmen gesetzt, welche letztendlich dazu beitragen sollen, nachhaltig einen durchgehend präsenten Sicherheitskulturgedanken in der APG zu verankern.

Krisenübung Helios

Das Innenministerium veranstaltete von 13.-15.5.2019 eine Übung zum „Staatlichen Krisen- und Katastrophenmanagement" (SKKM) mit einem von APG entwickelten Szenario. Basis des Übungsszenarios waren die Themen Energiemangellage, Blackout und Netzwiederaufbau. Übungsziele waren neben der Aktivierung der entsprechenden Krisenstäbe die Beübung der Meldeketten, die Zusammenarbeit zwischen den unterschiedlichen Einheiten, der Erlass von Maßnahmen-Verordnungen im Sinne des Energielenkungsgesetzes sowie die Bewusstseinsbildung über die Ursachen, genauen Abläufe und Herausforderungen bei derartigen Krisen. Teilgenommen haben an dieser Übung rund 100 Personen aus allen Bereichen des SKKM und der Ministerien. Neben zahlreichen Erkenntnissen während der Übung bzw. schon im Zuge der Übungsvorbereitung ist es APG gelungen, bei den Behördenvertretern Bewusstsein für die wichtigsten Aufgaben zu schaffen. Der intensive Diskussionsprozess förderte zudem das wechselseitige Verständnis für die Problemstellungen der einzelnen Institutionen in krisenhaften Situationen.

Integriertes Managementsystem

Alle Standorte und Leitungen der APG sind nach den überarbeiteten, aktuellen Normen ISO 14001 (Internationales Umweltmanagementsystem), ISO 9001 (Internationales Qualitätsmanagementsystem), OHSAS 18001 (Sicherheits- und Gesundheitsmanagementsystem) und ISO 27001 (Informationssicherheitsmanagement) zertifiziert. Die jährlichen internen und externen Audits des integrierten Managementsystems tragen zu einem kontinuierlichen Verbesserungsprozess in allen Bereichen bei und liefern wertvolle Hinweise zu einer Optimierung der Abläufe. Das zertifizierte

Lagebericht

Managementsystem erhöht zusätzlich die Organisations- und Rechtssicherheit im Unternehmen und schafft Awareness.

2019 wurde das integrierte Managementsystem (IMS) durch Auditoren der SystemZert zertifiziert. Das Informationssicherheitsmanagementsystem (ISMS) wurde von der Certification & Information Security Services GmbH (CIS) begutachtet, und das gesamte Managementsystem von APG wurde auf Normkonformität überprüft.

Im Rahmen der Audits wurde festgestellt, dass bei APG eine hohe Akzeptanz und großes Engagement bezüglich des IMS vorhanden ist. Die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter verfügen über ein ausgeprägtes Chancen- und Risikobewusstsein, und die vorgegebenen internen Kontrollmechanismen sind sehr gut etabliert.

Sämtliche Zertifikate in den Bereichen Umwelt, Qualität, Sicherheit, Gesundheit und Informationssicherheit sind aufrecht.

Nachhaltiges Trassenmanagement (NTM)

Leitbilder für alle Trassen

Der respektvolle Umgang mit natürlichen Ressourcen, der Fauna und Flora Österreichs ist uns ein besonderes Anliegen. Im Rahmen des Trassenmanagements entfernt APG schnellwüchsige Baum- und Straucharten und fördert langsam wachsende Arten. Damit ein fließender Übergang zum angrenzenden Wirtschaftswald geschaffen wird, werden Waldränder in gestufter, stabiler und strukturreicher Form gefördert.

Ein verschriftlichtes Leitbild für ein im ökonomischen und ökologischen Sinne nachhaltiges Trassenmanagement wurde in fünf Bänden der Schriftenreihe der Forschung im Verbund erstmals 2005 geschaffen. Seither erfolgt eine laufende Aktualisierung in den digitalen Informationssystemen von APG. Das NTM von APG orientiert sich zur nachhaltigen Instandhaltung von Freileitungstrassen unter anderem an folgenden Leitprinzipien:

- APG nimmt bei ihren Pflegemaßnahmen Bedacht auf die natur- und kulturräumliche Situation der Region und orientiert sich am natürlichen Potenzial des Standorts und seiner Umgebung.
- Die Gewährleistung der Betriebssicherheit hat oberste Priorität. Maßnahmen, die für deren Erhalt unabdingbar sind, werden vom Instandhaltungspersonal der APG eigenverantwortlich umgesetzt.
- Bei der Instandhaltung von Hochspannungsnetzanlagen werden Beeinträchtigungen der Bevölkerung und ihrer Umwelt bestmöglich vermieden (Vorsorgeprinzip).
- Das Instandhaltungspersonal der APG- steht den Grundeigentümern und Stakeholdern beratend zur Seite und fördert das Bewusstsein für die Vorteile der ökologischen Trassenpflege. Wo mehrere Alternativen für den Erhalt der Versorgungssicherheit möglich sind, obliegt die Maßnahmenwahl dem Grundeigentümer.

Im Rahmen des nachhaltigen Trassenmanagements werden auch alle Arten- und Biotopschutzprojekte von APG, wie die Projekte zum Schutz der Großtrappe, des Sakerfalken, des Wiedehopfs und des Habichtskauzes, organisiert und umgesetzt.

Lagebericht

Forschung und Innovation

Um den Herausforderungen der Energiewende erfolgreich zu begegnen, spielen Forschung und Innovation bei APG eine wichtige Rolle. Einen besonderen Schwerpunkt bildet dabei die anwendungsorientierte Forschung. Im Jahr 2019 war APG in 22 Forschungsprojekten aktiv beteiligt, sechs davon auf internationaler Ebene. Um die Breite der Themen, mit denen sich APG beschäftigt, zu unterstreichen, werden in der Folge exemplarisch drei Projekte beschrieben.

Eine treibende Kraft hinter den Innovationsaktivitäten der APG ist die Reduktion der Treibhausgas-Emissionen Österreichs. Das betrifft neben der Integration Erneuerbarer Energien auch eine ganzheitliche Weiterentwicklung des Energiesystems, im Sinne der Sektorkopplung, unter Einbeziehung der Bereiche Industrie, Verkehr und Wärme. Als Beispiel dafür ist das Projekt „H2 Future" zu nennen. Das im Rahmen von Horizon 2020 geförderte Projekt untersucht dazu die Möglichkeit, in der Stahlproduktion fossile Energieträger durch grünen Wasserstoff zu ersetzen. Zu diesem Zweck wurde auf dem Gelände der Voest Alpine in Linz in Zusammenarbeit mit einem Konsortium internationaler Industriepartner ein hochflexibler PEM[4)]-Elektrolyseur mit 6 MW Leistung in Betrieb genommen - weltweit eine der größten Niederdruckanlagen ihrer Art. Der benötigte Strom soll dabei vorrangig aus überschüssiger erneuerbarer Produktion stammen und so zusätzlich die Stabilität des Stromnetzes unterstützen.

Im Projekt „Geomagnetically Induced currents - impact on Assets and Network Infrastructure" (GIANT) werden Ursachen und Auswirkungen Sonnensturm-induzierter Gleichströme im APG-Stromnetz untersucht. Basierend auf dieser Ursachenforschung werden gemeinsam mit Siemens Transformers Weiz die Auswirkungen auf APG-Transformatoren erforscht, damit diese Aspekte bereits bei der Dimensionierung von Transformatoren berücksichtigt werden können.

Die Prognose der Gleichstrombelastungen soll wiederum in die Netzanalyse einfließen, um die Auswirkungen von Sonnenstürmen auf den Netzbetrieb besser abschätzen zu können und Netzstörungen zu vermeiden.

Aufgrund einer Häufung von Erdschlussfehlern auf einem speziellen Leitungszug wurde Mitte 2018 das Projekt „Untersuchung sekundärer Lichtbögen" gestartet. Erdschlussfehler-z. B. durch einen durch die Leitung fliegenden Fremdkörper ausgelöst - können zu einer längerfristigen Abschaltung (Definitivabschaltung) führen, obwohl die Leitung nach diesem kurzen Fehlerfall wieder voll funktionsfähig wäre. Ziel dieses Projektes ist eine intelligente Gestaltung des zweistufigen Abschaltprozesses von Leitungen. Dazu sollen Parameter ermittelt werden, auf deren Basis die Pausenzeit zwischen der automatischen einsystemigen Abschaltung und der automatischen Wiedereinschaltung (AWE) adaptiv festgelegt wird. Dies soll die Erfolgsquote der AWE erhöhen und somit die Notwendigkeit von einschränkenden Definitivabschaltungen reduzieren. Zu diesem Zweck wird eine neue Hard- und Software implementiert und getestet.

Die Ausgaben für Forschung beliefen sich im Jahr 2019 auf rund 1,0 Mio. €.

Gerade in Zeiten wachsender Anforderungen an das Übertragungsnetz-bedingt durch den fundamentalen Wandel hin zu einem dekarbonisierten, dezentralen und digitalen Energiesystem-hat sich APG vorgenommen, die aktive Beteiligung an Forschungsprojekten zukünftig weiter auszubauen. Nur so kann auch weiterhin ein Höchstmaß an Versorgungssicherheit und Effizienz im Sinne Österreichs, seiner Menschen und Unternehmen gewährleistet werden.

[4)] Polymer Electrolyte Membrane

Österreich
braucht
Nachhaltigkeit.
Austrian Power Grid
Österreich
braucht
Strom.
APG

Lagebericht

Finanzielle Leistungsindikatoren

Alle Kennzahlen werden gemäß Fachgutachten des Fachsenats für Betriebswirtschaft der Kammer der Wirtschaftstreuhänder KFS-BW 3 berechnet, ausgenommen jene, die nach Unternehmensreorganisationsgesetz (URG) ermittelt werden. Die Berechnungsmethodik der Kennzahlen ist zudem im Glossar angeführt.

Ertragslage

in Tsd. €	2018	2019
Umsatzerlöse	820.128,1	729.942,2
Ergebnis vor Zinsaufwendungen und Steuern (EBIT)	73.665,8	48.824,1
Ergebnis vor Steuern (EGT)	51.452,8	24.092,2
Durchschnittlich eingesetztes Kapital	927.268,6	841.404,2
Eigenkapitalrentabilität (ROE)	12,2 %	5,5 %
Gesamtkapitalrentabilität (ROI)	4,7 %	2,8 %
APG Return on Capital Employed (APG-ROCE)	5,5 %	3,0 %
Umsatzrentabilität (ROS)	9,0 %	6,7 %

Tariflich erstattete Kapitalkosten

Die APG-Investitionstätigkeiten stellen die Basis für die tariflich erstatteten Kapitalkosten dar. Der RAB-Anstieg von 1.322,9 Mio. € auf 1.458,4 Mio. € ist im Wesentlichen auf die höchsten jemals getätigten Jahresinvestitionen in der Geschichte der APG in Höhe von 236,3 Mio. € zurückzuführen.

Umsatzerlöse und Strombezug

Die Umsatzerlöse der APG sind im Vergleich zum vergangenen Jahr um 90,2 Mio. € auf 729,9 Mio. € gesunken.

Die Aufwendungen für den Strombezug sind im Vergleich zum vergangenen Jahr ebenfalls rückläufig (von 552,1 Mio. € auf 462,3 Mio. €).

Beide Effekte sind im Wesentlichen auf das Engpassmanagement zurückzuführen. Das Jahr 2018 war von hohen Engpassmanagementaufwänden geprägt, wovon jedoch ein hoher Anteil an Dritte weiterverrechnet werden konnte. Im Jahr 2019 waren die gesamten Engpassmanagementaufwände geringer, jedoch konnte verhältnismäßig weniger davon an Dritte weiterverrechnet werden. Dadurch sanken die Umsatzerlöse und auch gleichzeitig der Strombezug.

Personalaufwand

Der Personalaufwand ist gegenüber dem vergangenen Jahr um 13,5 Mio. € auf 76,9 Mio. € gestiegen. Dieser Anstieg ist einerseits auf Personalmehrungen infolge der hohen Investitionstätigkeiten, jedoch zum Großteil auf Sondereffekte in Zusammenhang mit der Bewertung des Sozialkapitals zurückzuführen.

Abschreibungen

Durch stetig steigende Investitionsvolumina sind auch die Abschreibungen gegenüber dem Vorjahr um 2,2 Mio. € auf 90,7 Mio. € angestiegen.

Sonstiger betrieblicher Aufwand (sbA) und sonstige Erlöse

Verstärkte Aufwandsprojekte zur Bewältigung des hohen Investitionsvolumens bzw. Instandhaltungsmaßnahmen und steigende Anforderungen an Security und Digitalisierung führten zu einem Kostenauftrieb im sbA. Zusätzlich kam es im Jahr 2019 aufgrund einer Zinssatzanpassung für die „Verbindlichkeit für Investitionsrücklage" zu einer weiteren Belastung des sbA.

Diese negativen Effekte konnten trotz stringenter Kostenbewirtschaftung und steigender sonstiger Erlöse nicht kompensiert werden.

Ergebnis

Das Ergebnis vor Zinsaufwendungen und Steuern (EBIT) beträgt 48,8 Mio. € und ist im Vergleich zum vergangenen Jahr um 24,8 Mio. € gesunken. Dies ist vor allem auf Sondereffekte aus Sozialkapital und Zinssatzanpassungen, sowie den steigenden Aufwand zurückzuführen. Positiv wirkte hingegen der Anstieg der tariflich erstatteten Kapitalkosten aus der gestiegenen (RAB).

Das Ergebnis vor Steuern (EGT) ist um 27,4 Mio. € gesunken und beträgt 24,1 Mio. €.

Der Gewinn nach Steuern beläuft sich auf 18,8 Mio. € und liegt damit um 19,9 Mio. € unter dem Ergebnis des vergangenen Jahres.

Lagebericht

Im Bilanzgewinn verbleibt ein Betrag in Höhe von 9,7 Mio. €, der im Jahr 2020 zur Ausschüttung gelangen soll.

