

AMPRION GESCHÄFTSBERICHT 2018

20  
18





**Amprion hat seinen gesetzlichen Auftrag 2018 erfolgreich erfüllt: Mit unserem Übertragungsnetz haben wir Strom für 29 Millionen Menschen sicher und zuverlässig transportiert. Damit das künftig so bleibt, bereiten wir uns heute schon auf die Energiewelt von morgen vor. Dafür verstärken und bauen wir unser Netz bedarfsgerecht aus. Und dafür entwickeln wir innovative Lösungen. An diesen Aufgaben ist Amprion 2018 gewachsen – quantitativ und qualitativ. Eine Dynamik, die wir beibehalten wollen.**

## ICON-ERKLÄRUNG

---



Glossar-Verweis



Internet-Link

# INHALT

---

4

—  
VORWORT

40

—  
JAHRESABSCHLUSS

6

—  
BERICHT DES AUFSICHTSRATES

74

—  
GLOSSAR

8

—  
LAGEBERICHT

75

—  
IMPRESSUM



**DR. KLAUS KLEINEKORTE**  
Chief Technical Officer

**DR. HANS-JÜRGEN BRICK**  
Chief Commercial Officer und Chief Financial Officer

Liebe Leserinnen und Leser,

die Amprion GmbH blickt auf ein höchst spannendes Jahr zurück. Auch 2018 sind wir unserer Verantwortung gerecht geworden, unser Höchstspannungsnetz – eine für den Standort Deutschland entscheidende Infrastruktur – sicher zu betreiben und bedarfsgerecht weiter auszubauen. Amprion hat sich dabei wirtschaftlich positiv entwickelt. Umsatzerlöse und Erträge unserer Gesellschaft sind im abgelaufenen Geschäftsjahr auf 13.893 Mio. Euro gestiegen und lagen 6,6 Prozent über dem Vorjahr. Dieser Zuwachs resultiert im Wesentlichen aus der ergebnisneutralen Abwicklung des EEG-Ausgleichsmechanismus, die mit 10.945 Mio. Euro 5,3 Prozent über dem Vorjahreswert lag. Ebenfalls gestiegen sind die Erlöse aus dem Netzgeschäft. Sie betragen 2.839 Mio. Euro (Vorjahr: 2.541 Mio. Euro).

In Summe erzielte die Amprion GmbH einen Jahresüberschuss von 203 Mio. Euro. Wesentlicher Treiber war die im Zuge unserer Investitionen in den Netzausbau gewachsene Kapitalbasis.

Die vergangenen Monate haben wichtige energiepolitische Weichenstellungen gebracht: vom „Kohleausstieg“ bis zur Verankerung des Ziels, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung bis 2030 auf 65 Prozent zu steigern. Unser Übertragungsnetz muss diese sich wandelnde Erzeugungslandschaft zusammenbinden. Umso wichtiger ist es, dass der Netzausbau zügig vorankommt. Im kommenden Jahrzehnt wird unser Unternehmen rund 9,3 Mrd. Euro in die Verstärkung und den Ausbau seines Netzes investieren und eine Fülle von Vorhaben umsetzen.

Rund 380 Projekte haben wir 2018 vorangetrieben und dabei auch wichtige Meilensteine erreicht. Dies belegen die Spatenstiche und Inbetriebnahmen – wie etwa die des Interkonnektors Wesel-Doetinchem im September. Auch der rotierende Phasenschieber und die Umspannanlage in Oberottmarshausen, die im September in den Betrieb gegangen sind, stellen bedeutende Elemente beim Umbau unseres Netzes dar. Sie sorgen für die Spannungshaltung in Süddeutschland und sichern die Versorgung von Bayerisch-Schwaben.

Exemplarisch für die weiteren 144 Leitungskilometer, für die wir 2018 eine Genehmigung erhalten haben, sei das Gleichstromprojekt ALEGrO erwähnt. Ende Oktober haben wir mit dem Bau begonnen.

Die Energiewende ist aber nicht nur eine Stromwende. Alle Energiesektoren sind aufgefordert, unseren gemeinsamen grünen Fußabdruck zu vergrößern. Amprion arbeitet deshalb mit dem Ferngasnetzbetreiber Open Grid Europe daran, die Sektorenkopplung weiterzuentwickeln. Im Rahmen unseres Projektes hybride wollen wir die Power-to-Gas-Technologie so vorantreiben, dass sie künftig im industriellen Maßstab eingesetzt werden kann. Dazu planen wir, im Raum Lingen einen Elektrolyseur zu errichten, der ab 2023 bis zu 100 MW elektrische Leistung in Wasserstoff umwandeln kann.

Um diesen wachsenden Aufgaben gerecht zu werden, braucht unsere Gesellschaft eine stabile wirtschaftliche Basis. Die haben wir bei Amprion, wie uns die Agenturen Moody's und Fitch bestätigt haben. Bei der jährlichen Überprüfung des Ratings haben sie Amprion mit „A3“ und „A-“ weiterhin im soliden Investment-Grade-Bereich angesiedelt. Unser positives Rating trägt dazu bei, den Zugang zu den Kapitalmärkten für zukünftige Finanzierungen zu guten Konditionen zu sichern.

Verbunden mit dem Umbau unseres Energiesystems sind für unsere Gesellschaft viele Herausforderungen, zugleich aber auch viele Chancen. Diese wollen wir nutzen – mit all der Kompetenz, der Innovationskraft und Begeisterung unserer Belegschaft. Sie ist 2018 auf 1.400 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter gewachsen. Ihnen gelten unser herzlicher Dank und große Anerkennung. Und sie sind das Fundament, auf dem sich unsere Gesellschaft auch 2019 positiv weiterentwickeln wird.



**DR. HANS-JÜRGEN BRICK**  
Chief Commercial Officer und  
Chief Financial Officer



**DR. KLAUS KLEINEKORTE**  
Chief Technical Officer



# Bericht des Aufsichtsrates

Sehr geehrte Damen und Herren,

2018 war für die Amprion GmbH ein erfolgreiches Geschäftsjahr. Das Unternehmen hat den Um- und Ausbau des Übertragungsnetzes vorangetrieben. Für 144 Projektkilometer hat Amprion im vergangenen Jahr eine Genehmigung erhalten. Dementsprechend haben vielerorts Bauarbeiten begonnen. So auch zwischen Reutlingen und Herbertingen, wo in vorhandener Trasse eine neue Leitung entsteht. Ein weiterer Fokus liegt auf den Umspannanlagen. Bereits fertig geworden 2018 sind die neuen Anlagen in Lamsheim und Woringen, viele andere sind im Bau. Neben der Vielzahl von Netzausbauprojekten hat Amprion intensiv daran gearbeitet, innovative Lösungen für den Umbau unseres Energiesystems zu entwickeln und in das Netz zu integrieren. Wichtige Elemente wie etwa der rotierende Phasenschieber in Oberottmarshausen sind in den zurückliegenden Monaten bereits in Betrieb gegangen.

Der Aufsichtsrat hat die Entwicklung des Unternehmens im Geschäftsjahr 2018 begleitet. Das Gremium hat die ihm nach Gesetz und Gesellschaftsvertrag obliegenden Aufgaben erfüllt und dabei insbesondere seine Überwachungs- und Beratungsfunktion gegenüber der Geschäftsführung wahrgenommen. Hierzu hat er sich von den Geschäftsführern schriftlich und mündlich über den Gang der Geschäfte, über grundsätzliche Fragen der Geschäftspolitik sowie über die Lage und Entwicklung der Gesellschaft unterrichten lassen, bedeutsame Geschäftsvorfälle mit der Geschäftsführung eingehend beraten und die erforderlichen Entscheidungen getroffen. Der Aufsichtsratsvorsitzende hat darüber hinaus auch außerhalb der Sitzung des Aufsichtsrates in Gesprächen mit den Geschäftsführern wichtige Einzelvorgänge beraten und Fragen der Unternehmensstrategie und der Geschäftspolitik in Vorbereitung der Gremiensitzungen erörtert. Darüber hinaus hat der Prüfungsausschuss die ihm nach dem Gesellschaftsvertrag obliegenden Aufgaben erfüllt und insbesondere die Feststellung des Jahresabschlusses durch den Aufsichtsrat umfassend vorbereitet.

Im Berichtszeitraum haben vier Aufsichtsratssitzungen stattgefunden. Im Fokus der Beratungen standen die detaillierte Berichterstattung der Geschäftsführer über die Lage der Gesellschaft einschließlich der Umsatz- und Ergebnisentwicklung sowie die strategischen Ziele der Gesellschaft. Außerdem hat der Aufsichtsrat den vorgelegten Finanzplan für das Jahr 2019 intensiv beraten und beschlossen. Weiterhin wurde die langfristige Investitionsplanung bis 2028 ebenfalls umfassend erörtert und vom Aufsichtsrat gebilligt. Darüber hinaus hat sich der Aufsichtsrat mit dem regulatorischen Umfeld der Gesellschaft sowie den anstehenden oder erfolgten Änderungen des gesetzlichen Rahmens befasst.

Der durch Beschluss der Gesellschafter vom 14. Mai 2018 gewählte und vom Aufsichtsrat der Gesellschaft mit der Prüfung beauftragte Abschlussprüfer, die BDO AG, Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Düsseldorf, hat den Jahresabschluss und den Lagebericht der Amprion GmbH für das Geschäftsjahr 2018 unter Einbeziehung der Buchführung geprüft und mit dem uneingeschränkten Bestätigungsvermerk versehen.

Nach intensiver Erörterung des Jahresabschlusses unter Teilnahme der Wirtschaftsprüfer im Prüfungsausschuss sind der Bericht des Abschlussprüfers, der Jahresabschluss und der Lagebericht den Mitgliedern des Aufsichtsrates rechtzeitig vor der Aufsichtsratssitzung am 9. April 2019 ausgehändigt und in der Sitzung ebenfalls umfassend erörtert worden. Der Abschlussprüfer hat an den Beratungen des Aufsichtsrates teilgenommen und über die wesentlichen Ergebnisse seiner Prüfung berichtet. Außerdem stand er für ergänzende Auskünfte zur Verfügung. Der Aufsichtsrat hat dem Ergebnis der Prüfung zugestimmt. Er hat seinerseits den von der Geschäftsführung aufgestellten Jahresabschluss und Lagebericht geprüft. Nach dem abschließenden Ergebnis seiner Prüfung sind Einwendungen nicht zu erheben. Der Aufsichtsrat hat den Lagebericht und den Jahresabschluss für das Geschäftsjahr 2018 gebilligt; der Jahresabschluss ist damit festgestellt.

Im Geschäftsjahr 2018 erfolgten folgende personelle Veränderungen im Aufsichtsrat:

Das Aufsichtsratsmitglied Herr Dr. Andreas Kretschmer hat sein Amt als Mitglied des Aufsichtsrates der Amprion GmbH mit Wirkung zum 31. Mai 2018 niedergelegt. Mit Gesellschafterbeschluss vom 14. Mai 2018 wurde Herr Christian Mosel, Hauptgeschäftsführer der Ärzteversorgung Westfalen-Lippe, Münster, ab 1. Juni 2018 zum Mitglied des Aufsichtsrates der Amprion GmbH gewählt.

Der Aufsichtsrat spricht der Geschäftsführung sowie allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern der Amprion GmbH für ihre im Geschäftsjahr 2018 geleistete Arbeit Dank und Anerkennung aus.

Dortmund, 9. April 2019



**PROF. HEINZ-WERNER UFER**

Vorsitzender des Aufsichtsrates





# L A G E B E R I C H T

---

10

-

GRUNDLAGEN DES UNTERNEHMENS

11

-

WIRTSCHAFTSBERICHT

25

-

WIRTSCHAFTLICHE LAGE

31

-

PROGNOSE-, CHANCEN- UND RISIKOBERICHT

38

-

RECHNUNGSLEGUNGSBEZOGENES INTERNES KONTROLL- UND  
RISIKOMANAGEMENTSYSTEM

# Grundlagen des Unternehmens

## Geschäftstätigkeit des Unternehmens

Die Amprion GmbH mit Hauptsitz in Dortmund ist einer von vier Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) in Deutschland und beschäftigt rund 1.450 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter. In einer Regelzone, die von Niedersachsen bis zu den Alpen reicht, betreibt Amprion sein Netz auf den Spannungsebenen 220 und 380 Kilovolt (kV) und baut es bedarfsgerecht aus. Das Höchstspannungsnetz mit rund 11.000 Kilometern Länge verbindet die Erzeugungseinheiten mit den Verbrauchsschwerpunkten und ist ein wichtiger Bestandteil des Übertragungsnetzes in Deutschland und Europa. Es wird den Industriekunden, den Verteilnetzbetreibern, den Stromhändlern und den Stromerzeugern zu marktgerechten Preisen zur Verfügung gestellt.

Zudem steuert und überwacht Amprion den sicheren Transport von Strom innerhalb des Höchstspannungsnetzes in seiner Regelzone. Dazu hält die Systemführung in Brauweiler/Pulheim jederzeit Stromverbrauch und -erzeugung im Gleichgewicht. Die erforderlichen Systemdienstleistungen (Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve) sowie die benötigte Verlustenergie werden über transparente und verordnungskonforme Ausschreibungen beschafft. Ebenso koordiniert das Unternehmen die Austauschprogramme und die anschließende Mengenbilanzierung für das gesamte Übertragungsnetz in Deutschland sowie für den nördlichen Teil des europäischen Verbundnetzes.

Durch seine zentrale Lage in Europa ist das Netz von Amprion eine wichtige Drehscheibe für den europäischen Stromhandel. Amprion stellt die Übertragungsnetzkapazitäten an den Kuppelleitungen zu den Niederlanden, zu Frankreich und zur Schweiz und nach Österreich durch marktbasierende Auktionen zur Verfügung.

Anteilseigner an Amprion sind mit 74,9% die M 31 Beteiligungsgesellschaft mbH & Co. Energie KG, deren Gesellschafter sich aus einem Konsortium von überwiegend deutschen institutionellen Finanzinvestoren aus der Versicherungswirtschaft und Versorgungswerken zusammensetzen, und mit 25,1% die RWE AG.

# Wirtschaftsbericht

## Politisches und energierechtliches Umfeld

### Energiesammelgesetz

Das Energiesammelgesetz (EnSaG) ist am 21. Dezember 2018 in Kraft getreten. Die Änderungen betreffen das Energiewirtschaftsgesetz (**EnWG** [≙ S. 68]), das Erneuerbare-Energien-Gesetz (**EEG** [≙ S. 68]), das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG), das Windenergie-auf-See-Gesetz (Wind-SeeG) sowie zahlreiche Verordnungen.

Die wesentlichen Änderungen des KWKG betreffen die Verlängerung der KWK-Förderung für Neuanlagen und Modernisierungen auf eine Inbetriebnahme bis Ende 2025 sowie die neue Förderung von KWK-Bestandsanlagen nach § 13 KWKG ab dem 1. Januar 2019, die noch unter dem Vorbehalt der Genehmigung durch die EU-Kommission steht.

Die wesentlichen Änderungen des EEG betreffen die Umsetzung der Sonderausschreibungen für Windenergie an Land und Photovoltaik in Höhe von jeweils vier GW sowie die Absenkung der Vergütung für große Gebäude-Photovoltaikanlagen ab Januar 2019. Rückwirkend zum 1. Januar 2018 gibt es Änderungen bei der EEG-Umlagepflicht im Bereich der Schätzung und Messung von Letztverbraucherstrommengen und der Eigenversorgung aus hocheffizienten KWK-Neuanlagen.

Durch Anpassungen im WindSeeG sollen sogenannte „sonstige Energiegewinnungsbereiche“ als durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) auszuweisende Bereiche eingeführt werden, innerhalb derer unter anderem die Erprobung von Offshore-Windenergie in Kombination mit Power-to-Gas auf See sowie innovative Technologien und neue Geschäftsmodelle ermöglicht werden.

### Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsbaus

Die Bundesregierung hat am 12. Dezember 2018 den Entwurf für ein Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsbaus beschlossen und ihn in das Gesetzgebungsverfahren eingebracht.

Die Beschleunigung des Netzausbaus auf der Höchstspannungsebene soll durch Möglichkeiten des Verzichts auf eine Bundesfachplanung erreicht werden. Ein Verzicht ist möglich bei einer Leitung, die als Ersatz für eine bestehende Leitung geplant wird, wenn diese in der Trasse der bestehenden Leitung oder parallel zu der bisherigen Leitung geführt wird. Bei neuen Leitungen kann auf die Bundesfachplanung verzichtet werden, wenn sie innerhalb eines in einem Raumordnungsplan oder Bundesnetzplan ausgewiesenen Trassenkorridors verläuft. Darüber hinaus sollen zukünftige Genehmigungsverfahren für weitere Netzausbaumaßnahmen reduziert werden, indem bei Erdkabelprojekten bei absehbarem Bedarf bereits jetzt weitere Leerrohre, die darin einzuziehenden Kabel sowie der anschließende Betrieb dieser Kabel miteinbezogen werden können. Ein weiteres Genehmigungsverfahren für die zusätzliche Leitung soll später nicht mehr erforderlich sein. Weitere Anpassungen beziehen sich auf die Umsetzung von Maßnahmen zur optimierten Nutzung des Bestandsnetzes, insbesondere durch Umbeseilungen zur höheren Auslastung der Leitungen sowie die Änderung des Betriebskonzeptes in Abhängigkeit von den Witterungsbedingungen.

Neben den planungsrechtlichen Anpassungen soll den ÜNB der vollständige Zugriff auf die in den Verteilnetzen angeschlossenen EEG-Anlagen und KWK-Anlagen zur Durchführung von Redispatch-Maßnahmen gewährt werden. Dies bedeutet die Zusammenführung von Einspeisemanagement und Engpassmanagement. Diese Regelungen sollen zum 1. Oktober 2020 in Kraft treten.

#### **Verordnung zur Einführung bundeseinheitlicher Übertragungsnetzentgelte**

Das Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (NEMOG) aus 2017 gibt die Angleichung der Übertragungsnetzentgelte ab dem 1. Januar 2019 bis zum 1. Januar 2023 vor. Die Verordnung zur schrittweisen Einführung bundeseinheitlicher Übertragungsnetzentgelte ist am 29. Juni 2018 in Kraft getreten.

Sie regelt die Bildung, Ermittlung und den Ausgleich der Mehr- oder Mindereinnahmen bundeseinheitlicher Übertragungsnetzentgelte in der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV). Die Angleichung erfolgt über einen Zeitraum von fünf Jahren mit jeweils 20,0%. Am 1. Oktober 2018 haben Amprion sowie die anderen ÜNB erstmalig die Indikation der Netzentgelte inklusive des ersten Schrittes zur Vereinheitlichung der Netzentgelte veröffentlicht.

Darüber hinaus werden die Kosten für die Anbindung von Offshore-Windparks ab dem 1. Januar 2019 nicht mehr über die Netzentgelte refinanziert, sondern als Teil des Belastungsausgleiches in die Offshore-Netzzumlage einfließen. Dadurch werden die Übertragungsnetzentgelte sinken und somit die Netzkunden entlastet. Demgegenüber erhöht sich die Belastung der Netzkunden durch die Erhöhung der Offshore-Netzzumlage um die Offshore-Anschlusskosten. Stromintensive Kunden sind jedoch aufgrund der besonderen Ausgleichsregelung von dieser Erhöhung nur bedingt betroffen, sodass für diese Kunden etwa in der Regelzone von Amprion die Belastungen aus den bundeseinheitlichen Übertragungsnetzentgelten zum Teil kompensiert werden.

