

AMPRION GESCHÄFTSBERICHT 2017

2017





**2017 war für Amprion ein erfolgreiches Jahr. Der Ausbau unseres Übertragungsnetzes schreitet voran: 300 Leitungskilometer sind fertiggestellt, weitere 135 befinden sich im Bau. Diese Vorhaben bringen uns voran auf dem Weg in die Energiewelt von morgen, die wir durch innovative Lösungen mitgestalten. Auch in Zukunft wollen wir unseren gesetzlichen Auftrag zuverlässig erfüllen: Strom für 29 Millionen Menschen in unserem Netzgebiet zu transportieren.**

## ICON-ERKLÄRUNG

---



Glossar-Verweis



Internet-Link

# INHALT

---

5

—  
VORWORT

39

—  
JAHRESABSCHLUSS

8

—  
BERICHT DES AUFSICHTSRATES

66

—  
GLOSSAR

11

—  
LAGEBERICHT

67

—  
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 positives Geschäftsjahr zurück. Auch 2017 ist es uns gelungen, unser Übertragungsnetz sicher zu betreiben und es weiter bedarfsgerecht auszubauen. Auf dieser Basis haben wir ein stabiles wirtschaftliches Ergebnis erzielt: Die Umsatzerlöse und Erträge von Amprion haben 2017 mit 13.030 Mio. Euro einen neuen Höchststand erreicht und lagen zwei Prozent über dem Vorjahr. Die Erlöse aus der ergebnisneutralen Abwicklung des EEG-Ausgleichsmechanismus verringerten sich im vergangenen Geschäftsjahr und betrugen 10.390 Mio. Euro. Im Gegenzug stiegen die Erlöse aus dem Netzgeschäft deutlich an und beliefen sich auf 2.541 Mio. Euro. Der Jahresüberschuss unserer Gesellschaft betrug 174 Mio. Euro. Wesentlicher Treiber war die im Zuge unserer Investitionen in den Netzausbau gewachsene Kapitalbasis.

Das Stromjahr 2017 hat uns als Übertragungsnetzbetreiber gleich zu Jahresbeginn vor beträchtliche Herausforderungen gestellt: Ein außerordentlich kalter Winter fiel zusammen mit einer sehr geringen Einspeisung aus erneuerbaren Energien und außerplanmäßigen Stillständen konventioneller Kraftwerke im In- und Ausland. Amprion hat im intensiven Verbund mit den anderen europäischen Übertragungsnetzbetreibern diese Extremsituation gemeistert – durch eine Fülle operativer Maßnahmen auf nationaler und internationaler Ebene.

Angesichts der angespannten Situation im Netz ist es umso wichtiger, dass der Netzausbau weiter an Fahrt aufnimmt. Unsere insgesamt 350 Projekte sind 2017 gut vorangekommen. Die projektbegleitende Kommunikation zum Korridor A-Nord – der neuen Gleichstromverbindung zwischen Niedersachsen und dem Rheinland – haben wir 2017 gestartet und sind auf zahlreichen Veranstaltungen mit vielen Bürgerinnen und Bürgern in den konstruktiven Dialog getreten. Auf Basis ihrer Rückmeldung haben wir einen Vorkorridor für A-Nord entwickelt, sodass wir im März 2018 die erste Genehmigungsphase – die Bundesfachplanung – starten konnten.

Auch in bereits laufenden Genehmigungsverfahren sind wir maßgeblich vorangekommen: Amprion hat 2017 grünes Licht für den Bau von rund 60 Leitungskilometern erhalten. Das Bundesverwaltungsgericht hat zudem mit seinen richtungsweisenden Entscheidungen erteilte Genehmigungen für wichtige Projekte wie etwa von Wehrendorf nach St. Hülfe nochmals bestätigt.

Auch die Umsetzung unserer laufenden Bauvorhaben schreitet voran. Dies zeigen die Umspannanlagen Kriftel und Oberottmarshausen, die wir 2018 in Betrieb nehmen werden. Im Leitungsbau hat die neue grenzüberschreitende Verbindung von Wesel nach Doetinchem in den Niederlanden Gestalt angenommen und wird im Herbst 2018 ans Netz gehen. In Summe haben wir im Geschäftsjahr 2017 Bauprojekte mit einem Investitionsvolumen von 701 Mio. Euro umgesetzt – ein neuer Rekordwert.

Damit der Netzausbau erfolgreich ist, bedarf es auch einer soliden Finanzierung. Amprion hat 2017 zwei Kapitalmarkttransak-

tionen über festverzinsliche Schuldscheindarlehen und Namensschuldverschreibungen in Höhe von insgesamt 400 Mio. Euro am Kapitalmarkt platziert. Unser positives Rating (Moody's A3, Fitch A-) hat dazu einen wichtigen Beitrag geleistet.

Das Generationenprojekt Energiewende erfordert jedoch mehr als nur den Ausbau der erneuerbaren Energien und des Netzes. Wir bei Amprion werden unsere Expertise bei der Suche nach Lösungen einbringen. Wir wollen beraten, aber auch mit technischen Innovationen unter Beweis stellen, dass unsere Konzepte praxistauglich sind. Dies entspricht unserem Selbstverständnis.

Den Erfolg von Amprion machen unsere rund 1.300 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter möglich. Ihre Kompetenz und Kreativität sowie ihr Teamgeist und Know-how schaffen die Voraussetzung dafür, dass wir unseren gesetzlichen Auftrag erfüllen können. Ihnen gebühren daher unser herzlicher Dank und unsere große Anerkennung. Vor diesem Hintergrund sind wir optimistisch, dass sich unsere Gesellschaft im Geschäftsjahr 2018 weiterhin positiv entwickeln 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,

die Amprion GmbH hat das Geschäftsjahr 2017 erfolgreich abgeschlossen. Dies spiegelt sich nicht nur in der wirtschaftlichen Entwicklung und den Fortschritten im Netzausbau wider. Amprion leistet auch mit innovativen technischen Lösungen einen Beitrag zum Gelingen der Energiewende. Im vergangenen Geschäftsjahr hat Amprion unter anderem weitere Strecken mit Hochtemperaturleiterseilen in Betrieb genommen, um an besonders ausgelasteten Stellen im Netz die Übertragungskapazität zu erhöhen, sowie eine neue Technik zum grabenlosen Verlegen von Erdkabeln erprobt. Darüber hinaus hat sich Amprion an zahlreichen nationalen und europäischen Projekten beteiligt. Das Ziel ist, die Innovationskraft in allen Unternehmensbereichen kontinuierlich zu stärken.

Der Aufsichtsrat hat die Entwicklung des Unternehmens im Geschäftsjahr 2017 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 Sitzungen des Aufsichtsrats 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 2018 intensiv beraten und beschlossen. Weiterhin wurde die langfristige Investitionsplanung bis 2027 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 30. April 2017 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 2017 unter Einbeziehung der Buchführung geprüft und mit dem uneingeschränkten Bestätigungsvermerk versehen.

Der Bericht des Abschlussprüfers, der Jahresabschluss und der Lagebericht sind den Mitgliedern des Aufsichtsrats rechtzeitig vor der Aufsichtsratssitzung am 10. April 2018 ausgehändigt und in der Sitzung umfassend erörtert worden. Der Abschlussprüfer hat an den Beratungen des Aufsichtsrats 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 2017 gebilligt; der Jahresabschluss ist damit festgestellt.

Im Geschäftsjahr 2017 erfolgten folgende personelle Veränderungen im Aufsichtsrat:

Das Aufsichtsratsmitglied Herr Manfred Rupps ist mit Ablauf seines Mandates zum 30. Juni 2017 aus dem Gremium ausgeschieden. Mit Gesellschafterbeschluss vom 30. Juni 2017 wurde Herr Dr. Peter-Henrik Blum-Barth, Hauptabteilungsleiter Kapitalanlagen Liquide Assets der SV Sparkassenversicherung Holding AG, zum Mitglied des Aufsichtsrats der Amprion GmbH gewählt.

Das Aufsichtsratsmitglied Herr Uwe Tigges ist mit Ablauf seines Mandates zum 30. April 2017 aus dem Gremium ausgeschieden. Mit Gesellschafterbeschluss vom 30. April 2017 wurde Herr Dr. Rolf Martin Schmitz, Vorstandsvorsitzender (CEO) der RWE AG, zum Mitglied des Aufsichtsrats der Amprion GmbH gewählt.

Der Aufsichtsrat spricht der Geschäftsführung sowie allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern der Amprion GmbH für ihre im Geschäftsjahr 2017 geleistete Arbeit Dank und Anerkennung aus.

Dortmund, 10. April 2018



**PROF. HEINZ-WERNER UFER**

Vorsitzender des Aufsichtsrates





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

---

12

-

GRUNDLAGEN DES UNTERNEHMENS

13

-

WIRTSCHAFTSBERICHT

24

-

WIRTSCHAFTLICHE LAGE

30

-

PROGNOSE-, CHANCEN- UND RISIKOBERICHT

# Grundlagen des Unternehmens

## Geschäftstätigkeit des Unternehmens

Die Amprion GmbH mit Hauptsitz in Dortmund ist einer von vier Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) in Deutschland und beschäftigt rund 1.300 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. Mit rund 11.000 Kilometern Länge und 161 Schalt- und **Umspannanlagen** (≙ S. 67) ist es das längste Höchstspannungsnetz in Deutschland. Es verbindet die Kraftwerke mit den Verbrauchsschwerpunkten und ist ein wichtiger Bestandteil des Übertragungsnetzes in Deutschland und Europa. Industriekunden, Verteilnetzbetreibern, Stromhändlern und Stromerzeugern stellt Amprion sein Höchstspannungsnetz über derzeit 1.028 Einspeise- und Entnahmestellen zu marktgerechten Preisen zur Verfügung.

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 ordnungskonforme 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 Frankreich, den Niederlanden und der Schweiz durch marktbasierter 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

### **Netzentgeltmodernisierungsgesetz**

Das Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (NEMoG) trat am 22. Juli 2017 in Kraft und betrifft vor allem Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes (**EnWG** (§ 5.66)). Der wesentliche Aspekt des NEMoG ist eine Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte. Die bundesweite Angleichung der ÜNB-Netzentgelte erfolgt ab dem 1. Januar 2019 über vier Jahre bis zum 1. Januar 2023. Die genaue Ausgestaltung zur Umsetzung des Gesetzes erfolgt durch eine Verordnung und ist derzeit noch offen.