Vermögenslage

in Tsd. €	2018	2019
Anlagevermögen	1.475.132,4	1.628.029,9
Umlaufvermögen	283.136,0	217.464,6
Kurzfristiges Vermögen	245.288,8	204.042,7
Kurzfristige Schulden	398.327,6	465.396,7
Eigenkapital	460.163,1	459.275,4
Regulatorische Eigenkapitalquote ohne Timelag*)	47,4 %	53,6 %

*) Berechnung der Kennzahl auf Basis des jeweils gültigen Jahres gemäß Kostenbescheid

Anlagevermögen

Im Anlagevermögen ist ein Nettozugang in Höhe von 152,9 Mio. € zu verzeichnen, da die Zugänge in immaterielle Vermögensgegenstände, Sach- und Finanzanlagen die Abschreibungen deutlich überstiegen haben.

Working Capital und kurzfristiges Vermögen

Das Umlaufvermögen ist gegenüber dem vergangenen Jahr um 65,7 Mio. € gesunken. Dies ist im Wesentlichen auf einen Rückgang der Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen zurückzuführen. Im Vorjahr kam es durch den hohen operativen Cashflow im Vergleich zu den Investitionsauszahlungen zu einem Aufbau der Konzernclearingsalden (kurzfristige Finanzforderung). Diese kurzfristige Finanzforderung blieb auch im Jahr 2019 bestehen, reduzierte sich jedoch um 31,9 Mio. €. Darüber hinaus kam es zu einem Rückgang der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen gegenüber 2018. Demnach ist auch das kurzfristige Vermögen gegenüber dem vergangenen Jahr um 41,2 Mio. € gesunken. Dies ist im Wesentlichen auf den oben angeführten Rückgang des Umlaufvermögens zurückzuführen.

Kurzfristige Schulden

Die kurzfristigen Schulden sind gegenüber dem vergangenen Jahr um 67,1 Mio. € gestiegen. Dies resultiert im Wesentlichen aus dem Anstieg der kurzfristigen Rückstellungen für Investitionen und dem Anstieg der kurzfristigen Tarifverbindlichkeiten.

Regulatorische Eigenkapitalquote

Durch den Anstieg der verzinslichen Basis (im Wesentlichen Sachanlagevermögen) und das leicht sinkende verzinsliche Fremdkapital stieg die regulatorische Eigenkapitalquote gemäß Regulatorberechnung von 47,4 % auf 53,6 %.

Finanzlage

in Tsd. €	2018	2019
Gearing (Nettoverschuldungsgrad)	150,1 %	157,7 %
Nettoverschuldung	690.820,6	724.393,2
Nettoumlaufvermögen (Working Capital)	153.038,8	261.354,0
Fiktive Schuldentilgungsdauer (URG)	10,0 Jahre	11,9 Jahre
Eigenmittelquote (URG)	26,1 %	24,8 %

Die Erhöhung des Nettoverschuldungsgrades von 150,1 % auf 157,7 % ist auf die leicht gestiegene Nettoverschuldung zurückzuführen.

Die fiktive Schuldentilgungsdauer betrug im Jahr 2019 11,9 Jahre. Die Eigenmittelquote konnte mit 24,8 % auf einem stabil hohen Niveau gehalten werden.

Die Geldflüsse des Geschäftsjahres sind nachfolgend in einer separaten Aufstellung dargestellt.

Lagebericht

Geldflussrechnung

in Tsd. €	Erläuterung	2018	2019
Ergebnis nach Steuern (JÜ)		38.741,4	18.798,7
Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen		88.537,2	90.700,0
Zuschreibungen auf Finanzanlagen		485,7	2.191,6
Ergebnis aus dem Abgang von langfristigem Vermögen		-260,9	1.422,3
Veränderung der langfristigen Rückstellungen und der latenten Steuerschulden		1.781,9	6.710,3
Veränderung der langfristigen Verbindlichkeiten		-25.132,1	35.239,8
Veränderung der langfristigen sonstigen Forderungen und Vermögensgegenstände und der aktiven latenten Steuern		28.376,2	21.603,7
Erträge aus der Auflösung von Baukostenbeiträgen und Investitionszuschüssen		-7.944,1	-7.763,4
Sonstige zahlungsunwirksame Aufwendungen		-24,9	-24,9
Veränderung der Vorräte		16,4	85,3
Veränderung der Leistungsforderungen sowie der sonstigen Forderungen		-44.680,0	10.068,2
Veränderung der Leistungsverbindlichkeiten, der sonstigen Verbindlichkeiten sowie der passiven Rechnungsabgrenzungen		74.242,6	16.851,5
Veränderung der kurzfristigen Rückstellungen und der laufenden Steuerschulden		58.153,3	-668,0
Netto-Geldfluss aus operativer Tätigkeit	**[1]**	**212.292,9**	**195.215,2**
Investitionen in immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen		-170.180,2	-200.490,8
Abgänge von immateriellen Vermögenswerten und Sachanlagen		1.441,2	1.060,8
Abgänge von Finanzanlagen		0,0	864,6
Netto-Geldfluss aus Investitionstätigkeit	**[2]**	**-168.739,0**	**-198.565,3**
Ein- bzw. Auszahlungen aus erhaltenen Baukostenbeiträgen und Zuschüssen		5.357,1	12.846,7
Ein- bzw. Auszahlungen aus der Zu- bzw. Abnahme der Konzernfinanzierungen		79.097,2	-20.902,8
Ein- bzw. Auszahlungen aus der Zu- bzw. Abnahme der Konzernclearingsalden		-105.067,8	31.863,0
Gezahlte Dividenden und Ergebnisverrechnungen		-20.320,4	-19.686,4
Netto-Geldfluss aus Finanzierungstätigkeit	**[3]**	**-40.933,9**	**4.120,5**
Veränderung liquide Mittel		2.620,0	770,4
Liquide Mittel per 1.1.		614,3	3.234,3
Liquide Mittel per 31.12.		**3.234,3**	**4.004,6**

Lagebericht

[1] Zu Netto-Geldfluss aus operativer Tätigkeit

Der Netto-Geldfluss aus der operativen Tätigkeit wird nach der indirekten Methode ermittelt und ist gegenüber dem Vorjahr um 17,1 Mio. € auf 195,2 Mio. € gesunken.

Zusammenfassung der wesentlichen Treiber des operativen Cashflows 2019 im Vergleich zu 2018

- Gestiegene internationale Erlöse aus Auktionen, aber gleichzeitig höhere tarifliche Abschöpfung von Mehrerlösen aus der Vergangenheit
- Höhere tarifliche Refundierung der vergangenen Unterdeckungen aus Engpassmanagement
- Geringere Überdeckung in Zusammenhang mit der Regelenergie

Veränderungen der Verbindlichkeiten, Forderungen und Rückstellungen

Regulatorische Verpflichtungen werden im Jahr der Bildung als kurzfristige Verbindlichkeitsrückstellungen ausgewiesen. Im Folgejahr werden mit deren Feststellung im Tarifbescheid diese Verbindlichkeitsrückstellungen in regulatorische Verbindlichkeiten umgebucht und die Fristigkeit bestimmt. Veränderungen der Laufzeiten (kurz- bzw. langfristig) zwischen den Abschlussjahren ergeben sich zudem aus veränderten zukünftigen Verwendungsprämissen. Durch diese Methodik sind einige Einzelpositionen des operativen Cashflows wesentlich beeinflusst.

Veränderung der langfristigen Verbindlichkeiten

Die langfristigen Verbindlichkeiten stiegen im Wesentlichen aufgrund von Umgliederungen von Rückstellungen zu langfristigen regulatorischen Verbindlichkeiten in Zusammenhang mit Engpassmanagement und Netznutzung.

Veränderung der Leistungsforderungen sowie der sonstigen Forderungen

Die Veränderung ist durch zwei Haupteffekte geprägt: Einerseits kam es zu einem Rückgang der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen gegenüber dem Vorjahr und andererseits kam es zu einem Abbau der regulatorischen Forderungen aus Engpassmanagement durch die regulatorische Erstattung im Geschäftsjahr 2019.

Veränderung der Leistungsverbindlichkeiten, der sonstigen Verbindlichkeiten sowie der passiven Rechnungsabgrenzungen

Die Veränderung ergibt sich im Wesentlichen aufgrund gestiegener kurzfristiger Verbindlichkeiten für Auktionen aufgrund von Umgliederungen und geänderten zukünftigen Verwendungsprämissen.

[2] Zu Netto-Geldfluss aus Investitionstätigkeit

Der Mittelabfluss aus der Investitionstätigkeit für immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen belief sich auf 200,5 Mio. €. Die wesentlichen Investitionen betrafen die 380-kV-Salzburgleitung, die Generalerneuerung der 220-kV-Leitung St. Peter-Ernsthofen und den Ersatzneubau Weinviertelleitung sowie weitere Erweiterungs- und Betriebsinvestitionen. Unter Berücksichtigung des Abgangs von immateriellen Vermögenswerten und Sachanlagen bzw. des Abgangs von Finanzanlagen ergab sich im Investitionsbereich ein Mittelbedarf in Höhe von 198,6 Mio. €.

Lagebericht

[3] Zu Netto-Geldfluss aus Finanzierungstätigkeit

Baukostenbeiträge und Zuschüsse

Die zugeflossenen Baukostenbeiträge und Investitionszuschüsse in Höhe von 12,8 Mio. € betrafen vor allem die Umspannwerke UW Zaya und UW Zurndorf.

Konzernfinanzierungen und -clearingsalden

Die Ein- bzw. Auszahlungen aus der Zu- bzw. Abnahme der Konzernfinanzierungen in Höhe von 79,1 Mio. € im Jahr 2018 waren durch zwei Effekte geprägt: Einerseits wurden 20,9 Mio. € an langfristigen Fremdmitteln getilgt, andererseits 100,0 Mio. € an neuen langfristigen Fremdmitteln aufgenommen. 2019 gab es ausschließlich die Tilgung von 20,9 Mio. €, da es zu keinen weiteren Tilgungen bzw. Neuaufnahmen kam.

In Summe kam es zu einer Veränderung der Konzernclearingsalden in Höhe von 31,9 Mio. €. Der Stand der kurzfristigen Forderungen gegenüber dem Konzern aus Konzernclearingsalden sank somit um 60,5 Mio. € per 31.12.2019.

Dividenden und Ergebnisverrechnungen

Im Geschäftsjahr 2018 verblieb ein Bilanzgewinn in Höhe von 19,7 Mio. €, der im Jahr 2019 zur Gänze an den Eigentümer ausgeschüttet wurde.

Industrie
braucht
Strom.
Austrian Power Grid
Österreich
braucht
Strom.
APG

Lagebericht

Risiko- und Chancenmanagement

Der Wandel des Geschäftsmodells der APG in den letzten Jahren hat zu einer stetig steigenden Komplexität und Volatilität in der Unternehmenssteuerung geführt. Die Steuerung der Risiken erfolgt einerseits in Hinblick auf die Auswirkung auf das Ergebnis der APG und andererseits bezugnehmend auf qualitative Faktoren wie Image und Versorgungssicherheit. Das in 2018 neu aufgesetzte Risikomanagement zeigt sich dabei als effektives Instrument zur Risikobewirtschaftung.

Im kommenden Jahr wird das Risikomanagement um das Instrument der strategischen Risikoanalyse erweitert werden, wodurch den gestiegenen Anforderungen an die Unternehmensführung entsprochen wird.

Gesamtaussage zu Risiken

Im Geschäftsjahr 2019 waren keine Risiken zu erkennen, die einzeln oder in ihrer Gesamtheit den Fortbestand des Unternehmens gefährden oder die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage wesentlich beeinträchtigen könnten. Aus heutiger Sicht drohen auch in absehbarer Zukunft keine bestandsgefährdenden Risiken.

Wesentliche Chancen und Risiken

Finanzielle Risiken

Unter finanziellen Risiken werden im wesentlichen Planungsrisiken verstanden, das heißt Risiken, die sich aus Mengen- oder Preisabweichungen von der aktuellen Planung ergeben. Darunter fallen insbesondere Risiken aus dem Stromgeschäft, wie Engpassmanagement, Regelenergie oder Verlustenergie. Um der Volatilität am Markt entgegenzuwirken, wird die Marktliquidität durch internationale Kooperationen und nationale Marktentwicklungen erhöht, werden Prognosemodelle erarbeitet sowie langfristige Verträge zur Sicherstellung der Netzreserve abgeschlossen. Zudem werden im Jahr 2020 bestehende IT-Systeme abgelöst und durch ein Energy Trading and Risk Management (ETRM) System ersetzt. Durch die Implementierung eines zentralen Systems sollen Redundanzen reduziert, die Datenqualität weiter verbessert sowie unterstützende, weiterführende Funktionalitäten u. a. im Bereich Risikomanagement integriert werden.

Risiken aus Anlagen und Betrieb

Betriebsunterbrechungen und Elementarschäden durch Hochwasser, Muren, Lawinen oder Sturm stellen die wesentlichsten Anlagen- und Betriebsrisiken dar. Ein Maßnahmenkatalog zur Reduktion dieser Risiken beinhaltet neben der regelmäßigen Instandhaltung inklusive Befliegungen, Thermovision, Seilproben etc. auch die frühzeitige Berücksichtigung kritischer Faktoren in der Planung sowie den Schutz gefährdeter Masten. Kooperationen im nationalen wie internationalen Umfeld werden forciert, um einen möglichen Schadensfall schnellstmöglich zu beheben.

Informationssicherheit und Datenschutz

Das Cyberrisiko zählt zu den Toprisiken in der APG. Um die IT-Sicherheit zu gewährleisten werden in einem spezialisierten Risikomanagement alle Cyberrisiken erfasst und daraus entsprechende Maßnahmen abgeleitet. Die IT-Systeme werden durch Berechtigungsvergaben geschützt und regelmäßigen Sicherheitsüberprüfungen unterzogen. Zudem werden Backup-Systeme betrieben und regelmäßige Datensicherungen durchgeführt. Durch regelmäßige unternehmensweite Schulungen erfolgt eine Bewusstseinsbildung betreffend Datenschutz und Informationssicherheit. Die neue Datenschutzgrundverordnung ist systemisch umgesetzt. Der hohe Standard der APG hinsichtlich Datenschutz und Informationssicherheit wird durch die externe Zertifizierung nach ISO 27001 und ISO 27019 sichergestellt.