#### **Kapazitätsreserveverordnung**

Die in § 13 e **EnWG** (≙ 5.68) geregelte Kapazitätsreserve stand unter dem Vorbehalt der beihilferechtlichen Genehmigung der EU-Kommission, die am 7. Februar 2018 mit Maßgaben erfolgt ist. Die an die beihilferechtliche Genehmigung angepasste Verordnungsermächtigung zur Kapazitätsreserve ist Teil des EnSaG und sieht eine Vorhaltung vom 1. Oktober 2020 bis zum 30. September 2023 vor.

#### **Verordnung zu Anpassungen im Regulierungsrecht**

Die Bundesregierung hat am 19. Dezember 2018 den Entwurf einer Verordnung zur Berechnung der Offshore-Netzzumlage und zu Anpassungen im Regulierungsrecht verabschiedet. Dieser sieht Änderungen in verschiedenen energiewirtschaftlichen Verordnungen vor und bedarf der Zustimmung des Bundesrates.

Die wesentlichen Anpassungen in der StromNEV betreffen die konkrete Berechnung der Offshore-Netzzumlage sowie die Voraussetzungen für die Gewährung eines Sonderentgelts für singulär genutzte Betriebsmittel.

In der Anreizregulierungsverordnung (**ARegV** [≙ 5.68]) werden die Bedingungen für die Investitionsmaßnahmen angepasst. Die Dauer der Genehmigung von Investitionsmaßnahmen soll in der Regel auf eine Regulierungsperiode beschränkt und der prozentuale Ansatz zur Refinanzierung von Betriebskosten für die Phase bis zur Inbetriebnahme der Anlagegüter abgesenkt werden. Die Regelung lässt aber der bisherigen Praxis entsprechend einen Verlängerungsantrag bei ablaufender Genehmigungsdauer vor Fertigstellung der Maßnahme zu.

## Regulatorisches Umfeld

### Eigenkapitalzinssätze für die dritte Regulierungsperiode

Die Bundesnetzagentur (BNetzA [≙ S. 68]) hat am 5. Oktober 2016 die Eigenkapitalzinssätze vor Steuern für Neuanlagen in Höhe von 6,91 % und für Altanlagen in Höhe von 5,12 % festgelegt, die in der dritten Regulierungsperiode von 2019 bis 2023 gelten sollen. Amprion hat Beschwerde gegen die Festlegung beim Oberlandesgericht (OLG) Düsseldorf eingelegt, um das Vorgehen der BNetzA gerichtlich prüfen zu lassen. Das OLG Düsseldorf hat am 22. März 2018 entschieden, dass die Eigenkapitalzinssätze rechtsfehlerhaft zu niedrig bemessen wurden. Die Festlegung beruhe insoweit auf einer nicht vertretbaren Methode, da die BNetzA zur Bestimmung der Marktrisikoprämie im Rahmen des Capital-Asset-Pricing-Model ausschließlich auf historische Zeitreihen zurückgegriffen habe, um die zukünftige Zinsentwicklung abzuschätzen. Entsprechend den Ausführungen des gerichtlichen Sachverständigen hat die aktuelle außergewöhnliche Niedrigzinsphase jedoch zur Folge, dass rein historische Zeitreihen keine ausreichende Auskunft über die Zinsentwicklung in der Zukunft geben können. Für die Plausibilisierung der zukünftigen Entwicklung sind demnach ergänzende Methoden (Total Market Return-Ansatz oder ex ante-Methoden) heranzuziehen, um der besonderen Situation an den Kapitalmärkten Rechnung zu tragen. Die BNetzA hat gegen die Entscheidung des OLG Düsseldorf am 25. April 2018 Rechtsbeschwerde beim Bundesgerichtshof eingelegt.

### Kostenprüfung für die dritte Regulierungsperiode

Die BNetzA ermittelt gemäß § 6 Abs. 1 ARegV (≙ S. 68) das Ausgangsniveau der Erlösobergrenzen für die dritte Regulierungsperiode von 2019 bis 2023 mittels einer Kostenprüfung auf Grundlage der Daten des Geschäftsjahres 2016 nach den Vorschriften der StromNEV. Amprion hat die erforderlichen Unterlagen für die Kostenprüfung am 30. Juni 2017 an die BNetzA versendet, die mit Beschluss vom 20. Dezember 2018 die Kosten festgelegt hat. Amprion hat am 25. Januar 2019 Beschwerde gegen den Beschluss eingelegt.

### Produktivitätsfaktor für die dritte Regulierungsperiode

Der individuelle und der sektorale Produktivitätsfaktor sind Elemente zur Bestimmung der Erlösobergrenze. Die beeinflussbaren Kostenanteile innerhalb der Erlösobergrenze der Netzbetreiber werden mit Hilfe der beiden Faktoren auf ein aus Sicht der ARegV effizientes Niveau angepasst. Die BNetzA führt deshalb vor jeder Regulierungsperiode einen Effizienzvergleich für die ÜNB durch.

Der individuelle Produktivitätsfaktor betrifft die unternehmensindividuelle Effizienz und wird für die dritte Regulierungsperiode von der BNetzA mit Hilfe einer relativen Referenznetzanalyse ermittelt. Die BNetzA hat mit Beschluss vom 20. Dezember 2018 den individuellen Produktivitätsfaktor für Amprion auf 100,0% festgelegt.

Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor („Xgen“) betrifft alle Stromnetzbetreiber und stellt einen Korrekturfaktor zum Verbraucherpreisindex dar. Ein positiver genereller sektoraler Produktivitätsfaktor fordert von der Netzwirtschaft einen größeren Produktivitätsfortschritt gegenüber dem der Volkswirtschaft. Aus einem größeren Produktivitätsfortschritt wiederum leiten sich zusätzliche Effizienzanforderungen für die Netzbetreiber ab. Die BNetzA hat mit Beschluss vom 28. November 2018 den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Strom auf 0,9% festgelegt. Amprion hat am 18. Januar 2019 Beschwerde gegen den Beschluss eingelegt.

#### **Rückabwicklung der Befreiung von Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV**

Die EU-Kommission hat am 28. Mai 2018 beschlossen, dass die vollständige Befreiung stromintensiver Verbraucher von den Netzentgelten in den Jahren 2012 und 2013 gegen europäisches Beihilferecht verstößt. Die BNetzA hat daraufhin ein Verfahren zur Rückabwicklung der Befreiung eingeleitet, das im Geschäftsjahr abgeschlossen wurde und für die ÜNB grundsätzlich ergebnisneutral ist.

#### **Freiwillige Selbstverpflichtungen Systemdienstleistungen**

Die Freiwilligen Selbstverpflichtungen (FSV) Regelleistung, Netzverluste und Redispatch für die dritte Regulierungsperiode von 2019 bis 2023 wurden mit Beschlüssen der BNetzA im Oktober 2018 als wirksam verfahrensreguliert festgelegt. Die Kosten für die Beschaffung dieser Systemdienstleistungen gelten somit als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten und können mit Plankosten in der Erlösobergrenze angesetzt werden.

Die FSV Regelleistung setzt die Mechanismen aus der zweiten Regulierungsperiode fort. Es werden für die Plankosten die durchschnittlichen Mengen und Preise aus dem Zeitraum September (t-2) bis August (t-1) angesetzt. In der Abrechnung im Folgejahr wird ein Bonus bzw. Malus von rund 25,0% der Differenz zwischen Plankosten und Istkosten aus der tatsächlich beschafften Menge ermittelt, der bis zu einer absoluten Obergrenze von 2,5% der Plankosten das Ergebnis von Amprion beeinflusst. Eine darüber hinaus verbleibende Differenz wird auf dem Regulierungskonto erfasst.

In der FSV Netzverluste wurde ein neues Anreizsystem geschaffen. Es werden für die Plankosten ein unternehmensspezifischer Referenzpreis auf Basis des durchschnittlichen Börsenpreises aus dem Zeitraum Juli (t-2) bis Juni (t-1) sowie die langfristig beschaffte Verlustenergiemenge angesetzt. In der Abrechnung im Folgejahr wird ein Bonus bzw. Malus von rund 50,0% der Differenz zwischen Plankosten und Istkosten ermittelt, der bis zu einer absoluten Obergrenze von 2,5% der Plankosten das Ergebnis von Amprion beeinflusst. Eine darüber hinaus verbleibende Differenz wird auf dem Regulierungskonto erfasst.

Die FSV Redispatch setzt die Mechanismen aus der zweiten Regulierungsperiode fort und sieht ebenfalls einen Plankostenansatz auf Basis von Vergangenheitswerten vor. Die Kosten werden ohne Bonus- bzw. Malus-System über die Netzentgelte vereinnahmt. Die Differenz zwischen Plankosten und Istkosten wird auf dem Regulierungskonto erfasst. Die Vorgehensweise zur Ermittlung der angemessenen Vergütung von Redispatch-Maßnahmen erfolgt anhand des BDEW-Branchenleitfadens und ist rückwirkend bis zum 1. Januar 2013 anzuwenden.

## Geschäftsverlauf

### Netzgeschäft

Die Festlegung der Erlösobergrenze erfolgt im Rahmen der Anreizregulierung und nach den Vorgaben des **EnWG** (≙ S. 68), der **ARegV** (≙ S. 68) und der StromNEV. Die **BNetzA** (≙ S. 68) hat am 3. Juli 2014 die Erlösobergrenze für die zweite Regulierungsperiode von 2014 bis 2018 auf Basis der Kosten des Jahres 2011 festgelegt. Amprion kann gemäß § 4 Abs. 3 ARegV in Verbindung mit § 34 Abs. 1 ARegV die Erlösobergrenze und damit die Netzentgelte jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres bei Änderung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten anpassen. Die BNetzA muss über diese Anpassungen informiert werden. Seit Beginn der Anreizregulierung erfasst Amprion Mehr- oder Mindererlöse gemäß § 5 ARegV auf dem Regulierungskonto.

Zum 1. Januar 2018 hat Amprion die Netzentgelte je nach Nutzungsdauer und Spannungsebene angepasst. Insbesondere in dem für den Großteil der Kunden relevanten Nutzungsbereich zwischen 5.000 und 8.760 Stunden erhöhten sich die Netzentgelte in der Höchstspannungsebene von 47,7% bis zu 47,8%. Die Erhöhungen sind auf folgende Sachverhalte zurückzuführen:

- Anstieg der von den Küsten-ÜNB weiterbelasteten Kosten für den Anschluss von Offshore-Windanlagen
- Höhere Kosten aus genehmigten Investitionsmaßnahmen für den weiteren Netzausbau aufgrund der Energiewende
- Höhere Kosten für Redispatch-Maßnahmen, Einspeisemanagement und Reservekraftwerke

Bei den Kunden von Amprion handelt es sich um direkt an das Höchstspannungsnetz angeschlossene Industrieunternehmen, Verteilnetzbetreiber sowie Kraftwerke. Die Absatz- und Erlösstruktur wird wesentlich durch die großen Verteilnetzbetreiber geprägt, von denen Amprion rund 85 % seiner Netzentgelte erhält. Etwa 12 % der Netzentgelte stammen von Unternehmen der Chemie-, Stahl- und Aluminiumindustrie. Die restlichen Netzentgelte resultieren aus dem Eigenbedarf der im Übertragungsnetz angeschlossenen Kraftwerke.

Im Geschäftsjahr 2018 stieg die Entnahmemenge direkt angeschlossener Netzkunden gegenüber 2017 um rund 2 % an. Der Mengenanstieg resultierte aus geringerer dezentraler Einspeisung durch konventionelle Kraftwerke in die nachgelagerten Verteilnetze aufgrund geänderter Fahrweise von Kraftwerken, die Erzeugungsleistung von dem Verteilnetz in das Transportnetz verlagern können (Querregler). Vor dem Hintergrund der Energiewende und der damit einhergehenden Förderung erneuerbarer und dezentraler Energieerzeugung werden Mengenrückgänge in den kommenden Jahren erwartet.

### **EEG-Umlage**

Der EEG-Ausgleichsmechanismus erfolgt auf Basis der Erneuerbare-Energien-Verordnung und der Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung. Die außerhalb der Direktvermarktung eingespeisten EEG-Mengen vermarkten die ÜNB an der Strombörse und geben die Differenz aus den Stromerlösen und den Aufwendungen für die EEG-Einspeisemengen über die EEG-Umlage an die Energieversorgungsunternehmen weiter. Der EEG-Prozess ist für die ÜNB grundsätzlich ergebnisneutral.

Am 15. Oktober 2018 haben die ÜNB die EEG-Umlage für 2019 veröffentlicht. Demnach kam es zu einem Rückgang der EEG-Umlage um rund 6 % von 6,79 ct/kWh auf 6,41 ct/kWh. Die Hauptgründe sind der Anstieg der Börsenerlöse aus zu vermarktendem EEG-Strom und die positive Entwicklung des EEG-Kontos. Es wurde in Abstimmung mit der BNetzA eine Liquiditätsreserve in Höhe von rund 1.500 Mio. € (entspricht 6 % der Deckungslücke) in die EEG-Umlage eingerechnet.

### Offshore-Netzumlage

Am 15. Oktober 2018 veröffentlichten die ÜNB die Offshore-Netzumlage für 2019 von 0,42 ct/kWh. Sie ersetzt die bisherige Offshore-Haftungsumlage und enthält nicht mehr nur die Kosten für Entschädigungen bei Störungen oder Verzögerungen der Anbindung von Offshore-Windparks, sondern zusätzlich die Kosten für die Anbindung von Offshore-Windparks, die ab 2019 nicht mehr über die Netzentgelte refinanziert werden. Die Abwicklung der Offshore-Netzumlage ist für die ÜNB grundsätzlich ergebnisneutral.

### Systemdienstleistungen

Die Regelleistung beschaffen die ÜNB gemeinsam nach den Vorgaben der **BNetzA** (≙ S. 68), wobei im Juli 2018 die kalendertägliche Sekundär- und Minutenreserveausschreibung umgesetzt wurde. Im Vorjahresvergleich war 2018 insbesondere bei der negativen Minutenreserve durch einen deutlichen Mengenrückgang gekennzeichnet. Steigende Preise sind sowohl bei der Sekundärregelleistung als auch bei der positiven Minutenreserve zu verzeichnen. Im Oktober 2018 wurde der ausschließlich auf dem Leistungspreis basierende Zuschlagsmechanismus durch die Einführung des Mischpreisverfahrens, d. h. die Einbindung des Arbeitspreises unter Berücksichtigung eines Gewichtungsfaktors, abgelöst. Die deutschen ÜNB veröffentlichten Ende Oktober 2018 die neuen Präqualifikationsbedingungen für die Teilnahme an den Regelleistungsmärkten für Primär-, Sekundär- und Minutenregelleistung, die sukzessiv bis Ende 2019 vollständig in Kraft treten. Damit wurden die Anforderungen der europäischen Verordnung zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (Guideline on Transmission System Operation, SOGL) erfüllt. Die SOGL bildet einen europaweit einheitlichen Rahmen für Anforderungen an technische Einheiten, die zur Erbringung von Regelleistung eingesetzt werden.

Die Kosten für die Beschaffung der Verlustenergie (Netzverluste) waren im Geschäftsjahr moderat rückläufig. Dies ist im Wesentlichen auf die Bewirtschaftung der Kurzfristkomponente zurückzuführen, die den Kostenanstieg aufgrund höherer Mengen bei der Langfristbeschaffung überkompensierte.

Die Kosten für Redispatch-Maßnahmen sind im Geschäftsjahr 2018 wetterbedingt gesunken. Die ungeplanten und umfangreichen Außerbetriebnahmen von Kernkraftwerken in Frankreich sowie die angespannte Versorgungssituation in weiten Teilen Europas hatten im Winter 2016/2017 zu einer extremen Auslastung des Netzes von Amprion geführt. Demgegenüber war die Lage im Winter 2017/2018 und Ende 2018 weniger angespannt.

Der Anschluss von weiteren Offshore-Windparks in der Nordsee seit September 2017 erhöhte bei starker Windeinspeisung die Belastung der Kuppelleitungen im Norden zwischen den Regelzonen von TenneT und Amprion. Aufgrund geringer Möglichkeiten für Redispatch-Maßnahmen von konventionellen Kraftwerken bestand im Geschäftsjahr vermehrt die Notwendigkeit zum situationsbedingten Absenken der Einspeisung von Offshore-Windparks durch TenneT, um die Systemstabilität zu gewährleisten. Eine teilweise Weiterbelastung der damit verbundenen Kosten seitens TenneT führt bei Amprion zu einem Anstieg der Aufwendungen aus dem EEG-Einspeisemanagement, die über das Regulierungskonto refinanziert werden.

Als weiteres Produkt der Systemdienstleistungen schreiben die ÜNB abschaltbare Lasten wöchentlich von jeweils 750 MW über die gemeinsame Ausschreibungsplattform im Internet aus. Die BNetzA ist befugt, die Höhe der Ausschreibungsmenge auf Basis wiederkehrender Bedarfsanalysen der ÜNB anzupassen. Im Geschäftsjahr 2018 wurden in der Regelzone von Amprion abschaltbare Lasten von 3.453 MWh an 15 Tagen mit einer gesamten Dauer von rund 45 Stunden abgerufen und verursachten Kosten in Höhe von 2,0 Mio. €. Die Kosten für die Vorhaltung der abschaltbaren Lasten betrugen 18,5 Mio. € und lagen auf dem Niveau des Vorjahres.

### **Netzreserve**

Auf Basis von Analysen der ÜNB weist die BNetzA jährlich den Netzreservebedarf für die kommenden fünf Jahre öffentlich aus. Der verbleibende zusätzliche Bedarf, der nicht über bereits vertraglich gesicherte Reserven abgedeckt werden kann, muss über Interessenbekundungsverfahren gedeckt werden. Die BNetzA hat in ihrem Bericht vom 27. April 2018 für das Winterhalbjahr 2018/2019 einen Bedarf an Netzreservekraftwerken in Höhe von 6.600 MW ausgewiesen. Der Bedarf an Netzreserve kann vollständig aus bereits vertraglich oder aufgrund gesetzlicher Regelungen gebundenen inländischen Kraftwerken gedeckt werden.

Für das Winterhalbjahr 2018/2019 sind nationale Kraftwerke mit einer Gesamtleistung in Höhe von 6.609 MW (davon Amprion: 1.796 MW) in der Netzreserve gebunden. Die Kosten der Netzreserve werden vollständig über die Netzentgelte refinanziert.

### **Besondere netztechnische Betriebsmittel**

Die ÜNB können gemäß § 11 Abs. 3 **EnWG** (≙ S. 68) besondere netztechnische Betriebsmittel zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit einsetzen. Der Bedarf für den Zeitraum 2021 bis 2025 wurde in 2017 durch die ÜNB ermittelt und von der **BNetzA** (≙ S. 68) mit 1,2 GW bestätigt. Die besonderen netztechnischen Betriebsmittel sollen von den ÜNB ausgeschrieben und von Dritten errichtet und betrieben werden. Ihr Einsatz erfolgt ausschließlich außerhalb des Strommarktes zur Wahrung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Übertragungsnetzes.