Die Kosten für die Anbindung von Offshore-Windparks werden ab dem 1. Januar 2019 nicht mehr über die Netzentgelte refinanziert, sondern als Teil des Belastungsausgleiches in die Offshore-Haftungsumlage einfließen. In der Amprion-Regelzone wird sich die Belastung der Kunden durch die Vereinheitlichung des ÜNB-Netzentgeltes reduzieren. Demgegenüber wird sich die Belastung der Netzkunden durch die Anpassung der Offshore-Haftungsumlage um die Offshore-Anschlusskosten erhöhen.

Eine weitere Änderung im NEMoG betrifft die sogenannten vermiedenen Netzentgelte. Die Netzentgelte für dezentrale Einspeisungen, die ab dem 1. Januar 2018 gezahlt werden, werden auf Grundlage der Entgelte der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene, die am 31. Dezember 2016 galten, festgeschrieben. Die für die Berechnung der vermiedenen Netzentgelte angesetzten ÜNB-Entgelte werden zudem noch um die Offshore-Anschlusskosten und die Mehrkosten für Erdverkabelung bereinigt.

Ein Abschmelzen der vermiedenen Netzentgelte über drei Jahre ab 2018 ist für volatile Einspeiser (Windenergie- und Photovoltaikanlagen) vorgesehen. Entsprechende Neuanlagen erhalten ab 2018 keine vermiedenen Netzentgelte mehr. Für steuerbare Neuanlagen gilt dies ab 2023. Die Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte für volatile Einspeiser führt dazu, dass die entsprechenden Einnahmen nicht mehr mit der EEG-Vergütung verrechnet werden können und somit die EEG-Umlage erhöhen.

Die ÜNB können gemäß § 11 Abs. 3 **EnWG** (≙ 5.66) besondere netztechnische Betriebsmittel vorhalten und außerhalb des Strommarktes einsetzen, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Übertragungsnetzes bei einem tatsächlichen örtlichen Ausfall eines oder mehrerer Betriebsmittel im Übertragungsnetz zu wahren bzw. wiederherzustellen. Aus Sicht der EU-Kommission stellen die Regelungen zu den besonderen netztechnischen Betriebsmitteln keine Beihilfe dar.

Anstelle der bisher vorgesehenen pauschalen und sofortigen Vereinheitlichung ist aus Sicht von Amprion die beschlossene stufenweise Angleichung der Übertragungsnetzentgelte positiv zu werten. Das NEMoG ebnet den Weg zu einer weitreichenden Reform der Netzentgeltsystematik, um diese an die neuen Bedingungen anzupassen, die sich durch die Energiewende ergeben.

### **Erneuerbare-Energien-Gesetz**

Das **EEG 2017** (≙ 5.66) trat am 1. Januar 2017 in Kraft. Die wesentliche Neuerung besteht in der Implementierung von Ausschreibungsverfahren zur wettbewerblichen Bestimmung der Höhe des Vergütungsanspruchs. Danach werden die Fördermengen für Anlagen mit einer Leistung größer 750 Kilowatt (kW) der Energieträger „Wind an Land“ und „Photovoltaik“ sowie bei Biomasseanlagen größer 150 kW per Ausschreibung bestimmt. Die Ausschreibungsbedingungen für den Energieträger „Wind auf See“ sind im Windenergie-auf-See-Gesetz festgeschrieben.

Darüber hinaus trat das „Gesetz zur Förderung von Mieterstrom und zur Änderung weiterer Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ am 25. Juli 2017 in Kraft. Auf dessen Grundlage können die Betreiber von Solaranlagen bis 100 kW auf Wohngebäuden für den von den Mietern vor Ort bzw. im räumlichen Zusammenhang zur Anlage verbrauchten Strom künftig einen sogenannten Mieterstromzuschlag geltend machen.

Für Amprion ergeben sich aus den obengenannten Anpassungen keine direkten Auswirkungen. Es ist zu erwarten, dass durch die Einführung der Ausschreibungen und den damit gesetzlich vorgegebenen, auszuschreibenden Leistungen der Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen besser planbar ist.

### **KWK-Ausschreibungsverordnung**

Die Verordnung zur Einführung von Ausschreibungen zur Ermittlung der Höhe der Zuschlagszahlungen für KWK-Anlagen und für innovative KWK-Systeme trat am 10. August 2017 in Kraft. Die Förderzuschläge für KWK-Anlagen und innovative KWK-Systeme mit installierter Leistung ab 1 Megawatt (MW) und kleiner 50 MW werden per Ausschreibung bestimmt. Auch Anlagenbetreiber in EU-Kooperations-

staaten, mit denen entsprechende völkerrechtliche Vereinbarungen getroffen wurden, können sich an den Ausschreibungen in einem Umfang von bis zu 5 % der jährlich ausgeschriebenen installierten Leistung beteiligen. Für Amprion ergeben sich aus der Ausschreibung neue Abrechnungsprozesse (u.a. Pönalezahlungen der Anlagenbetreiber und Abrechnung von Anlagen in den EU-Kooperationsstaaten ohne direkten Anschluss an ein deutsches Netz) und Meldepflichten, jedoch ohne nachhaltige wirtschaftliche Bedeutung.

## Geschäftsverlauf

### Netzgeschäft

Die Festlegung der Erlösobergrenze erfolgt im Rahmen der Anreizregulierung und nach den Vorgaben des **EnWG** ( $\equiv$  S. 66), der **ARegV** ( $\equiv$  S. 66) und der StromNEV. Die **BNetzA** ( $\equiv$  S. 66) hat am 3. Juli 2014 die Erlösobergrenze für die 2. 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 2017 hat Amprion die Netzentgelte je nach Benutzungsdauer und Spannungsebene angepasst. Insbesondere in dem für den Großteil der Kunden relevanten Benutzungsstundenbereich zwischen 5.000 und 8.760 Stunden erhöhten sich die Netzentgelte in der Höchstspannungsebene von 17,2% bis zu 19,9%. 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
- Gestiegene Kosten für Reservekraftwerke aufgrund des Strommarktgesetzes
- Erwarteter Rückgang der Entnahmemengen aufgrund stark zunehmender Eigenerzeugung und dezentraler Einspeisung in die vorgelagerten Verteilnetze

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 84% seiner Netzentgelte erhält. Etwa 13% der Netzentgelte stammen von Unternehmen der Chemie-, Stahl- und Aluminiumindustrie. Die restlichen Netzentgelte resultieren aus dem Eigenbedarf der im Übertragungsnetz angeschlossenen Kraftwerke.

2017 ging die Entnahmemenge direkt angeschlossener Netzkunden um rund 3% aufgrund zunehmender dezentraler Einspeisung in die vorgelagerten Verteilnetze zurück. Vor dem Hintergrund der Energiewende und der damit einhergehenden Förderung erneuerbarer und dezentraler Energieerzeugung werden weitere Mengenrückgänge in den kommenden Jahren erwartet.

#### **Kostenprüfung für die dritte Regulierungsperiode**

Die **BNetzA** (≙ 5.66) ermittelt gemäß § 6 Abs. 1 **ARegV** (≙ 5.66) 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. Die erforderlichen Unterlagen für die Kostenprüfung wurden am 30. Juni 2017 an die BNetzA versandt.

#### **Benchmark und Referenznetzanalyse für die dritte Regulierungsperiode**

Zur Bestimmung der individuellen Effizienzfaktoren der deutschen ÜNB für die dritte Regulierungsperiode führt die BNetzA eine relative Referenznetzanalyse durch. Im Rahmen der Datenerhebung müssen etwa ÜNB-individuelle Kosten- und Strukturdaten sowie auch ÜNB-gemeinsame Datensätze zur Abbildung der Netztopologie für die Jahre 2005 und 2016 abgegeben werden.

#### **EEG-Abwicklung**

Der EEG-Ausgleichsmechanismus erfolgt auf Basis der Erneuerbare-Energien-Verordnung (**EEV** (≙ 5.66)) 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 13. Oktober 2017 haben die ÜNB die EEG-Umlage für 2018 veröffentlicht. Demnach kam es zu einem leichten Rückgang der EEG-Umlage um rund 1 % von 6,88 ct/kWh auf 6,79 ct/kWh. Die Hauptgründe sind der prognostizierte weitere Ausbau von erneuerbaren Energien, insbesondere im Bereich der Windkraftanlagen, sowie der erwartete Anstieg der Börsenerlöse aus zu vermarktendem EEG-Strom und die positive Entwicklung des EEG-Kontos. Es wurde in Abstimmung mit der **BNetzA** (≙ S. 66) eine Liquiditätsreserve in Höhe von 1.534 Mio. € (entspricht 6 % der Deckungslücke) in die EEG-Umlage eingerechnet.

### **Systemdienstleistungen**

Die Regelleistung beschaffen die ÜNB unverändert gemeinsam nach den Vorgaben der BNetzA. Im Jahresvergleich war 2017 bei der Minutenreserve ein deutlicher Mengenrückgang aufgrund des Rückganges der Bilanzungleichgewichte im deutschen Regelblock zu verzeichnen. Die Preisentwicklung bei der Sekundärregelleistung und der Minutenreserve war weiterhin stark rückläufig.

Die Kosten für die Beschaffung der Verlustenergie (Netzverluste) sind bei Amprion insgesamt im Vergleich zum Vorjahr leicht gefallen. Im Wesentlichen ist dies auf deutlich gesunkene Preise trotz gestiegener Mengen im Bereich der Langfristbeschaffung zurückzuführen. Die Kosten für die Kurzfristbeschaffung erhöhten sich dagegen aufgrund starker Preis- und Mengenanstiege. Die Beschaffung der Langfristkomponente war im Wesentlichen bereits in 2015 und 2016 abgeschlossen.

Die Kosten für Redispatch sind im Geschäftsjahr 2017 aufgrund zahlreicher Redispatch-Maßnahmen sehr stark angestiegen. Die ungeplanten und umfangreichen Außerbetriebnahmen von Kernkraftwerken in Frankreich im Dezember 2016 sowie die angespannte Versorgungssituation in weiten Teilen Europas führten auch zu Beginn des Geschäftsjahres zu einer deutlich erhöhten Auslastung des Netzes von Amprion. Diese Situation bedingte anhaltend große Nord-Süd-Leistungsflüsse und hohe Exporte, vor allem nach Österreich, Frankreich und in die Schweiz.

Der Anschluss von Offshore-Windparks in der Nordsee erhöhte bei starker Windeinspeisung die Belastung der Kuppelleitungen im Norden zwischen 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 erstmalig zu Aufwendungen aus dem EEG-Einspeisemanagement, die über das Regulierungskonto refinanziert werden.