Risiken aus Compliance und Recht

Compliance und Recht beinhalten Risiken, die mit Gesetzen und sonstigen externen Normen und Standards sowie den unternehmensinternen Regelungen in Verbindung stehen. Um diese Risiken zu minimieren, wurden in der APG zahlreiche Maßnahmen etabliert. Unter anderem wurde ein Compliance-, ein Dawn-Raid- sowie ein ITO-Beauftragter installiert. Zusätzlich dienen diverse Handbücher und Richtlinien als Rahmenwerk.

Lagebericht

Risiken aus Sicherungsgeschäften

Zur Beschaffung der Netzverluste werden Stromforwards bis zu zwei Jahre in die Zukunft gekauft. Aufgrund des abgestimmten Beschaffungsprozesses mit der Regulierungsbehörde E-Control Austria besteht kein Preisrisiko. Die APG nimmt die Bilanzierungsregelung „Own Use" in Anspruch.

Implementation der Richtlinie U-82 „Garantien/Haftungen" in das Unternehmensregelwerk

Die zunehmende Anzahl an Kooperationen auf nationaler und europäischer Ebene machte es notwendig, ein Regelwerk für den Ablauf bei der Übernahme von Haftungen oder der Gewährung von Sicherheiten zu erstellen.

Diese Richtlinie stellt einerseits die Informationsweitergabe an den kaufmännischen Bereich zur Erfassung und dem Monitoring der sich daraus ergebenden Risiken sicher und bietet andererseits einen Leitfaden zur Ausgestaltung von Haftungsklauseln in Vertragsverhandlungen.

Einführung Steuerkontrollsystem (SKS)

Die APG ist Teil des Kontrollverbunds von VERBUND sowie Mitglied der Steuergruppe iSd § 9 KStG des VERBUND.

Die VERBUND AG war Teilnehmerin am Pilotprojekt „Horizontal Monitoring" der Finanzverwaltung. Dieses freiwillige Pilotprojekt hatte das Ziel, nachträgliche Steuerprüfungen in Unternehmen durch proaktive Abklärung mit der Großbetriebsprüfung bei Auftreten des steuerrechtlichen Sachverhaltes abzulösen. Dieses Pilotprojekt wurde mit 1.1.2019 unter dem Namen „Begleitende Kontrolle" in den Regelbetrieb übernommen.

Die VERBUND AG hat sich entschlossen, einen Antrag auf Teilnahme an der Begleitenden Kontrolle zu stellen. Voraussetzung für die Aufnahme ist die Einrichtung eines Steuerkontrollsystems gemäß § 153b Abs. 6 BAO.

Das SKS ist ein integraler Bestandteil des internen Kontrollsystems der APG und ergänzt die Beschreibung und Regelungen der Konzernrichtlinie für den Kontrollverbund von VERBUND. Die Zertifizierung der APG als Independent Transmission Operator (ITO) machte jedoch ergänzende Ausführungen erforderlich.

Die Richtlinie samt Anlagen skizziert die Besonderheiten hinsichtlich der Wahrnehmung von Aufgaben und die zugeordneten Kompetenzen im Zusammenhang mit dem Steuerkontrollsystem innerhalb der APG und umfasst jene Abgabenarten, die der Begleitenden Kontrolle unterliegen und die APG betreffen:

- Körperschaftsteuer
- Umsatzsteuer
- Kapitalertragsteuer § 93 ff EStG
- Abzugsteuer § 107 ff EStG-Steuerabzug bei Einkünften aus Anlass der Einräumung von Leitungsrechten
- Kraftfahrzeugsteuer
- Elektrizitätsabgabe
- Forschungsprämien gemäß § 108c EStG

Die gesetzlich geforderte Prüfung des SKS wurde von der KPMG durchgeführt.

Lagebericht

Ausblick

Die besorgniserregende Veränderung unseres Klimas ist eine der größten Herausforderungen unserer Generation. Die daraus resultierenden energiewirtschaftlichen Entwicklungen, die Umsetzung der Energiewende und der Transformationsprozess im Energiesystem werden die APG auch zukünftig vor enorme Herausforderungen stellen. Um in diesem komplexen und dynamischen Umfeld weiterhin aktiv mitgestaltend-im Sinne Österreichs, seiner Menschen und Unternehmen-tätig sein zu können, wird das nächste Jahr unter anderem von folgenden Aufgaben geprägt sein:

- Aufgrund von hohen überregionalen Lastflüssen im europäischen Übertragungsnetz werden weiterhin Eingriffe in den österreichischen Kraftwerkspark zum Zweck des sicheren Netzbetriebs erforderlich sein, um den sicheren Netzbetrieb langfristig sicherstellen zu können.
- Die zeitnahe und effiziente Umsetzung des APG-Netzausbau- und -Modernisierungsprogramms ist angesichts der aktuellen energiewirtschaftlichen Situation dringend erforderlich, um die Leistungsfähigkeit und Stabilität des Systems langfristig gewährleisten zu können. Weiters plant die APG umfangreiche Betriebsinvestitionen zur Erneuerung und Verstärkung von Umspannwerken und Leitungsanlagen. Diese Investitionen sind ein Schlüsselfaktor, um die Versorgungssicherheit des Wirtschafts- und Lebensstandorts Österreich nachhaltig absichern und die heimische Wirtschaft vorantreiben zu können. Stark steigende Investitionsvolumina werden zu einer Ausweitung der RAB und somit zukünftig zu nachhaltig verbesserten Ergebnissen führen.
- Aufgrund der zukünftig stark ansteigenden Investitionstätigkeiten und der sich verändernden Rahmenbedingungen wird es zu einer Ausweitung von Eigenpersonal, aktivierten Eigenleistungen, externen Leistungsbezügen und langfristigen Finanzierungen kommen.
- Digitalisierung wird die APG in all ihren Facetten und Aufgabenstellungen begleiten müssen, um nachhaltig, innovativ und effizient bestehen zu können.
- Das Stromgeschäft mit Monopol- und Marktprodukten im nationalen und internationalen Kontext wird im Zusammenhang mit der weiteren Entwicklung des Energiemarkts an Bedeutung gewinnen und sich entsprechend im Zahlenwerk der APG niederschlagen. Das Regulierungskonto wird durch diese Entwicklungen maßgeblich beeinflusst werden; dies führt jedoch nach dem Unternehmensgesetzbuch (UGB) zu einer Verstetigung der Ergebnisse. Wesentlich hierbei sind allerdings die Auswirkungen auf den Cashflow und die Bilanz der APG. Die aktuellen Entwicklungen zeigen hohe latente Rückstellungsverpflichtungen für die Zukunft.
- Die Geschäftstätigkeit der APG wird darüber hinaus weiterhin unter dem Gesichtspunkt der Erwirtschaftung eines nachhaltig angemessenen Ergebnisses im Rahmen der regulatorischen Renditeparameter und der Bewerkstelligung von Kosteneffizienzen betrachtet werden müssen. Um dies auch nachhaltig sicherstellen zu können, muss sich die APG frühzeitig gemeinsam mit betroffenen Stakeholdern mit der nächsten neuen Regulierungsperiode ab 2023 auseinandersetzen-insbesondere auch in Hinblick auf die Entwicklung des Geschäftsmodells der APG, welches neben dem Bau und Betrieb von Anlagen wesentliche Aufgaben im Zusammenhang mit Versorgungssicherheit, Integration der Erneuerbaren und der Entwicklung von Märkten umfasst.

Aufgrund derzeitiger Erkenntnisse und Prognosen zeichnet sich aufgrund des RAB-Wachstums, des Entfalls der hohen negativen Sondereffekte und der weiterhin stringenten Kostenbewirtschaftung für 2020 eine steigende Umsatz- und Ergebnissituation ab.

Bericht über Zweigniederlassungen

Im Geschäftsjahr 2019 gab es eine Zweigniederlassung, die jedoch keinen operativen Geschäftsbetrieb entfaltet. Das Umspannwerk Jochenstein in Deutschland wurde bereits im Jahr 2018 technisch in Betrieb genommen.

Mobilität
braucht
Strom.
Austrian Power Grid
Österreich
braucht
Strom.
APG

Jahresabschluss

Bilanz zum 31.12.2019

AKTIVA in Tsd. €	Anhang	2018	2019
A. Anlagevermögen			
I. Immaterielle Vermögensgegenstände	[1]	16.180,3	16.368,4
II. Sachanlagen	[2]	1.440.388,7	1.596.078,1
III. Finanzanlagen	[3]	18.563,4	15.583,4
		1.475.132,4	**1.628.029,9**
B. Umlaufvermögen			
I. Vorräte	[4]		
1. Hilfs- und Betriebsstoffe		555,6	470,3
		555,6	**470,3**
II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	[5]		
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen		100.996,7	83.932,9
davon Restlaufzeit > 1 Jahr 0,0 Tsd. € (Vorjahr: 0,0 Tsd. €)			
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen		92.437,1	60.463,4
davon Restlaufzeit > 1 Jahr 0,0 Tsd. € (Vorjahr: 0,0 Tsd. €)			
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht		4.370,9	9.410,9
davon Restlaufzeit > 1 Jahr 0,0 Tsd. € (Vorjahr: 0,0 Tsd. €)			
4. Sonstige Forderungen und Vermögensgegenstände		81.541,5	59.182,5
davon Restlaufzeit > 1 Jahr 13.421,8 Tsd. € (Vorjahr: 37.847,2 Tsd. €)			
		279.346,1	**212.989,6**
III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten		3.234,3	4.004,6
		3.234,3	**4.004,6**
C. Aktive latente Steuern	**[6]**	**6.675,0**	**9.496,6**
		6.675,0	**9.496,6**
		1.764.943,4	**1.854.991,1**

Jahresabschluss

PASSIVA in Tsd. €	Anhang	2018	2019
A. Eigenkapital			
I. Eingefordertes und eingezahltes Grundkapital	[7]	70.000,0	70.000,0
Übernommenes Grundkapital 70.000,0 Tsd. € (Vorjahr: 70.000,0 Tsd. €)			
II. Kapitalrücklagen	[8]	15.383,5	15.383,5
III. Gewinnrücklagen	[9]	355.093,2	364.158,0
IV. Bilanzgewinn	[10]	19.686,4	9.733,9
		460.163,1	**459.275,4**
B. Rückstellungen	**[11]**		
1. Rückstellungen für Abfertigungen		19.532,3	21.749,4
2. Rückstellungen für Pensionen		69.305,3	72.641,9
3. Sonstige Rückstellungen		204.962,3	251.923,5
		293.799,9	**346.314,8**
C. Verbindlichkeiten	**[12]**		
1. Erhaltene Anzahlungen auf Bestellungen		240,0	682,1
davon Restlaufzeit < 1 Jahr 682,1 Tsd. € (Vorjahr: 240,0 Tsd. €)			
2. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen		11.763,0	16.258,0
davon Restlaufzeit < 1 Jahr 15.659,8 Tsd. € (Vorjahr: 10.890,9 Tsd. €)			
davon Restlaufzeit > 1 Jahr 598,2 Tsd. € (Vorjahr: 872,1 Tsd. €)			
3. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen		666.374,0	633.041,9
davon Restlaufzeit < 1 Jahr 37.854,4 Tsd. € (Vorjahr: 50.283,8 Tsd. €)			
davon Restlaufzeit > 1 Jahr 595.187,5 Tsd. € (Vorjahr: 616.090,3 Tsd. €)			
4. Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht		358,0	323,4
davon Restlaufzeit < 1 Jahr 323,4 Tsd. € (Vorjahr: 358,0 Tsd. €)			
5. Sonstige Verbindlichkeiten		225.118,5	288.912,9
davon aus Steuern 11.656,9 Tsd. € (Vorjahr: 9.471,8 Tsd. €)			
davon im Rahmen der sozialen Sicherheit 1.108,2 Tsd. € (Vorjahr: 1.044,9 Tsd. €)			
davon Restlaufzeit < 1 Jahr 152.627,7 Tsd. € (Vorjahr: 124.347,1 Tsd. €)			
davon Restlaufzeit > 1 Jahr 136.285,2 Tsd. € (Vorjahr: 100.771,4 Tsd. €)			
		903.853,5	**939.218,3**
D. Rechnungsabgrenzungsposten	**[13]**		
1. Baukostenbeiträge		89.154,8	94.774,8
2. Sonstige		17.972,1	15.407,8
		107.126,9	**110.182,6**
		1.764.943,4	**1.854.991,1**

Jahresabschluss

Gewinn- und Verlustrechnung für das Geschäftsjahr 2019

in Tsd. €	Anhang	2018	2019
1. Umsatzerlöse	[14]	820.128,1	729.942,2
2. Andere aktivierte Eigenleistungen		15.923,9	18.341,7
3. Sonstige betriebliche Erträge	[15]		
a. Erträge aus dem Abgang vom und der Zuschreibung zum Anlagevermögen mit Ausnahme der Finanzanlagen		611,3	194,9
b. Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen		11,2	428,7
c. Übrige		8.622,1	8.561,6
		9.244,6	**9.185,2**
4. Betriebsleistung (Zwischensumme aus Z. 1 bis 3)		**845.296,6**	**757.469,1**
5. Aufwendungen für Strombezug und sonstige bezogene Herstellungs- und Dienstleistungen		-552.119,3	-462.258,4
6. Personalaufwand	[16]		
a. Löhne		-318,6	-375,3
b. Gehälter		-44.881,4	-50.525,1
c. Soziale Aufwendungen		-18.264,9	-26.037,7
davon Aufwendungen für Altersversorgung -10.062,4 Tsd. € (Vorjahr: -6.657,7 Tsd. €)			
aa. Aufwendungen für Abfertigungen und Leistungen an betriebliche Mitarbeitervorsorgekassen -3.826,5 Tsd. € (Vorjahr: -442,9 Tsd. €)			
bb. Aufwendungen für gesetzlich vorgeschriebene Sozialabgaben sowie vom Entgelt abhängige Abgaben und Pflichtbeiträge -11.507,7 Tsd. € (Vorjahr: -10.517,6 Tsd. €)			
		-63.464,9	**-76.938,1**
7. Abschreibungen	[17]	-88.537,2	-90.700,0
8. Sonstige betriebliche Aufwendungen	[18]		
a. Steuern, soweit sie nicht unter Steuern vom Einkommen fallen		-322,6	-369,5
b. Übrige		-68.453,6	-83.400,9
		-68.776,2	**-83.770,4**
9. Betriebserfolg (Zwischensumme aus Z. 4 bis 8)		**72.399,1**	**43.802,1**