Die ÜNB gaben Mitte 2018 die technologieoffene Ausschreibung im Umfang von 1,2 GW auf der europäischen Vergabeplattform bekannt. Die Erteilung des Zuschlages kann durch Amprion – soweit zuschlagsfähige Angebote von den Bietern vorgelegt werden – voraussichtlich ab April 2019 erfolgen. Die Leistungserbringung ist ab dem 1. Oktober 2022 vorgesehen.

### **Systemführung**

Amprion verzeichnete für den Berichtszeitraum keine Versorgungsunterbrechungen – keine großräumigen Netzstörungen – im Höchstspannungsnetz, obwohl der Netzbetrieb deutlich anspruchsvoller geworden ist. Der Hauptgrund für die gestiegene Komplexität des Systembetriebs ist der weitere Zubau von EEG-Anlagen, der eine Vielzahl von Eingriffen erforderte. Dies wird durch die seit dem Jahr 2017 umfangreichen Redispatch-Maßnahmen deutlich. Die ÜNB arbeiten, insbesondere auf nationaler Ebene, aus diesem Grund sehr eng zusammen und haben zwischenzeitlich integrierte Modelle entwickelt, um die Redispatch-Maßnahmen deutschlandweit so effizient wie möglich zu gestalten.

Am 1. Oktober 2018 startete das Engpassmanagement für den Stromhandel an der deutsch-österreichischen Grenze zur Sicherung der Netzstabilität und damit der Versorgungssicherheit in Deutschland und Österreich. Bislang hatte es hier aufgrund der gemeinsamen Gebotszone einen uneingeschränkten Stromhandel gegeben. Dies hatte zu Engpässen im stark belasteten Stromnetz geführt, das mit umfangreichen Redispatch-Maßnahmen stabilisiert werden musste. Die ÜNB erwarten infolge des Engpassmanagements eine deutliche Verbesserung der Engpasssituation zwischen Deutschland und Österreich und damit einhergehend eine Reduzierung der netzstabilisierenden Maßnahmen sowie eine Entlastung benachbarter Übertragungsnetze, vor allem in Polen und Tschechien.

### **Technische Innovation**

Amprion gestaltet den Wandel des Energiesystems aktiv mit und entwickelt innovative Lösungen. Zusätzlich werden innovative Technologien in die Übertragungsfähigkeit des Netzes integriert, um es langfristig sicher und zuverlässig zu betreiben.

Zur Förderung der intelligenten Sektorenkopplung im Bereich Power-to-Gas gingen Amprion und Open Grid Europe eine Kooperation ein. Das Konzept der Partnerunternehmen sieht vor, dass eine Power-to-Gas-Anlage als Sektorentransformator – wie die bisherige Strom- und Gasnetzinfrastruktur – von den Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreibern projektiert, gebaut und betrieben wird. Die Technologie wandelt Strom aus erneuerbaren Energien in Wasserstoff um, der in anderen Sektoren eingesetzt werden kann. Die heutige Gasinfrastruktur kann somit zusätzlich zum Transport auch zur Speicherung von erneuerbaren Energien genutzt werden. Da die „Brückenkapazität“ zwischen den Systemen begrenzt ist, beabsichtigen die Netzbetreiber, die Kapazität des Sektorentransformators zu jedem Zeitpunkt an Händler oder Direktabnehmer über eine Auktion bereitzustellen. Damit ist ein diskriminierungsfreier Zugang für Dritte sichergestellt. Die Auktionserlöse werden von den Netzbetreibern netzentgeltmindernd genutzt.

Zur kurzfristigen Steigerung der Übertragungskapazität plant Amprion die Auflage von Hochtemperaturleiterseilen (HTLS) an hoch ausgelasteten Stellen im Netz. Dies setzt ausreichende Betriebserfahrungen mit dieser Technologie voraus. Nach dem ersten Pilotprojekt, das im Jahr 2009 gestartet wurde, wurden im Jahr 2017 weitere HTLS-Strecken in Betrieb genommen und mit 4er-Bündel-Leiterseilen ausgeführt, um auch deren Einsatz in der Praxis weiter zu erproben.

Im April 2018 wurde das Adaptive Freileitungsbetrieb-Light Konzept in der Systemführung zur witterungsabhängigen Steigerung der Belastbarkeit der Freileitungen eingeführt. Neben den 14 in Schaltanlagen errichteten Wetterstationen wurden 28 weitere Messstationen entlang der höchstbelasteten Stromkreise an meteorologisch exponierten Masten installiert. Dieses zusätzliche Potenzial wird mit Inbetriebnahme des neuen Leitsystems weiträumig zur Verfügung stehen.

Im September 2018 wurden der rotierende Phasenschieber mit einer Blindleistung bis zu ca. 300 MVA sowie die 380-kV-Umspannanlage am Standort Oberottmarshausen in Betrieb genommen. Die Umspannanlage in der Nähe von Augsburg ist einer der Energieknotenpunkte in Deutschland, an denen Amprion Anlagen zur Blindleistungskompensation installiert. Der rotierende Phasenschieber sorgt für die regionale Spannungshaltung im Stromnetz und leistet somit einen entscheidenden Beitrag für die Systemsicherheit in der gesamten Region Bayerisch-Schwaben.

Amprion beteiligt sich als Partner an nationalen und europäischen Projekten. Das vom BMWi geförderte Verbundforschungsvorhaben „Innovationen in der Betriebsführung bis 2030“ (InnoSys 2030) zielt auf die Identifikation, Analyse und Bewertung von in der Forschung und Industrie diskutierten innovativen Ansätzen zur noch höheren Netzauslastung des Bestandsnetzes ab. Es soll ein Gesamtkonzept entwickelt werden, das weiterhin das heutige hohe Systemsicherheitsniveau garantiert und darüber hinaus praxistauglich und bis 2030 einsatzbereit ist. Hierzu soll auf Flexibilitätspotenziale von Netznutzern und leistungsflusssteuernde Betriebsmittel zurückgegriffen werden.

Das in 2018 erfolgreich abgeschlossene Projekt SwarmGrid untersuchte, wie sich Erzeugungsanlagen, Verbraucher und Netzbetriebsmittel zukünftig mittels Informations- und Kommunikationstechnologie zu Schwärmen zusammenschließen lassen und besonders netzdienlich miteinander interagieren können, um so einen Beitrag zur Systemstabilität zu leisten. Dabei wurde das Verhalten großer Verteilnetzgruppen als Schwarm betrachtet, der dann gegenüber dem Transportnetz als steuerbare Einheit wirkt.

Amprion entwickelt die Mastbauformen kontinuierlich weiter. So wurden im Interkonnektorprojekt Niederrhein-Doetinchem erstmals neu entwickelte Vollwandmasten errichtet. Die ersten Masten wurden auf dem rund sieben Kilometer langen Teilstück Millingen-Bundesgrenze Niederlande aufgestellt, das im Herbst 2018 in Betrieb ging. Mit ihnen sollen die Akzeptanz in der Bevölkerung getestet sowie technische Erfahrungen gesammelt werden.

### **Asset Management**

Amprion ist seit 2015 nach den Vorgaben des internationalen Standards ISO 55001 zertifiziert. Die Einhaltung der Anforderungen wird regelmäßig durch externe Auditoren überprüft. Die letzte Überprüfung erfolgte im August 2018. Der internationale Standard ISO 55001 belegt effiziente und effektive Prozesse zur Bewirtschaftung der Assets eines Unternehmens.

### Personal

Im Geschäftsjahr setzte Amprion den geplanten Personalaufbau kontinuierlich fort. Die Anzahl der unbefristet beschäftigten Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter stieg im Vergleich zum Vorjahr um 11,0% von 1.246 FTE (Full Time Equivalent) auf 1.383 FTE zum 31. Dezember 2018; diese liegt 4,3% über dem im Lagebericht 2017 prognostizierten Wert. Ausgehend von anlass- und prozessbezogenen Aufgabenanalysen sowie neuen Handlungsfeldern (z. B. Offshore) wurde der Personalbedarf für 2019 auf 1.757 unbefristete FTE angepasst.

Darüber hinaus haben 14 Auszubildende in kaufmännischen und technischen Berufen ihre Ausbildung begonnen. Insgesamt absolvieren derzeit 36 Auszubildende ihre Ausbildung bei Amprion. 2018 haben zehn Auszubildende ihre Ausbildung erfolgreich beendet, davon nahmen neun Ausgebildete ein Übernahmeangebot an.

Die Förderung und Weiterentwicklung der Mitarbeiter hat bei Amprion eine hohe Priorität. So stiegen im Jahr 2018 die Teilnahmen an internen und externen Weiterbildungsmaßnahmen zur Stärkung der fachlichen und persönlichen Kompetenzen der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter von rund 2.300 auf rund 2.800. Zudem hat das Unternehmen einen Prozess zur Potenzialeinschätzung etabliert, um künftige Führungspositionen im Unternehmen vorrangig mit eigenen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern zu besetzen. Die so identifizierten Potenzialkandidaten werden in bedarfsgerechten Programmen zu Führungskräften weiterentwickelt. Die Einschätzungen finden alle zwei Jahre statt.

Die Belegschaft von Amprion ist gekennzeichnet durch eine enge Bindung zum Unternehmen. Dies belegt die geringe Fluktuationsrate von 1,3% (Vorjahr: 1,3%). Das Durchschnittsalter der Belegschaft verringerte sich aufgrund der Neueinstellungen gegenüber dem Vorjahr um 0,7 Jahre und betrug am 31. Dezember 2018 41,6 Jahre. Damit einhergehend sank die durchschnittliche Betriebszugehörigkeit (einschließlich Vorgängergesellschaften) von 13,9 Jahren auf 12,8 Jahre. Der Frauenanteil an der Belegschaft stieg leicht und lag zum Ende des Berichtsjahres bei 18,0% (Vorjahr: 17,6%). Die im Vergleich zu anderen Branchen noch geringe Frauenquote ist auf die spezialisierte technische Geschäftstätigkeit des Unternehmens zurückzuführen und steht im Zusammenhang mit dem geringen Frauenanteil in elektrotechnischen Studiengängen und Ausbildungsberufen.

Das Programm der Mitarbeiterkapitalbeteiligung durch die Ausgabe von Genussrechten hat Amprion im Geschäftsjahr fortgeführt. Die Beteiligungsquote von rund 79,2% lag leicht unter dem Vorjahresniveau von 81,9%.

### **Arbeits- und Gesundheitsschutz**

Arbeits- und Gesundheitsschutz ist für Amprion ein wichtiges Unternehmensziel. Im Arbeitsschutzmanagementsystem sind alle arbeitsschutzrelevanten Prozesse, die im Zusammenhang mit gesetzlichen und betrieblichen Regelwerken zu beachten sind, für Führungskräfte und Mitarbeiter verbindlich beschrieben. Die Normkonformität des nach dem Standard „Occupational Health and Safety Assessment Series 18001“ (OHSAS 18001) zertifizierten Arbeitsschutzmanagementsystems wurde durch eine Rezertifizierung seitens der BG ETEM Ende 2018 bestätigt. Es wurden Workshops mit Dienstleistern und Arbeitssicherheitsschulungen für die Mitarbeiter sowie Seminare für Anlagenverantwortliche zur sicheren Gestaltung des Arbeitsumfeldes vor Beginn von Arbeiten durchgeführt.

Die Gesundheitsförderung der Mitarbeiter ist Ziel des betrieblichen Gesundheitsmanagements von Amprion. Es beinhaltet ein breites Spektrum an Aktivitäten und Fördermaßnahmen. Unter anderem werden Präventionskurse, Kuren, aber auch externe Sozialberatungen angeboten.

### **Umweltschutz**

Die im Jahr 2017 verabschiedete Umweltschleitlinie gilt unverändert und ist für alle Führungskräfte und Mitarbeiter verbindlich. Unser erstmalig im Jahr 2017 nach DIN EN ISO 14001 zertifiziertes Umweltmanagementsystem wurde weiter verbessert und die Zertifizierung durch ein Überwachungsaudit in 2018 erneut bestätigt. Das nächste Überwachungsaudit ist für 2019 und die nächste Rezertifizierung für 2020 geplant.

### **Informationssicherheit**

Informationssicherheit ist ein wichtiger Baustein zur Gewährleistung robuster Geschäftsprozesse im Unternehmen. Das gilt in besonderer Weise in den Bereichen Systemführung, Projektierung und Betrieb des Stromübertragungsnetzes von Amprion. Die Einführung, der Betrieb und die kontinuierliche Verbesserung eines Informationssicherheits-Managementsystems (ISMS) sind notwendige Voraussetzungen zur Erreichung eines angemessenen Niveaus der Informationssicherheit. Mit der erfolgreichen Zertifizierung des ISMS in 2017 konnte darüber hinaus nachgewiesen werden, dass Amprion die Vorgaben des IT-Sicherheitsgesetzes und insbesondere die Anforderungen des Sicherheitskataloges der **BNetzA** (≙ S. 68) umsetzt und erfüllt.

# Wirtschaftliche Lage

## Ertragslage

IN MIO. €	01.01.- 31.12.2018	01.01.- 31.12.2017	VERÄNDERUNG
Umsatzerlöse und Erträge	13.892,6	13.030,4	862,2
Operative Aufwendungen	-13.533,6	-12.743,7	-789,9
<b>Betriebsergebnis</b>	<b>359,0</b>	<b>286,7</b>	<b>72,3</b>
Finanzergebnis	-51,4	-32,3	-19,1
<b>Ergebnis vor Steuern</b>	<b>307,6</b>	<b>254,4</b>	<b>53,2</b>
Steuerergebnis	-104,2	-80,7	-23,5
<b>Jahresüberschuss</b>	<b>203,4</b>	<b>173,7</b>	<b>29,7</b>

Die Umsatzerlöse sind um 6,6% auf 13.784,0 Mio. € (Vorjahr: 12.931,6 Mio. €) gestiegen und liegen leicht unter dem im Lagebericht des Vorjahres erwarteten Niveau. Der Anstieg betrifft zum größten Teil die ergebnisneutrale Abwicklung des EEG-Ausgleichsmechanismus in Höhe von 10.945,1 Mio. € (Vorjahr: 10.390,3 Mio. €). Ursächlich sind höhere Erlöse aus der Vermarktung an der Strombörse, aus dem horizontalen Belastungsausgleich und von umlagepflichtigen Vertrieben und Energieversorgungsunternehmen trotz gesunkener EEG-Umlage (2018: 6,79 ct/kWh; 2017: 6,88 ct/kWh). Die Erlöse aus dem Netzgeschäft betragen 2.838,9 Mio. € (Vorjahr: 2.541,3 Mio. €). Der Anstieg der Netzerlöse in Höhe von 297,6 Mio. € beruht auf höheren Erlösen aus den Netzentgelten, den Systemdienstleistungen und der Sicherheitsreserve sowie aus der KWKG-Umlage und der Umlage nach § 19 StromNEV. Gegenläufig wirken geringere Erlöse aus der Offshore-Haftungsumlage. Diesen Umlageerlösen stehen Aufwendungen in gleicher Höhe gegenüber.

Der Anstieg des Betriebsergebnisses um 72,3 Mio. € resultiert im Wesentlichen aus höheren Erlösen aus den Netzentgelten und geringeren Aufwendungen für Systemdienstleistungen aus Redispatch-Maßnahmen. Gegenläufig wirken höhere Aufwendungen für die Altersversorgung aufgrund der Verwendung unternehmensspezifisch angepasster Richttafeln 2018 G von Klaus Heubeck und für Löhne und Gehälter aufgrund des planmäßigen Personalaufbaus sowie investitionsbedingte höhere Abschreibungen.

Das Finanzergebnis verringerte sich um 19,1 Mio. €. Dies resultiert im Wesentlichen aus höheren Aufwendungen für die langfristige Aufnahme von Fremdkapital und aus der Aufzinsung der eigenbilanzierten Pensionsrückstellungen.

Das Steuerergebnis beinhaltet im Wesentlichen Aufwendungen für Ertragsteuern des laufenden Geschäftsjahres sowie latente Steuern. Die Veränderung resultiert im Wesentlichen aus dem gestiegenen Ergebnis vor Steuern.

Infolge der vorgenannten Effekte ist ein Anstieg des Jahresüberschusses um 17,1 % auf 203,4 Mio. € zu verzeichnen. Im Lagebericht des Vorjahres wurde ein leichter Ergebnisrückgang prognostiziert.

## Finanzlage

IN MIO. €	01.01.- 31.12.2018	01.01.- 31.12.2017	VERÄNDERUNG
Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit	854,9	748,0	106,9
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	-753,7	-693,8	-59,9
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	132,2	381,1	-248,9
<b>Veränderung des Finanzmittelfonds</b>	<b>233,4</b>	<b>435,3</b>	<b>-201,9</b>
Finanzmittelfonds am Ende der Periode	1.574,4	1.341,0	233,4

Der Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit ist weiterhin im Wesentlichen durch den EEG-Ausgleichsmechanismus beeinflusst, der zu einem deutlichen Mittelzufluss führte. Des Weiteren veränderten das Jahresergebnis, die zahlungsunwirksamen Abschreibungen sowie die Zunahme der Rückstellungen insbesondere für das Regulierungskonto und die abgegrenzten Einnahmen aus dem Engpassmanagement für Investitionen in den Erhalt oder Ausbau von grenzüberschreitenden Verbindungskapazitäten den Cashflow positiv.

Der Cashflow aus der Investitionstätigkeit ist durch die Investitionen in das Übertragungsnetz geprägt, die um 8,6% gestiegen sind.

Der Rückgang des Cashflows aus der Finanzierungstätigkeit ergibt sich im Wesentlichen durch die geringere Aufnahme von langfristigem Fremdkapital durch Kapitalmarkttransaktionen in Höhe von 253,5 Mio. €. Dem standen Mittelabflüsse aus der Ausschüttung des Jahresüberschusses 2017 gegenüber.

Der Finanzmittelfonds ist zur Deckung zukünftiger Belastungen aus dem EEG-Ausgleichsmechanismus gebunden.

## Finanzierung

Zur operativen Abwicklung und zur Zwischenfinanzierung von Investitionen sowie zur Deckung des Liquiditätsbedarfs des EEG-Ausgleichsmechanismus besteht ein Konsortialkreditvertrag mit einem Konsortium aus fünf Geschäfts- und Landesbanken. Der Konsortialkreditvertrag beinhaltet eine marktübliche Finanzkennzahl, deren jährliche Einhaltungskontrolle mit Stichtag 31. Dezember erfolgt.

Die Netz-Kredittranche des Konsortialkreditvertrages wurde im Februar 2018 um ein weiteres Jahr verlängert und hat nun eine Laufzeit bis März 2023. Die Kreditlinie wurde im Februar 2018 durch Ausübung einer vertraglich vereinbarten Erhöhungsoption von 600,0 Mio. € auf 850,0 Mio. € erhöht. Die Verzinsung richtet sich nach dem Referenzzinssatz EURIBOR zzgl. laufzeitabhängiger Marge. Die Kreditlinie wurde zum Abschlussstichtag in Höhe von 127,0 Mio. € (davon 7,5 Mio. € Avale) in Anspruch genommen.