### **Netzreserve**

Auf Basis von Analysen der ÜNB weist die BNetzA (≙ S. 66) 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 (IBV) gedeckt werden. Die BNetzA hat in ihrem Bericht vom 28. April 2017 für das Winterhalbjahr 2017/2018 einen Bedarf an Netzreservekraftwerken in Höhe von 10.400 MW ausgewiesen. Dieser beinhaltet einen zusätzlichen Bedarf in Höhe von 1.600 MW, die über ein IBV kontrahiert wurden. Amprion musste keine weiteren Verträge mit ausländischen Reservekraftwerken abschließen.

Für das Winterhalbjahr 2017/2018 sind nationale Kraftwerke mit einer Gesamtleistung in Höhe von 6.655 MW (davon Amprion: 1.799 MW) sowie internationale Kraftwerke mit einer Gesamtleistung in Höhe von 4.821 MW (davon Amprion 429 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. 66) besondere netztechnische Betriebsmittel zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit einsetzen. Der Bedarf für den Zeitraum 2021 bis 2025 wurde durch die ÜNB bis zum 15. Februar 2017 ermittelt und von der BNetzA am 31. Mai 2017 mit 1,2 GW bestätigt. Derzeit wird eine Beschaffung geprüft und mit den anderen ÜNB sowie der BNetzA abgestimmt. Die besonderen netztechnischen Betriebsmittel werden nicht durch den ÜNB errichtet und betrieben. Ihr Einsatz erfolgt ausschließlich außerhalb des Strommarktes zur Wahrung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Übertragungsnetzes.

### **Systemführung**

Amprion verzeichnete für den Berichtszeitraum keine Versorgungsunterbrechungen im Höchstspannungsnetz, d.h. keine großräumigen Netzstörungen, obwohl der Netzbetrieb deutlich anspruchsvoller geworden ist. Hauptgrund für die gestiegene Komplexität des Systembetriebs ist der weitere Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen, der eine Vielzahl von Eingriffen im Systembetrieb erforderte.

Der Beginn des Geschäftsjahres war geprägt von einer starken Netzauslastung und einer insgesamt angespannten Versorgungssituation im Netz von Amprion, die eine große Anzahl an Redispatch-Maßnahmen und den Einsatz von Reservekraftwerken erforderte. Die eingeschränkte Verfügbarkeit von Kernkraftwerken in Frankreich, Kraftwerken in Deutschland und von Wasserkraftwerken in Österreich und in der Schweiz sowie witterungsbedingte Einflüsse führten zu dieser Lage. Die deutschen ÜNB ergriffen, basierend auf dem Austausch zwischen den europäischen ÜNB, koordinierte Redispatch-Maßnahmen, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Neben der besonderen Belastungssituation zu Beginn des Jahres waren auch im restlichen Jahr 2017 immer wieder Redispatch-Maßnahmen in der Regelzone von Amprion notwendig. Die Kuppelleitungen in der Region Emsland zur Regelzone von TenneT waren vermehrt von n-1-Überlastungen aufgrund von steigender Einspeisung aus Offshore-Windparks betroffen. Neben Redispatch-Maßnahmen waren auch Einspeisemanagement-Maßnahmen bei den Offshore-Windparks nötig, um die Netzengpässe zu beheben.

### Technische Innovation

Amprion gestaltet den Wandel des Energiesystems aktiv mit und entwickelt innovative Lösungen, die zum einen die Realisierung der Energiewende ermöglichen und zum anderen unternehmerische Chancen eröffnen. Um den steigenden Anforderungen an die Übertragungsfähigkeit des Netzes gerecht zu werden und um es langfristig sicher und zuverlässig zu betreiben, integriert Amprion innovative Technologien. Die Gesellschaft hat sich im Rahmen der Strategie 2020 das Ziel gesetzt, ihre Innovationskraft in allen Unternehmensbereichen kontinuierlich zu stärken, und zu diesem Zweck einen Innovationsprozess entwickelt und implementiert.

Das Bundesministerium für Wirtschaft initiierte aufgrund der angespannten Netzsituation im Winterhalbjahr 2016/2017 und der damit verbundenen hohen und zukünftig tendenziell weiter steigenden Redispatch-Kosten den Stakeholderprozess „Höhere Auslastung des Stromnetzes“. Der Prozess soll innovative Technologien sowie Maßnahmen identifizieren, mit denen die Bestandsnetze vor Fertigstellung des notwendigen und geplanten Netzausbaus höher ausgelastet werden können, um die Redispatch-Kosten in diesem Zeitraum zu senken. Eine in diesem Zusammenhang durchgeführte Studie beschreibt als wesentliche Ergebnisse, dass bereits Maßnahmen (z.B. **Freileitungsmonitoring** (≙ S. 67) und Hochtemperaturbeseilung) umgesetzt werden. Zusätzlich wird der Nutzen der von den ÜNB entwickelten Maßnahmen im Zuge des verzögerten Netzausbaus sowie zusätzlicher lastflusssteuernder Elemente

(v.a. Phasenschiebertransformatoren) dargestellt. Darüber hinaus wird empfohlen, den Nutzen einer stärker automatisierten Betriebsführung zu untersuchen. Amprion arbeitet weiter aktiv an der Entwicklung und Vorbereitung der Umsetzung entsprechender innovativer Maßnahmen und Konzepte.

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

Mit der geplanten Inbetriebnahme der HSL2020 und dem damit einhergehenden neuen Grenzwertkonzept werden die wichtigsten Stromkreise von Amprion sukzessive für den adaptiven Freileitungsbetrieb Anfang 2018 vorbereitet sein. Hierzu wurden in ausgewählten Schaltanlagen 14 Wetterstationen installiert, die die relevanten meteorologischen Parameter für das gesamte Netz von Amprion datentechnisch erfassen. So wird für jeden Stromkreis individuell eine Strombelastbarkeit auf Basis der Umgebungstemperatur berechnet. In Verbindung mit innovativer Schutz- und Stationsleittechnik („NBF NextGen“), die 2018 erstmalig in acht **Umspannanlagen** (≙ S. 67) errichtet wird, können abhängig von den Umgebungsbedingungen bestehende 380 kV Stromkreise höher ausgelastet werden.

Im Mai 2017 wurde die erste regelbare 380 kV Drosselspule in der Station Leupolz in Betrieb genommen. Sie verfügt über einen Leistungsbereich von 50 - 250 MVar, der während des Betriebs durch einen Stufenschalter mit 33 Positionen eingestellt werden kann, und dient vornehmlich der Stabilisierung der Netzspannung sowie der Kompensation der Ladeleistung im Netzwiederaufbaufall. In den nächsten Jahren werden weitere regelbare Drosselspulen im Netz von Amprion in Betrieb gehen.

Amprion hat die E-Power Pipe®-Technik zur grabenlosen Verlegung von **Erdkabeln** (≙ S. 67) in Borken auf einer Strecke von 300 Metern erprobt, um festzustellen, auf welchen Streckenabschnitten sie sich als Alternative zu den heute eingesetzten Verfahren eignet. Bereits im ersten Feldversuch hat dieses Verfahren die gestellten Anforderungen zu großen Teilen erfüllt und die gesammelten Erfahrungen werden zur Weiterentwicklung der Technik beitragen. Derzeit eignet sich E-Power Pipe® für den Einsatz auf geraden Strecken. Ziel ist, diese Technik auch für leichte Bögen in der Trasse nutzbar zu machen.

Amprion beteiligt sich als Partner an nationalen und europäischen Projekten. Das Vorhaben „Massive InteGRATION of power Electronic devices“ (MIGRATE) beschäftigt sich mit Fragestellungen zur Netzintegration leistungselektronisch gekoppelter Erzeugung und leistungselektronischer Betriebsmittel. Im Fokus stehen dabei bisher unbekannte Stabilitätsaspekte, die bei einer hohen Durchdringung umrichterbasierter Erzeugung (z.B. Photovoltaik und Windenergieanlagen) das Systemverhalten dominieren. Darüber hinaus werden Monitoring-Verfahren entwickelt, die den Einfluss der neuartigen Betriebsmittel und Erzeugungsanlagen auf die Systemstabilität im laufenden Netzbetrieb bewerten können. Im Falle eines identifizierten Risikos kann dann mittels lokaler Regelungen und zentraler Steuereingriffe die Systemsicherheit gewährleistet werden. Im Projekt SwarmGrid wird untersucht, wie sich Erzeugungsanlagen, Verbraucher und Netzbetriebsmittel zukünftig mittels Informations- und Kommunikationstechnologie zu Schwärmen zusammenschließen lassen und besonders netzdienlich miteinander interagieren können, um einen Beitrag zur Systemstabilität zu leisten.

Amprion erprobt im Interkonnektorprojekt Wesel/Niederrhein–Doetinchem den Einsatz innovativer Vollwandmasten. Die ersten Masten wurden in 2017 auf dem rund sieben Kilometer langen Teilstück Millingen–Bundesgrenze Niederlande aufgestellt und passen optisch zu den Masten auf der niederländischen Seite. Mit ihnen sollen die Akzeptanz in der Bevölkerung getestet sowie technische Erfahrungen gesammelt werden.

### **Asset Management**

Amprion hat sein im Jahr 2015 erstmals erhaltenes Zertifikat nach den Vorgaben des internationalen Standards ISO 55001 Anfang 2017 erfolgreich erneuert. 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 4,3 % von 1.195 FTE (Full Time Equivalent) auf 1.246 FTE; diese liegt 4,2 % unter dem im Lagebericht 2016 prognostizierten Wert. Ausgehend von prozessbezogenen Aufgabenzuwächsen wurde der auf Basis einer prozessbasierten Stellenplanung ermittelte Personalbedarf bis 2018 auf 1.326 unbefristete FTE aktualisiert.

Darüber hinaus haben acht Auszubildende in kaufmännischen und technischen Berufen ihre Ausbildung begonnen. Insgesamt absolvieren derzeit 32 Auszubildende ihre Ausbildung bei Amprion. 2017 haben neun Auszubildende ihre Ausbildung erfolgreich beendet. Amprion hat allen Ausgebildeten ein Übernahmeangebot unterbreitet, das in sieben Fällen angenommen wurde. Damit leistet das Unternehmen Vorsorge zur Deckung des zukünftigen Personalbedarfs und kommt seiner sozialen Verpflichtung gegenüber jungen Menschen nach.