Jahresabschluss

10. Erträge aus Beteiligungen		1.567,3	1.764,8
davon aus verbundenen Unternehmen 669,1 Tsd. € (Vorjahr: 631,4 Tsd. €)			
11. Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens		0,0	3.477,8
12. Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge		185,1	25,6
davon aus verbundenen Unternehmen 3,1 Tsd. € (Vorjahr: 5,8 Tsd. €)			
13. Erträge aus dem Abgang von und der Zuschreibung zu Finanzanlagen		0,0	90,5
14. Aufwendungen aus Finanzanlagen und aus Wertpapieren des Umlaufvermögens		-485,7	-336,8
davon aus Abschreibungen -322,4 Tsd. € (Vorjahr: -485,7 Tsd. €)			
15. Zinsen und ähnliche Aufwendungen		-22.212,9	-24.731,9
davon betreffend verbundene Unternehmen -22.582,9 Tsd. € (Vorjahr: -20.042,6 Tsd. €)			
16. Finanzergebnis (Zwischensumme aus Z. 10 bis 15)	**[19]**	**-20.946,2**	**-19.710,0**
17. Ergebnis vor Steuern		**51.452,8**	**24.092,2**
18. Steuern vom Einkommen	[20]	-12.711,4	-5.293,4
19. Jahresüberschuss		**38.741,4**	**18.798,7**
20. Zuweisung zu Gewinnrücklagen		-19.055,0	-9.064,8
21. Bilanzgewinn		**19.686,4**	**9.733,9**

Jahresabschluss

Entwicklung des Anlagevermögens

	Anschaffungs- und Herstellkosten in Tsd. €				
	Stand 1.1.2019	Zugänge	Abgänge	Umbuchungen	Stand 31.12.2019
I. Immaterielle Vermögensgegenstände					
1. Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte, Strombezugsrechte, Benützungsentgelte und ähnliche Rechte und Vorteile sowie daraus abgeleitete Lizenzen	56.019,5	4.641,5	56,6	0,0	60.604,5
	56.019,5	**4.641,5**	**56,6**	**0,0**	**60.604,5**
II. Sachanlagen					
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten, einschließlich der Bauten auf fremdem Grund					
a. mit Wohngebäuden	265,0	11,2	5,2	0,0	271,1
b. mit Betriebsgebäuden und anderen Baulichkeiten	282.756,1	3.710,4	7.858,4	1.644,7	280.252,9
c. unbebaute Grundstücke	2.828,5	607,9	0,0	301,8	3.738,2
2. Maschinelle Anlagen	5.195,8	74,6	17,7	84,6	5.337,3
3. Elektrische Anlagen	1.313.556,0	33.301,7	123.008,4	30.078,9	1.253.928,3
4. Leitungen	1.322.200,6	8.086,0	1.062,0	78,1	1.329.302,7
5. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	48.532,1	5.005,9	4.068,8	32,6	49.501,7
6. Anlagen in Bau, Projekte und geleistete Anzahlungen	241.585,4	193.697,6	25,3	-32.220,7	403.037,1
	3.216.919,6	**244.495,3**	**136.045,7**	**0,0**	**3.325.369,2**
Sachanlagen und Immaterielle Vermögensgegenstände	**3.272.939,2**	**249.136,8**	**136.102,3**	**0,0**	**3.385.973,7**
III. Finanzanlagen					
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	127,2	0,0	0,0	0,0	127,2
2. Beteiligungen	6.751,3	0,0	0,0	0,0	6.751,3
3. Wertpapiere (Wertrechte) des Anlagevermögens	13.529,2	0,0	1.227,8	0,0	12.301,5
	20.407,8	**0,0**	**1.227,8**	**0,0**	**19.180,0**
Anlagevermögen	**3.293.347,0**	**249.136,8**	**137.330,0**	**0,0**	**3.405.153,8**

Der Wert der Grundstücke beträgt zum 31.12.2019 31.799,4 Tsd. €
31.12.2018 30.759,9 Tsd. €

Jahresabschluss

Abschreibung in Tsd. €						Restbuchwert in Tsd. €	
Stand 1.1.2019	Zugänge	Abgänge	Zu-schreibungen	Um-buchungen	Stand 31.12.2019	Rest-buchwert 31.12.2019	Rest-buchwert 1.1.2019
39.839,3	4.420,7	23,9	0,0	0,0	44.236,1	16.368,4	16.180,3
39.839,3	**4.420,7**	**23,9**	**0,0**	**0,0**	**44.236,1**	**16.368,4**	**16.180,3**
265,0	0,3	5,2	0,0	0,0	260,2	10,9	0,0
156.072,2	6.791,6	7.631,1	0,0	0,0	155.232,6	125.020,3	126.684,0
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3.738,2	2.828,5
2.264,7	246,9	13,5	0,0	0,0	2.498,1	2.839,2	2.931,2
878.784,9	46.864,8	121.006,6	0,0	0,0	804.643,1	449.285,2	434.771,2
703.155,2	27.435,9	939,5	0,0	0,0	729.651,6	599.651,1	619.045,4
35.988,9	4.939,8	3.923,2	0,0	0,0	37.005,5	12.496,2	12.543,2
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	403.037,1	241.585,4
1.776.530,9	**86.279,4**	**133.519,1**	**0,0**	**0,0**	**1.729.291,1**	**1.596.078,1**	**1.440.388,7**
1.816.370,2	**90.700,0**	**133.543,0**	**0,0**	**0,0**	**1.773.527,2**	**1.612.446,5**	**1.456.569,0**
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	127,2	127,2
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6.751,3	6.751,3
1.844,4	1.915,4	163,1	0,0	0,0	3.596,6	8.704,9	11.684,9
1.844,4	**1.915,4**	**163,1**	**0,0**	**0,0**	**3.596,6**	**15.583,4**	**18.563,4**
1.818.214,5	**92.615,4**	**133.706,1**	**0,0**	**0,0**	**1.777.123,8**	**1.628.029,9**	**1.475.132,4**

Angaben zu den Beteiligungen gemäß § 238 Abs. 1 Z. 4 UGB

in Tsd. €	Sitz	Kapitalanteil in % per 31.12.2019	letzter Jahres-abschluss	(+) (-)	Ergebnis nach Steuern (JÜ)	Eigenkapital
Beteiligung an verbundenen Unternehmen, nicht konsolidiert						
VUM Verfahren Umwelt Management GmbH	Klagenfurt	100,00	2019	+	594,1	967,2
Beteiligungen						
OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG	Wien	24,40	2018	+	381,1	5.955,8

Studieren
braucht
Strom.
Austrian Power Grid
Österreich
braucht
Strom.
APG

Anhang Erläuterungen

I. Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

Vorbemerkung

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

Anlagevermögen

Die Bewertung des abnutzbaren Anlagevermögens erfolgt grundsätzlich zu Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten abzüglich der planmäßigen Abschreibungen.

In den Herstellungskosten selbst erstellter Anlagen sind neben den Einzelkosten auch angemessene Material- und Fertigungsgemeinkosten aktiviert. Auf die Ausübung des Bewertungswahlrechts hinsichtlich der Einbeziehung der sozialen Aufwendungen, Abfertigungen und betrieblichen Altersversorgung im Sinne von § 203 Abs. 3 Unternehmensgesetzbuch (UGB) sowie die Aktivierung der Fremdkapitalzinsen gemäß § 203 Abs. 4 UGB wurde verzichtet. Die geringwertigen Vermögensgegenstände gemäß § 226 Abs. 3 UGB werden im Zugangsjahr voll abgeschrieben.

Bei Sachanlagen und immateriellen Vermögensgegenständen, die im Wirtschaftsjahr länger als sechs Monate genutzt werden, erfolgt die Abschreibung mit einer vollen Jahresrate, bei solchen, die kürzer als sechs Monate genutzt werden, mit einer halben Jahresrate.

Erworbene immaterielle Vermögensgegenstände werden zu Anschaffungskosten bewertet und-soweit abnutzbar-entsprechend der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer planmäßig abgeschrieben.

Der Katalog über die einheitlichen Abschreibungssätze in der Austrian Power Grid AG (APG) sieht im Wesentlichen folgende Abschreibungssätze vor:

	Abschreibungssatz in %	Nutzungsdauer in Jahren
Immaterielle Vermögensgegenstände		
Rechte an Telekomanlagen	10	10
Rechte an Softwareprodukten	25	4
Sonstige Rechte	5	20
Bauten		
Wohn- und Geschäftsgebäude	2 bzw. 3	33,3 bzw. 50
Betriebsgebäude	3	33,3
Technische Anlagen und Maschinen		
Maschinelle Anlagen	4 bzw. 5	20 bzw. 25
Elektrische Anlagen	5	20
Leitungen	2	50
Betriebs- und Geschäftsausstattung	**10–25**	**4–10**

Das Finanzanlagevermögen wird mit den Anschaffungskosten bzw. mit den ihm beizulegenden Zeitwerten gemäß § 189a Z. 4 UGB angesetzt. Durch den Entfall des bisherigen Wahlrechts nach § 208 Abs. 2 UGB wurden die bis 2015 unterlassenen Zuschreibungen 2016 nachgeholt. Vom Wahlrecht nach § 906 Abs. 32 in Verbindung mit § 124b Z. 270 Einkommensteuergesetz 1988 (EStG 1988) wurde Gebrauch gemacht, und die nachgeholten Zuschreibungen wurden in eine passive Rechnungsabgrenzung eingestellt.

Verzinsliche Ausleihungen werden mit ihrem Nennwert bilanziert. Forderungen mit einer Laufzeit von mehr als einem Jahr werden als Ausleihungen im Finanzanlagevermögen ausgewiesen.

Umlaufvermögen

Die Bewertung der Vorräte an Hilfs- und Betriebsstoffen erfolgt zu Anschaffungskosten bzw. zum beizulegenden Zeitwert unter Beachtung des strengen Niederstwertprinzips. Für die nach dem gleitenden Durchschnittspreisverfahren bewerteten Betriebsstoff- und Ersatzteillager wird eine permanente Inventur durchgeführt. Bestandsrisiken, die sich aus der Lagerdauer sowie geminderter Verwertbarkeit ergeben, sind durch angemessene Wertabschläge berücksichtigt.

Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände sind zum Nennwert bewertet, soweit nicht im Falle erkennbarer Einzelrisiken ein niedrigerer Wert anzusetzen ist.

Anhang Erläuterungen

Rechnungsabgrenzungsposten

Aktive Rechnungsabgrenzungsposten wurden 2019 nicht gebildet.

In den passiven Rechnungsabgrenzungsposten sind Baukostenbeiträge und Investitionszuschüsse erfasst, die entsprechend der Nutzungsdauer der Sachanlagen abgeschrieben werden.

Aktive latente Steuern

Für Steuerentlastungen, die in Folgejahren zu erwarten sind, wird ein Abgrenzungsposten für latente Steuern auf der Aktivseite der Bilanz gebildet. Dieser Posten resultiert aus Unterschieden zwischen den unternehmensrechtlichen und steuerlichen Wertansätzen bei Posten, deren Differenzen erst in Zukunft steuerlich verrechenbar sein werden. Die auf die APG als Gruppenmitglied[1)] entfallende Steuerlatenz ist entsprechend den Steuerumlagen beim laufenden Ergebnis in der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesen.

Regulatorische Vermögensgegenstände und Schulden

Die Netztarife der APG werden von der E-Control Austria (Regulator) durch Kosten- bzw. Erlösschätzungen auf Basis geprüfter Vorjahreszahlen für das der Prüfung folgende Jahr festgelegt. Minder- oder Mehrkosten bzw. Minder- oder Mehrerlöse aus der Vergangenheit werden bei der Tariffestsetzung in der Zukunft berücksichtigt.

Um eine konstante Entwicklung der Entgelte im Zeitablauf zu gewährleisten, wurde das Regulierungskonto in § 50 Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (ElWOG 2010) und zusätzlich in § 59 Abs. 8 ElWOG 2010 eingeführt. Diese Sonderbestimmungen im ElWOG 2010 zur Bilanzierung werden von der APG angewandt.

Das Wahlrecht nach § 50 Abs. 2 ElWOG 2010, maßgebliche außergewöhnliche Erlöse oder Aufwendungen über das Regulierungskonto zu verteilen, wird anlassbezogen in Anspruch genommen. Auch das Wahlrecht nach § 59 Abs. 8 ElWOG 2010 zur Bildung eines Aktivpostens für den Zeitverzug bei der Abgeltung der Systemnutzungsentgelte wird angewandt.

- Regulatorische Vermögensgegenstände: Die APG bekommt Mehrkosten bzw. Mindererlöse in zukünftigen Jahren von den Netznutzern im Wege höherer Tarife abgegolten. Dieser zukünftige Anspruch wird als Vermögensgegenstand in den sonstigen Forderungen ausgewiesen.
- Regulatorische Schulden: Die APG ist verpflichtet, Minderkosten bzw. Mehrerlöse den Netznutzern im Wege niedrigerer Tarife zu erstatten. Solche Verpflichtungen werden im Jahr der Bildung als kurzfristige Verbindlichkeitsrückstellung ausgewiesen. Im Folgejahr wird mit Feststellung im Bescheid des Regulators diese Verbindlichkeitsrückstellung in eine regulatorische Verbindlichkeit umgebucht und unter den sonstigen Verbindlichkeiten ausgewiesen.