Die nicht in Anspruch genommene EEG-Kredittranche im Konsortialkreditvertrag hat eine Höhe von 350,0 Mio. €. Im Februar 2018 wurde die zweite Verlängerungsoption ausgeübt und die Laufzeit um ein Jahr bis zum März 2021 verlängert. Es besteht eine weitere Verlängerungsmöglichkeit um ein Jahr. Die Verzinsung richtet sich ebenfalls nach dem Referenzzinssatz EURIBOR zzgl. laufzeitabhängiger Marge. Die Kredittranche sichert über die Kreditlaufzeit die notwendige Liquidität im Rahmen des EEG-Ausgleichsmechanismus. Die Ausübung einer Verlängerungsoption um ein weiteres Jahr bis März 2022 ist für das erste Quartal 2019 geplant.

Der Bestand an aufgenommenen festverzinslichen Schuldscheindarlehen und Namensschuldverschreibungen beläuft sich zum 31. Dezember 2018 auf 915,0 Mio. €. Hiervon erfolgt für 100,0 Mio. € die Wertstellung im Januar 2019. Des Weiteren wurde zur Finanzierung von Investitionen im Geschäftsjahr ein langfristiger und festverzinslicher Konsortialkredit mit zwei Banken, darunter einer Förderbank, in Höhe von 200,0 Mio. € mit einer Gesamtlaufzeit von 15 Jahren abgeschlossen. Dieser Konsortialkredit beinhaltet eine marktübliche Finanzkennzahl, deren jährliche Einhaltung mit Stichtag 31. Dezember kontrolliert wird. Zur Finanzierung der Investitionen ist im Jahr 2019 die Aufnahme von langfristigem Fremdkapital am Kapital- und Bankenmarkt geplant.

Die Rating-Agenturen Moody's Investors Service Ltd. und Fitch Ratings Ltd. haben bei der jährlichen Überprüfung das Rating „A3“ und „A-“ mit stabilem Ausblick bestätigt. Amprion ist weiterhin im soliden Investment-Grade-Bereich angesiedelt. Das positive Rating trägt dazu bei, den Zugang zu den Kapitalmärkten für zukünftige Finanzierungen zu günstigen Konditionen zu sichern.

## Investitionen

Die Anforderungen an das Übertragungsnetz sind in den letzten Jahren signifikant gestiegen. Die zunehmenden Einspeisungen von erneuerbaren Energien sowie Veränderungen im Kraftwerkspark in Deutschland sorgen dafür, dass eine erhöhte elektrische Leistung über immer größere Distanzen transportiert werden muss. Darüber hinaus haben die handelsbedingten Energietransporte im gesamten europäischen Raum infolge der Liberalisierung des europäischen Energiemarktes deutlich zugenommen.

Die gesetzlich definierten Abschaltzeitpunkte der noch in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke sowie die Stilllegung weiterer gesicherter Erzeugungsleistung und der Ausbau erneuerbarer Energien bestimmen den zeitlichen Bedarf des Netzausbaus. Amprion hat im Geschäftsjahr die Investitionsmaßnahmen zur Steigerung der Transportkapazität und zur Stabilisierung des Übertragungsnetzes erhöht, um die Systemsicherheit zu gewährleisten. Es werden kontinuierlich die Nord-Süd-Achsen des Übertragungsnetzes ausgebaut, um die zunehmende Einspeisung erneuerbarer Energien zu integrieren und nach der Abschaltung aller Kernkraftwerke die benötigten Übertragungskapazitäten bereitstellen zu können. Im Geschäftsjahr 2018 entfielen die größten Investitionen auf die Projekte ALEGrO, Dortmund/Kruckel-Dauersberg, Ultranet, die neue Hauptschaltleitung HSL2020 in Brauweiler sowie zusätzliche Maßnahmen zur Blindleistungskompensation.

Amprion erhielt insgesamt vier Planfeststellungsbeschlüsse sowie drei weitere öffentlich-rechtliche Genehmigungen über insgesamt 144 Leitungskilometer. Die Genehmigungsplanung für das gesamte Freileitungs- und Erdkabelprojektportfolio wurde weiter vorangebracht. Hierbei konnten für eine Vielzahl von Projekten wichtige Meilensteine im Genehmigungsprozess erreicht werden.

Die grenzüberschreitende Leitung Niederrhein-Doetinchem wurde von Amprion gemeinsam mit dem niederländischen ÜNB TenneT im September 2018 in Betrieb genommen. Die neue Höchstspannungsleitung wird die grenzüberschreitende Transportkapazität zwischen Deutschland und den Niederlanden nochmals erhöhen und zugleich den Stromfluss auf allen bestehenden Leitungen vergleichmäßigen. Sie steigert somit die Systemsicherheit und verstärkt bedarfsgerecht den europäischen Netzverbund. Für den Interkonnektor ALEGrO zwischen Deutschland und Belgien erhielt Amprion die Genehmigung zum Bau eines Konverters und der rund 40 km langen Kabelverbindung auf deutscher Seite und startete mit der Baumaßnahme Ende Oktober 2018. ALEGrO ist der erste Interkonnektor, der das deutsche mit dem belgischen Stromnetz direkt verbindet. Er fördert so die Integration des europäischen Energiemarktes, erhöht die Versorgungssicherheit und trägt zur Stabilisierung des Netzbetriebs in der gesamten Region bei.

Für das Projekt Ultranet erhielt Amprion im Januar 2019 den ersten Bundesfachplanungsbeschluss der **BNetzA** ( $\equiv$  S. 68) für den Abschnitt A (Riedstadt-Wallstadt). Für zwei weitere Abschnitte (Abschnitt D: Weißenthurm-Riedstadt und Abschnitt C: Osterath-Rommerskirchen) wurden die Antragsunterlagen gemäß § 8 Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) bei der BNetzA eingereicht. Für den Abschnitt D werden nach der Offenlegung mehr als 5.000 Einwendungen und Stellungnahmen von Trägern öffentlicher Belange bearbeitet. Die Vollständigkeitsprüfung der Unterlagen für den Abschnitt C erfolgt durch die BNetzA.

Die Gleichstromverbindung A-Nord von Emden/Ost nach Osterath bildet zusammen mit dem südlichen Projekt Ultranet den westdeutschen Gleichstromkorridor A von Niedersachsen über Nordrhein-Westfalen und Rheinland-Pfalz bis Baden-Württemberg. Im März 2018 wurde der Antrag auf Bundesfachplanung nach § 6 NABEG bei der BNetzA eingereicht. Die folgenden Antragskonferenzen wurden seitens der BNetzA im Mai und Juni 2018 unter Beteiligung der Öffentlichkeit durchgeführt. In der zweiten Jahreshälfte wurden die wesentlichen Schritte (z. B. permanente Dialogveranstaltungen mit den Kommunen und Bürgern, Erarbeitung der Unterlagen) zur Einreichung der Antragsunterlagen zur Bundesfachplanung nach § 8 NABEG durchgeführt, um die dadurch gewonnenen Hinweise frühzeitig in die Planung einzubringen.

Das Gesamtvolumen der Investitionen belief sich im Geschäftsjahr auf 762,5 Mio. € und lag somit 6,3 % über dem im Lagebericht 2017 prognostizierten Wert. Es entfielen 644,5 Mio. € auf Erweiterungsinvestitionen und 118,0 Mio. € auf Erneuerungsinvestitionen und sonstige Investitionen. Die Investitionen erhöhten sich im Vergleich zum Vorjahr um 8,6 %.

Amprion hat seit 2008 insgesamt 122 Investitionsanträge bei der **BNetzA** ( $\equiv$  S. 68) gestellt. Diese betreffen Investitionen bis zum Jahr 2033. Mit den bisher genehmigten Anträgen ist ein Großteil der geplanten Erweiterungsinvestitionen für die nächsten Jahre abgesichert.

## Vermögenslage

AKTIVA			
IN MIO. €	31.12.2018	31.12.2017	VERÄNDERUNG
Langfristige Vermögenswerte	4.053,0	3.466,3	586,7
Kurzfristige Vermögenswerte	2.885,6	2.588,9	296,7
	<b>6.938,6</b>	<b>6.055,2</b>	<b>883,4</b>

<b>PASSIVA</b>			
<b>IN MIO. €</b>	<b>31.12.2018</b>	<b>31.12.2017</b>	<b>VERÄNDERUNG</b>
Eigenkapital	1.823,0	1.717,1	105,9
Langfristiges Fremdkapital	1.566,4	1.006,9	559,5
Kurzfristiges Fremdkapital	3.549,2	3.331,2	218,0
	<b>6.938,6</b>	<b>6.055,2</b>	<b>883,4</b>

Das Sachanlagevermögen bildet mit 58,1 % (Vorjahr: 56,9 %) den wesentlichen Teil des Vermögens und ist mit 84,1 % (Vorjahr: 78,9 %) durch Eigenkapital und langfristiges Fremdkapital gedeckt. Das Vermögen aus dem EEG-Ausgleichsmechanismus in Höhe von 2.367,4 Mio. € (Vorjahr: 2.235,2 Mio. €) bildet mit 82,0 % (Vorjahr: 86,3 %) den wesentlichen Teil des kurzfristigen Vermögens. Dem steht kurzfristiges Fremdkapital in Höhe von 2.366,9 Mio. € (Vorjahr: 2.234,3 Mio. €) gegenüber.

Die Eigenkapitalquote beträgt 26,3 % (Vorjahr: 28,4 %). Der Rückgang resultiert aus dem Anstieg des langfristigen Fremdkapitals durch die Aufnahme von Schuldscheindarlehen, Namensschuldverschreibungen und eines Konsortialkredites sowie aus der Verpflichtung aus dem Regulierungskonto und der Verwendung der Engpasserlöse. Im Geschäftsjahr erfolgte eine Einstellung in die Gewinnrücklage in Höhe von 73,7 Mio. € aus dem Jahresüberschuss 2017.

## Gesamtaussage zur Geschäftsentwicklung und wirtschaftlichen Lage

Die Geschäftsführung von Amprion beurteilt den Geschäftsverlauf und die wirtschaftliche Lage positiv. Die Finanzlage kann insgesamt als solide bezeichnet werden und bietet die Grundlage für weitere Investitionen in das Übertragungsnetz.

# Prognose-, Chancen- und Risikobericht

## Prognosebericht

### Netzgeschäft

Im Jahr 2019 werden die Netzentgelte erstmals einen bundeseinheitlichen Netzentgeltanteil enthalten. Dieser wird zu 20,0% auf Basis der jeweiligen Erlösbergrenzen der ÜNB berechnet, während die übrigen 80,0% durch das unternehmensindividuelle Netzentgelt jedes ÜNB vereinnahmt werden.

Mit dem Beschluss der **BNetzA** (≙ 5.68) vom 20. Dezember 2018 wurde die Erlösbergrenze für die dritte Regulierungsperiode von 2019 bis 2023 auf Kostenbasis des Jahres 2016 festgelegt. Amprion hat am 25. Januar 2019 Beschwerde gegen den Beschluss eingelegt. Das festgelegte Ausgangsniveau und die Entwicklung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten sowie des Verbraucherpreisgesamtindex sind die Grundlage für die Netzentgelte, die am 15. Dezember 2018 veröffentlicht wurden. Die Erlösbergrenze 2019 verringert sich moderat aufgrund folgender Änderungen:

- Entfall der von den Küsten-ÜNB weiterbelasteten Plankosten für den Anschluss von Offshore-Windanlagen, weil diese in der Offshore-Netzumlage enthalten sind

Gegenläufig wirken:

- Höhere Plankosten für Einspeisemanagement
- Erstmalige Plankosten aus dem bundeseinheitlichen Netzentgeltanteil

Die genannten Änderungen liegen nicht oder nur teilweise im Einflussbereich von Amprion und führen zu einem moderaten Rückgang der Netzentgelte in der Höchstspannungsnetzebene in dem für den Großteil der Kunden relevanten Benutzungsstundenbereich zwischen 5.000 und 8.760 Stunden von 19,8% bis zu 20,3%. Die Veränderung der Netzentgelte umfasst insgesamt den bundeseinheitlichen und unternehmensindividuellen Netzentgeltanteil.

### Systemdienstleistungen

Die Regelleistung beschafft Amprion unverändert nach den Vorgaben der **BNetzA** (≙ 5.68) gemeinsam mit den anderen deutschen ÜNB. Hierbei wird von deutlich höheren Aufwendungen für die Regelleistung aufgrund steigender Mengen und Preise insbesondere für die Sekundärregelleistung ausgegangen.

Die Ausschreibung der Langfristkomponente für Verlustenergie ist für das Jahr 2019 vollständig abgeschlossen, wobei die Preise im Vergleich zum Geschäftsjahr 2018 moderat steigen. Es wird erwartet, dass die Kosten für Redispatch-Maßnahmen und Einspeisemanagement stark steigen.

### Investitionen

Der NEP (≙ S. 69) stellt die Grundlage für die Projektplanung von Amprion dar. Das EnLAG (≙ S. 68) und das auf dem NEP basierende Gesetz über den Bundesbedarfsplan (BBPlG [≙ S. 68]) sichern rund 4.400 Mio. € der Erweiterungsinvestitionen von Amprion für die kommenden zehn Jahre ab und stellen somit die Investitionsplanung auf eine rechtlich sichere Grundlage. Sie bestätigen den Projekten die energie-wirtschaftliche Notwendigkeit und ihren vordringlichen Bedarf. Die Projekte des BBPlG unterliegen zudem einem beschleunigten Genehmigungsverfahren. Hierbei ist zu beachten, dass im EnLAG und BBPlG lediglich der Anfangs- und Endpunkt einer Leitung gesetzlich festgelegt werden. Die genaue Trassenführung der Leitung und alle damit zusammenhängenden Maßnahmen werden erst durch weitere Planungsschritte konkretisiert.

Die Erstellung des Netzentwicklungsplans erfolgt in einem zweijährigen Zyklus, um Überschneidungen von aufeinanderfolgenden Netzentwicklungsplänen zu vermeiden. Die BNetzA (≙ S. 68) bestätigte am 22. Dezember 2017 den NEP 2030, Version 2017, der die Zieljahre 2030 und 2035 betrachtet. Die Projekte aus dem BBPlG beinhalten die großräumigen Übertragungskorridore und wurden erneut durch die BNetzA bestätigt. Zusätzlich wurde die Notwendigkeit von vier leistungsflusssteuernden Maßnahmen im Netzgebiet von Amprion bestätigt. Im Jahr 2018 wurde der NEP unter der Betrachtung der identischen Zieljahre allerdings mit einem neuen Szenariorahmen mit deutlich erhöhten Zielen zur Erreichung von Wind- und Solaranlagen erneut durchgeführt.

Der NEP 2030, Version 2017, beinhaltet den Standort Hanekenfähr in der Regelzone von Amprion als Netzverknüpfungspunkt für zwei Offshore-Netzanbindungssysteme. Um dem Flächenentwicklungsplan (FEP) nicht vorzugreifen, hat die BNetzA die Bestätigung unter den Vorbehalt der entsprechenden Bestätigung im NEP 2030, Version 2019, gestellt. Der FEP wird vom BSH erstellt und ist für die Flächenzuweisung für Offshore-Windparks und den Teil der Offshore-Netzanschlüsse in der ausschließlichen Wirtschaftszone ab 2026 bis mindestens 2030 wirksam. Am 26. Oktober 2018 wurde der Entwurf des FEP 2019 durch das BSH veröffentlicht und zur Konsultation gestellt. Danach hat Amprion am Netzverknüpfungspunkt Hanekenfähr die Anschlussysteme NOR-3-2 (900 MW) bis 2028 und NOR-6-3 (979 MW)

bis 2029 zu realisieren. Damit wurde der Anschluss von zwei Anbindungssystemen bei Amprion nochmals konkretisiert. Die Gesellschaft erwartet, dass der Netzverknüpfungspunkt Hanekenfähr im NEP 2030, Version 2019, erneut formal bestätigt und somit der Vorbehalt gegenstandslos wird. Zur Realisierung der beiden Offshore-Netzanbindungssysteme richtete Amprion zum 1. Oktober 2018 eine eigene Organisationseinheit „Offshore“ ein. Das Projektteam hat mit der Vorbereitung der öffentlich-rechtlichen Genehmigungsverfahren sowie der Erarbeitung von Spezifikationen für Konverter, Kabel und Plattformen begonnen.

Die Erarbeitung und Veröffentlichung des europäischen TYNDP bei ENTSO-E wird durch die EU-Verordnung 347/2013 definiert. Der TYNDP 2018 bildet damit die Grundlage der multilateralen Interkonnektorplanung aller ÜNB und damit auch bei Amprion. Im zweistufigen Entwicklungsverfahren des TYNDP 2018, an dem Amprion intensiv mitwirkt, wird in dem Prozess „identification of system needs“ die benötigte Interkonnektorkapazität an innereuropäischen Grenzen für einen möglichst freien europäischen Energiehandel und eine Erhöhung der Versorgungssicherheit identifiziert. In den sechs Regionalgruppen von ENTSO-E wird anschließend untersucht, inwiefern die benötigten Kapazitäten durch bereits konkret geplante Projekte erreicht werden können oder ob ein weiterer Ausbaubedarf besteht und weitere Projekte entwickelt werden müssen. In der zweiten Phase erfolgt das „Project-Assessment“, bei dem mit Hilfe einer von ENTSO-E entwickelten und durch die EU-Kommission anerkannten Vorgehensweise der volkswirtschaftliche Nutzen der Projekte den Projektkosten gegenübergestellt wird. Der TYNDP 2018 wurde im Dezember 2018 veröffentlicht. Die darin ausgewiesenen Interkonnektorprojekte bilden eine wichtige Grundlage für die nationalen Analysen des NEP 2030, Version 2019.

Die deutschen ÜNB haben in Abstimmung mit dem BMWi und der BNetzA den Einsatz weiterer lastflusssteuernder Maßnahmen (insbesondere Phasenschiebertransformatoren) als Reaktion auf die angespannte Netzsituation im Winterhalbjahr 2016/2017 sowie die hohen und zukünftig tendenziell weiter steigenden Redispatch-Maßnahmen untersucht. Diese sogenannten Ad hoc-Maßnahmen sollen in der Übergangszeit bis zur Realisierung des notwendigen Netzausbaus dazu beitragen, die Redispatch-Maßnahmen zu senken. Die Untersuchungen identifizierten Hanekenfähr und Oberzier als Standorte für zusätzliche Phasenschiebertransformatoren in der Regelzone von Amprion und wurden von der BNetzA im NEP 2030, Version 2017, zusammen mit dem bereits im NEP identifizierten Standort Kruckel als Ad hoc-Maßnahmen bestätigt. Amprion arbeitet bereits intensiv an der Umsetzung der identifizierten Maßnahmen, um die geplante Inbetriebnahme bis zum Jahr 2023 gewährleisten zu können.