Die Förderung und Weiterentwicklung der Belegschaft genießt bei Amprion eine hohe Priorität. So erfolgten 2017 mehr als 2.300 Teilnahmen an internen und externen Weiterbildungsmaßnahmen zur Stärkung der fachlichen und persönlichen Kompetenzen der Mitarbeiter. Zudem setzt das Unternehmen ein Verfahren zur Potenzialeinschätzung ein, um künftige Führungspositionen im Unternehmen vorrangig mit eigenen 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 lange Berufserfahrung und eine enge Bindung zum Unternehmen. Dies belegen die durchschnittliche Betriebszugehörigkeit (einschließlich Vorgängergesellschaften) von 13,9 Jahren und die geringe Fluktuationsrate von 1,3%. Das Durchschnittsalter der Belegschaft lag auf Vorjahresniveau und betrug am 31. Dezember 2017 42,4 Jahre. Der Frauenanteil an der Belegschaft lag zum Ende des Berichtsjahres bei 17,6% (Vorjahr: 18,2%). 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 2017 fortgeführt. Die Beteiligungsquote von rund 81,9% lag leicht über dem Vorjahresniveau von 81,5%. Dies spiegelt weiterhin das hohe Vertrauen der Belegschaft in das Unternehmen wider.

### **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 be-

schrieben. Die Normkonformität des nach dem Standard „Occupational Health and Safety Assessment Series 18001“ (OHSAS 18001) zertifizierten Arbeitsschutzmanagementsystems wurde durch zwei Überwachungsaudits der BG ETEM in 2017 bestätigt. Es wurden Arbeitssicherheitsschulungen für die Mitarbeiter sowie Seminare für Anlagenverantwortliche zur sicheren Arbeitsstättengestaltung vor Beginn von Arbeiten durchgeführt. Im Geschäftsjahr lag das Unfallgeschehen weiterhin auf erfreulich niedrigem Niveau.

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

### **Umweltschutz**

Umweltschutz hat bei Amprion Tradition und ist Teil unserer Verantwortung sowie unseres Selbstverständnisses. Unserem Engagement liegt die Überzeugung zugrunde, dass unser Unternehmen in der Öffentlichkeit nur Akzeptanz findet, wenn die Belange des Umweltschutzes in unserem tagtäglichen Handeln berücksichtigt werden. Diesen Gedanken haben wir in einer für alle Mitarbeiter verbindlichen Umweltleitlinie festgehalten. Das Umweltmanagement bei Amprion wurde weiter verbessert, systematisiert und nach DIN EN ISO 14001 im Dezember 2017 erstmalig zertifiziert. Eine Rezertifizierung steht alle drei Jahre an. In der Zwischenzeit erfolgen jährliche Reauditierungen. Unser Umweltschutzprogramm überprüfen wir regelmäßig auf Aktualität.

### **Informationssicherheit**

Informationssicherheit ist ein wichtiger Baustein zur Gewährleistung robuster Geschäftsprozesse in unserem 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 im Dezember 2017 konnte darüber hinaus nachgewiesen werden, dass Amprion die Vorgaben des IT-Sicherheitsgesetzes und insbesondere die Anforderungen des Sicherheitskataloges der **BNetzA** ( $\equiv$  5.66) umsetzt und erfüllt.

# Wirtschaftliche Lage

## Ertragslage

IN MIO. €	01.01.- 31.12.2017	01.01.- 31.12.2016	VERÄNDERUNG
Umsatzerlöse und Erträge	13.030,4	12.753,5	276,9
Operative Aufwendungen	-12.743,7	-12.510,6	-233,1
<b>Betriebsergebnis</b>	<b>286,7</b>	<b>242,9</b>	<b>43,8</b>
Finanzergebnis	-32,3	-22,9	-9,4
<b>Ergebnis vor Steuern</b>	<b>254,4</b>	<b>220,0</b>	<b>34,4</b>
Steuerergebnis	-80,7	-61,9	-18,8
<b>Jahresüberschuss</b>	<b>173,7</b>	<b>158,1</b>	<b>15,6</b>

Die Umsatzerlöse sind um 2,2% auf 12.931,6 Mio. € (Vorjahr: 12.650,1 Mio. €) gestiegen und liegen auf dem im Lagebericht des Vorjahres erwarteten Niveau. Der Anstieg betrifft zum größten Teil die Erlöse aus dem Netzgeschäft in Höhe von 2.541,3 Mio. € (Vorjahr: 2.151,9 Mio. €). Der Anstieg der Netzerlöse in Höhe von 389,4 Mio. € beruht auf höheren Erlösen aus den Netzentgelten, den Systemdienstleistungen und den Bilanzkreisabrechnungen sowie aus der KWKG-Umlage und Offshore-Haftungsumlage. Diesen Umlageerlösen stehen Aufwendungen in gleicher Höhe gegenüber. Die Erlöse aus der ergebnisneutralen Abwicklung des EEG-Ausgleichsmechanismus in Höhe von 10.390,3 Mio. € (Vorjahr: 10.498,2 Mio. €) verringerten sich aufgrund geringerer Mengenverkäufe an der Strombörse trotz gestiegener EEG-Umlage (2017: 6,88 ct/kWh; 2016: 6,35 ct/kWh).

Der Anstieg des Betriebsergebnisses um 43,8 Mio. € resultiert im Wesentlichen aus höheren Erlösen aus den Netzentgelten. Gegenläufig wirken gestiegene Aufwendungen für Systemdienstleistungen aus Redispatch-Maßnahmen, höhere Aufwendungen für die Altersversorgung und für Löhne und Gehälter aufgrund des planmäßigen Personalaufbaus sowie investitionsbedingte höhere Abschreibungen.

Das Finanzergebnis verringerte sich in Höhe von 9,4 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 9,9% auf 173,7 Mio. € zu verzeichnen. Im Lagebericht des Vorjahres wurde ein leichter Ergebnisrückgang prognostiziert.

## Finanzlage

IN MIO. €	01.01.- 31.12.2017	01.01.- 31.12.2016	VERÄNDERUNG
Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit	748,0	298,8	449,2
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	-693,8	-259,8	-434,0
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	381,1	-50,1	431,2
<b>Veränderung des Finanzmittelfonds</b>	<b>435,3</b>	<b>-11,1</b>	<b>446,4</b>
Finanzmittelfonds am Ende der Periode	1.341,0	905,7	435,3

Der Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit ist weiterhin im Wesentlichen durch den EEG-Ausgleichsmechanismus beeinflusst, der zu einem erheblichen Mittelzufluss führte.

Der Cashflow aus der Investitionstätigkeit ist durch die Investitionen in das Übertragungsnetz geprägt, die um 23,8% gestiegen sind. Im Vorjahr wirkte gegenläufig die Veräußerung von Wertpapieren des Umlaufvermögens in Höhe von 300,0 Mio. €, die zur Deckung von Belastungen aus dem EEG-Ausgleichsmechanismus gebunden waren.

Der Anstieg des Cashflows aus der Finanzierungstätigkeit ergibt sich im Wesentlichen durch die Aufnahme von langfristigem Fremdkapital durch zwei Kapitalmarkttransaktionen in Höhe von 376,5 Mio. € sowie der Inanspruchnahme der Netz-Kredittranche in Höhe von 112,7 Mio. €.

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 Bankenkonsortium 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 2017 um ein Jahr verlängert und hat nun eine Laufzeit bis März 2022 mit einer weiteren Verlängerungsmöglichkeit um ein Jahr. Die Kreditlinie wurde im März 2017 durch Ausübung der vertraglich vereinbarten Erhöhungsoption von 400,0 Mio. € auf 600,0 Mio. € erhöht. Die Verzinsung richtet sich nach dem Referenzzinssatz EURIBOR zzgl. laufzeitabhängiger Marge. Die Kreditlinie wurde zum Abschlussstichtag in Höhe von 149,3 Mio. € (davon 5,4 Mio. € Avale) in Anspruch genommen. Im ersten Quartal 2018 ist die Ausübung einer Erhöhungsoption in Höhe von 250,0 Mio. € und die Ausübung einer Verlängerungsoption um ein Jahr bis März 2023 geplant.

Die EEG-Kredittranche im Konsortialkreditvertrag hat eine Höhe von 350,0 Mio. €. Im Februar 2017 wurde die erste Verlängerungsoption ausgeübt und die Laufzeit um ein Jahr bis zum März 2020 verlängert. Es bestehen zwei weitere Verlängerungsmöglichkeiten um jeweils 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 Jahr bis März 2021 ist für das erste Quartal 2018 geplant.

Das Unternehmen verfügt über ein festverzinsliches Schuldscheindarlehen in Höhe von 185,0 Mio. € mit einer Laufzeit bis März 2021. Zur Finanzierung der Investitionen wurde im Geschäftsjahr langfristiges Fremdkapital in zwei Kapitalmarkttransaktionen über festverzinsliche Schuldscheindarlehen und Namensschuldverschreibungen in Höhe von insgesamt 400,0 Mio. € mit Laufzeiten zwischen 7 und 30 Jahren aufgenommen. Hiervon erfolgt für 23,5 Mio. € die Wertstellung im Januar 2018. Zur Finanzierung der Investitionen ist im Jahr 2018 die Aufnahme von langfristigem Fremdkapital am Kapitalmarkt 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 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 ist die deutliche Zunahme handelsbedingter Energietransporte im gesamten europäischen Raum infolge der Liberalisierung des europäischen Energiemarktes ein weiterer Treiber des Netzausbaubedarfs.

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 weiter erhöht, um die Systemsicherheit weiterhin 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 2017 entfielen die größten Investitionen auf die Projekte Ultranet, Dortmund/Kruckel-Dauersberg, Wesel/Niederrhein-Meppen, die neue Hauptschaltleitung „HSL2020“ in Brauweiler sowie zusätzliche Maßnahmen zur Blindleistungskompensation. Amprion erhielt insgesamt drei Planfeststellungsbeschlüsse sowie drei weitere öffentlich-rechtliche Genehmigungen über insgesamt 57 Leitungskilometer, wobei eine Maßnahme aus dem Energieleitungsausbaugesetz (**EnLAG** (≙ S. 66)) enthalten ist. Die Genehmigungsplanung für das gesamte **Freileitungs-** (≙ S. 67) und **Erdkabel-** (≙ S. 67) projektportfolio wurde weiter vorangebracht. Hierbei konnten für eine Vielzahl von Projekten wichtige Meilensteine im Genehmigungsprozess erreicht werden.

Die Realisierung der beiden Interkonnektorprojekte in die Niederlande und nach Belgien ist vorangeschritten. Für das Projekt Niederrhein-Doetinchem wurde 2017 mit dem Bau begonnen, die Fertigstellung wird für 2018 erwartet. Für den Interkonnektor ALEGrO hat Amprion den Antrag auf Planfeststellung

im Mai 2017 bei der zuständigen Behörde eingereicht. Darüber hinaus zeigte sich in den Untersuchungen im Rahmen des Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) weiterer Ausbauedarf an der Grenze Deutschland/Belgien. Auf dieser Basis wurde in Abstimmung mit dem belgischen ÜNB Elia mit der Entwicklung eines konkreten Projekts fortgefahren. Im aktuellen Netzentwicklungsplan (NEP (≙ S. 67)) 2030, Version 2017, ist dieser zweite Interkonnektor zwischen Deutschland und Belgien enthalten. Die energiewirtschaftliche Notwendigkeit des Projektes wurde im Rahmen der Prüfung des NEP 2030, Version 2017, von der BNetzA (≙ S. 66) bestätigt. Die genannten Interkonnektorprojekte bilden einen wichtigen Baustein zur Weiterentwicklung der europäischen Marktintegration.