Rückstellungen

Die Rückstellungen berücksichtigen alle erkennbaren Risiken, die einem bereits abgeschlossenen Geschäftsjahr zuzuordnen sind, und umfassen jene Beträge, die nach vernünftiger kaufmännischer Beurteilung notwendig sind.

Die Rückstellungen für Abfertigungen sind unter Zugrundelegung der in der internationalen Rechnungslegung üblichen Projected-Unit-Credit-Methode im vollen versicherungsmathematischen Ausmaß dotiert. Bei den Abfertigungsverpflichtungen wird der Dienstzeitaufwand über die gesamte Dienstzeit, maximal jedoch über den Zeitraum, in dem der maximale Abfertigungsanspruch erreicht wird, (bzw. bis zum 62. Lebensjahr) verteilt. Für alle nach dem 31.12.2002 beginnenden Arbeitsverhältnisse besteht kein Direktanspruch der Arbeitnehmerin bzw. des Arbeitnehmers auf gesetzliche Abfertigung gegenüber dem Arbeitgeber. Für diese Arbeitsverträge zahlt der Arbeitgeber monatlich 1,53 % des Entgelts in eine Mitarbeitervorsorgekasse, in der die Beiträge für die Arbeitnehmerin bzw. den Arbeitnehmer veranlagt werden. Über die gesetzlichen Ansprüche hinausgehende Bestimmungen des Kollektivvertrags für Elektrizitätsversorgungsunternehmen werden in den Rückstellungen für Abfertigungen berücksichtigt.

1) Siehe Steuern vom Einkommen

Anhang Erläuterungen

Aufgrund von Betriebsvereinbarungen und Verträgen besteht die Verpflichtung, an Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter unter bestimmten Voraussetzungen nach deren Eintreten in den Ruhestand Pensionszahlungen zu leisten. Diesen leistungsorientierten Verpflichtungen steht teilweise für diesen Zweck gebundenes Pensionskassenvermögen der APK Pensionskasse AG gegenüber. Die gemäß der in der internationalen Rechnungslegung üblichen Projected-Unit-Credit-Methode ermittelte Rückstellung wird mit dem Pensionskassenvermögen saldiert ausgewiesen. Soweit diese leistungsorientierten Pensionsverpflichtungen durch die APK Pensionskasse AG zu erfüllen sind, besteht eine Nachschussverpflichtung vonseiten des Arbeitgebers. Aus den beitragsorientierten Pensionszusagen resultieren für den Arbeitgeber keinerlei Verpflichtungen über die Beitragszahlungen hinaus.

Die Rückstellungen für laufende Pensionen, Anwartschaften auf Pensionen und pensionsähnliche Verpflichtungen werden nach der Projected-Unit-Credit-Methode ermittelt.

Der Zinsaufwand aus personalbezogenen Verpflichtungen wird, wie international üblich, im Finanzergebnis ausgewiesen.

Als Rechnungsgrundlage wurden die seit 2018 gültigen „AVÖ 2018-P - Rechnungsgrundlagen für die Pensionsversicherung“ herangezogen.

Für die erwartete Rendite des Planvermögens wird derselbe Zinssatz herangezogen, der für die Berechnung der dazugehörigen Rückstellung verwendet wird.

Den Berechnungen zum 31.12.2019 und zum 31.12.2018 liegen die folgenden Annahmen zugrunde:

	2018	2019
Zinssatz		
Pensionen und pensionsähnliche Verpflichtungen	1,75 % bzw. 2,00 %	0,75 % bzw. 1,00 %
Abfertigungen	1,75 %	0,75 %
Trend		
Pensionssteigerungen	1,75 %	2,00 %
Gehaltssteigerungen	1,75 %	2,75 %
Zuschusszahlungen zu pensionsähnlichen Verpflichtungen - Altverträge	6,00 %	6,00 %
Zuschusszahlungen zu pensionsähnlichen Verpflichtungen - Neuverträge	3,75 %	3,75 %
Fluktuation	0,00 %-3,30 %	0,00 %-4,10 %
Pensionsalter Frauen	56,5-65 J.	56,5-65 J.
Pensionsalter Männer	61,5-65 J.	61,5-65 J.
Erwartete langfristige Verzinsung des Fondsvermögens	1,75 %	0,75 %

Verbindlichkeiten

Die Verbindlichkeiten werden mit ihrem Erfüllungsbetrag unter Bedachtnahme auf den Grundsatz der Vorsicht angesetzt.

Steuern vom Einkommen

Die Austrian Power Grid AG ist kein eigenes Steuersubjekt in Bezug auf die Körperschaftsteuer aufgrund der Einbeziehung als Gruppenmitglied in die Unternehmensgruppe der VERBUND AG als Gruppenträger (Gruppen- und Steuerumlagevereinbarung vom 21.9.2005).

Vom Gruppenträger werden an die Gruppenmitglieder die von diesen verursachten Körperschaftsteuerbeträge mittels positiver Steuerumlagen mit 25 % des zugerechneten positiven Einkommens belastet bzw. im Verlustfall mittels negativer Steuerumlage 25 % des zugerechneten negativen Einkommens gutgeschrieben. Durch die Verrechnung von Steuerumlagen erfolgt eine Überwälzung des Steueraufwands in der Gewinn- und Verlustrechnung des Gruppenträgers.

Bei nachträglichen Abweichungen werden die Steuerverrechnungen gegenüber den Gruppenmitgliedern nur bei Wesentlichkeit angepasst.

Anhang Erläuterungen

Die VERBUND AG nimmt an der „Begleitenden Kontrolle" der Finanzverwaltung teil. Damit steht die VERBUND AG inklusive aller Tochtergesellschaften der Steuergruppe in einem dauerhaften Dialog mit den Finanzbehörden zur zeitnahen Abstimmung in Steuerfragen. Ziel ist eine höhere Rechtssicherheit und damit eine Reduktion des Steuerrisikos. Voraussetzung für die Teilnahme an der „Begleitenden Kontrolle" ist die Einführung eines Steuerkontrollsystems. Siehe hierzu die Erläuterungen im Lagebericht unter Punkt „Risiko- und Chancenmanagement".

II. Erläuterungen zur Bilanz und zur Gewinn- und Verlustrechnung

Allgemeines

Im Interesse einer klaren Darstellung werden in der Bilanz und in der Gewinn- und Verlustrechnung einzelne Posten zusammengefasst. Diese Posten sind im Anhang gesondert erläutert.

Posten der Bilanz und der Gewinn- und Verlustrechnung, die weder im Geschäftsjahr noch im Vorjahr einen Betrag aufwiesen, wurden gemäß § 223 Abs. 7 UGB nicht angeführt. Die Postenbezeichnungen wurden gemäß § 223 Abs. 4 UGB auf die tatsächlichen Inhalte verkürzt bzw. erweitert, soweit dies zur Aufstellung eines klaren und übersichtlichen Jahresabschlusses zweckmäßig erschien.

Werden im Vergleich zum Vorjahr Änderungen im Ausweis vorgenommen, so werden grundsätzlich die Vorjahresbeträge gemäß § 223 Abs. 2 UGB angepasst und erläutert.

Erläuterungen zu Aktiva

A. Anlagevermögen

Details siehe gesonderte Aufstellung „Entwicklung des Anlagevermögens".

[1] I. Immaterielle Vermögensgegenstände

Der Restbuchwert der von verbundenen Unternehmen erworbenen Benützungsrechte an Anlagen beträgt 227,7 Tsd. € (Vorjahr: 300,4 Tsd. €).

[2] II. Sachanlagen

Für die im Jahr 1999 von der VERBUND AG eingebrachten Übertragungsanlagen betragen die im Zusammenhang mit der Finanzierung von Gegenständen des Anlagevermögens in den Jahren bis einschließlich 1989 aktivierten Fremdkapitalzinsen zum Bilanzstichtag 5.071,7 Tsd. € (Vorjahr: 5.602,5 Tsd. €).

[3] III. Finanzanlagen

Die Angaben gemäß § 238 Abs. 1 Z. 4 UGB sind in einer gesonderten Aufstellung „Angaben zu den Beteiligungen gemäß § 238 Abs. 1 Z. 4 UGB" dargestellt.

Die Entwicklung der Beteiligungen und Wertpapiere des Anlagevermögens sind der gesonderten Anlage „Entwicklung des Anlagevermögens" zu entnehmen.

Wertpapiere des Anlagevermögens

Diese bestehen überwiegend aus österreichischen Investmentfondsanteilen und Anleihen.

Anhang Erläuterungen

B. Umlaufvermögen

[4] I. Vorräte

in Tsd. €	2018	2019
Hilfs- und Betriebsstoffe	555,6	470,3

[5] II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände

in Tsd. €	2018	2019
Regulatorischer Vermögensgegenstand	79.463,6	52.520,6
Kautionen	775,0	1.178,1
Finanzämter	141,0	48,4
Personalverrechnung	127,7	194,8
Im Rahmen der sozialen Sicherheit	81,1	77,2
Sonstige	953,1	5.163,4
	81.541,5	**59.182,5**

In den sonstigen Forderungen sind Erträge in Höhe von 57.684,0 Tsd. € (Vorjahr: 80.416,6 Tsd. €) enthalten, die nach § 225 Abs. 3 UGB nach dem Abschlussstichtag zahlungswirksam werden.

Der regulatorische Vermögensgegenstand wurde im Kapitel „Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden" beschrieben. Er zeigt folgende Entwicklung:

in Tsd. €	2018	2019
Stand 1.1.	80.959,8	79.463,6
Zugang	12.000,1	14.673,4
Abgang	- 13.496,3	- 41.616,4
Stand 31.12.	**79.463,6**	**52.520,6**
davon Restlaufzeit > 1 Jahr	37.847,2	13.421,8

[6] C. Aktive latente Steuern

in Tsd. €	2018	2019
Sozialkapital	16.488,6	18.591,0
Unversteuerte Rücklagen	- 10.486,3	- 9.934,8
Sonstige	672,7	840,4
	6.675,0	**9.496,6**

Der Berechnung der latenten Steuern wurde ein Steuersatz von 25 % zugrunde gelegt.

Erläuterungen zu Passiva

A. Eigenkapital

[7] I. Eingefordertes und eingezahltes Grundkapital

Das Grundkapital beträgt 70.000,0 Tsd. € und ist zur Gänze einbezahlt und eingeteilt in 70.000.000 auf Namen lautende Stückaktien.

[8] II. Kapitalrücklagen

in Tsd. €	2018	2019
Gebundene Kapitalrücklagen	7.000,0	7.000,0
Nicht gebundene Kapitalrücklagen	8.383,5	8.383,5
	15.383,5	**15.383,5**

Die gebundenen Kapitalrücklagen entsprechen 10 % des Grundkapitals.

[9] III. Gewinnrücklagen

in Tsd. €	2018	2019
Freie Rücklagen	323.410,1	334.129,3
Freie Rücklagen gem. § 906 Abs. 31 UGB	31.683,0	30.028,6
	355.093,2	**364.158,0**

Mit 1.1.2016 wurden die nach § 205 UGB in der Fassung vor dem Bundesgesetz BGBl. I Nr. 22/2015 gebildeten unversteuerten Rücklagen nach § 906 Abs. 31 UGB abzüglich 25 % latente Steuern in die Gewinnrücklagen umgegliedert.

[10] IV. Bilanzgewinn

Der Bilanzgewinn zeigt folgende Entwicklung:

in Tsd. €	
Stand 31.12.2018	19.686,4
Dividendenzahlung	- 19.686,4
Jahresüberschuss	18.798,7
Zuweisung zu Gewinnrücklagen	- 9.064,8
Stand 31.12.2019	**9.733,9**

Anhang Erläuterungen

[11] B. Rückstellungen

1. Rückstellungen für Abfertigungen

in Tsd. €	2018	2019
Deckungskapital aufgrund versicherungsmathematischer Berechnung	19.532,3	21.749,4
Versteuerter Teil der Rückstellungen	19.532,3	21.749,4

Im Jahr 2002 wurde die Rückstellung gemäß § 14 EStG auf eine als versteuert geltende Rücklage steuerfrei übertragen (§ 124b Z. 68 EStG).

2. Rückstellungen für Pensionen

in Tsd. €	2018	2019
Pensionsrückstellung	69.305,3	72.641,9
davon pensionsähnliche Verpflichtungen	25.615,5	29.041,4

3. Sonstige Rückstellungen

in Tsd. €	2018	2019
Sonstige Rückstellungen aus Strom-/Netzgeschäft		
Regulatorische Rückstellungen	120.773,4	127.677,4
Netzverrechnung		
noch nicht verrechnete Leistungen	30.866,1	18.062,4
	151.639,6	**145.739,8**
Sonstige personalbezogene Rückstellungen		
Prämien	3.967,5	4.515,7
Nicht konsumierte Urlaube	3.656,8	4.454,9
Jubiläumsgelder	1.299,8	2.447,9
Urlaubszuschuss	1.826,5	1.969,6
Sterbegeld	859,7	868,1
Zeitguthaben	508,6	685,1
	12.118,9	**14.941,3**
Noch nicht abgerechnete Lieferungen und Leistungen	**41.203,9**	**91.242,4**
	204.962,3	**251.923,5**

Die regulatorischen Rückstellungen wurden im Kapitel „Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden" beschrieben und zeigen folgende Entwicklung:

in Tsd. €	2018	2019
Stand 1.1.	81.000,3	120.773,4
Zugang	123.204,8	127.677,4
Abgang	-175,6	-18,5
Umbuchung auf regulatorische Verbindlichkeit	-83.256,1	-120.754,9
Stand 31.12.	**120.773,4**	**127.677,4**

[12] C. Verbindlichkeiten

2. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen

in Tsd. €	2018	2019
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	11.763,0	16.258,0
davon Restlaufzeit > 1 Jahr	790,2	509,5
davon Restlaufzeit > 5 Jahre	81,9	88,7

3. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen

in Tsd. €	2018	2019
Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	666.374,0	633.041,9
davon Finanzverbindlichkeiten	637.154,6	616.227,0
davon aus Lieferungen und Leistungen	29.219,4	16.814,9
davon Restlaufzeit > 1 Jahr	72.277,8	218.500,0
davon Restlaufzeit > 5 Jahre	543.812,5	376.687,5

Anhang Erläuterungen

5. Sonstige Verbindlichkeiten

in Tsd. €	2018	2019
Regulatorische Verbindlichkeiten	214.449,6	272.306,9
Aus Steuern	9.471,8	11.656,9
Im Rahmen der sozialen Sicherheit	1.044,9	1.108,2
Personalverrechnung	5,2	34,1
Sonstige	147,2	3.806,8
	225.118,5	**288.912,9**
davon Restlaufzeit > 1 Jahr	47.463,3	66.949,9
davon Restlaufzeit > 5 Jahre	53.308,2	69.335,3

In den sonstigen Verbindlichkeiten sind Aufwendungen in Höhe von 278.496,5 Tsd. € (Vorjahr: 216.726,7 Tsd. €) enthalten, die nach § 225 Abs. 6 UGB nach dem Abschlussstichtag zahlungswirksam werden.