Das bis 2028 geplante Gesamtinvestitionsvolumen von Amprion setzt sich aus Erweiterungsinvestitionen, Erneuerungsinvestitionen sowie sonstigen Investitionen zusammen und liegt bei rund 9.344 Mio. €. Davon entfallen rund 794 Mio. € auf das Jahr 2019.

### **Umsatz und Ergebnis**

Im Geschäftsjahr 2019 werden insgesamt leicht sinkende Umsatzerlöse erwartet. Die Erlöse aus dem Netzgeschäft reduzieren sich geringfügig aufgrund geringerer, für Amprion ergebnisneutraler KWK-Erlöse. Die Erlöse aus dem für Amprion ergebnisneutralen EEG-Geschäft sinken ebenfalls aufgrund der geringeren EEG-Umlage leicht.

Für das Geschäftsjahr 2019 wird aufgrund des Rückgangs des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes für Investitionen in der dritten Regulierungsperiode mit einem leicht rückläufigen Jahresüberschuss gerechnet.

### **Gesamtaussage zur zukünftigen Entwicklung**

Die Geschäftsführung erwartet für das Geschäftsjahr 2019 aufgrund der regulatorischen Rahmenbedingungen eine weiterhin positive Entwicklung des Geschäftsverlaufs sowie eine stabile Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Gesellschaft.

## **Chancen- und Risikobericht**

### **Risikomanagement**

Durch den Risikomanagementprozess soll das Risikobewusstsein im Unternehmen gestärkt, eine Früherkennung aller Risiken ermöglicht und damit Transparenz über die Risikosituation geschaffen werden. Das Risikomanagement von Amprion beinhaltet umfassende ablauf- und aufbauorganisatorische Maßnahmen zur frühzeitigen Identifikation, Bewertung, Analyse und Steuerung sowie zur Berichterstattung von Risiken und trägt damit den Anforderungen des Gesetzes zur Kontrolle und Transparenz im Unternehmensbereich Rechnung. Die Ziele des Risikomanagements sind insbesondere die Vermeidung bzw. Steuerung von Risiken, die zu Ergebnis- und Liquiditätsbelastungen führen oder gar den Unternehmensbestand gefährden können, sowie die Optimierung des gesamten Chancen-Risiko-Portfolios.

Die Risikoidentifikation beinhaltet die strukturierte Bestandsaufnahme von möglichen Risiken aller betrieblichen Prozesse und Funktionsbereiche. Bei der Risikobewertung werden Ursachen ermittelt und Frühwarnindikatoren, Risikosteuerungs- und Vorbeugemaßnahmen, Schadenshöhen und Eintrittswahrscheinlichkeiten der Risiken analysiert. Ziel der Risikosteuerung ist es, die Schadenshöhe sowie die Eintrittswahrscheinlichkeit bestehender Risiken zu reduzieren oder – soweit dies möglich ist – durch Verzicht auf risikobehaftete Maßnahmen Risiken zu vermeiden.

Durch eine regelmäßige Risikoberichterstattung werden die Geschäftsführung und der Aufsichtsrat über die aktuelle Risikosituation informiert. Darüber hinaus erfolgt bei wesentlichen negativen Veränderungen eine unverzügliche Einzelfallberichterstattung an die Entscheidungsträger. Das Risikomanagement ist integraler Bestandteil der Geschäfts-, Planungs- und Kontrollprozesse und wird regelmäßig auf seine Funktionsfähigkeit sowie Effektivität überprüft.

Zur umfassenden Risikobetrachtung wird darüber hinaus im Rahmen der internen Revisionsprüfungen ein risikoorientierter Ansatz umgesetzt. Bereits bei der Erstellung der Prüfungspläne sowie der einzelnen Prüfungshandlungen werden die bestehenden Risikoportfolios und die hieraus resultierenden Handlungsfelder zugrunde gelegt.

## Wesentliche Chancen und Risiken

### Systemdienstleistungen

Marktchancen und -risiken ergeben sich aus der Bewirtschaftung der Regelzone. Die FSV Regelleistung, Netzverluste und Redispatch für die dritte Regulierungsperiode wurden mit Beschlüssen der **BNetzA** (≙ S. 68) im Oktober 2018 als wirksam verfahrensreguliert festgelegt. Die Kosten für die Beschaffung dieser Systemdienstleistungen gelten somit als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten nach § 11 Abs. 2 **ARegV** (≙ S. 68) und können mit Plankosten in der Erlösobergrenze angesetzt werden. Grundsätzlich erfolgen durch die FSV eine ergebnisneutrale und periodenübergreifende Kostendeckung, welche im Detail für die einzelnen Instrumente geregelt sind.

Chancen und Risiken resultieren aus Kostenveränderungen bei der Beschaffung von Regelleistung aufgrund von unvorhergesehenen Mengeneffekten. Die FSV Regelleistung sieht eine Preisindizierung vor, sodass aufgrund von Mengeneffekten Chancen und Risiken für das Ergebnis der Gesellschaft bestehen,

die durch eine Anreizregelung begrenzt sind. Lediglich rund 25,0% der erzielten Kostenersparnisse oder Kostenerhöhungen aus unvorhergesehenen Mengeneffekten beeinflussen bis zu einer absoluten Obergrenze von 2,5% der Plankosten das Ergebnis von Amprion. Eine darüber hinaus verbleibende Differenz aus Mengen- und Preisveränderungen wird verzinst auf dem Regulierungskonto erfasst. Es entstehen sowohl Chancen als auch Risiken aufgrund der Erfassung auf dem Regulierungskonto und des damit verbundenen zeitlichen Verzugs der Kostenwälzung.

Im Fall der FSV Netzverluste besteht ein Risiko bzw. eine Chance aus der Preisentwicklung, weil der Abrechnungspreis vorgegeben ist. Risiken bzw. Chancen aus der Beschaffung der Verlustenergiemengen bestehen in moderatem Umfang. Lediglich rund 50,0% der erzielten Kostenersparnisse oder Kostenerhöhungen beeinflussen bis zu einer absoluten Obergrenze von 2,5% der Plankosten das Ergebnis von Amprion. Eine darüber hinaus verbleibende Differenz wird verzinst auf dem Regulierungskonto erfasst. Eine verbleibende Differenz aus Preisveränderungen wird vollständig verzinst auf dem Regulierungskonto erfasst. Chancen und Risiken entstehen aufgrund von Preisveränderungen und des zeitlichen Verzugs der Kostenwälzung über das Regulierungskonto.

Aus der FSV Redispatch ergeben sich periodische Chancen und Risiken aus der Differenz zwischen Plan- und Istkosten. Diese werden verzinst auf dem Regulierungskonto erfasst und mit zeitlichem Verzug in den Netzentgelten berücksichtigt.

Für die Maßnahmen aus Einspeisemanagement bestehen ebenfalls periodische Risiken, weil für das betreffende Jahr zwar Plankosten in der Erlösobergrenze angesetzt werden können, der tatsächlich notwendige Einsatz witterungsbedingt jedoch stark schwanken kann. Die Differenz zwischen Plankosten und Istkosten wird verzinst auf dem Regulierungskonto erfasst und im Zeitverlauf in den Netzentgelten berücksichtigt.

### **Finanzierung**

Amprion ist als ÜNB für die Abwicklung des EEG-Ausgleichsmechanismus in seiner Regelzone verantwortlich. Grundsätzlich ist die EEG-Abwicklung aufgrund der gesetzlichen Bestimmungen ergebnisneutral. Allerdings können die Einnahmen aus der EEG-Umlage und die tatsächlichen Verkaufserlöse an der Strombörse bei einer anderen als der prognostizierten Entwicklung nicht ausreichend sein, um die volatile Einspeisevergütung an die EEG-Anlagenbetreiber zu decken. Hierdurch entsteht ein periodisches Liquiditätsrisiko, dem durch das Vorhalten einer ausreichenden Kreditlinie begegnet wird.

Kreditrisiken entstehen, wenn Geschäftspartner ihren Zahlungsverpflichtungen nicht oder nicht ausreichend nachkommen. Durch Bonitätsprüfungen, kontinuierliches Forderungsmanagement sowie die Erhebung von Sicherheitsleistungen (in begründeten Fällen) werden Kreditrisiken weitgehend vermieden.

### **Regulierung**

Regulatorische Risiken bestehen aus europäischen und nationalen gesetzlichen Änderungen. Amprion verfolgt und begleitet die Gesetzgebungsverfahren, um mögliche Chancen für die wirtschaftliche Stabilität des regulierten Netzgeschäfts zu nutzen sowie Belastungen für das Unternehmen zu begrenzen.

Die Netzentgelte unterliegen der Regulierung durch die **BNetzA** (≡ S.68). Die Genehmigungen oder Entscheidungen der BNetzA können zu positiven oder negativen Auswirkungen auf das Ergebnis der Gesellschaft führen. Vor allem die Genehmigungspraxis bei Kostenprüfungen ist ein zentraler Punkt, weil hier die Basis der Netzentgelte für eine Regulierungsperiode gelegt wird. Die Netzentgeltermittlung basiert auf prognostizierten Absatzmengen. Im Falle einer unplanmäßigen Mengenabweichung aufgrund externer Faktoren (z. B. Wetter, Konjunktur, dezentrale Erzeugung) entstehen Mehr- oder Mindererlöse, die auf dem Regulierungskonto zu erfassen und in den zukünftigen Netzentgelten zu berücksichtigen sind.

Weitere Risiken können bei einer nur teilweisen Anerkennung von beantragten Investitionsmaßnahmen durch die BNetzA entstehen, weil diese zu geringeren kalkulatorischen Kosten und somit geringeren Erlösen aus Netzentgelten führen können. Diesem Risiko wird durch Kostenkontrolle und -nachweis der Investitionsmaßnahmen gegenüber der BNetzA entgegengewirkt.

### **Gesamtaussage zu Risiken**

Im Geschäftsjahr 2018 waren keine Risiken erkennbar, die einzeln oder in ihrer Gesamtheit den Fortbestand der Gesellschaft gefährden oder die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage wesentlich beeinträchtigen könnten. Aus heutiger Sicht drohen auch in absehbarer Zukunft keine bestandsgefährdenden Risiken.

# Rechnungslegungsbezogenes internes Kontroll- und Risikomanagementsystem

Ziel des rechnungslegungsbezogenen internen Kontroll- und Risikomanagementsystems ist eine im Einklang mit den gesetzlichen Vorgaben und den Grundsätzen ordnungsgemäßer Buchführung stehende Rechnungslegung. Das rechnungslegungsbezogene interne Kontroll- und Risikomanagementsystem von Amprion definiert Grundsätze, Verfahren und Maßnahmen, die die Integrität des Rechnungslegungsprozesses gewährleisten. Die Basis für das System sind der internationale Standard „Enterprise Risk Management – Integrated Frameworks“ des Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO) und das danach benannte COSO-Modell.

Die Regelungen sind in einer Richtlinie zusammengefasst, die um Arbeitsanweisungen ergänzt wird. Zudem werden als Bestandteil der Richtlinie die spezifischen rechnungslegungsbezogenen Risiken in einer Kontrollmatrix mit den Handlungsfeldern und Verantwortlichkeiten dargestellt. Diese wird regelmäßig auf Aktualität überprüft. Die Risikoidentifikation und Risikobeurteilung erfolgten unter Beachtung der Rechnungslegungsprozesse und des Risikomanagementsystems unter Einbeziehung aller operativen Einheiten des Rechnungswesens.

Den identifizierten Risiken werden jeweils ein oder mehrere spezifische manuelle und/oder systemseitige Kontrollen zugeordnet. Die quantitative (Wesentlichkeit je Bilanzposten) und qualitative (Komplexität und Ermessensspielräume) Einschätzung der Risiken bestimmen die Intensität der Kontrollen. Einige dieser Kontrollen dienen der nachträglichen Überprüfung, also der Wahrung der inhaltlichen Richtigkeit und Vollständigkeit der Abschlüsse (ex post-Kontrollen). Andere Kontrollaktivitäten hingegen haben präventiven Charakter, um risikobehaftete Prozesse vorab zu sichern und die Fehleranfälligkeit des Systems zu senken (ex ante-Kontrollen). Durch die Kombination von ex post- und ex ante-Kontrollen wird insgesamt ein robuster Rechnungslegungsprozess gewährleistet.

Wichtige Kontrollmaßnahmen des rechnungslegungsbezogenen internen Kontroll- und Risikomanagementsystems sind:

- ein durchgängig angewandtes Vier-Augen-Prinzip,
- Funktionstrennung und Zuordnung von Verantwortlichkeiten,
- abgestufte Freigabestrategien,

- Verwendung einer betriebswirtschaftlichen Standardsoftware für die Rechnungslegung mit einem umfassenden Berechtigungskonzept zur Vermeidung doloser Handlungen und
- nach dem Prinzip der Funktionstrennung aufgebaute IT-Zugriffsbeschränkungen zur Vermeidung von unberechtigten Datenzugriffen.

Das rechnungslegungsbezogene interne Kontroll- und Risikomanagementsystem umfasst die zentrale Dokumentation der Kontrollaktivitäten und die Berichterstattung an den Leiter Rechnungswesen, dem ggfs. die Einleitung weiterer Maßnahmen obliegt. Zudem findet ein regelmäßiger Austausch mit der Beauftragten des internen Kontrollsystems und mit dem Risikomanagement von Amprion statt.

## Erklärung zur Unternehmensführung nach § 289 f Abs. 4 HGB

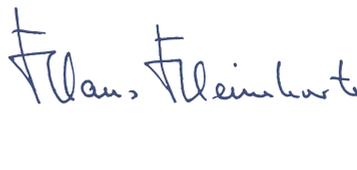
Als Zielquoten für den Frauenanteil, die bis zum 30. Juni 2022 zu erreichen sind, wurden in 2017 für den Aufsichtsrat 8,3%, für die Geschäftsführung 0,0% und für die beiden Führungsebenen unterhalb der Geschäftsführung 6,7% festgelegt.

**Dortmund, 14. März 2019**

Die Geschäftsführung



**DR. HANS-JÜRGEN BRICK**



**DR. KLAUS KLEINEKORTE**



# JAHRESABSCHLUSS

---

42

—  
BILANZ

66

—  
BESTÄTIGUNGSVERMERK DES  
ABSCHLUSSPRÜFERS

43

—  
GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG

74

—  
GLOSSAR

44

—  
ANHANG

# Bilanz

DER AMPRION GMBH ZUM 31. DEZEMBER 2018

## AKTIVA

	ANHANG	31.12.2018 IN MIO. €	31.12.2017 IN MIO. €
<b>Anlagevermögen</b>	(1)		
Immaterielle Vermögensgegenstände		16,0	12,2
Sachanlagen		4.031,2	3.448,3
Finanzanlagen		5,8	6,0
		<b>4.053,0</b>	<b>3.466,5</b>
<b>Umlaufvermögen</b>			
Vorräte	(2)	62,7	63,9
Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	(3)	1.247,5	1.182,2
Flüssige Mittel	(4)	1.574,4	1.341,0
		<b>2.884,6</b>	<b>2.587,1</b>
<b>Rechnungsabgrenzungsposten</b>		<b>1,0</b>	<b>1,6</b>
		<b>6.938,6</b>	<b>6.055,2</b>

## PASSIVA

	ANHANG	31.12.2018 IN MIO. €	31.12.2017 IN MIO. €
<b>Eigenkapital</b>	(5)		
Gezeichnetes Kapital		10,0	10,0
Genussrechtskapital		13,8	11,3
Kapitalrücklage		1.003,0	1.003,0
Gewinnrücklagen		592,8	519,1
Jahresüberschuss		203,4	173,7
		<b>1.823,0</b>	<b>1.717,1</b>
<b>Sonderposten</b>	(7)	<b>31,0</b>	<b>32,6</b>
<b>Rückstellungen</b>	(8)	<b>440,4</b>	<b>350,7</b>
<b>Verbindlichkeiten</b>	(9)	<b>4.262,7</b>	<b>3.684,4</b>
<b>Rechnungsabgrenzungsposten</b>	(10)	<b>233,5</b>	<b>126,2</b>
<b>Passive latente Steuern</b>	(11)	<b>148,0</b>	<b>144,2</b>
		<b>6.938,6</b>	<b>6.055,2</b>

# Gewinn- und Verlustrechnung

DER AMPRION GMBH VOM 1. JANUAR BIS 31. DEZEMBER 2018

	ANHANG	01.01.-31.12.2018 IN MIO. €	01.01.-31.12.2017 IN MIO. €
Umsatzerlöse	(13)	13.784,0	12.931,6
Veränderung des Bestands an unfertigen Leistungen		0,3	-0,8
Andere aktivierte Eigenleistungen		72,8	71,6
Sonstige betriebliche Erträge	(14)	35,5	28,0
Materialaufwand	(15)	-13.096,2	-12.360,9
Personalaufwand	(16)	-155,8	-144,7
Abschreibungen		-163,0	-144,2
Sonstige betriebliche Aufwendungen	(17)	-118,6	-93,9
Finanzergebnis	(18)	-51,4	-32,3
<b>Ergebnis vor Steuern</b>		<b>307,6</b>	<b>254,4</b>
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	(19)	-104,2	-80,7
<b>Jahresüberschuss</b>		<b>203,4</b>	<b>173,7</b>

# Anhang

DER AMPRION GMBH ZUM 31. DEZEMBER 2018

## Allgemeine Grundlagen

Die Gesellschaft mit Sitz in Dortmund ist unter der Registernummer HRB 15940 im Handelsregister des Amtsgerichts Dortmund eingetragen.

Der Jahresabschluss ist nach den Vorschriften des Handelsgesetzbuches (HGB) für eine große Kapitalgesellschaft gemäß § 267 Abs. 3 HGB sowie den ergänzenden Vorschriften des Gesetzes betreffend die Gesellschaften mit beschränkter Haftung (GmbHG) und des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG (≙ S. 68)) aufgestellt. Aufgrund der speziellen Geschäftstätigkeit sind Posten gemäß § 265 Abs. 5 HGB entsprechend angepasst worden.

Zur Klarheit der Darstellung sind in der Bilanz und in der Gewinn- und Verlustrechnung einzelne Posten zusammengefasst und im Anhang gesondert erläutert. Die Gewinn- und Verlustrechnung ist nach dem Gesamtkostenverfahren aufgestellt. Die Beträge im Jahresabschluss werden in Millionen Euro (Mio. €) und Tausend Euro (T€) angegeben.

## Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

### Anlagevermögen

Die entgeltlich erworbenen immateriellen Vermögensgegenstände werden zu Anschaffungskosten erfasst und linear entsprechend ihrer betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer von zwei bis fünf Jahren sowie bei Vorliegen einer voraussichtlich dauernden Wertminderung außerplanmäßig abgeschrieben.

Die Sachanlagen werden zu Anschaffungs- und Herstellungskosten abzüglich planmäßig linearer Abschreibungen und gegebenenfalls außerplanmäßiger Abschreibungen bewertet. Die Herstellungskosten umfassen Einzelkosten und notwendige Gemeinkosten. Entfallen die Gründe der außerplanmäßigen Wertminderungen, so erfolgt eine Zuschreibung bis maximal zur Höhe der fortgeführten Anschaffungs- und Herstellungskosten. Im Jahr des Zugangs erfolgt eine zeitanteilige Abschreibung. Die planmäßigen Abschreibungen basieren auf dem unteren Band der Nutzungsdauern gemäß Anla-

ge 1 zu § 6 Abs. 5 StromNEV. Gemäß § 6 Abs. 2 EStG werden geringwertige Vermögensgegenstände mit Anschaffungskosten bis 250 € im Jahr der Anschaffung aufwandswirksam erfasst. Bei Anschaffungskosten von mehr als 250 € und bis 800 € werden sie im Zugangszeitpunkt aktiviert und anschließend vollständig abgeschrieben sowie am Ende des Geschäftsjahres in Abgang gestellt.