Das Projekt Ultramet mit Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) befindet sich weiterhin in der Genehmigungsphase der Bundesfachplanung. 2017 wurden die vollständigen Antragsunterlagen gemäß § 8 Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) für den Abschnitt A (Riedstadt–Wallstadt) bei der BNetzA eingereicht. Parallel wurde die Erstellung der Antragsunterlagen für die weiteren Genehmigungsabschnitte fortgesetzt. Für den Abschnitt A hat die BNetzA im Oktober 2017 mit der Offenlegung der Antragsunterlagen begonnen.

Die Gleichstromverbindung A-Nord von Emden/Ost nach Osterath bildet zusammen mit dem südlichen Projekt Ultramet den westdeutschen Gleichstromkorridor A von Niedersachsen über Nordrhein-Westfalen und Rheinland-Pfalz bis Baden-Württemberg. Die BNetzA hat am 10. März 2017 den Übergang des Projektes A-Nord von TenneT zu Amprion genehmigt. Im Geschäftsjahr wurden wesentliche Schritte (z.B. Dialogveranstaltungen mit den Kommunen und Bürgern) der Vorplanung durchgeführt, um die dadurch gewonnenen Hinweise in die Planung miteinzubringen und eine hohe Qualität der Antragsunterlagen zu gewährleisten. Der Projektplan sieht vor, dass der Antrag auf Bundesfachplanung im März 2018 bei der BNetzA eingereicht wird. Somit sind die Voraussetzungen geschaffen, um die Antragskonferenzen noch im ersten Halbjahr 2018 durchführen zu können. Das rund 300 Kilometer lange **Erdkabel** (≙ S. 67) soll im Jahr 2025 in Betrieb gehen.

Das Gesamtvolumen der Investitionen belief sich 2017 auf 701,7 Mio. € und lag somit 5,8% über dem im Lagebericht 2016 prognostizierten Wert. Von den Investitionen entfielen 591,9 Mio. € auf Erweiterungs- und 109,8 Mio. € auf Erneuerungsinvestitionen und sonstige Investitionen. Die Investitionen erhöhten sich im Vergleich zum Vorjahr um 23,8%.

Amprion hat seit 2008 insgesamt 115 Investitionsanträge bei der BNetzA 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. €	31.12.2017	31.12.2016	VERÄNDERUNG
Langfristige Vermögenswerte	3.466,3	2.918,8	547,5
Kurzfristige Vermögenswerte	2.588,9	2.071,9	517,0
	<b>6.055,2</b>	<b>4.990,7</b>	<b>1.064,5</b>

PASSIVA			
IN MIO. €	31.12.2017	31.12.2016	VERÄNDERUNG
Eigenkapital	1.717,1	1.651,4	65,7
Langfristiges Fremdkapital	1.006,9	654,9	352,0
Kurzfristiges Fremdkapital	3.331,2	2.684,4	646,8
	<b>6.055,2</b>	<b>4.990,7</b>	<b>1.064,5</b>

Das Sachanlagevermögen bildet mit 57% (Vorjahr: 58%) den wesentlichen Teil des Vermögens und ist mit 79% (Vorjahr: 79%) durch Eigenkapital und langfristiges Fremdkapital gedeckt. Die Eigenkapitalquote beträgt 28% (Vorjahr: 33%). Der Rückgang resultiert aus dem Anstieg des langfristigen Fremdkapitals durch die Aufnahme von Schuldscheindarlehen und Namensschuldverschreibungen in Höhe von 376,5 Mio. € und aus der starken Erhöhung des kurzfristigen Fremdkapitals durch Aufbau der Verbindlichkeiten aus dem EEG-Geschäft und für Systemdienstleistungen sowie der Inanspruchnahme der Netz-Kredittranche in Höhe von 112,7 Mio. €.

Im Geschäftsjahr erfolgte eine Einstellung in die Gewinnrücklage in Höhe von 58,1 Mio. € aus dem Jahresüberschuss 2016.

## 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

Die **BNetzA** (≙ S.66) hat die Erlösobergrenze für die 2. Regulierungsperiode von 2014 bis 2018 auf Kostenbasis des Jahres 2011 festgelegt. Das festgelegte Ausgangsniveau und die Entwicklung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten sowie des Verbraucherpreisgesamtindex sind die Grundlage für die Netzentgelte, die am 15. Dezember 2017 veröffentlicht wurden. Die Erlösobergrenze 2018 erhöht sich deutlich aufgrund folgender Änderungen:

- Höhere Plankosten aus genehmigten Investitionsmaßnahmen für den weiteren Netzausbau aufgrund der Energiewende
- Anstieg der von den Küsten-ÜNB weiterbelasteten Plankosten für den Anschluss von Offshore-Windanlagen
- Höhere Plankosten für Redispatch, Einspeisemanagement und Reservekraftwerke aufgrund der angespannten Netzsituation im Winterhalbjahr 2016/2017

Die obengenannten Änderungen liegen nicht oder nur teilweise im Einflussbereich von Amprion und führen zu einem deutlichen Anstieg der Netzentgelte in der Höchstspannungsnetzebene in dem für den Großteil der Kunden relevanten Benutzungsbereich zwischen 5.000 und 8.760 Stunden von 47,7% bis zu 47,8%.

### Systemdienstleistungen

Die Regelleistung beschafft Amprion unverändert nach den Vorgaben der BNetzA 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 2018 vollständig abgeschlossen, wobei die Preise im Vergleich zum Geschäftsjahr 2017 leicht steigen. Es wird erwartet, dass sich die Kosten für Redispatch-Maßnahmen und Abrufe von Reservekraftwerken auf dem hohen Niveau des Geschäftsjahres bewegen.

### Investitionen

Der **NEP** (≙ 5.67) stellt die Grundlage für die Projektplanung von Amprion dar. Das **EnLAG** (≙ 5.66) und das auf dem NEP basierende Gesetz über den Bundesbedarfsplan (**BBPIG** (≙ 5.66)) 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 energiewirtschaftliche Notwendigkeit und ihren vordringlichen Bedarf. Die Projekte des BBPIG unterliegen zudem einem beschleunigten Genehmigungsverfahren. Hierbei ist zu beachten, dass im EnLAG und BBPIG 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.

Mit der Neufassung des **EnWG** (≙ 5.66) wurde die Erstellung des Netzentwicklungsplans auf einen zweijährigen Zyklus umgestellt, um Überschneidungen von aufeinanderfolgenden Netzentwicklungsplänen zu vermeiden. Die **BNetzA** (≙ 5.66) bestätigte am 22. Dezember 2017 den NEP 2030, Version 2017, der die Zieljahre 2030 und 2035 betrachtet. Die Projekte aus dem BBPIG, das auch die großräumigen Übertragungskorridore beinhaltet, wurden erneut durch die BNetzA bestätigt. Zusätzlich wurde die Notwendigkeit von vier leistungsflusssteuernden Maßnahmen im Netzgebiet von Amprion bestätigt. 2018 wird der NEP unter der Betrachtung der identischen Zieljahre erneut durchgeführt und der erste Entwurf im Januar 2019 durch die ÜNB veröffentlicht.

Der NEP 2030, Version 2017, beinhaltet den Standort Hanekenfähr in der Regelzone von Amprion als Netzverknüpfungspunkt für zwei Offshore-Netzanschlüsse unter dem Vorbehalt der entsprechenden Bestätigung im NEP 2030, Version 2019. Die Netzanschlüsse werden voraussichtlich 2028 bzw. 2030 in Betrieb gehen. Um dem Flächenentwicklungsplan (FEP) und dem damit eng abgestimmten NEP 2030, Version 2019, nicht vorzugreifen, hat die BNetzA die Bestätigung unter einen Vorbehalt gestellt. Der FEP wird vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie 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. Er wird von den ÜNB konsultiert. Nach aktuellem Kenntnisstand ist nicht davon auszugehen, dass im NEP 2030, Version 2019, vom Netzverknüpfungspunkt Hanekenfähr abgewichen wird.

Die Erarbeitung und Veröffentlichung des europäischen TYNDP bei ENTSO-E wird durch die EU-Verordnung 347/2013 definiert. Der TYNDP 2016 bildet damit die Grundlage der multilateralen Interkonnektorplanung bei Amprion. 2017 wurde bereits mit der Erarbeitung des TYNDP 2018 begonnen. 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. Die Veröffentlichung des TYNDP 2018 ist für Juni 2018 vorgesehen und bildet damit eine wichtige Grundlage für die nationalen Analysen des NEP 2030 (≙ S.67), Version 2019.

Die deutschen ÜNB haben in Abstimmung mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und der BNetzA (≙ S.66) 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 im Netz von Amprion und wurden von der BNetzA im Netzentwicklungsplan 2030, Version 2017, zusammen mit dem bereits im NEP identifizierte Standort Kruckel als Ad-hoc-Maßnahmen bestätigt.

Das bis 2027 geplante Gesamtinvestitionsvolumen von Amprion setzt sich aus Erweiterungsinvestitionen, Erneuerungsinvestitionen sowie sonstigen Investitionen zusammen und liegt bei rund 6.760 Mio. €. Davon entfallen rund 717 Mio. € auf 2018. Die vorgenannten Gesamtinvestitionen beinhalten noch nicht die Investitionen für die Offshore-Netzanschlüsse.

### **Umsatz und Ergebnis**

Im Geschäftsjahr 2018 werden insgesamt moderat steigende Umsatzerlöse erwartet. Die Erlöse aus dem Netzgeschäft erhöhen sich deutlich aufgrund der gestiegenen Netzentgelte. Die Erlöse aus dem für Amprion ergebnisneutralen EEG-Geschäft steigen leicht.

Für das Geschäftsjahr 2018 wird aufgrund der weiterhin angespannten Netzsituation mit einem leicht rückläufigen Jahresüberschuss gerechnet.

### **Gesamtaussage zur zukünftigen Entwicklung**

Die Geschäftsführung erwartet für das Geschäftsjahr 2018 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. Amprion hat in diesem Zusammenhang Freiwillige Selbstverpflichtungen (FSV) nach § 11 Abs. 2 ARegV (≙ S.66) mit der BNetzA (≙ S.66) abgeschlossen, die für die Laufzeit der 2. Regulierungsperiode (2014 bis 2018) gelten. 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 25 % der erzielten Kostenersparnisse oder Kostenerhöhungen aus unvorhergesehenen Mengeneffekten beeinflussen bis zu einer absoluten Obergrenze das Ergebnis von Amprion.