Die regulatorischen Verbindlichkeiten wurden im Kapitel „Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden" näher erläutert. Sie zeigen folgende Entwicklung:

in Tsd. €	2018	2019
Stand 1.1.	172.112,5	214.449,6
Zugang	5.892,5	16.224,1
Abgang	- 46.811,5	- 79.121,7
Umbuchung von regulatorischen Rückstellungen	83.256,1	120.754,9
Stand 31.12.	**214.449,6**	**272.306,9**
davon Restlaufzeit > 1 Jahr	47.463,3	66.633,4
davon Restlaufzeit > 5 Jahre	53.308,2	68.166,7

[13] D. Rechnungsabgrenzungsposten

in Tsd. €	2018	2019
Baukostenbeiträge (Finanzierungsbeiträge)	89.154,8	94.774,8
Sonstige		
Investitionszuschüsse	12.287,6	11.750,9
Vorauszahlungen für Auktionen	1.368,0	1.869,5
Wertpapieraufwertung nach RÄG 2014	3.111,5	1.242,3
Sonstige	1.205,0	545,2
	107.126,9	**110.182,6**

Die Baukostenbeiträge betreffen Beitragszahlungen Dritter im Zusammenhang mit der Nutzung einzelner Anlagen.

In den Rechnungsabgrenzungsposten betreffen 12.303,0 Tsd. € (Vorjahr: 11.130,1 Tsd. €) verbundene Unternehmen.

Anhang Erläuterungen

Erläuterungen zur Gewinn- und Verlustrechnung

[14] 1. Umsatzerlöse

in Tsd. €		2018	2019
Erlöse aus Stromlieferungen und Netztarifverrechnung			
Inland	Energieversorgungsunternehmen	426.272,4	435.367,7
	Industrielle Kunden	10.411,8	6.938,5
	Sonstige Kunden	37.161,6	49.166,1
		473.845,7	**491.472,4**
EU	Energieversorgungsunternehmen	244.519,9	110.194,4
	Sonstige Kunden	2.608,6	1.365,9
		247.128,5	**111.560,2**
Drittländer	Energieversorgungsunternehmen	1.910,3	3.182,6
		1.910,3	**3.182,6**
		722.884,5	**606.215,2**
Benützungs- und Betriebsführungsentgelte			
Inland	Energieversorgungsunternehmen[1)]	- 7.142,2	- 6.137,2
	Industrielle Kunden	89,3	91,3
	Sonstige Kunden	74,8	60,1
		- 6.978,1	**- 5.985,9**
EU	Energieversorgungsunternehmen[1)]	- 3.952,2	- 2.676,0
	Sonstige Kunden[2)]	101.333,5	125.804,1
		97.381,3	**123.128,2**
		90.403,3	**117.142,3**
Sonstige Erlöse		**6.840,3**	**6.584,6**
		820.128,1	**729.942,2**

[1)] Negative Umsätze mit Energieversorgungsunternehmen im Inland entstehen durch Refundierung von Auktionserlösen, in der EU durch die Weitergabe der Auktionserlöse an die Merchant Line.

[2)] Die sonstigen Kunden in der EU bestehen ausschließlich aus dem Joint Allocation Office (JAO) in Luxemburg, das für die APG die Versteigerung der Grenzkapazitäten durchführt.

Anhang Erläuterungen

[15] 3. Sonstige betriebliche Erträge

in Tsd. €	2018	2019
a) Erträge aus dem Abgang vom Anlagevermögen mit Ausnahme der Finanzanlagen	611,3	194,9
b) Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen	11,2	428,7
c) Übrige		
Auflösung von Baukostenbeiträgen	7.398,4	7.217,7
Auflösung von Investitionszuschüssen	545,7	545,7
Sonstige	678,1	798,2
	8.622,1	**8.561,6**
	9.244,6	**9.185,2**

[16] 6. Personalaufwand

in Tsd. €	2018	2019
a) Löhne	318,6	375,3
b) Gehälter	44.881,4	50.525,1
	45.200,0	**50.900,4**
c) Soziale Aufwendungen		
Aufwendungen für Altersversorgung		
Vorpensionen, Pensionszahlungen und pensionsähnliche Verpflichtungen	3.642,6	3.485,3
Veränderung der Rückstellungen für Pensionen und pensionsähnliche Verpflichtungen	1.709,7	2.111,1
Pensionskassenbeiträge (einschließlich Nachschussverpflichtung)	1.305,5	4.466,0
	6.657,7	**10.062,4**
aa) Aufwendungen für Abfertigungen und Leistungen an betriebliche Mitarbeitervorsorgekassen		
Abfertigungszahlungen	1.426,0	1.456,7
Veränderung der Abfertigungsrückstellung	-1.398,7	1.891,0
Beitragszahlungen Mitarbeitervorsorgekasse	415,6	478,9
	442,9	**3.826,5**
bb) Aufwendungen für gesetzlich vorgeschriebene Sozialabgaben sowie vom Entgelt abhängige Abgaben und Pflichtbeiträge	10.517,6	11.507,7
Sonstige Sozialaufwendungen	646,7	641,0
	63.464,9	**76.938,1**

Die Pensionskassenbeiträge beinhalten Zahlungen für beitragsorientierte und leistungsorientierte Pensionsvorsorgen. Eine etwaige Nachschussverpflichtung an die APK Pensionskasse AG besteht ausschließlich für leistungsorientierte Pensionszusagen.

Anhang Erläuterungen

[17] 7. Abschreibungen

in Tsd. €	2018	2019
Abschreibungen auf immaterielle Gegenstände des Anlagevermögens und Sachanlagen		
Planmäßige Abschreibungen	88.260,6	90.455,3
Sofortabschreibung geringwertiger Vermögensgegenstände gemäß § 13 EStG	276,5	244,7
	88.537,2	**90.700,0**

[18] 8. Sonstige betriebliche Aufwendungen

in Tsd. €	2018	2019
a) Steuern, soweit sie nicht unter Steuern vom Einkommen fallen	322,6	369,5
	322,6	**369,5**
b) Übrige		
Fremdlieferungen und -leistungen für Reparaturen und Instandhaltungen	20.818,3	23.046,4
Regulatorkosten	11.639,1	11.441,5
Telekomleistungen, Datendienste	9.665,9	10.202,3
IT-Support, EDV	4.569,6	5.662,7
Zuweisung zu sonstigen regulatorischen Verbindlichkeiten	0,0	5.424,1
Betriebskosten für Baulichkeiten, Mieten und Leasing	2.983,3	3.400,0
Aushilfsarbeiten und Personalabstellungen	2.859,9	3.094,4
Rechts-, Prüfungs- und Beratungsaufwendungen	3.209,2	3.058,9
Verbrauchsmaterial für Büro, Betrieb und Instandhaltung	2.593,7	2.784,9
Fahrt- und Reisespesen	1.741,8	1.851,1
Aus- und Weiterbildung (inkl. Lehrlingsausbildung)	1.205,3	1.382,1
Versicherungen	223,7	280,0
Übriger Verwaltungsaufwand für Administration	102,2	153,4
Abschreibung und Wertberichtigung von Forderungen	154,6	9,0
Sonstige Aufwendungen	6.687,2	11.610,1
	68.453,6	**83.400,9**
	68.776,2	**83.770,4**

[19] 16. Finanzergebnis

in Tsd. €	2018	2019
Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge		
aus verbundenen Unternehmen	5,8	3,1
Sonstige	179,3	22,5
	185,1	**25,6**
Zinsen und ähnliche Aufwendungen		
aus verbundenen Unternehmen	20.042,6	22.582,9
Zinsenkomponente für langfristige Personalrückstellungen	1.349,0	1.589,3
Sonstige	821,3	559,7
	22.212,9	**24.731,9**

Anhang Erläuterungen

Im Posten „Aufwendungen aus Finanzanlagen und aus Wertpapieren des Umlaufvermögens" wurde die Abschreibung der Wertpapiere des Anlagevermögens in Höhe von 1.915,4 Tsd. € mit der Auflösung der passiven Rechnungsabgrenzung aus nachgeholten Zuschreibungen saldiert.

[20] 18. Steuern vom Einkommen

in Tsd. €	2018	2019
vom Gruppenträger		
Steuern vom Einkommen, laufende Periode	14.036,2	8.115,1
Latente Steuern		
aus Sozialkapital	- 539,1	- 2.102,5
aus unversteuerten Rücklagen	- 603,7	- 551,5
aus Sonstigen	- 182,0	- 167,7
	- 1.324,8	**- 2.821,7**
	12.711,4	**5.293,4**

Mit Gültigkeit des Rechnungslegungsänderungsgesetzes 2014 (RÄG 2014) wurden die unversteuerten Rücklagen mit Stand vom 1.1.2016 abzüglich 25 % latente Steuern in das Eigenkapital gebucht. Die Ersterfassung der latenten Steuern wurde erfolgsneutral durchgeführt. Die latenten Steuern werden analog der Abreifung der unversteuerten Rücklagen aufgelöst.

Das Ergebnis vor Steuern wird durch die Steuern vom Einkommen und Ertrag in Höhe von 5.293,4 Tsd. € (Vorjahr: 12.711,4 Tsd. €) belastet.

Anhang Erläuterungen

III. Sonstige Angaben

1. Gesamtbetrag der sonstigen finanziellen Verpflichtungen

in Tsd. €	Gesamtverpflichtung	2020	2020-2024
Wesentliche Posten			
Miet- und Leasingverträge	[1]	12.943,1	63.535,1
Sonstige (Versicherungen, Entschädig, Benützg/Betriefsf.)	[1]	3.495,2	15.639,5
Bestellobligo Vorhalteleistung zur Engpassvermeidung	242.079,3	143.644,1	242.079,3
Bestellobligo Lieferungen und Leistungen	649.276,5	276.148,1	649.276,5
Bestellobligo Verlustenergie	164.204,9	134.785,6	164.204,9
davon gegenüber verbundenen Unternehmen	[1]	90.715,7	176.242,1

[1] Die Gesamtverpflichtung ist aufgrund unbestimmter Vertragsdauer betragsmäßig nicht ermittelbar.

Gegenüber Grundeigentümern bestehen befristete Nachschussverpflichtungen bis zu zehn Jahre nach Inbetriebnahme einer Leitung, wenn Grund in Bauland umgewidmet wird.

Im Juni 2018 haben 31 europäische Übertragungsnetzbetreiber (darunter auch die APG) im Zuge des länderübergreifenden Projekts „Cross-Border Intraday" (XBID) einerseits die Schadloshaltung von 16 Stromhandelsbörsen gegenüber Schadenersatzansprüchen Dritter und andererseits die Haftung zwischen den Übertragungsnetzbetreibern vertraglich festgelegt. Das Haftungsregime sieht dort, wo möglich, eine Haftungsobergrenze vor. In jenen Fällen, in denen dies kraft Gesetzes nicht möglich ist, ist die Haftungshöhe unbegrenzt.

Zum Bilanzstichtag hatten vier Dienstnehmerinnen und Dienstnehmer einen Treuebrief, der einen erhöhten Kündigungsschutz bietet. Voraussetzung dafür waren eine 20-jährige Tätigkeit im Unternehmen VERBUND und die Vollendung des 45. Lebensjahres.

Aufgrund von Betriebsvereinbarungen und Verträgen besteht die Verpflichtung, an Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter unter bestimmten Voraussetzungen nach deren Eintreten in den Ruhestand Pensionszahlungen zu leisten. Soweit diese Pensionsverpflichtungen durch die APK Pensionskasse AG zu erfüllen sind, besteht eine Nachschussverpflichtung vonseiten des Arbeitgebers. Aufgrund der Entwicklung auf den Finanzmärkten wurde von der APK Pensionskasse AG eine prognostizierte Nachschussverpflichtung in Höhe von 0,0 Tsd. € (Vorjahr: 2.879,3 Tsd. €) gemeldet.

2. Geschäfte mit nahestehenden Unternehmen und Personen

Die Austrian Power Grid AG ist als Übertragungsnetzbetreiber gemäß ElWOG 2010 zur Herstellung des Ausgleichs zwischen Erzeugung und Verbrauch zum Betrieb eines sicheren Systems sowie zur Frequenz- und Spannungshaltung verpflichtet. Im Jahr 2018 wurden mit einigen Kraftwerksbetreibern Verträge für die Vorhalteleistung zur Engpassvermeidung abgeschlossen, unter anderem auch mit der VERBUND Thermal Power GmbH & Co KG.

Netzdienstleistungen in Form von Regel- und Verlustenergie werden auch von der VERBUND AG, der VERBUND Hydro Power GmbH, der VERBUND Solutions GmbH und der VERBUND Trading GmbH zugekauft.

Mit der VERBUND Services GmbH besteht ein Vertrag für die Verrechnung von Dienstleistungen in den Bereichen Informatik und Telekommunikation sowie administrative Services.

Mit der VERBUND Finanzierungsservice GmbH besteht ein Vertrag für die Verrechnung von Dienstleistungen bezüglich Zahlungsverkehrsabwicklung und Cash-Management.