Die Finanzanlagen werden zu Anschaffungskosten angesetzt und bei voraussichtlich dauernder Wertminderung mit dem niedrigeren beizulegenden Wert bewertet.

#### **Umlaufvermögen**

Die Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe sind zu Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten unter Verwendung gleitender Durchschnittspreise und Beachtung des strengen Niederstwertprinzips angesetzt. Bestandsrisiken, die sich aus geminderter Verwertbarkeit ergeben, wird durch angemessene Wertabschläge Rechnung getragen.

Die unfertigen Leistungen werden zu Herstellungskosten bewertet. Dabei werden neben Einzelkosten auch angemessene Teile der Material- und Fertigungsgemeinkosten einbezogen.

Die Forderungen und sonstigen Vermögensgegenstände werden zum Nennwert oder mit ihren Anschaffungskosten angesetzt. Alle erkennbaren Einzelrisiken und das allgemeine Kreditrisiko werden durch angemessene Abwertungen berücksichtigt.

Die Wertpapiere werden zu Anschaffungskosten oder zum niedrigeren beizulegenden Wert angesetzt.

Die flüssigen Mittel sind zum Nennwert bilanziert.

#### **Sonderposten**

Im Sonderposten werden die ab dem 1. Januar 2003 und bis zum 31. Dezember 2010 vereinnahmten Anschlusskosten und Baukostenzuschüsse ausgewiesen und entsprechend den Nutzungsdauern der betreffenden Vermögensgegenstände aufgelöst.

### Rückstellungen

Die Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen werden auf der Grundlage versicherungsmathematischer Berechnungen unter Berücksichtigung unternehmensspezifisch angepasster Richttafeln 2018 G von Klaus Heubeck nach dem Anwartschaftsbarwertverfahren gebildet. Sie werden mit dem von der Deutschen Bundesbank zum 31. Dezember 2018 veröffentlichten durchschnittlichen Marktzinssatz der vergangenen zehn Geschäftsjahre mit 3,21 % p. a. bei einer angenommenen Restlaufzeit von 15 Jahren abgezinst. Im Rahmen weiterer Berechnungsannahmen werden Lohn- und Gehaltssteigerungen von 3,50 % p. a. sowie Rentensteigerungen von 1,00 % und 2,10 % p. a. unterstellt.

Bei der Bemessung der sonstigen Rückstellungen wird allen erkennbaren Risiken und ungewissen Verbindlichkeiten Rechnung getragen. Sie sind in Höhe des nach vernünftiger kaufmännischer Beurteilung notwendigen Erfüllungsbetrags angesetzt. Rückstellungen mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr werden mit dem von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten durchschnittlichen Marktzinssatz der vergangenen sieben Geschäftsjahre entsprechend ihrer Restlaufzeit abgezinst und mit dem Zinssatz am Ende des Geschäftsjahres aufgezinnt. Die Effekte aus der Änderung des Abzinsungssatzes oder der Schätzung der Restlaufzeit werden im Finanzergebnis ausgewiesen.

Die Rückstellungen für Jubiläumszuwendungen werden auf der Grundlage eines versicherungsmathematischen Gutachtens unter Berücksichtigung unternehmensspezifisch angepasster Richttafeln 2018 G von Klaus Heubeck gebildet. Sie werden mit dem von der Deutschen Bundesbank zum 31. Dezember 2018 veröffentlichten durchschnittlichen Marktzinssatz der vergangenen sieben Geschäftsjahre von 2,32 % p. a. abgezinst. Des Weiteren werden Lohn- und Gehaltssteigerungen je nach Jubiläumsregelung von 2,75 % und 3,50 % p. a. unterstellt.

Die Rückstellungen für Altersteilzeitleistungen werden auf der Grundlage versicherungsmathematischer Berechnungen unter Berücksichtigung unternehmensspezifisch angepasster Richttafeln 2018 G von Klaus Heubeck gebildet. Sie werden mit dem von der Deutschen Bundesbank zum 31. Dezember 2018 veröffentlichten durchschnittlichen Marktzinssatz der vergangenen sieben Geschäftsjahre von 0,98 % p. a. für potenzielle und abgeschlossene Altersteilzeitvereinbarungen abgezinst. Des Weiteren werden Lohn- und Gehaltssteigerungen von 3,50 % p. a. unterstellt.

Die Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen sind durch treuhänderisch gebundenes Vermögen im Rahmen eines Contractual Trust Arrangements abgesichert. Die Absicherung von Wertguthaben aus dem Blockmodell Altersteilzeit gemäß § 8 a AltTZG sowie von Guthaben auf Langzeitarbeitszeitkonten gemäß § 7 e SGB IV sind ebenfalls durch treuhänderisch gebundenes Vermögen im Rahmen eines Contractual Trust Arrangements abgesichert. Diese treuhänderisch gebundenen Vermögensgegenstände werden zum beizulegenden Zeitwert bewertet und gemäß § 246 Abs. 2 Satz 2 HGB mit den jeweils zugrunde liegenden Verpflichtungen verrechnet. Die Aufwendungen aus der Aufzinsung der Rückstellungen werden mit den Erträgen und Aufwendungen aus dem gebundenen Vermögen im Finanzergebnis saldiert.

#### **Verbindlichkeiten**

Die Verbindlichkeiten sind mit ihrem Erfüllungsbetrag angesetzt. Ausnahme ist die Verbindlichkeit gegenüber dem Pensions-Sicherungs-Verein, die mit dem Barwert bilanziert ist.

#### **Passiver Rechnungsabgrenzungsposten**

Die als Rechnungsabgrenzungsposten bilanzierten vereinnahmten Anschlusskosten und Baukostenzuschüsse, die bis zum 31. Dezember 2002 und ab dem 1. Januar 2011 gebildet worden sind, werden linear über einen Zeitraum von 20 Jahren ergebniswirksam aufgelöst. Die Einnahmen aus dem Engpassmanagement werden für Investitionen in den Erhalt oder Ausbau von grenzüberschreitenden Verbindungskapazitäten verwendet und analog zu den Baukostenzuschüssen als Rechnungsabgrenzungsposten bilanziert und aufgelöst.

#### **Passive latente Steuern**

Die latenten Steuern werden aufgrund temporärer handels- und steuerrechtlicher Bilanzierungs- und Bewertungsunterschiede mit der aktuellen Steuerquote ermittelt und saldiert ausgewiesen.

#### **Währungsumrechnung**

Geschäftsvorfälle in fremder Währung werden zum Zeitpunkt der Erstverbuchung mit dem aktuellen Kurs bewertet. Auf fremde Währung lautende Vermögensgegenstände und Verbindlichkeiten werden zum Devisenkassamittelkurs am Abschlussstichtag umgerechnet.

## Bilanzerläuterungen

### (1) Anlagevermögen

Die Aufgliederung der in der Bilanz zusammengefassten Anlageposten und deren Entwicklung im Geschäftsjahr 2018 sind in der Anlage (Seite 64/65) dargestellt.

Die folgende Aufstellung enthält die Angaben zum Anteilsbesitz.

NAME UND SITZ DER GESELLSCHAFT	ANTEIL AM KAPITAL	EIGENKAPITAL IN MIO. €*	ERGEBNIS IN MIO. €*
TSCNET Services GmbH, München	7,7 %	5,9	0,3
Holding des Gestionnaires de Réseau de Transport d'électricité SAS, Paris/Frankreich	5,0 %	91,7	11,0
Joint Allocation Office S.A., Luxemburg/Luxemburg	4,5 %	4,6	0,3

\* Eigenkapital und Ergebnis  
des Geschäftsjahres 2017

### (2) Vorräte

IN MIO. €	31.12.2018	31.12.2017
Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	59,9	61,4
Unfertige Leistungen	2,8	2,5
	62,7	63,9

**(3) Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände**

IN MIO. €	31.12.2018	31.12.2017
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	1.198,9	1.137,8
Sonstige Vermögensgegenstände	48,6	44,4
	<b>1.247,5</b>	<b>1.182,2</b>

**(4) Flüssige Mittel**

Die flüssigen Mittel betreffen zum größten Teil Guthaben bei Kreditinstituten.

**(5) Eigenkapital**

Das Stammkapital der Gesellschaft ist in voller Höhe eingezahlt und wird zu 74,9% von der M 31 Beteiligungsgesellschaft mbH & Co. Energie KG, Düsseldorf, und zu 25,1% von der RWE AG, Essen, gehalten.

Die nicht verbrieften Genussrechte werden von den Mitarbeitern der Gesellschaft gehalten und sind nicht übertragbar. Sie können nach einer Haltefrist von mindestens fünf Jahren gekündigt werden. Die Genussrechte gewähren einen dem Gewinnanteil der Gesellschafter vorgehenden begrenzten Anspruch auf Verzinsung des Nominalbetrags, der von dem Gewinn der Gesellschaft abhängig ist. Sie gewähren keine Beteiligung am Liquidationserlös. Im Geschäftsjahr erfolgte eine Verzinsung des Genussrechtskapitals in Höhe von 0,8 Mio. €. Insgesamt wurden Genussrechte mit folgender Stückelung ausgegeben.

NOMINALBETRAG	31.12.2018
180 €	71.630
360 €	16
720 €	289
1.220 €	68
1.720 €	375
	<b>72.378</b>

Die ausgewiesenen Gewinnrücklagen ergeben sich vollständig aus anderen Gewinnrücklagen im Sinne des § 266 Abs. 3 A. III. Nr. 4 HGB.

Mit Beschluss des Aufsichtsrats vom 10. April 2018 wurde der Jahresüberschuss für das Geschäftsjahr 2017 in Höhe von 173,7 Mio. € zu einem Teilbetrag in Höhe von 100,0 Mio. € an die Gesellschafter ausgeschüttet. Der verbleibende Betrag in Höhe von 73,7 Mio. € wurde in die anderen Gewinnrücklagen eingestellt.

#### **(6) Ausschüttungssperre**

Der ausschüttungsgesperrte Gesamtbetrag gemäß § 268 Abs. 8 HGB in Höhe von 6,6 Mio. € resultiert aus der Bewertung des Deckungsvermögens gemäß § 253 Abs. 1 Satz 4 HGB zum beizulegenden Zeitwert. Dieser übersteigt die Anschaffungskosten um 9,6 Mio. €. Die hierauf entfallenden passiven latenten Steuern betragen 3,0 Mio. €.

Der ausschüttungsgesperrte Unterschiedsbetrag gemäß § 253 Abs. 6 HGB in Höhe von 48,5 Mio. € (Vorjahr: 33,6 Mio. €) resultiert aus der Abzinsung der Rückstellungen für Altersversorgungsverpflichtungen mit einem zehnjährigen anstatt eines siebenjährigen durchschnittlichen Marktzinssatzes.

Die frei verfügbaren Rücklagen in Höhe von 1.595,8 Mio. € übersteigen die ausschüttungsgesperrten Beträge in Höhe von 55,1 Mio. €.

#### **(7) Sonderposten**

Im Sonderposten für Investitionszuwendungen zum Anlagevermögen werden die ab dem 1. Januar 2003 und bis zum 31. Dezember 2010 erhaltenen Anschlusskosten und Baukostenzuschüsse ausgewiesen.

**(8) Rückstellungen**

IN MIO. €	31.12.2018	31.12.2017
Steuerrückstellungen	39,5	37,3
Sonstige Rückstellungen	400,9	313,4
	440,4	350,7

Aufgrund des Saldierungsgebots gemäß § 246 Abs. 2 Satz 2 HGB werden die Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen mit dem Deckungsvermögen sowie mit Rückdeckungsversicherungen verrechnet.

IN MIO. €	HISTORISCHE AK	ZEITWERT	ERFÜLLUNGS- BETRAG
<b>Verrechnete Vermögensgegenstände</b>			
Wertpapiere des Anlagevermögens	144,6	154,3	
Sonstige Vermögensgegenstände	52,0	52,0	
	196,6	206,3	
<b>Verrechnete Schulden</b>			
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen			206,3
			206,3
<b>Unterschiedsbetrag aus der Verrechnung</b>			-

Der beizulegende Zeitwert entspricht dem Marktwert zum 31. Dezember 2018. Die entsprechende Verrechnung der Aufwendungen und Erträge ist unter dem Finanzergebnis dargestellt.

Die Steuerrückstellungen beziehen sich auf noch nicht endgültig abgeschlossene Besteuerungszeiträume.

Die sonstigen Rückstellungen sind im Wesentlichen für Verpflichtungen aus der Sanierung von Masten, Ansprüche nach dem KWKG alt, Verpflichtungen aus dem Personalbereich sowie für regulatorische Verpflichtungen gebildet.

Aufgrund des Saldierungsgebots gemäß § 246 Abs. 2 Satz 2 HGB werden die unter den sonstigen Rückstellungen ausgewiesenen Rückstellungen für Altersteilzeitleistungen und Langzeitarbeitszeitkonten mit dem Deckungsvermögen verrechnet.

IN MIO. €	HISTORISCHE AK	ZEITWERT	ERFÜLLUNGS- BETRAG
<b>Verrechnete Vermögensgegenstände</b>			
Sonstige Vermögensgegenstände	12,1	12,1	
	12,1	12,1	
<b>Verrechnete Schulden</b>			
Rückstellungen für Altersteilzeitleistungen und Langzeitarbeitszeitkonten			38,1
			38,1
<b>Unterschiedsbetrag aus der Verrechnung</b>			26,0

Der beizulegende Zeitwert entspricht dem Marktwert zum 31. Dezember 2018. Die entsprechende Verrechnung der Aufwendungen und Erträge ist unter dem Finanzergebnis dargestellt.

**(9) Verbindlichkeiten**

<b>IN MIO. €</b> <b>(VORJAHRESWERTE IN KLAMMERN)</b>	<b>31.12.2018</b> <b>— (31.12.2017)</b>	<b>DAVON REST- LAUFZEIT</b> <b>— ≤ 1 JAHR</b>	<b>DAVON REST- LAUFZEIT</b> <b>— &gt; 1 JAHR</b>	<b>DAVON REST- LAUFZEIT</b> <b>— &gt; 5 JAHRE</b>
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	943,2 — (713,8)	128,2 — (152,3)	185,0 — (185,0)	630,0 — (376,5)
Erhaltene Anzahlungen auf Bestellungen	9,2 — (12,2)	4,8 — (7,7)	4,4 — (2,7)	— — (1,8)
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	3.096,6 — (2.790,7)	3.096,6 — (2.790,7)	— — (-)	— — (-)
Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	0,1 — (*)	0,1 — (*)	— — (-)	— — (-)
Sonstige Verbindlichkeiten	213,6 — (167,7)	96,8 — (116,7)	116,8 — (51,0)	— — (-)
— davon aus Steuern	14,5 — (3,5)	14,5 — (3,5)	— — (-)	— — (-)
— davon im Rahmen der sozialen Sicherheit	0,3 — (0,4)	0,1 — (0,1)	0,2 — (0,3)	— — (-)
	<b>4.262,7</b> <b>— (3.684,4)</b>	<b>3.326,5</b> <b>— (3.067,4)</b>	<b>306,2</b> <b>— (238,7)</b>	<b>630,0</b> <b>— (378,3)</b>

\* Betrag in geringer Höhe

Die Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten betreffen im Wesentlichen langfristige Schuldscheindarlehen und Namensschuldverschreibungen in Höhe von 815,0 Mio. €.

Die sonstigen Verbindlichkeiten enthalten überwiegend Verbindlichkeiten für regulatorische Verpflichtungen.

### (10) Rechnungsabgrenzungsposten

Der passive Rechnungsabgrenzungsposten beinhaltet bis zum 31. Dezember 2002 und ab dem 1. Januar 2011 vereinnahmte Anschlusskosten und Baukostenzuschüsse in Höhe von 22,7 Mio. € (Vorjahr: 26,1 Mio. €) und zweckgebundene Einnahmen aus dem Engpassmanagement gemäß Artikel 16 Abs. 6 EG-VO 714/2009 in Höhe von 184,4 Mio. € (Vorjahr: 68,8 Mio. €) sowie verschiedene Vorauseinnahmen in Höhe von 26,4 Mio. € (Vorjahr: 31,3 Mio. €) für Erträge in Folgejahren.

### (11) Passive latente Steuern

IN MIO. €	31.12.2018	VERÄNDERUNG	31.12.2017
Aktive latente Steuern	107,8	31,1	76,7
Passive latente Steuern	225,8	34,9	220,9
Passivüberhang latenter Steuern	148,0	3,8	144,2

Die passiven latenten Steuern resultieren im Wesentlichen aus Bewertungsabweichungen bei den Grundstücken und Gebäuden sowie bei den technischen Anlagen und Maschinen. Diese übersteigen die aktiven latenten Steuern, die sich überwiegend aus den unterschiedlichen Wertansätzen bei den Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen, den sonstigen Rückstellungen und dem passiven Rechnungsabgrenzungsposten ergeben. Der Ermittlung wurde ein Steuersatz von 31,61 % (Vorjahr: 31,55 %) zugrunde gelegt.

### (12) Haftungsverhältnisse, sonstige finanzielle Verpflichtungen

Die Haftungsverhältnisse beinhalten ausschließlich Verbindlichkeiten aus Gewährleistungsverträgen in Höhe von 180,4 Mio. € (Vorjahr: 160,5 Mio. €) und betreffen in Höhe von 172,6 Mio. € (Vorjahr: 156,5 Mio. €) den Schuldbeitritt für Altersversorgungsverpflichtungen, die bei dem Gesellschafter RWE AG bilanziert sind. Die wirtschaftlichen Be- und Entlastungen trägt Amprion.

Haftungsverhältnisse werden nur nach eingehender Prüfung der hiermit zusammenhängenden Risiken und im Rahmen der eigenen Geschäftstätigkeit eingegangen. Auf Basis der bis zur Aufstellung des Jahresabschlusses vorliegenden Erkenntnisse wird davon ausgegangen, dass die den Haftungsverhältnissen zugrunde liegenden Verbindlichkeiten von den jeweiligen Hauptschuldnern erfüllt werden können und daher mit einer Inanspruchnahme nicht zu rechnen ist.

Der Gesamtbetrag der sonstigen finanziellen Verpflichtungen beträgt 368,0 Mio. € und betrifft die nachfolgend genannten Sachverhalte.

Für die Strombeschaffung zum marktorientierten Ausgleich von Verlustenergie wurden Abnahmeverpflichtungen für 2019 und 2020 in Höhe von 187,1 Mio. € eingegangen.

Aus erteilten Investitions- und Instandhaltungsaufträgen sowie aus Rahmenverträgen mit Abnahmeverpflichtungen besteht ein Bestellobligo in Höhe von 169,9 Mio. €.