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 durch den zeitlichen Verzug der Kostenwälzung. Die Ausschreibung der Langfristkomponente für Netzverluste ist für das Jahr 2018 vollständig und für das Jahr 2019 teilweise abgeschlossen.

Ein periodisches Risiko ergibt sich aus den Redispatch-Maßnahmen, weil die Mehrkosten erst mit einem zweijährigen Zeitverzug über die Netzentgelte mittels der FSV Redispatch gewälzt werden können.

### **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 entsprechende 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** ( $\equiv$  S. 66). 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, da hier die Basis der Netzentgelte für eine Regulierungsperiode gelegt wird. Im Beschluss der BNetzA zur Festlegung der Erlösobergrenze für die 2. Regulierungsperiode von 2014 bis 2018 wurden die von Amprion beantragten Kosten zum größten Teil genehmigt und bilden somit die Grundlage für eine zukünftige stabile wirtschaftliche Entwicklung der Gesellschaft. 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** ( $\equiv$  5.66) entstehen, weil diese zu geringeren kalkulatorischen Kosten und somit zukünftig geringeren Erlösen aus Netzentgelten führen können. Durch Kostenkontrolle und -nachweis der Investitionen gegenüber der BNetzA wird diesem Risiko entgegengewirkt.

#### **Gesamtaussage zu Risiken**

Im Geschäftsjahr 2017 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.

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

Als Zielquoten für den Frauenanteil wurden in 2015 für den Aufsichtsrat 8,3%, für die Geschäftsführung 0,0% und für die beiden Führungsebenen unterhalb der Geschäftsführung 6,7% festgelegt. Die Zielgrößen wurden innerhalb der vorgegebenen Frist bis zum 30. Juni 2017 in allen Fällen erreicht.

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

**Dortmund, 16. März 2018**

Die Geschäftsführung



**DR. HANS-JÜRGEN BRICK**



**DR. KLAUS KLEINEKORTE**



# JAHRESABSCHLUSS

---

40

—  
BILANZ

64

—  
BESTÄTIGUNGSVERMERK DES  
ABSCHLUSSPRÜFERS

41

—  
GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG

66

—  
GLOSSAR

42

—  
ANHANG

# Bilanz

DER AMPRION GMBH ZUM 31. DEZEMBER 2017

AKTIVA			31.12.2017	31.12.2016
	ANHANG		IN MIO. €	IN MIO. €
<b>Anlagevermögen</b>	(1)			
Immaterielle Vermögensgegenstände			12,2	9,4
Sachanlagen			3.448,3	2.903,3
Finanzanlagen			6,0	6,3
			<b>3.466,5</b>	<b>2.919,0</b>
<b>Umlaufvermögen</b>				
Vorräte	(2)		63,9	63,5
Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	(3)		1.182,2	1.100,5
Flüssige Mittel	(4)		1.341,0	905,7
			<b>2.587,1</b>	<b>2.069,7</b>
<b>Rechnungsabgrenzungsposten</b>			<b>1,6</b>	<b>2,0</b>
			<b>6.055,2</b>	<b>4.990,7</b>

PASSIVA			31.12.2017	31.12.2016
	ANHANG		IN MIO. €	IN MIO. €
<b>Eigenkapital</b>	(5)			
Gezeichnetes Kapital			10,0	10,0
Genussrechtskapital			11,3	8,9
Kapitalrücklage			1.003,0	1.003,0
Gewinnrücklagen			519,1	471,4
Jahresüberschuss			173,7	158,1
			<b>1.717,1</b>	<b>1.651,4</b>
<b>Sonderposten</b>	(7)		<b>32,6</b>	<b>34,2</b>
<b>Rückstellungen</b>	(8)		<b>350,7</b>	<b>432,2</b>
<b>Verbindlichkeiten</b>	(9)		<b>3.684,4</b>	<b>2.637,9</b>
<b>Rechnungsabgrenzungsposten</b>	(10)		<b>126,2</b>	<b>109,8</b>
<b>Passive latente Steuern</b>	(11)		<b>144,2</b>	<b>125,2</b>
			<b>6.055,2</b>	<b>4.990,7</b>

# Gewinn- und Verlustrechnung

DER AMPRION GMBH VOM 1. JANUAR BIS 31. DEZEMBER 2017

	ANHANG	01.01.-31.12.2017 IN MIO. €	01.01.-31.12.2016 IN MIO. €
Umsatzerlöse	(13)	12.931,6	12.650,1
Veränderung des Bestands an unfertigen Leistungen		-0,8	3,3
Andere aktivierte Eigenleistungen		71,6	61,5
Sonstige betriebliche Erträge	(14)	28,0	38,6
Materialaufwand	(15)	-12.360,9	-12.168,3
Personalaufwand	(16)	-144,7	-120,0
Abschreibungen		-144,2	-128,1
Sonstige betriebliche Aufwendungen	(17)	-93,9	-94,2
Finanzergebnis	(18)	-32,3	-22,9
<b>Ergebnis vor Steuern</b>		<b>254,4</b>	<b>220,0</b>
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	(19)	-80,7	-61,9
<b>Jahresüberschuss</b>		<b>173,7</b>	<b>158,1</b>

# Anhang

DER AMPRION GMBH ZUM 31. DEZEMBER 2017

## 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** ( $\equiv$  S.66)) 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 Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 StromNEV. Gemäß § 6 Abs. 2 EStG werden geringwertige Vermögensgegenstände mit Anschaffungs-

kosten bis 150 € im Jahr der Anschaffung aufwandswirksam erfasst. Bei Anschaffungskosten von mehr als 150 € bis 410 € 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 der Richttafeln 2005 G von Klaus Heubeck nach dem Anwartschaftsbarwertverfahren gebildet. Sie werden mit dem von der Deutschen Bundesbank zum 31. Dezember 2017 veröffentlichten durchschnittlichen Marktzinssatz der vergangenen zehn Geschäftsjahre mit 3,68 % 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 der Richttafeln 2005 G von Klaus Heubeck gebildet. Sie werden mit dem von der Deutschen Bundesbank zum 31. Dezember 2017 veröffentlichten durchschnittlichen Marktzinssatz der vergangenen sieben Geschäftsjahre von 2,80 % 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 der Richttafeln 2005 G von Klaus Heubeck gebildet. Sie werden mit dem von der Deutschen Bundesbank zum 31. Dezember 2017 veröffentlichten durchschnittlichen Marktzinssatz der vergangenen sieben Geschäftsjahre von 1,43 % 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 Wert-

guthaben aus dem Blockmodell Altersteilzeit gemäß § 8a AltTZG sowie von Guthaben auf Langzeitarbeitszeitkonten gemäß § 7e 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 Abschlusstichtag umgerechnet.

## Bilanzerläuterungen

### (1) Anlagevermögen

Die Aufgliederung der in der Bilanz zusammengefassten Anlageposten und deren Entwicklung im Geschäftsjahr 2017 sind in der Anlage (Seite 62/63) 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	5,5	0,6
Holding des Gestionnaires de Réseau de Transport d'électricité SAS, Paris/Frankreich	5,0	92,1	8,6
Joint Allocation Office S.A., Luxembourg/Luxemburg	5,0	4,4	0,1

\* Eigenkapital und Ergebnis des Geschäftsjahres 2016

### (2) Vorräte

IN MIO. €	31.12.2017	31.12.2016
Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	61,4	60,2
Unfertige Leistungen	2,5	3,3
	63,9	63,5

**(3) Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände**

IN MIO. €	31.12.2017	31.12.2016
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	1.137,8	1.043,9
Sonstige Vermögensgegenstände	44,4	56,6
	<b>1.182,2</b>	<b>1.100,5</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 0,7 Mio. €. Insgesamt wurden Genussrechte mit folgender Stückelung ausgegeben.

NOMINALBETRAG	31.12.2017
180 €	57.520
360 €	16
720 €	298
1.220 €	68
1.720 €	375
	<b>58.277</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 11. April 2017 wurde der Jahresüberschuss für das Geschäftsjahr 2016 in Höhe von 158,1 Mio. € zu einem Teilbetrag in Höhe von 100,0 Mio. € an die Gesellschafter ausgeschüttet. Der verbleibende Betrag in Höhe von 58,1 Mio. € wurde in die anderen Gewinnrücklagen eingestellt.

#### **(6) Ausschüttungssperre**

Der ausschüttungsgesperrte Gesamtbetrag gemäß § 268 Abs. 8 HGB in Höhe von 10,1 Mio. € resultiert aus der Bewertung des Deckungsvermögens gemäß § 253 Abs. 1 Satz 4 HGB zum beizulegenden Zeitwert. Dieser übersteigt die Anschaffungskosten um 14,7 Mio. €. Die hierauf entfallenden passiven latenten Steuern betragen 4,6 Mio. €.

Der ausschüttungsgesperrte Unterschiedsbetrag gemäß § 253 Abs. 6 HGB in Höhe von 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 1.522,1 Mio. € übersteigen die ausschüttungsgesperrten Beträge in Höhe von 43,7 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. €	31.12.2017	31.12.2016
Steuerrückstellungen	37,3	40,5
Sonstige Rückstellungen	313,4	391,7
	<b>350,7</b>	<b>432,2</b>

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	123,7	138,4	
Sonstige Vermögensgegenstände	20,8	20,8	
	<b>144,5</b>	<b>159,2</b>	
<b>Verrechnete Schulden</b>			
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen			159,2
			<b>159,2</b>
<b>Unterschiedsbetrag aus der Verrechnung</b>			-

Der beizulegende Zeitwert entspricht dem Marktwert zum 31. Dezember 2017. 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			39,7
			39,7
<b>Unterschiedsbetrag aus der Verrechnung</b>			27,6

Der beizulegende Zeitwert entspricht dem Marktwert zum 31. Dezember 2017. Die entsprechende Verrechnung der Aufwendungen und Erträge ist unter dem Finanzergebnis dargestellt.