Anhang Erläuterungen

Im Geschäftsjahr 2019 wurden keine nicht fremdüblichen Verträge im Sinne von § 238 Abs. 1 Z. 12 UGB mit Aufsichtsratsmitgliedern bzw. Unternehmen, die einzelnen Mitgliedern des Aufsichtsrats nahestehen, abgeschlossen. Es wurden Leistungen für verschiedene Konzerngesellschaften von VERBUND erbracht; diese Verträge wurden von der E-Control Austria genehmigt.

3. Personalstand

Durchschnitt	2018	2019
Angestellte	464	497
Lehrlinge	25	23
	489	**520**

4. Aufwand für Abfertigungen und Pensionen

in Tsd. €	2018	2019
Vorstandsmitglieder	43,2	135,1
Leitende Angestellte	31,7	256,7
Arbeitnehmer/-innen	7.025,7	13.497,2
	7.100,6	**13.888,9**

5. Organe der Gesellschaft

Die Angaben über die Organe der Gesellschaft (Vorstands- und Aufsichtsratsmitglieder) sind vor dem Lagebericht angeführt.

Im Geschäftsjahr waren durchgehend zwei Mitglieder des Vorstands bestellt. An die Vorstandsmitglieder wurden keine Kredite oder Vorschüsse ausbezahlt.

in Tsd. €	2018	2019
Vergütung für zwei Vorstandsmitglieder		
Fixe Bezüge	1.000,2	504,9
Variable Bezüge[1)]	473,4	389,5
Gesamt	**1.473,6**	**894,4**

[1)] Da die Zielerreichung eines Geschäftsjahres erst im Laufe des ersten Quartals des Folgejahres ermittelt werden kann, erfolgt die Auszahlung der variablen Bezüge des jeweiligen Geschäftsjahres zeitversetzt beginnend mit Juni des Folgejahres in 14 gleichen Teilen. Dargestellt sind daher die an die Vorstandsmitglieder im Jahre 2019 ausbezahlten aliquoten variablen Teile der Geschäftsjahre 2017 und 2018. Die Auszahlung der variablen Bezüge für 2019 erfolgt beginnend mit Juni 2020. Durch das Ausscheiden der Vorstandsvorsitzenden per 31.12.2018 wurde ihr noch offener variabler Anteil für 2017 bereits zur Gänze ausbezahlt. Der ihr zustehende Anteil für 2018 wurde zur Gänze nach Feststehen der Zielerreichung im Jahr 2019 überwiesen.

Die Bezüge der Mitglieder des Aufsichtsrats beliefen sich im Geschäftsjahr auf 57,7 Tsd. € (Vorjahr: 50,9 Tsd. €).

6. Konzernbeziehungen

Konsolidierungspflichtiges Mutterunternehmen der Gesellschaft ist die VERBUND AG, Am Hof 6a, 1010 Wien.

Die Austrian Power Grid AG ist Gruppenmitglied der Unternehmensgruppe des Mutterunternehmens (im Sinne von § 9 Abs. 8 Körperschaftsteuergesetz [KStG]).

Bedingt durch die Einbeziehung in den Konzernabschluss der VERBUND AG, Wien, sowie die entsprechende Offenlegung der Aufwendungen für den Abschlussprüfer in diesem Konzernabschluss unterbleibt die diesbezügliche Angabe im vorliegenden Jahresabschluss.

Der Konzernabschluss wird beim Firmenbuch des Handelsgerichts Wien hinterlegt.

7. Einfluss des dritten EU-Binnenmarktpakets in Österreich

VERBUND hat sich entschlossen, im Sinne des dritten EU-Binnenmarktpakets und des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes 2010 (ElWOG 2010), die verschärfte Maßnahmen betreffend das Unbundling mit sich brachten, den ITO (Independent Transmission Operator) umzusetzen, und bleibt damit weiterhin Eigentümer der APG.

Per Bescheid der E-Control Austria vom 12.3.2012 wurde die APG als ITO zertifiziert; die offizielle Benennung als unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber erfolgte mit dem BGBl. II 134/2012 vom 19.4.2012 per Kundmachung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend. Gemäß § 27 Abs. 2 Z. 3 ElWOG hat der Gleichbehandlungsbeauftragte mit 1.3.2012 seine Tätigkeit aufgenommen.

Anhang Erläuterungen

Geschäfte im Sinne von § 8 Abs. 3 ElWOG werden insbesondere mit folgenden Gesellschaften getätigt:

Stromlieferungen
VERBUND Hydro Power GmbH, VERBUND Thermal Power GmbH & Co KG, Ennskraftwerke Aktiengesellschaft, VERBUND Trading GmbH

Netzdienstleistungen
VERBUND Hydro Power GmbH, VERBUND Thermal Power GmbH & Co KG, VERBUND Solutions GmbH, VERBUND Wind Power Austria GmbH, Ennskraftwerke Aktiengesellschaft, Österreichisch-Bayerische Kraftwerke AG, Donaukraftwerk Jochenstein AG, KNG-Kärnten Netz GmbH, Energienetze Steiermark GmbH, VERBUND AG

Telekommunikation
VERBUND Services GmbH

Dienstleistungen
VERBUND Services GmbH, VERBUND AG, VERBUND Verfahren Umwelt Management GmbH

Finanzierung
VERBUND Finanzierungsservice GmbH, VERBUND AG

Personalabstellungen
VERBUND Services GmbH

IV. Gewinnverwendung

Der Vorstand schlägt der Hauptversammlung folgende Gewinnverwendung vor:

in Tsd. €	2019
Jahresüberschuss	18.798,7
verfügbarer Gewinn	**18.798,7**
Thesaurierung	9.064,8
Ausschüttung	9.733,9
Gewinnverwendung	**18.798,7**

V. Ereignisse nach dem Bilanzstichtag

Seit dem Bilanzstichtag sind keine Ereignisse eingetreten, die eine gesonderte Beschreibung nach § 238 Abs. 1 Z. 11 UGB erforderlich machen.

Wien, am 30.1.2020
Der Vorstand

DI Mag. (FH) Gerhard Christiner e. h.

Mag. Thomas Karall e. h.

Glossar

EBIT

Earnings before interest and taxes: Ergebnis vor Zinsaufwendungen (inklusive personalbezogener Zinsen) und Steuern.

Berechnung	
	Betriebserfolg
+	Finanzergebnis
–	Zinsaufwand
=	**EBIT**

Fiktive Schuldentilgungsdauer

Verhältnis der Schulden zum Mittelüberschuss aus der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit.

Berechnung	
	Rückstellungen
+	Verbindlichkeiten
–	Sonstige Wertpapiere und Anteile des Umlaufvermögens
÷	Mittelüberschuss aus der laufenden Geschäftstätigkeit
=	**FIKTIVE SCHULDENTILGUNGSDAUER**

Gearing

Nettoverschuldung im Verhältnis zum Eigenkapital zuzüglich der um die latenten Steuern bereinigten unversteuerten Rücklagen und Investitionszuschüsse.

Berechnung	
	Nettoverschuldung
÷	Eigenkapital
=	**GEARING**

Netto-Geldfluss

Saldo aus dem Zufluss und dem Abfluss von liquiden Mitteln; wird üblicherweise in Netto-Geldflüsse aus der operativen Tätigkeit, der Investitionstätigkeit und der Finanzierungstätigkeit gegliedert.

Berechnung	
	Netto-Geldfluss aus der operativen Tätigkeit
+	Netto-Geldfluss aus der Investitionstätigkeit
+	Netto-Geldfluss aus der Finanzierungstätigkeit
=	**NETTO-GELDFLUSS**

Nettoumlaufvermögen

Kurzfristiges Vermögen (inklusive kurzfristiger Ausleihungen und kurzfristiger Rechnungsabgrenzungsposten) abzüglich kurzfristiger Schulden (inklusive kurzfristiger Rechnungsabgrenzungen).

Berechnung	
	Nettoumlaufvermögen aus dem operativen Bereich
+	Nettoumlaufvermögen aus dem Finanzierungsbereich
=	**NETTOUMLAUFVERMÖGEN (WORKING CAPITAL)**

Glossar

Nettoverschuldung

Zinsbelastetes Fremdkapital abzüglich flüssiger Mittel (inklusive Wertpapieren und Anteilen des Umlaufvermögens) bereinigt um aktiv- und passivseitig geschlossene Positionen.

Berechnung	
	Verzinsliche Rückstellungen
+	Verzinsliche Verbindlichkeiten
–	Saldierung um geschlossene Positionen
=	**BRUTTOVERSCHULDUNG**
–	Finanzaktiva
=	**NETTOVERSCHULDUNG**

APG-ROCE

Return on capital employed nach APG-Berechnung: Ergebnis vor Zinsaufwendungen (inklusive personalbezogener Zinsen) abzüglich darauf entfallender Steuern im Verhältnis zur verzinslichen Kapitalbasis.

Berechnung	
	Betriebserfolg
÷	Verzinsliche Kapitalbasis
=	**APG-ROCE**

ROE

Return on equity: Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit im Verhältnis zum Eigenkapital zuzüglich der um die latenten Steuern bereinigten unversteuerten Rücklagen und Investitionszuschüsse am Beginn des Geschäftsjahres.

Berechnung	
	Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit
÷	Eigenkapital per 1.1.
=	**ROE**

ROI

Return on investment: Ergebnis vor Zinsaufwendungen (inklusive personalbezogener Zinsen) und Steuern im Verhältnis zum Gesamtkapital am Beginn des Geschäftsjahres.

Berechnung	
	EBIT
÷	um geschlossene Positionen bereinigtes Gesamtkapital per 1.1.
=	**ROI**

ROS

Return on sales: Ergebnis vor Zinsaufwendungen (inklusive personalbezogener Zinsen) und Steuern im Verhältnis zu den Umsatzerlösen.

Berechnung	
	EBIT
÷	Umsatzerlöse
=	**ROS**

Bestätigungsvermerk*)

Bericht zum Jahresabschluss

Prüfungsurteil

Wir haben den Jahresabschluss der Austrian Power Grid AG, Wien, bestehend aus der Bilanz zum 31. Dezember 2019, der Gewinn- und Verlustrechnung für das an diesem Stichtag endende Geschäftsjahr und dem Anhang, geprüft.

Nach unserer Beurteilung entspricht der beigefügte Jahresabschluss den gesetzlichen Vorschriften und vermittelt ein möglichst getreues Bild der Vermögens- und Finanzlage zum 31. Dezember 2019 sowie der Ertragslage der Gesellschaft für das an diesem Stichtag endende Geschäftsjahr in Übereinstimmung mit den österreichischen unternehmensrechtlichen Vorschriften.

Grundlage für das Prüfungsurteil

Wir haben unsere Abschlussprüfung in Übereinstimmung mit den österreichischen Grundsätzen ordnungsmäßiger Abschlussprüfung durchgeführt. Diese Grundsätze erfordern die Anwendung der International Standards on Auditing (ISA). Unsere Verantwortlichkeiten nach diesen Vorschriften und Standards sind im Abschnitt "Verantwortlichkeiten des Abschlussprüfers für die Prüfung des Jahresabschlusses" unseres Bestätigungsvermerks weitergehend beschrieben. Wir sind von der Gesellschaft unabhängig in Übereinstimmung mit den österreichischen unternehmensrechtlichen und berufsrechtlichen Vorschriften, und wir haben unsere sonstigen beruflichen Pflichten in Übereinstimmung mit diesen Anforderungen erfüllt. Wir sind der Auffassung, dass die von uns erlangten Prüfungsnachweise ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unser Prüfungsurteil zu dienen.

Verantwortlichkeiten der gesetzlichen Vertreter und des Prüfungsausschusses für den Jahresabschluss

Die gesetzlichen Vertreter sind verantwortlich für die Aufstellung des Jahresabschlusses und dafür, dass dieser in Übereinstimmung mit den österreichischen unternehmensrechtlichen Vorschriften ein möglichst getreues Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Gesellschaft vermittelt. Ferner sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die internen Kontrollen, die sie als notwendig erachten, um die Aufstellung eines Jahresabschlusses zu ermöglichen, der frei von wesentlichen - beabsichtigten oder unbeabsichtigten - falschen Darstellungen ist.

Bei der Aufstellung des Jahresabschlusses sind die gesetzlichen Vertreter dafür verantwortlich, die Fähigkeit der Gesellschaft zur Fortführung der Unternehmenstätigkeit zu beurteilen, Sachverhalte im Zusammenhang mit der Fortführung der Unternehmenstätigkeit - sofern einschlägig - anzugeben, sowie dafür, den Rechnungslegungsgrundsatz der Fortführung der Unternehmenstätigkeit anzuwenden, es sei denn, die gesetzlichen Vertreter beabsichtigen, entweder die Gesellschaft zu liquidieren oder die Unternehmenstätigkeit einzustellen oder haben keine realistische Alternative dazu.

Der Prüfungsausschuss ist verantwortlich für die Überwachung des Rechnungslegungsprozesses der Gesellschaft.

Verantwortlichkeiten des Abschlussprüfers für die Prüfung des Jahresabschlusses

Unsere Ziele sind, hinreichende Sicherheit darüber zu erlangen, ob der Jahresabschluss als Ganzes frei von wesentlichen - beabsichtigten oder unbeabsichtigten - falschen Darstellungen ist, und einen Bestätigungsvermerk zu erteilen, der unser Prüfungsurteil beinhaltet. Hinreichende Sicherheit ist ein hohes Maß an Sicherheit, aber keine Garantie dafür, dass eine in Übereinstimmung mit den österreichischen Grundsätzen ordnungsmäßiger Abschlussprüfung, die die Anwendung der ISA erfordern, durchgeführte Abschlussprüfung eine wesentliche falsche Darstellung, falls eine solche vorliegt, stets aufdeckt. Falsche Darstellungen können aus dolosen Handlungen oder Irrtümern resultieren und werden als wesentlich angesehen, wenn von ihnen einzeln oder insgesamt vernünftigerweise erwartet werden könnte, dass sie die auf

*) Die Veröffentlichung oder Weitergabe des Jahresabschlusses mit unserem Bestätigungsvermerk darf nur in der von uns bestätigten Fassung erfolgen. Dieser Bestätigungsvermerk bezieht sich ausschließlich auf den deutschsprachigen und vollständigen Jahresabschluss samt Lagebericht. Für abweichende Fassungen sind die Vorschriften des § 281 Abs 2 UGB zu beachten.