Aus überwiegend langfristigen Mietverträgen bestehen nicht abgezinste finanzielle Verpflichtungen in Höhe von 3,4 Mio. € (davon < 1 Jahr: 3,1 Mio. €).

Aus Grundstückskaufverträgen, deren rechtlicher und wirtschaftlicher Übergang nach dem 31. Dezember 2018 erfolgt, resultiert eine Zahlungsverpflichtung in Höhe von 7,6 Mio. €.

Aufgrund der in früheren Jahren erfolgten Übertragung von bestimmten Altersversorgungsverpflichtungen auf die RWE Pensionsfonds AG besteht für den Fall einer möglichen zukünftigen Unterdeckung des Pensionsfonds eine gesetzliche Nachschusspflicht der Gesellschaft in ihrer Eigenschaft als Arbeitgeber. Diese finanzielle Verpflichtung ist derzeit nicht quantifizierbar.

## Erläuterungen zur Gewinn- und Verlustrechnung

### (13) Umsatzerlöse

IN MIO. €	01.01.- 31.12.2018	01.01.- 31.12.2017
Strom	13.741,1	12.888,7
Übrige	42,9	42,9
	<b>13.784,0</b>	<b>12.931,6</b>

Die Umsatzerlöse Strom beinhalten im Wesentlichen Erlöse aus der Weitergabe von EEG-Aufwendungen, Netzentgelte und ergebnisneutrale Umlagen. Die Umsatzerlöse werden überwiegend im Inland erzielt.

#### (14) Sonstige betriebliche Erträge

IN MIO. €	01.01.- 31.12.2018	01.01.- 31.12.2017
Auflösung von Rückstellungen	26,4	19,1
Gewinne aus Anlageabgängen	3,0	1,2
Übrige	6,1	7,7
	<b>35,5</b>	<b>28,0</b>

In den sonstigen betrieblichen Erträgen sind periodenfremde Erträge in Höhe von 33,8 Mio. € (Vorjahr: 22,6 Mio. €) enthalten. Erträge aus der Währungsumrechnung sind in Höhe von 2,1 T€ (Vorjahr: 1,0 T€) angefallen.

#### (15) Materialaufwand

IN MIO. €	01.01.- 31.12.2018	01.01.- 31.12.2017
Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und für bezogene Waren	-12.448,3	-11.703,8
Aufwendungen für bezogene Leistungen	-647,9	-657,1
	<b>-13.096,2</b>	<b>-12.360,9</b>

Im Materialaufwand sind im Wesentlichen Belastungen aus EEG-Strombezügen und Aufwendungen für Systemdienstleistungen sowie ergebnisneutrale Umlagen enthalten.

**(16) Personalaufwand**

IN MIO. €	01.01.- 31.12.2018	01.01.- 31.12.2017
Löhne und Gehälter	-119,1	-111,1
Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und Unterstützung	-36,7	-33,6
- davon für Altersversorgung	-18,5	-17,4
	-155,8	-144,7
	01.01.- 31.12.2018	01.01.- 31.12.2017
Leitende Angestellte	30	30
Außertarifliche Mitarbeiter	274	252
Tarifliche Mitarbeiter	1.071	996
	1.375	1.278

Die Angabe bezieht sich auf die im Geschäftsjahr durchschnittlich beschäftigten Mitarbeiteräquivalente. Hierbei werden Teilzeitbeschäftigte entsprechend ihrer regelmäßigen wöchentlichen Arbeitszeit anteilig berücksichtigt.

**(17) Sonstige betriebliche Aufwendungen**

IN MIO. €	01.01.- 31.12.2018	01.01.- 31.12.2017
Dienstleistungen	-49,4	-40,0
Verluste aus Anlageabgängen	-7,3	-3,4
Wertminderungen oder Verluste aus dem Abgang von Gegenständen des Umlaufvermögens	-0,1	-6,4
Übrige	-61,8	-44,1
	-118,6	-93,9

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen beinhalten periodenfremde Aufwendungen in Höhe von 26,3 Mio. € (Vorjahr: 9,8 Mio. €) und betreffen im Wesentlichen Zuführungen zu Pensionsrückstellungen aufgrund von Anpassungen der Bewertungsparameter.

Die Aufwendungen für Dienstleistungen betreffen zum größten Teil die Informationsverarbeitung und das Immobilienmanagement.

Die übrigen sonstigen betrieblichen Aufwendungen beinhalten im Wesentlichen Aufwendungen für Gebühren, Beratung, Mieten und Pachten sowie Zuführungen zu Pensionsrückstellungen aufgrund von Anpassungen der Bewertungsparameter in Höhe von 18,7 Mio. € sowie sonstige Steuern in Höhe von 2,3 Mio. € (Vorjahr: 2,2 Mio. €).

## (18) Finanzergebnis

IN MIO. €	01.01.- 31.12.2018	01.01.- 31.12.2017
Erträge aus Beteiligungen	0,6	0,3
Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	3,7	1,6
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-55,7	-34,2
- davon aus Aufzinsung	-26,5	-19,3
- davon aus Vergütung für Genussrechtskapital	-0,8	-0,7
	-51,4	-32,3

\* Betrag in geringer Höhe

Die Aufwendungen und Erträge aus dem Deckungsvermögen und der Aufzinsung wurden gemäß § 246 Abs. 2 Satz 2 HGB saldiert. Der sich ergebende Saldo ist in dem Posten „Zinsen und ähnliche Aufwendungen“ enthalten.

	IN MIO. €
<b>Verrechnete Erträge</b>	
Sonstige betriebliche Erträge	-5,1
Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	*
	-5,1
<b>Verrechnete Aufwendungen</b>	
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-25,3
	-25,3
<b>Unterschiedsbetrag aus der Verrechnung</b>	<b>-30,4</b>

\* Betrag in geringer Höhe

#### (19) Steuern vom Einkommen und vom Ertrag

Der Aufwand aus Steuern vom Einkommen und vom Ertrag entfällt in Höhe von 95,1 Mio. € auf das aktuelle Geschäftsjahr sowie in Höhe von 3,8 Mio. € auf latente Steuern.

## Sonstige Angaben

### Organe

Auf die Angabe der im Geschäftsjahr an die Geschäftsführung gezahlten Gesamtbezüge nach § 285 Nr. 9 a HGB wurde in Ausübung des Wahlrechts nach § 286 Abs. 4 HGB verzichtet.

Die Aufsichtsratsmitglieder erhielten im Geschäftsjahr eine Vergütung in Höhe von 273,7 T €.

Die Mitglieder des Aufsichtsrats werden nachfolgend aufgeführt.

- **Prof. Heinz-Werner Ufer**  
Honorarprofessor der Technischen Universität Dortmund  
Vorsitzender
- **Christian Mosel**  
Hauptgeschäftsführer der Ärzteversorgung Westfalen-Lippe Einrichtung der Ärztekammer Westfalen-Lippe – Körperschaft des öffentlichen Rechts –  
1. stellvertretender Vorsitzender
  - seit 1. Juni 2018
- **Josef Frankemölle\***  
Ehemaliger Gesamtbetriebsratsvorsitzender der Amprion GmbH  
2. stellvertretender Vorsitzender
- **Frank Amberg**  
Head of Private Equity der MEAG MUNICH ERGO AssetManagement GmbH
- **Dr. Peter-Henrik Blum-Barth**  
Hauptabteilungsleiter Kapitalanlagen Liquide Assets der SV SparkassenVersicherung Holding AG
- **Detlef Börger-Reichert\***  
Vorsitzender des Betriebsrats der Amprion GmbH am Standort Dortmund

\*Arbeitnehmersvertreter

- **Malte Glasneck\***  
Mitglied des Betriebsrats der Amprion GmbH am Standort Hoheneck
  
- **Natalie Kornowski\***  
Vorsitzende des Gesamtbetriebsrats der Amprion GmbH sowie Vorsitzende des Betriebsrats der Amprion GmbH am Standort Brauweiler
  
- **Dr. Andreas Kretschmer**  
Berater der Ärzteversorgung Westfalen-Lippe Einrichtung der Ärztekammer Westfalen-Lippe – Körperschaft des öffentlichen Rechts –  
1. stellvertretender Vorsitzender
  - bis 30. Mai 2018
  
- **Dr. Thomas Mann**  
Sprecher der Geschäftsführung der Ampega Investment GmbH und Geschäftsführer der Ampega Asset Management GmbH
  
- **Christoph Manser**  
Head of Infrastructure Investments der Swiss Life Asset Management AG
  
- **Fred Riedel**  
Syndikus-Steuerberater, Direktor Finanzen und Verwaltung der International School of Düsseldorf e.V.
  
- **Dr. Rolf Martin Schmitz**  
Vorstandsvorsitzender (CEO) der RWE AG

\*Arbeitnehmervertreter

Die Mitglieder der Geschäftsführung werden nachfolgend aufgeführt.

- **Dr. Hans-Jürgen Brick**  
Chief Commercial Officer und Chief Financial Officer
  
- **Dr. Klaus Kleinekorte**  
Chief Technical Officer

## Honorar des Abschlussprüfers

Das Gesamthonorar des Abschlussprüfers verteilt sich wie folgt.

	IN T€	DAVON FÜR VORJAHRE
Abschlussprüfungsleistungen	147,4	-
Andere Bestätigungsleistungen	313,8	1,8
Sonstige Leistungen	10,8	-
	472,0	1,8

## Ergebnisverwendung

Der Jahresüberschuss des Geschäftsjahres beträgt 203,4 Mio. €. Die Geschäftsführung schlägt dem Aufsichtsrat gemäß § 16 Abs. 1 des Gesellschaftsvertrages einen Betrag in Höhe von 100,0 Mio. € zur Ausschüttung vor. Ferner schlägt die Geschäftsführung vor, den übersteigenden Betrag in Höhe von 103,4 Mio. € in die anderen Gewinnrücklagen gemäß § 266 Abs. 3 A. III. Nr. 4 HGB einzustellen, um entsprechende Rücklagen für künftige Investitionen zu bilden.

## Ereignisse nach dem Abschlussstichtag

Im Zeitraum bis zur Aufstellung des Jahresabschlusses der Gesellschaft sind keine Vorgänge von besonderer Bedeutung angefallen.

## Angaben nach EnWG

Die Geschäftstätigkeit der Gesellschaft bezieht sich ausschließlich auf den Tätigkeitsbereich „Elektrizitätsübertragung“. Somit entspricht der nach § 6 b Abs. 3 EnWG (≙ S. 68) zu erstellende Tätigkeitsabschluss dem Jahresabschluss.

Dortmund, 14. März 2019

Die Geschäftsführung



**DR. HANS-JÜRGEN BRICK**



**DR. KLAUS KLEINEKORTE**

# Entwicklung des Anlagevermögens (Anlage zum Anhang)

DER AMPRION GMBH VOM 1. JANUAR BIS 31. DEZEMBER 2018

ANSCHAFFUNGS- UND HERSTELLUNGSKOSTEN IN MIO. €

	STAND 01.01.2018	ZUGÄNGE	UMBUCHUNGEN	ABGÄNGE	STAND 31.12.2018
<b>Immaterielle Vermögensgegenstände</b>					
Entgeltlich erworbene Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten	39,3	7,5	8,9	14,6	41,1
Geleistete Anzahlungen	1,6	0,1	-1,6	-	0,1
	<b>40,9</b>	<b>7,5</b>	<b>7,3</b>	<b>14,6</b>	<b>41,2</b>
<b>Sachanlagen</b>					
Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten einschließlich der Bauten auf fremden Grundstücken	516,9	44,1	8,8	3,6	566,2
Technische Anlagen und Maschinen	6.921,4	395,9	56,1	52,1	7.321,4
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	54,5	11,9	3,4	4,8	64,8
Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	410,4	303,0	-75,6	2,0	635,9
	<b>7.903,2</b>	<b>755,0</b>	<b>-7,3</b>	<b>62,5</b>	<b>8.588,3</b>
<b>Finanzanlagen</b>					
Beteiligungen	5,2	-	-	-	5,2
Sonstige Ausleihungen	0,8	-	-	0,2	0,6
	<b>6,0</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>0,2</b>	<b>5,8</b>
	<b>7.950,1</b>	<b>762,5</b>	<b>-</b>	<b>77,3</b>	<b>8.635,3</b>

KUMULIERTE ABSCHREIBUNGEN IN MIO. €				BUCHWERTE IN MIO. €		
STAND 01.01.2018	ABSCHREIBUNGEN DES BERICHTS- ZEITRAUMS	UMBUCHUNGEN	ABGÄNGE	STAND 31.12.2018	STAND 31.12.2018	STAND 31.12.2017
28,7	5,7	5,0	14,1	25,2	15,9	10,6
-	-	-	-	-	0,1	1,6
28,7	5,7	5,0	14,1	25,2	16,0	12,2
179,6	8,2	-	1,6	186,2	380,0	337,3
4.240,8	141,6	-7,5	43,8	4.331,0	2.990,3	2.680,6
34,5	7,6	2,5	4,7	39,9	25,0	20,0
-	-	-	-	-	635,9	410,4
4.454,9	157,4	-5,0	50,1	4.557,1	4.031,2	3.448,3
-	-	-	-	-	5,2	5,2
-	-	-	-	-	0,6	0,8
-	-	-	-	-	5,8	6,0
4.483,6	163,0	-	64,2	4.582,3	4.053,0	3.466,5

# Bestätigungsvermerk des Abschlussprüfers

## VERMERK ÜBER DIE PRÜFUNG DES JAHRESABSCHLUSSES UND DES LAGEBERICHTS

### PRÜFUNGSURTEILE

Wir haben den Jahresabschluss der Amprion GmbH, Dortmund, – bestehend aus der Bilanz zum 31. Dezember 2018 und der Gewinn- und Verlustrechnung für das Geschäftsjahr vom 1. Januar 2018 bis zum 31. Dezember 2018 sowie dem Anhang, einschließlich der Darstellung der Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden – geprüft. Darüber hinaus haben wir den Lagebericht der Amprion GmbH für das Geschäftsjahr vom 1. Januar 2018 bis zum 31. Dezember 2018 geprüft. Die Erklärung zur Unternehmensführung nach § 289f Abs. 4 HGB haben wir in Einklang mit den deutschen gesetzlichen Vorschriften nicht inhaltlich geprüft.

Nach unserer Beurteilung aufgrund der bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnisse

- entspricht der beigefügte Jahresabschluss in allen wesentlichen Belangen den deutschen, für Kapitalgesellschaften geltenden handelsrechtlichen Vorschriften und vermittelt unter Beachtung der deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens- und Finanzlage der Gesellschaft zum 31. Dezember 2018 sowie ihrer Ertragslage für das Geschäftsjahr vom 1. Januar 2018 bis zum 31. Dezember 2018 und
- vermittelt der beigefügte Lagebericht insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage der Gesellschaft. In allen wesentlichen Belangen steht dieser Lagebericht in Einklang mit dem Jahresabschluss, entspricht den deutschen gesetzlichen Vorschriften und stellt die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend dar. Unser Prüfungsurteil zum Lagebericht erstreckt sich nicht auf den Inhalt der oben genannten Erklärung zur Unternehmensführung.

Gemäß § 322 Abs. 3 Satz 1 HGB erklären wir, dass unsere Prüfung zu keinen Einwendungen gegen die Ordnungsmäßigkeit des Jahresabschlusses und des Lageberichts geführt hat.

### GRUNDLAGE FÜR DIE PRÜFUNGSURTEILE

Wir haben unsere Prüfung des Jahresabschlusses und des Lageberichts in Übereinstimmung mit § 317 HGB unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung durchgeführt. Unsere Verantwortung nach diesen Vorschriften und Grundsätzen ist im Abschnitt „VERANTWORTUNG DES ABSCHLUSSPRÜFERS FÜR DIE PRÜFUNG DES JAHRESABSCHLUSSES UND DES LAGEBERICHTS“ unseres Bestätigungsvermerks weitergehend beschrieben. Wir sind von dem Unternehmen unabhängig in Übereinstimmung mit den deutschen handelsrechtlichen und berufsrechtlichen Vorschriften und haben unsere sonstigen deutschen Berufspflichten in Übereinstimmung mit diesen Anforderungen erfüllt.

Wir sind der Auffassung, dass die von uns erlangten Prüfungsnachweise ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unsere Prüfungsurteile zum Jahresabschluss und zum Lagebericht zu dienen.

### SONSTIGE INFORMATIONEN

Die gesetzlichen Vertreter sind für die sonstigen Informationen verantwortlich. Die sonstigen Informationen umfassen die Erklärung zur Unternehmensführung nach § 289 f Abs. 4 HGB.

Unsere Prüfungsurteile zum Jahresabschluss und zum Lagebericht erstrecken sich nicht auf die Sonstigen Informationen, und dementsprechend geben wir weder ein Prüfungsurteil noch irgendeine andere Form von Prüfungsschlussfolgerung hierzu ab.

Im Zusammenhang mit unserer Prüfung haben wir die Verantwortung, die sonstigen Informationen zu lesen und dabei zu würdigen, ob die sonstigen Informationen

- wesentliche Unstimmigkeiten zum Jahresabschluss, Lagebericht oder unseren bei der Prüfung erlangten Kenntnissen aufweisen oder
- anderweitig wesentlich falsch dargestellt erscheinen.

Falls wir auf Grundlage der von uns durchgeführten Arbeiten den Schluss ziehen, dass eine wesentliche falsche Darstellung dieser sonstigen Informationen vorliegt, sind wir verpflichtet, über diese Tatsache zu berichten. Wir haben in diesem Zusammenhang nichts zu berichten.

#### **VERANTWORTUNG DER GESETZLICHEN VERTRETER UND DES AUFSICHTSRATS FÜR DEN JAHRESABSCHLUSS UND DEN LAGEBERICHT**

Die gesetzlichen Vertreter sind verantwortlich für die Aufstellung des Jahresabschlusses, der den deutschen, für Kapitalgesellschaften geltenden handelsrechtlichen Vorschriften in allen wesentlichen Belangen entspricht, und dafür, dass der Jahresabschluss unter Beachtung der deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Gesellschaft vermittelt.

Ferner sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die internen Kontrollen, die sie in Übereinstimmung mit den deutschen Grundsätzen ordnungsmäßiger Buchführung als notwendig bestimmt haben, 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. Des Weiteren haben sie die Verantwortung, Sachverhalte in Zusammenhang mit der Fortführung der Unternehmenstätigkeit, sofern einschlägig, anzugeben. Darüber hinaus sind sie dafür verantwortlich, auf der Grundlage des Rechnungslegungsgrundsatzes der Fortführung der Unternehmenstätigkeit zu bilanzieren, sofern dem nicht tatsächliche oder rechtliche Gegebenheiten entgegenstehen.

Außerdem sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die Aufstellung des Lageberichts, der insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage der Gesellschaft vermittelt sowie in allen wesentlichen Belangen mit dem Jahresabschluss in Einklang steht, den deutschen gesetzlichen Vorschriften entspricht und die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend darstellt. Ferner sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die Vorkehrungen und Maßnahmen (Systeme), die sie als notwendig erachtet haben, um die Aufstellung eines Lageberichts in Übereinstimmung mit den anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften zu ermöglichen, und um ausreichende geeignete Nachweise für die Aussagen im Lagebericht erbringen zu können.