**(9) Verbindlichkeiten**

IN MIO. € (VORJAHRESWERTE IN KLAMMERN)	31.12.2017 — (31.12.2016)	DAVON REST- LAUFZEIT — ≤ 1 JAHR	DAVON REST- LAUFZEIT — > 1 JAHR	DAVON REST- LAUFZEIT — > 5 JAHRE
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	713,8 — (222,4)	152,3 — (37,4)	185,0 — (185,0)	376,5 — (—)
Erhaltene Anzahlungen auf Bestellungen	12,2 — (17,7)	7,7 — (8,2)	2,7 — (9,5)	1,8 — (1,8)
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	2.790,7 — (2.168,0)	2.790,7 — (2.168,0)	— — (—)	— — (—)
Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	* — (*)	* — (*)	— — (—)	— — (—)
Sonstige Verbindlichkeiten	167,7 — (229,8)	116,7 — (146,5)	51,0 — (83,3)	— — (—)
— davon aus Steuern	3,5 — (9,5)	3,5 — (9,5)	— — (—)	— — (—)
— davon im Rahmen der sozialen Sicherheit	0,4 — (0,6)	0,1 — (0,2)	0,3 — (0,4)	— — (—)
	<b>3.684,4</b> — (2.637,9)	<b>3.067,4</b> — (2.360,1)	<b>238,7</b> — (277,8)	<b>378,3</b> — (1,8)

\* Betrag in geringer Höhe

Die Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten betreffen im Wesentlichen langfristige Schuldscheindarlehen und Namensschuldverschreibungen in Höhe von 561,5 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 26,1 Mio. €

(Vorjahr: 30,1 Mio. €) und Einnahmen aus dem Engpassmanagement für Investitionen in den Erhalt oder Ausbau von grenzüberschreitenden Verbindungskapazitäten in Höhe von 68,8 Mio. € (Vorjahr: 44,0 Mio. €) sowie verschiedene Voreinnahmen in Höhe von 31,3 Mio. € (Vorjahr: 35,7 Mio. €) für Erträge in Folgejahren.

#### (11) Passive latente Steuern

IN MIO. €	31.12.2017	VERÄNDERUNG	31.12.2016
Aktive latente Steuern	76,7	15,6	61,1
Passive latente Steuern	220,9	34,6	186,3
<b>Passivüberhang latenter Steuern</b>	<b>144,2</b>	<b>19,0</b>	<b>125,2</b>

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 31,55 % (Vorjahr: 31,33 %) zugrunde gelegt.

#### (12) Haftungsverhältnisse, sonstige finanzielle Verpflichtungen

Die Haftungsverhältnisse beinhalten ausschließlich Verbindlichkeiten aus Gewährleistungsverträgen in Höhe von 160,5 Mio. € (Vorjahr: 151,1 Mio. €) und betreffen in Höhe von 156,5 Mio. € (Vorjahr: 147,7 Mio. €) den Schuldbetritt 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 Hauptschuldern erfüllt werden können und daher mit einer Inanspruchnahme nicht zu rechnen ist.

Der Gesamtbetrag der sonstigen finanziellen Verpflichtungen beträgt 537,7 Mio. € und betrifft die nachfolgend genannten Sachverhalte.

Für die Strombeschaffung zum marktorientierten Ausgleich von Verlustenergie wurden Abnahmeverpflichtungen für 2018 und 2019 in Höhe von 141,5 Mio. € eingegangen.

Aus erteilten Investitions- und Instandhaltungsaufträgen sowie aus Rahmenverträgen mit Abnahmeverpflichtungen besteht ein Bestellobligo in Höhe von 382,2 Mio. €.

Aus überwiegend langfristigen Mietverträgen bestehen nicht abgezinste finanzielle Verpflichtungen in Höhe von 10,6 Mio. € (davon < 1 Jahr: 8,3 Mio. €).

Aus Grundstückskaufverträgen, deren rechtlicher und wirtschaftlicher Übergang nach dem 31. Dezember 2017 erfolgt, resultiert eine Zahlungsverpflichtung in Höhe von 3,4 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.- 31.12.2017	01.01.- 31.12.2016
Strom	12.888,7	12.613,2
Übrige	42,9	36,9
	<b>12.931,6</b>	<b>12.650,1</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.- 31.12.2017	01.01.- 31.12.2016
Auflösung von Rückstellungen	19,1	25,9
Gewinne aus Anlageabgängen	1,2	1,2
Übrige	7,7	11,5
	<b>28,0</b>	<b>38,6</b>

In den sonstigen betrieblichen Erträgen sind periodenfremde Erträge in Höhe von 22,6 Mio. € (Vorjahr: 34,6 Mio. €) enthalten. Erträge aus der Währungsumrechnung sind in Höhe von 1,0 T€ (Vorjahr: 2,5 T€) angefallen.

#### (15) Materialaufwand

IN MIO. €	01.01.- 31.12.2017	01.01.- 31.12.2016
Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und für bezogene Waren	-11.703,8	-11.598,1
Aufwendungen für bezogene Leistungen	-657,1	-570,2
	<b>-12.360,9</b>	<b>-12.168,3</b>

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

**(16) Personalaufwand**

IN MIO. €	01.01.- 31.12.2017	01.01.- 31.12.2016
Löhne und Gehälter	-111,1	-102,1
Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und Unterstützung	-33,6	-17,9
- davon für Altersversorgung	-17,4	-2,7
	<b>-144,7</b>	<b>-120,0</b>
	01.01.- 31.12.2017	01.01.- 31.12.2016
Leitende Angestellte	30	30
Außertarifliche Mitarbeiter	252	235
Tarifliche Mitarbeiter	996	934
	<b>1.278</b>	<b>1.199</b>

Die Angabe bezieht sich auf die im Geschäftsjahr durchschnittlich beschäftigten Mitarbeiteräquivalente. Hierbei werden Teilzeitbeschäftigte entsprechend der Arbeitsleistung anteilig berücksichtigt.

**(17) Sonstige betriebliche Aufwendungen**

IN MIO. €	01.01.- 31.12.2017	01.01.- 31.12.2016
Dienstleistungen	-40,0	-34,1
Verluste aus Anlageabgängen	-3,4	-9,1
Wertminderungen oder Verluste aus dem Abgang von Gegenständen des Umlaufvermögens	-6,4	-0,3
Übrige	-44,1	-50,7
	<b>-93,9</b>	<b>-94,2</b>

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen beinhalten periodenfremde Aufwendungen in Höhe von 9,8 Mio. € (Vorjahr: 9,4 Mio. €) und sonstige Steuern in Höhe von 2,2 Mio. € (Vorjahr: 2,2 Mio. €). Im Geschäftsjahr sind Verluste aus der Währungsumrechnung in Höhe von 0,0 T€ (Vorjahr: 1,6 T€) angefallen.

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

Die übrigen sonstigen betrieblichen Aufwendungen beinhalten im Wesentlichen Aufwendungen für Gebühren und Beratung sowie aus Altersteilzeitverpflichtungen.

### (18) Finanzergebnis

IN MIO. €	01.01.- 31.12.2017	01.01.- 31.12.2016
Erträge aus Beteiligungen	0,3	0,5
Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens	*	*
Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	1,6	8,4
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-34,2	-31,8
- davon aus Aufzinsung	-19,3	-16,4
- davon aus Vergütung für Genussrechtskapital	-0,7	-0,5
	-32,3	-22,9

\* Betrag in geringer Höhe

Die Aufwendungen und Erträge aus dem Deckungsvermögen wurden mit den Aufwendungen aus der Aufzinsung 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	5,6
Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	*
	5,6
<b>Verrechnete Aufwendungen</b>	
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-17,3
	-17,3
<b>Unterschiedsbetrag aus der Verrechnung</b>	<b>-11,7</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 64,3 Mio. € auf das aktuelle Geschäftsjahr sowie in Höhe von 19,0 Mio. € auf latente Steuern. Gegenläufig wirken periodenfremde Steuererträge.

## Sonstige Angaben

### Organe

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

Die Aufsichtsratsmitglieder erhielten im Geschäftsjahr eine Vergütung in Höhe von 281,7 T€.

Die Mitglieder des Aufsichtsrats werden nachfolgend aufgeführt.

- **Prof. Heinz-Werner Ufer**  
Lehrbeauftragter des Lehrstuhls Unternehmensrechnung und Controlling der Technischen Universität Dortmund  
Vorsitzender
- **Dr. Andreas Kretschmer**  
Berater der Ärzteversorgung Westfalen-Lippe  
1. stellvertretender Vorsitzender
- **Josef Frankemölle\***  
Gesamtbetriebsratsvorsitzender der Amprion GmbH und Betriebsratsvorsitzender der Amprion GmbH am Standort Dortmund  
2. stellvertretender Vorsitzender
- **Frank Amberg**  
Head of Private Equity & Infrastructure der MEAG MUNICH ERGO AssetManagement GmbH
- **Dr. Peter-Henrik Blum-Barth**  
Hauptabteilungsleiter Kapitalanlagen Liquide Assets der SV SparkassenVersicherung Holding AG  
• seit 1. Juli 2017
- **Detlef Börger-Reichert\***  
Stellvertretender Betriebsratsvorsitzender der Amprion GmbH am Standort Dortmund

\* Arbeitnehmervertreter

- **Malte Glasneck\***  
Betriebsratsvorsitzender der Amprion GmbH am Standort Hoheneck
  
- **Natalie Kornowski\***  
Betriebsratsvorsitzende der Amprion GmbH am Standort Brauweiler
  
- **Dr. Thomas Mann**  
Sprecher der Geschäftsführung der Ampega Investment 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.
  
- **Manfred Rupp**  
Leiter Hauptabteilung Kapitalanlagen Immobilien und Alternative Investments der SV Sparkassen-Versicherung Holding AG
  - bis 30. Juni 2017
  
- **Dr. Rolf Martin Schmitz**  
Vorstandsvorsitzender der RWE AG
  - seit 30. April 2017
  
- **Uwe Tigges**  
Vorstandsvorsitzender der innogy SE
  - bis 30. April 2017

\* 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	155,3	-
Andere Bestätigungsleistungen	254,7	3,7
	410,0	3,7

## Ergebnisverwendung

Der Jahresüberschuss des Geschäftsjahres beträgt 173,7 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 73,7 Mio. € in die anderen Gewinnrücklagen gemäß § 266 Abs. 3 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 § 6b Abs. 3 EnWG (≙ 5.66) zu erstellende Tätigkeitsabschluss dem Jahresabschluss.