Bestätigungsvermerk*)

der Grundlage dieses Jahresabschlusses getroffenen wirtschaftlichen Entscheidungen von Nutzern beeinflussen.

Als Teil einer Abschlussprüfung in Übereinstimmung mit den österreichischen Grundsätzen ordnungsmäßiger Abschlussprüfung, die die Anwendung der ISA erfordern, üben wir während der gesamten Abschlussprüfung pflichtgemäßes Ermessen aus und bewahren eine kritische Grundhaltung.

Darüber hinaus gilt:

- Wir identifizieren und beurteilen die Risiken wesentlicher - beabsichtigter oder unbeabsichtigter - falscher Darstellungen im Abschluss, planen Prüfungshandlungen als Reaktion auf diese Risiken, führen sie durch und erlangen Prüfungsnachweise, die ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unser Prüfungsurteil zu dienen. Das Risiko, dass aus dolosen Handlungen resultierende wesentliche falsche Darstellungen nicht aufgedeckt werden, ist höher als ein aus Irrtümern resultierendes, da dolose Handlungen betrügerisches Zusammenwirken, Fälschungen, beabsichtigte Unvollständigkeiten, irreführende Darstellungen oder das Außerkraftsetzen interner Kontrollen beinhalten können.
- Wir gewinnen ein Verständnis von dem für die Abschlussprüfung relevanten internen Kontrollsystem, um Prüfungshandlungen zu planen, die unter den gegebenen Umständen angemessen sind, jedoch nicht mit dem Ziel, ein Prüfungsurteil zur Wirksamkeit des internen Kontrollsystems der Gesellschaft abzugeben.
- Wir beurteilen die Angemessenheit der von den gesetzlichen Vertretern angewandten Rechnungslegungsmethoden sowie die Vertretbarkeit der von den gesetzlichen Vertretern dargestellten geschätzten Werte in der Rechnungslegung und damit zusammenhängende Angaben.
- Wir ziehen Schlussfolgerungen über die Angemessenheit der Anwendung des Rechnungslegungsgrundsatzes der Fortführung der Unternehmenstätigkeit durch die gesetzlichen Vertreter sowie, auf der Grundlage der erlangten Prüfungsnachweise, ob eine wesentliche Unsicherheit im Zusammenhang mit Ereignissen oder Gegebenheiten besteht, die erhebliche Zweifel an der Fähigkeit der Gesellschaft zur Fortführung der Unternehmenstätigkeit aufwerfen kann. Falls wir die Schlussfolgerung ziehen, dass eine wesentliche Unsicherheit besteht, sind wir verpflichtet, in unserem Bestätigungsvermerk auf die dazugehörigen Angaben im Jahresabschluss aufmerksam zu machen oder, falls diese Angaben unangemessen sind, unser Prüfungsurteil zu modifizieren. Wir ziehen unsere Schlussfolgerungen auf der Grundlage der bis zum Datum unseres Bestätigungsvermerks erlangten Prüfungsnachweise. Zukünftige Ereignisse oder Gegebenheiten können jedoch die Abkehr der Gesellschaft von der Fortführung der Unternehmenstätigkeit zur Folge haben.
- Wir beurteilen die Gesamtdarstellung, den Aufbau und den Inhalt des Jahresabschlusses einschließlich der Angaben sowie ob der Jahresabschluss die zugrunde liegenden Geschäftsvorfälle und Ereignisse in einer Weise wiedergibt, dass ein möglichst getreues Bild erreicht wird.

Wir tauschen uns mit dem Prüfungsausschuss unter anderem über den geplanten Umfang und die geplante zeitliche Einteilung der Abschlussprüfung sowie über bedeutsame Prüfungsfeststellungen, einschließlich etwaiger bedeutsamer Mängel im internen Kontrollsystem, die wir während unserer Abschlussprüfung erkennen, aus.

*) Die Veröffentlichung oder Weitergabe des Jahresabschlusses mit unserem Bestätigungsvermerk darf nur in der von uns bestätigten Fassung erfolgen. Dieser Bestätigungsvermerk bezieht sich ausschließlich auf den deutschsprachigen und vollständigen Jahresabschluss samt Lagebericht. Für abweichende Fassungen sind die Vorschriften des § 281 Abs 2 UGB zu beachten.

Bestätigungsvermerk*)

Bericht zum Lagebericht

Der Lagebericht ist auf Grund der österreichischen unternehmensrechtlichen Vorschriften darauf zu prüfen, ob er mit dem Jahresabschluss in Einklang steht und ob er nach den geltenden rechtlichen Anforderungen aufgestellt wurde.

Die gesetzlichen Vertreter sind verantwortlich für die Aufstellung des Lageberichts in Übereinstimmung mit den österreichischen unternehmensrechtlichen Vorschriften.

Wir haben unsere Prüfung in Übereinstimmung mit den Berufsgrundsätzen zur Prüfung des Lageberichts durchgeführt.

Urteil

Nach unserer Beurteilung ist der Lagebericht nach den geltenden rechtlichen Anforderungen aufgestellt worden und steht in Einklang mit dem Jahresabschluss.

Erklärung

Angesichts der bei der Prüfung des Jahresabschlusses gewonnenen Erkenntnisse und des gewonnenen Verständnisses über die Gesellschaft und ihr Umfeld wurden wesentliche fehlerhafte Angaben im Lagebericht nicht festgestellt.

Wien, am 30. Jänner 2020

Ernst & Young
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft m.b.H.

Mag. Stefan Uher e. h.
Wirtschaftsprüfer

ppa Mag. (FH) Rosemarie König e. h.
Wirtschaftsprüferin

*) Die Veröffentlichung oder Weitergabe des Jahresabschlusses mit unserem Bestätigungsvermerk darf nur in der von uns bestätigten Fassung erfolgen. Dieser Bestätigungsvermerk bezieht sich ausschließlich auf den deutschsprachigen und vollständigen Jahresabschluss samt Lagebericht. Für abweichende Fassungen sind die Vorschriften des § 281 Abs 2 UGB zu beachten.

Bericht des Aufsichtsrats

Der Aufsichtsrat hat im Berichtsjahr in vier Aufsichtsratssitzungen und einer konstituierenden Aufsichtsratssitzung sowie in vier Arbeits-/Prüfungsausschusssitzungen und einer ordentlichen Hauptversammlung die ihm nach Gesetz und Satzung obliegenden Aufgaben und Befugnisse unter Berücksichtigung der für APG als ITO (Independent Transmission Operator) geltenden spezifischen gesetzlichen Bestimmungen (§§ 28-32 ElWOG 2010) wahrgenommen. Aufgrund der Aufgaben der APG ist ein freiwilliger Prüfungsausschuss im Sinne des Aktiengesetzes eingerichtet. Der Arbeitsausschuss fungiert daher auch als Prüfungs- und Dringlichkeitsausschuss.

Die Geschäftsführung des Vorstands wurde vom Aufsichtsrat laufend aufgrund mündlicher und schriftlicher Berichterstattung über den Gang der Geschäfte und die Lage des Unternehmens geprüft. Diese Überprüfungen haben zu keinerlei Beanstandungen Anlass gegeben. Die Buchführung und der Jahresabschluss sind von der Ernst & Young GmbH, Wien, geprüft worden. Der Abschlussprüfer hat über das Ergebnis schriftlich berichtet. Dabei wurde festgestellt, dass der Vorstand die verlangten Aufklärungen und Nachweise erbracht hat, Buchführung und Jahresabschluss den gesetzlichen Vorschriften entsprechen, ein möglichst getreues Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Gesellschaft vermittelt wird und der Lagebericht im Einklang mit dem Jahresabschluss steht.

Der Aufsichtsrat hat den vorgelegten Jahresabschluss gemäß Unternehmensgesetzbuch, welchem der Abschlussprüfer seinen uneingeschränkten Bestätigungsvermerk erteilt hat, sowie den Lagebericht des Vorstands geprüft. Der Lagebericht des Vorstands wurde genehmigt und zur Kenntnis genommen. Der Jahresabschluss wurde vom Aufsichtsrat gebilligt, wodurch er gemäß § 96 (4) Aktiengesetz festgestellt ist.

Der Vorsitzende des Aufsichtsrats hält regelmäßig Kontakt mit dem Vorstand. Insbesondere werden die Geschäftsentwicklung, die europäischen Neuerungen, die betrieblichen Herausforderungen sowie die Entwicklung der Ausbau- und Instandhaltungsprojekte regelmäßig diskutiert. Sitzungen des Vorstands fanden im Regelfall vierzehntägig statt. Der Aufsichtsratsvorsitzende und der Vorstand bestätigen, dass sowohl in den Aufsichtsratssitzungen und den Sitzungen des Arbeits- und Prüfungsausschusses als auch in den Sitzungen des Vorstands offene Diskussionen stattfinden.

Der Aufsichtsrat bedankt sich beim Vorstand sowie allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern für die Bewältigung der herausfordernden Aufgaben.

Wien, im März 2020

Für den Aufsichtsrat

Dr. Peter F. Kollmann e. h.
(Vorsitzender)

Familie
braucht
Strom.
Austrian Power Grid
Österreich
braucht
Strom.
APG

Impressum

Herausgeber:
Austrian Power Grid AG
Wagramer Straße 19, A-1220 Wien
Kontakt: www.apg.at
E-Mail: apg@apg.at

Fotograf:
Christina Haeusler

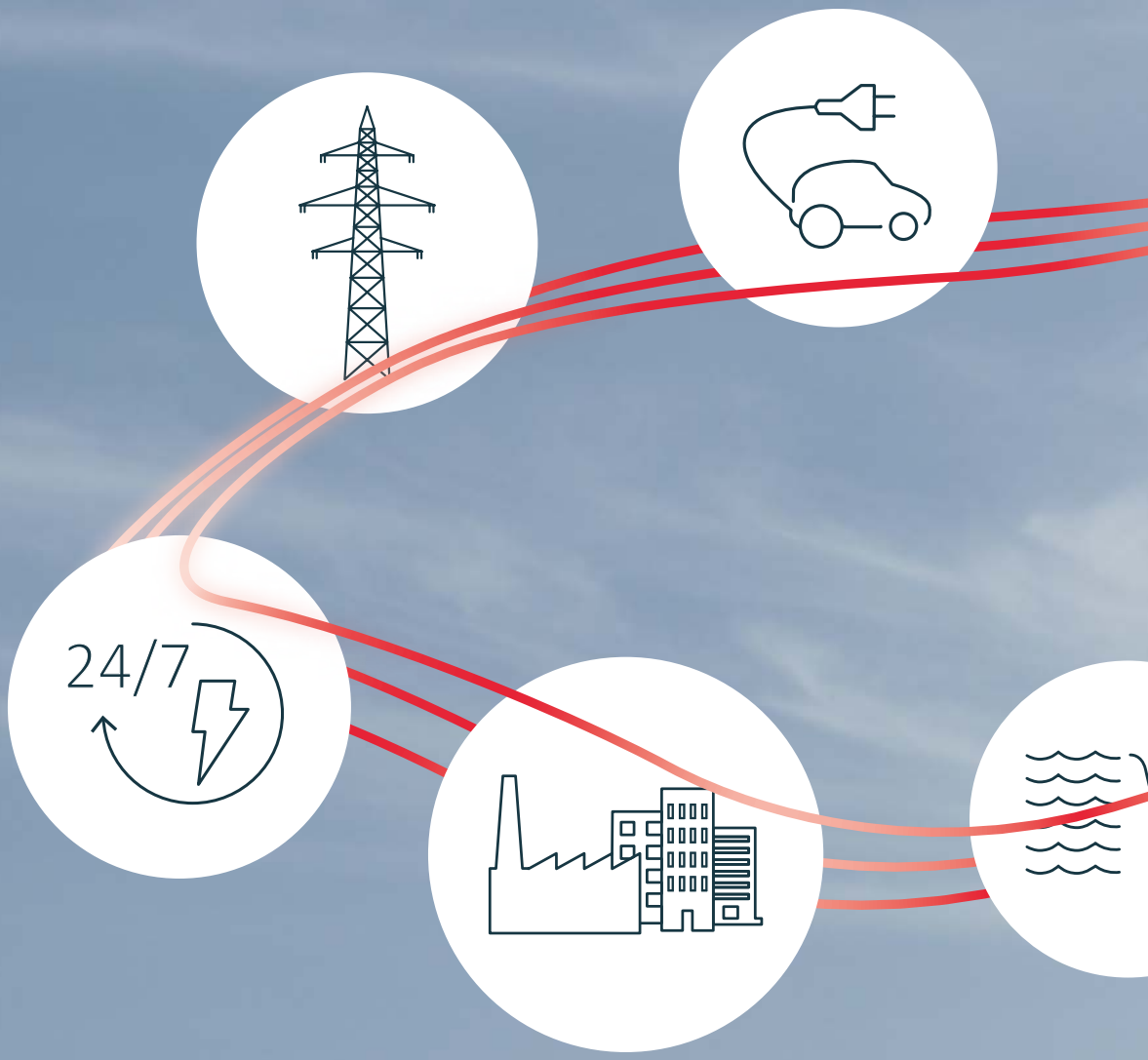
Konzept, Gestaltung und Beratung:
›› Inhouse produziert mit firesys (firesys GmbH)
›› WIEN NORD WERBEAGENTUR GmbH

Lektorat:
ASI GmbH - Austria Sprachendienst International

Druck:
GERIN DRUCK GmbH

Irrtümer, Satz- und Druckfehler vorbehalten.
Wien, im März 2020

Unser Unternehmen ist zertifiziert nach ISO 9001, ISO 14001, ISO 27001 und OHSAS 18001.



Austrian Power Grid AG
Wagramer Straße 19
IZD-Tower, A-1220 Wien
T: +43 (0) 50 320-161
apg@apg.at
apg.at