Der Aufsichtsrat ist verantwortlich für die Überwachung des Rechnungslegungsprozesses der Gesellschaft zur Aufstellung des Jahresabschlusses und des Lageberichts.

#### **VERANTWORTUNG DES ABSCHLUSSPRÜFERS FÜR DIE PRÜFUNG DES JAHRESABSCHLUSSES UND DES LAGEBERICHTS**

Unsere Zielsetzung ist, hinreichende Sicherheit darüber zu erlangen, ob der Jahresabschluss als Ganzes frei von wesentlichen – beabsichtigten oder unbeabsichtigten – falschen Darstellungen ist, und ob der Lagebericht insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage der Gesellschaft vermittelt sowie in allen wesentlichen Belangen mit dem Jahresabschluss sowie mit den bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnissen in Einklang steht, den deutschen gesetzlichen Vorschriften entspricht und die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend darstellt, sowie einen Bestätigungsvermerk zu erteilen, der unsere Prüfungsurteile zum Jahresabschluss und zum Lagebericht beinhaltet.

Hinreichende Sicherheit ist ein hohes Maß an Sicherheit, aber keine Garantie dafür, dass eine in Übereinstimmung mit § 317 HGB unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung durchgeführte Prüfung eine wesentliche falsche Darstellung stets aufdeckt. Falsche Darstellungen können aus Verstößen oder Unrichtigkeiten resultieren und werden als wesentlich angesehen, wenn vernünftigerweise erwartet werden könnte, dass sie einzeln oder insgesamt die auf der Grundlage dieses Jahresabschlusses und Lageberichts getroffenen wirtschaftlichen Entscheidungen von Adressaten beeinflussen.

Während der Prüfung üben wir pflichtgemäßes Ermessen aus und bewahren eine kritische Grundhaltung. Darüber hinaus

- identifizieren und beurteilen wir die Risiken wesentlicher – beabsichtigter oder unbeabsichtigter – falscher Darstellungen im Jahresabschluss und im Lagebericht, planen und führen Prüfungshandlungen als Reaktion auf diese Risiken durch sowie erlangen Prüfungsnachweise, die ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unsere Prüfungsurteile zu dienen. Das Risiko, dass wesentliche falsche Darstellungen nicht aufgedeckt werden, ist bei Verstößen höher als bei Unrichtigkeiten, da Verstöße betrügerisches Zusammenwirken, Fälschungen, beabsichtigte Unvollständigkeiten, irreführende Darstellungen bzw. das Außerkraftsetzen interner Kontrollen beinhalten können.

- gewinnen wir ein Verständnis von dem für die Prüfung des Jahresabschlusses relevanten internen Kontrollsystem und den für die Prüfung des Lageberichts relevanten Vorkehrungen und Maßnahmen, um Prüfungshandlungen zu planen, die unter den gegebenen Umständen angemessen sind, jedoch nicht mit dem Ziel, ein Prüfungsurteil zur Wirksamkeit dieser Systeme der Gesellschaft abzugeben.
- beurteilen wir die Angemessenheit der von den gesetzlichen Vertretern angewandten Rechnungslegungsmethoden sowie die Vertretbarkeit der von den gesetzlichen Vertretern dargestellten geschätzten Werte und damit zusammenhängenden Angaben.
- ziehen wir Schlussfolgerungen über die Angemessenheit des von den gesetzlichen Vertretern angewandten Rechnungslegungsgrundsatzes der Fortführung der Unternehmenstätigkeit sowie, auf der Grundlage der erlangten Prüfungsnachweise, ob eine wesentliche Unsicherheit im Zusammenhang mit Ereignissen oder Gegebenheiten besteht, die bedeutsame Zweifel an der Fähigkeit der Gesellschaft zur Fortführung der Unternehmenstätigkeit aufwerfen können. Falls wir zu dem Schluss kommen, dass eine wesentliche Unsicherheit besteht, sind wir verpflichtet, im Bestätigungsvermerk auf die dazugehörigen Angaben im Jahresabschluss und im Lagebericht aufmerksam zu machen oder, falls diese Angaben unangemessen sind, unser jeweiliges Prüfungsurteil zu modifizieren. Wir ziehen unsere Schlussfolgerungen auf der Grundlage der bis zum Datum unseres Bestätigungsvermerks erlangten Prüfungsnachweise. Zukünftige Ereignisse oder Gegebenheiten können jedoch dazu führen, dass die Gesellschaft ihre Unternehmenstätigkeit nicht mehr fortführen kann.
- beurteilen wir die Gesamtdarstellung, den Aufbau und den Inhalt des Jahresabschlusses einschließlich der Angaben sowie ob der Jahresabschluss die zugrunde liegenden Geschäftsvorfälle und Ereignisse so darstellt, dass der Jahresabschluss unter Beachtung der deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Gesellschaft vermittelt.
- beurteilen wir den Einklang des Lageberichts mit dem Jahresabschluss, seine Gesetzesentsprechung und das von ihm vermittelte Bild von der Lage der Gesellschaft.

- führen wir Prüfungshandlungen zu den von den gesetzlichen Vertretern dargestellten zukunftsorientierten Angaben im Lagebericht durch. Auf Basis ausreichender geeigneter Prüfungsnachweise vollziehen wir dabei insbesondere die den zukunftsorientierten Angaben von den gesetzlichen Vertretern zugrunde gelegten bedeutsamen Annahmen nach und beurteilen die sachgerechte Ableitung der zukunftsorientierten Angaben aus diesen Annahmen. Ein eigenständiges Prüfungsurteil zu den zukunftsorientierten Angaben sowie zu den zugrunde liegenden Annahmen geben wir nicht ab. Es besteht ein erhebliches unvermeidbares Risiko, dass künftige Ereignisse wesentlich von den zukunftsorientierten Angaben abweichen.

Wir erörtern mit den für die Überwachung Verantwortlichen unter anderem den geplanten Umfang und die Zeitplanung der Prüfung sowie bedeutsame Prüfungsfeststellungen, einschließlich etwaiger Mängel im internen Kontrollsystem, die wir während unserer Prüfung feststellen.

## SONSTIGE GESETZLICHE UND ANDERE RECHTLICHE ANFORDERUNGEN

### VERMERK ÜBER DIE PRÜFUNG DER EINHALTUNG DER RECHNUNGSLEGUNGSPFLICHTEN NACH § 6 B ABS. 3 ENWG

#### PRÜFUNGSURTEILE

Wir haben die Einhaltung der Pflichten zur Rechnungslegung nach § 6 b Abs. 3 EnWG, wonach für die Tätigkeiten nach § 6 b Abs. 3 EnWG getrennte Konten zu führen sind, für das Geschäftsjahr vom 1. Januar 2018 bis zum 31. Dezember 2018 geprüft. Darüber hinaus haben wir den Tätigkeitsabschluss für die Tätigkeit Elektrizitätsübertragung – bestehend aus der Bilanz zum 31. Dezember 2018 und der Gewinn- und Verlustrechnung für das Geschäftsjahr vom 1. Januar 2018 bis zum 31. Dezember 2018 einschließlich der Angaben zu den Regeln, nach denen die Gegenstände des Aktiv- und Passivvermögens sowie die Aufwendungen und Erträge den gemäß § 6 b Abs. 3 Satz 1 bis 4 EnWG geführten Konten zugeordnet worden sind – geprüft.

Nach unserer Beurteilung

- wurden die Pflichten zur Rechnungslegung nach § 6 b Abs. 3 EnWG, wonach für die Tätigkeiten nach § 6 b Abs. 3 EnWG getrennte Konten zu führen sind, für das Geschäftsjahr vom 1. Januar 2018 bis zum 31. Dezember 2018 in allen wesentlichen Belangen erfüllt und
- entspricht der beigefügte Jahresabschluss dem Tätigkeitsabschluss
- entspricht der beigefügte Tätigkeitsabschluss in allen wesentlichen Belangen den Vorschriften des § 6 b Abs. 3 EnWG.

#### **GRUNDLAGE FÜR DIE PRÜFUNGSURTEILE**

Wir haben unsere Prüfung nach § 6 b Abs. 5 EnWG unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung durchgeführt. Unsere Verantwortung nach diesen Vorschriften und Grundsätzen ist im Abschnitt „VERANTWORTUNG DES ABSCHLUSSPRÜFERS FÜR DIE PRÜFUNG DER EINHALTUNG DER PFLICHTEN ZUR RECHNUNGSLEGUNG NACH § 6 B ABS. 3 ENWG“ sowie im Abschnitt „VERANTWORTUNG DES ABSCHLUSSPRÜFERS FÜR DIE PRÜFUNG DES JAHRESABSCHLUSSES UND DES LAGEBERICHTS“ weitergehend beschrieben.

Wir sind der Auffassung, dass die von uns erlangten Prüfungsnachweise ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unsere Prüfungsurteile hierzu zu dienen.

#### **VERANTWORTUNG DER GESETZLICHEN VERTRETER FÜR DIE RECHNUNGSLEGUNG NACH § 6 B ABS. 3 ENWG**

Die gesetzlichen Vertreter sind verantwortlich für die Einhaltung der Pflichten nach § 6 b Abs. 3 EnWG sowie für die Vorkehrungen und Maßnahmen (Systeme), die sie zur Einhaltung dieser Pflichten als notwendig erachtet haben.

**VERANTWORTUNG DES ABSCHLUSSPRÜFERS FÜR DIE PRÜFUNG DER EINHALTUNG  
DER PFLICHTEN ZUR RECHNUNGSLEGUNG NACH § 6 B ABS. 3 ENWG**

Unsere Zielsetzung ist, hinreichende Sicherheit darüber zu erlangen, ob die Pflichten zur Rechnungslegung nach § 6 b Abs. 3 EnWG in allen wesentlichen Belangen erfüllt wurden sowie einen Vermerk zu erteilen, der unsere Prüfungsurteile zur Einhaltung der Pflichten zur Rechnungslegung nach § 6 b Abs. 3 EnWG beinhaltet.

Die Prüfung umfasst die Beurteilung, ob die Wertansätze und die Zuordnung der Konten nach § 6 b Abs. 3 EnWG sachgerecht und nachvollziehbar erfolgt sind und der Grundsatz der Stetigkeit beachtet wurde.

**Düsseldorf, 14. März 2019**

BDO AG  
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

**gez. Eckmann**  
Wirtschaftsprüfer

**gez. Wiening**  
Wirtschaftsprüfer

# Glossar

## ARegV

Die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) ist ein behördliches Instrument zur Regulierung monopolistischer Märkte. Da Netze als natürliche Monopole gelten, haben die Netzbetreiber theoretisch keinen Anreiz, die Effizienz und damit die Kosten ihrer Dienstleistungen niedrig zu halten. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) gibt den Netzbetreibern deshalb über die ARegV Erlösobergrenzen vor, die von der Behörde auf der Basis der Effizienzwerte des günstigsten Netzbetreibers vorgegeben werden. Den Netzbetreibern werden dabei Spielräume, zum Beispiel für Netzinvestitionen, eingeräumt. Die Differenz zwischen der Erlösobergrenze und den tatsächlichen Erlösen wird von der BNetzA auf einem Regulierungskonto eingetragen. Die Erlösobergrenze wird in die Netzentgelte umgesetzt. Übersteigen die Erlöse die Obergrenze um mehr als 5 %, müssen die Netzentgelte angepasst werden.

## BBPIG

Das Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) enthält 43 von der Bundesnetzagentur als notwendig bestätigte Stromnetz-Ausbauprojekte, die durch die Übertragungsnetzbetreiber umzusetzen sind. Sie gelten als energiewirtschaftlich notwendig und haben vordringlichen Bedarf. Für diese Vorhaben führt die Bundesnetzagentur in der Regel eine Bundesfachplanung durch.

[www.netzausbau.de](http://www.netzausbau.de)

## BNetzA

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) ist die Regulierungsbehörde, die den Wettbewerb in den Netzmärkten (Strom, Gas, Schiene) aufrechterhält, überwacht und fördert. Die BNetzA prüft und genehmigt alle zwei Jahre den Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber und seine Grundlage, den Szenariorahmen zur Entwicklung der Stromerzeugung für die jeweils kommenden zehn bis zwanzig Jahre.

## EEG

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) regelt die bevorrechtigte Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Quellen wie Wind,

Sonne, Wasser oder Biomasse in das deutsche Stromnetz. Damit soll ein wirtschaftlicher Betrieb regenerativer Erzeugungsanlagen ermöglicht werden. Netzbetreiber sind laut EEG dazu verpflichtet, den Strom aus diesen Anlagen aufzunehmen und an der Strombörse im Spotmarkt zu vermarkten. Das Gesetz legt außerdem feste Vergütungssätze für Strom aus erneuerbaren Quellen fest. Die Differenz zwischen der Vergütung und dem am Spotmarkt erzielten Preis wird über die EEG-Umlage ausgeglichen.

## EEV

Die Erneuerbare-Energien-Verordnung regelt die Vermarktung des aus erneuerbaren Energien gewonnenen Stroms. Dieser Strom muss bereits auf der Ebene der Übertragungsnetzbetreiber verkauft und nicht mehr von den die Endkunden beliefernden Energieversorgern abgenommen werden. Darüber hinaus enthält die EEV Vorschriften zur Berechnung der EEG-Umlage.

## EnLAG

Im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) werden der beschleunigte Ausbau von Leitungen im Höchstspannungs-Übertragungsnetz sowie die Einführung von Technologien wie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung geregelt. Dem Gesetz ist als Anlage ein Bedarfsplan beigefügt, der die für den Ausbau der Übertragungsnetze vorgesehenen Bauprojekte enthält.

## EnWG

Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) enthält grundlegende Regelungen zum Recht der leitungsgebundenen Energien. Das EnWG hat unter anderem das Ziel einer „möglichst sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten und umweltverträglichen“ Versorgung der Allgemeinheit. Dazu gehört die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbes auf dem Energiemarkt. Das Gesetz beinhaltet außerdem Regelungen zur Überwachung des Netzbetriebes durch die Regulierungsbehörden.

## Erdkabel

Der Einsatz von unterirdisch verlegten Kabeln ist bei den Leitungen zur Ortsversorgung und in regionalen Stromnetzen sehr verbreitet. Bei Abschnitten mit 380 Kilovolt sind Erdkabel hingegen nicht die Regel. Die Bundesregierung setzt beim Netzausbau seit 2015 jedoch verstärkt auf Erdkabel. Die großen Gleichstromverbindungen sollen künftig vorrangig als Erdkabel gebaut werden. Im Wechselstrombereich wird die Kabeltechnologie in Pilotprojekten getestet. Kabelabschnitte sind wesentlich kostenintensiver und haben zudem technische Nachteile im Vergleich zu Freileitungen. Die Mehrkosten werden über die Netznutzungsentgelte auf die Verbraucher umgelegt.

## Freileitung

Eine Freileitung wird auch Überlandleitung genannt. Dabei handelt es sich um eine elektrische Leitung, deren Leiterseile – im Gegensatz zum Erdkabel – durch die dazwischenliegende Luft voneinander isoliert sind. Freileitungen sind auf absehbare Zeit die wirtschaftlichste Form der Stromübertragung, gerade über weite Entfernungen.

## NEP

Im Netzentwicklungsplan (NEP) sind die Ausbauprojekte im deutschen Übertragungsnetz der kommenden zehn Jahre festgehalten. Die Netzentwicklungspläne werden von den vier Übertragungsnetzbetreibern anhand von Annahmen über die Entwicklung der Stromerzeugung und des Verbrauches entwickelt, dem Szenariorahmen. Der Netzentwicklungsplan entstand erstmals 2012 und wird seit 2017 in einem zweijährigen Rhythmus weiterentwickelt.

## Umspannanlage

Ein Knotenpunkt im Stromnetz. An Umspannanlagen laufen mehrere Hoch- und Höchstspannungsleitungen zusammen. In diesen Anlagen können einzelne Stromkreise gezielt zu- oder abgeschaltet werden. Außerdem besteht die Möglichkeit, den Strom über Transformatoren – Spannungswandler – zur Weiterverteilung auf Netze mit niedrigerer Spannung zu übertragen.

## IMPRESSUM

### HERAUSGEBER

Amprion GmbH  
Telefon 0231 5849-14109  
Telefax 0231 5849-14188  
E-Mail [info@amprion.net](mailto:info@amprion.net)

### KONZEPTION UND GESTALTUNG

3st kommunikation GmbH

### FOTO

Hartmut Nägele [S. 4–5]

### DRUCK

Woeste Druck, Essen



### HINWEIS ZUR SCHREIBWEISE

Wir bitten um Verständnis, dass ausschließlich aus Gründen der besseren Lesbarkeit die männlichen Bezeichnungen gewählt wurden. Selbstverständlich beziehen sich diese auf alle Geschlechter in gleicher Weise.

# MIT EUROPA VERNETZT

---

Das Amprion-Netz liegt im Herzen Europas und ist durch grenzüberschreitende Kuppelleitungen mit den Netzen in den Niederlanden, Luxemburg, Frankreich, Österreich, der Schweiz und künftig auch mit Belgien verbunden. Im Rahmen zahlreicher Kooperationen und Projekte arbeitet Amprion daran, das europäische Stromnetz noch sicherer und leistungsfähiger zu machen.

## ZUSAMMENARBEIT MIT EUROPÄISCHEN PARTNERN

---

*Amprion arbeitet mit anderen europäischen Übertragungsnetzbetreibern auf vielen Feldern intensiv zusammen. Im Fokus stehen Themen der Systemsicherheit, Marktintegration und Netzplanung sowie die Weiterentwicklung von Übertragungstechnologien.*

## SECURITY SERVICE CENTRE (SSC)

---

*Im SSC in Rommerskirchen bei Köln unterstützt ein gemeinsames Expertenteam von Amprion sowie der TenneT Niederlande und Deutschland das Sicherheitsmanagement der Höchstspannungsnetze in Deutschland und den Niederlanden.*

#### JAO

Gemeinsam mit 22 europäischen Übertragungsnetzbetreibern ist Amprion am Luxemburger Unternehmen JAO (Joint Allocation Office) beteiligt. Das Unternehmen fungiert als zentrale Auktionsplattform und Anlaufstelle für die langfristige Bereitstellung von Übertragungskapazitäten für den Stromhandel in der Europäischen Union.

#### ENTSO-E

Im „European Network of Transmission System Operators for Electricity“ (ENTSO-E) entwickelt Amprion zusammen mit 40 Übertragungsnetzbetreibern das europäische Stromnetz weiter. Zentrale Aufgaben sind die Förderung des EU-Binnenmarktes für Strom, der Netzausbau und die Erarbeitung von Regeln für den Netzbetrieb.

#### Amprion

#### TSO SECURITY COOPERATION (TSC)

Amprion ist gemeinsam mit 15 europäischen Übertragungsnetzbetreibern an der Sicherheitskooperation TSCNET Services beteiligt. Das TSC unterstützt die Übertragungsnetzbetreiber bei der Koordination und Planung des Netzbetriebs, der Prognose von Netzengpässen und der Berechnung verfügbarer Übertragungskapazitäten.

**Amprion GmbH**  
Robert-Schuman-Straße 7  
44263 Dortmund

Juni 2019