Dortmund, 16. März 2018

Die Geschäftsführung



**DR. HANS-JÜRGEN BRICK**



**DR. KLAUS KLEINEKORTE**

# Entwicklung des Anlagevermögens (Anlage zum Anhang)

DER AMPRION GMBH VOM 1. JANUAR BIS 31. DEZEMBER 2017

ANSCHAFFUNGS- UND HERSTELLUNGSKOSTEN IN MIO. €					
	STAND 01.01.2017	ZUGÄNGE	UMBUCHUNGEN	ABGÄNGE	STAND 31.12.2017
<b>Immaterielle Vermögensgegenstände</b>					
Entgeltlich erworbene Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten	33,7	5,3	0,3	*	39,3
Geleistete Anzahlungen	0,8	1,1	-0,3		1,6
	<b>34,5</b>	<b>6,4</b>	-	*	<b>40,9</b>
<b>Sachanlagen</b>					
Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten einschließlich der Bauten auf fremden Grundstücken	479,8	41,0	3,5	7,4	516,9
Technische Anlagen und Maschinen	6.538,8	382,8	47,4	47,6	6.921,4
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	48,7	7,0	0,1	1,3	54,5
Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	198,1	264,5	-51,0	1,2	410,4
	<b>7.265,4</b>	<b>695,3</b>	-	<b>57,5</b>	<b>7.903,2</b>
<b>Finanzanlagen</b>					
Beteiligungen	5,2	*			5,2
Sonstige Ausleihungen	1,1			0,3	0,8
	<b>6,3</b>	*		<b>0,3</b>	<b>6,0</b>
	<b>7.306,2</b>	<b>701,7</b>	-	<b>57,8</b>	<b>7.950,1</b>

\* Betrag in geringer Höhe

KUMULIERTE ABSCHREIBUNGEN IN MIO. €				BUCHWERTE IN MIO. €		
STAND 01.01.2017	ABSCHREIBUNGEN DES BERICHTS- ZEITRAUMS	ABGÄNGE	STAND 31.12.2017	STAND 31.12.2017	STAND 31.12.2016	
25,1	3,6	*	28,7	10,6	8,6	
				1,6	0,8	
25,1	3,6	*	28,7	12,2	9,4	
176,0	6,9	3,3	179,6	337,3	303,8	
4.154,8	129,2	43,2	4.240,8	2.680,6	2.384,0	
31,3	4,5	1,3	34,5	20,0	17,4	
				410,4	198,1	
4.362,1	140,6	47,8	4.454,9	3.448,3	2.903,3	
				5,2	5,2	
				0,8	1,1	
				6,0	6,3	
4.387,2	144,2	47,8	4.483,6	3.466,5	2.919,0	

# Bestätigungsvermerk des Abschlussprüfers

Wir haben den Jahresabschluss – bestehend aus Bilanz, Gewinn- und Verlustrechnung sowie Anhang – unter Einbeziehung der Buchführung und den Lagebericht der Amprion GmbH, Dortmund, für das Geschäftsjahr vom 1. Januar 2017 bis zum 31. Dezember 2017 geprüft. Nach § 6b Abs. 5 EnWG umfasste die Prüfung auch die Einhaltung der Pflichten zur Rechnungslegung nach § 6b Abs. 3 EnWG, wonach für die Tätigkeiten nach § 6b Abs. 3 EnWG getrennte Konten zu führen und Tätigkeitsabschlüsse aufzustellen sind. Die Buchführung und die Aufstellung von Jahresabschluss und Lagebericht nach den deutschen handelsrechtlichen Vorschriften sowie die Einhaltung der Pflichten nach § 6b Abs. 3 EnWG liegen in der Verantwortung der gesetzlichen Vertreter der Gesellschaft. Unsere Aufgabe ist es, auf der Grundlage der von uns durchgeführten Prüfung eine Beurteilung über den Jahresabschluss unter Einbeziehung der Buchführung und über den Lagebericht sowie über die Einhaltung der Pflichten zur Rechnungslegung nach § 6b Abs. 3 EnWG abzugeben.

Wir haben unsere Jahresabschlussprüfung nach § 317 HGB unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung vorgenommen. Danach ist die Prüfung so zu planen und durchzuführen, dass Unrichtigkeiten und Verstöße, die sich auf die Darstellung des durch den Jahresabschluss unter Beachtung der Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung und durch den Lagebericht vermittelten Bildes der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage wesentlich auswirken, mit hinreichender Sicherheit erkannt werden und dass mit hinreichender Sicherheit beurteilt werden kann, ob die Pflichten zur Rechnungslegung nach § 6b Abs. 3 EnWG in allen wesentlichen Belangen erfüllt sind. Bei der Festlegung der Prüfungshandlungen werden die Kenntnisse über die Geschäftstätigkeit und über das wirtschaftliche und rechtliche Umfeld der Gesellschaft sowie die Erwartungen über mögliche Fehler berücksichtigt. Im Rahmen der Prüfung werden die Wirksamkeit des rechnungslegungsbezogenen internen Kontrollsystems sowie Nachweise für die Angaben in Buchführung, Jahresabschluss und Lagebericht sowie für die Einhaltung der Pflichten zur Rechnungslegung nach § 6b Abs. 3 EnWG überwiegend auf der Basis von Stichproben beurteilt. Die Prüfung umfasst die Beurteilung der angewandten Bilanzierungsgrundsätze und der wesentlichen Einschätzungen der gesetzlichen Vertreter, die Würdigung der Gesamtdarstellung des Jahresabschlusses und des Lageberichts sowie die Beurteilung, ob die Wertansätze und die Zuordnung der Konten nach § 6b Abs. 3 EnWG sachgerecht und nachvollziehbar erfolgt sind und der Grundsatz der Stetigkeit beachtet wurde. Wir sind der Auffassung, dass unsere Prüfung eine hinreichend sichere Grundlage für unsere Beurteilung bildet.

Unsere Prüfung des Jahresabschlusses unter Einbeziehung der Buchführung und des Lageberichts hat zu keinen Einwendungen geführt.

Nach unserer Beurteilung aufgrund der bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnisse entspricht der Jahresabschluss den gesetzlichen Vorschriften und vermittelt unter Beachtung der Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Gesellschaft. Der Lagebericht steht in Einklang mit dem Jahresabschluss, entspricht den gesetzlichen Vorschriften, vermittelt insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage der Gesellschaft und stellt die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend dar.

Die Prüfung der Einhaltung der Pflichten zur Rechnungslegung nach § 6b Abs. 3 EnWG, wonach für die Tätigkeiten nach § 6b Abs. 3 EnWG getrennte Konten zu führen und Tätigkeitsabschlüsse aufzustellen sind, hat zu keinen Einwendungen geführt.

**Düsseldorf, 16. März 2018**

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 47 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 einmal im Jahr den Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber und seine Grundlage, den Szenariorahmen zur Entwicklung der Stromerzeugung für die jeweils kommenden zehn 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 2016 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

### FOTOS

Rüdiger Nehmzow [S. 2]

### DRUCK

Woeste Druck, Essen



### HINWEIS ZUR SCHREIBWEISE MÄNNLICH / WEIBLICH

Wir bitten um Verständnis, dass – aus Gründen der Lesbarkeit – auf eine durchgängige Nennung der männlichen und weiblichen Bezeichnungen verzichtet wurde. Selbstverständlich beziehen sich alle Texte in gleicher Weise auf Männer und Frauen.

# 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

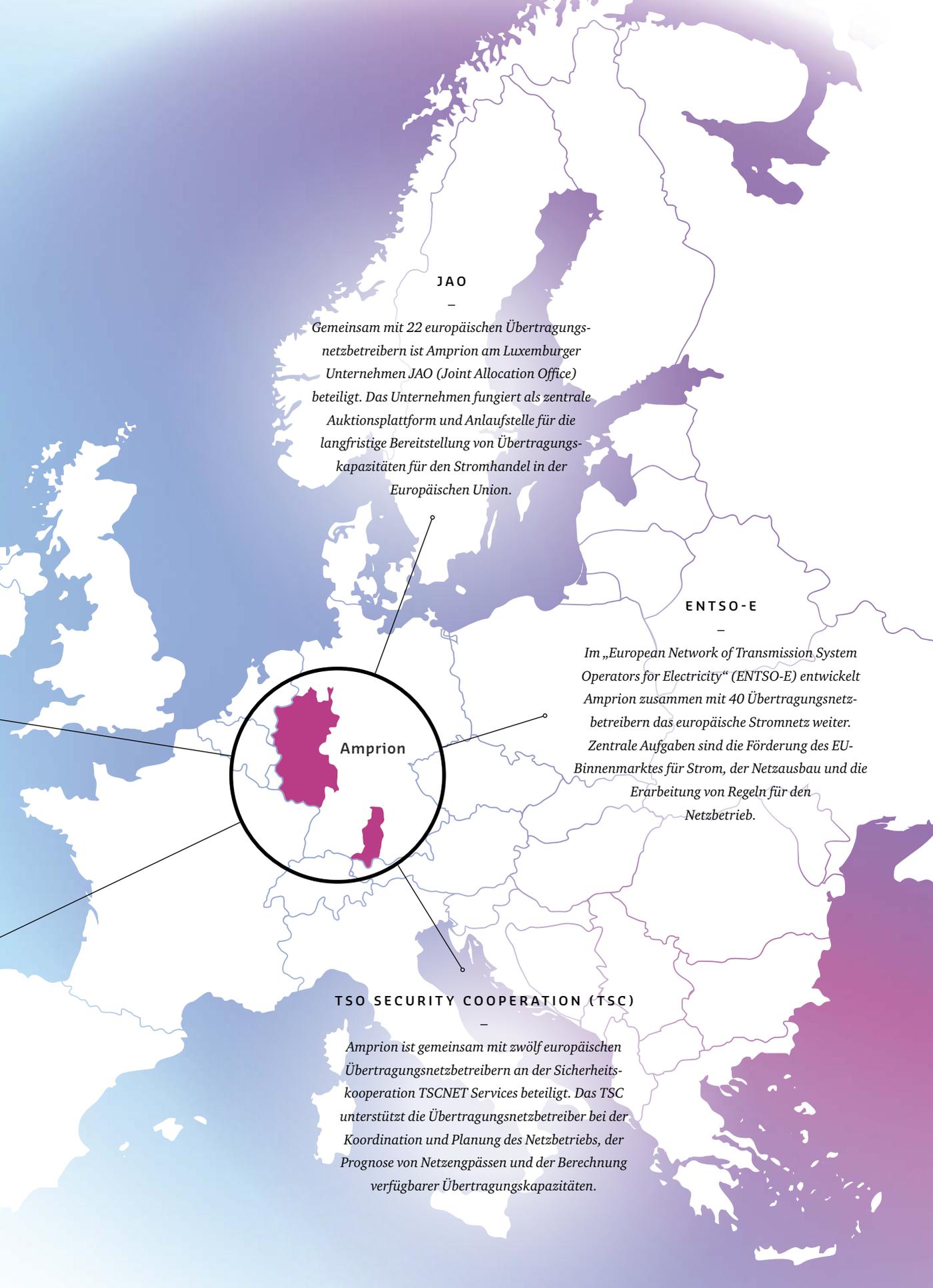
---

*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.

### TSC SECURITY COOPERATION (TSC)

Amprion ist gemeinsam mit zwölf 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**  
Rheinlanddamm 24  
44139 Dortmund

Juni 2018