

2G Energy AG

Deutschland / Cleantech
 Primary exchange: Frankfurt
 Bloomberg: 2GB GR
 ISIN: DE000A0HL8N9

Versorgungssicherheit:
 Chancen für 2G

BEWERTUNG

KURSZIEL

Aufwärtspotenzial
 Risikobewertung

ADD

€103,00

10,5%
 Medium

GEFÄHRDET DIE ENERGIEWENDE DIE VERSORGUNGSSICHERHEIT?

Seit vielen Jahren sind wir in Deutschland an ein sehr hohes Niveau bei der Sicherheit der Stromversorgung gewöhnt. Mit dem Ausstieg aus der Kernenergie bis Ende 2022 und aus der Kohlekraft bis spätestens 2038 steht das Land vor einer Zeitenwende. Die alte Energiewelt, die von großen, zentralen und verlässlichen Stromerzeugungseinheiten wie Atom- und Kohlekraftwerken geprägt war, wird abgelöst von einer neuen Energiewelt, die hauptsächlich auf CO₂-armen, kleinen, dezentralen und oft dargebotsabhängigen Stromerzeugungseinheiten wie Wind- und Solarkraftwerken beruht (erneuerbare Energien-Anteil am inländischen Bruttostromverbrauch 2020: 46%, Ziel 2030: 65%). Dargebotsabhängig heißt, dass nur Strom produziert wird, wenn der Wind weht und / oder die Sonne scheint. Für diese Energiewelt brauchen wir mit Sicherheit ein anderes Stromnetz (Stichwort Netzausbau) und möglicherweise ein anderes Strommarkt-design, um weiterhin eine hohe Stromversorgungssicherheit zu gewährleisten. Die Frage ist: Wird bei ruhigem und diesigem Herbst- oder Winterwetter, also einer Zeit mit wenig Sonne und Wind, genügend Strom produziert, um jederzeit die Nachfrage zu decken? Denn in einer solchen „kalten Dunkelflaute“ ist die Nachfrage nach Strom witterungsbedingt hoch, gleichzeitig fällt fast die gesamte Kapazität an Wind- und Solarstrom (2020: Wind: ca. 63 GW, PV: ca. 54 GW) für die Stromproduktion aus.

Wir haben verschiedene Studien namhafter Institutionen ausgewertet und kommen zu dem Schluss, dass diese je nach Design und Annahmen zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen bezüglich der Qualität der zukünftigen Versorgungssicherheit kommen. Angesichts des durch den fortschreitenden Klimawandel zunehmenden gesellschaftlichen und politischen Drucks halten wir es für gut möglich, dass die Politik ab 2023 kurzfristig und möglichst klimaschonend eine Stromlücke schließen muss. Dezentrale KWK-Anlagen, wie 2G sie baut, sind einer der wenigen Lösungswege dafür. Wir erhöhen daher unsere mittelfristigen Schätzungen für 2G. Ein aktualisiertes DCF-Modell ergibt ein neues Kursziel von €103 (bisher: €90) Unsere Empfehlung lautet weiterhin Hinzufügen.

FINANZKENNZAHLEN & ÜBERBLICK

	2017	2018	2019	2020E	2021E	2022E
Umsatz (€ Mio.)	189,40	209,78	236,40	243,00	260,00	291,60
Jährliches Wachstum	8,7%	10,8%	12,7%	2,8%	7,0%	12,2%
EBIT (€ Mio.)	7,33	11,45	15,46	15,60	17,79	23,33
EBIT-Marge	3,9%	5,5%	6,5%	6,4%	6,8%	8,0%
Jahresübers. (€ Mio.)	5,01	7,52	10,31	10,33	11,77	15,59
EPS (verwässert) (€)	1,13	1,70	2,33	2,33	2,66	3,52
DPS (€)	0,42	0,45	0,45	0,45	0,50	0,56
FCF (€ Mio.)	7,15	-2,37	-2,60	6,79	7,93	6,10
Nettoverschuldungsgrad	-17,5%	-10,3%	-0,2%	-6,4%	-12,6%	-14,8%
Liquide Mittel (€ Mio.)	16,12	13,63	10,70	15,50	21,44	25,32

RISIKEN

Die wesentlichen Risiken sind regulatorische Änderungen, Internationalisierung, hohe Gas- und niedrige Strompreise.

UNTERNEHMENSPROFIL

2G Energy AG ist eine führende Anbieterin von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK). Das Unternehmen offeriert eine breite Produktpalette von Anlagen mit einer Leistung von 20 kW bis 4,5 MW. Zielmärkte sind Erdgas, Schwachgase und Wasserstoff. Die Zentrale von 2G liegt in Heek, Deutschland. Außerdem hat das Unternehmen Vertriebs- und Servicestandorte in mehreren Ländern.

HANDELSDATEN

Stand: 25. Jan 2021

Schlusskurs	€ 93,20
Aktien im Umlauf	4,43 Mio.
Marktkapitalisierung	€ 412,88 Mio.
52-Wochen-Tiefst/Höchstkurse	€ 29,40 / 99,30
Durchschnittsvolumen (12 Monate)	13.016

Multiples

	2019	2020E	2021E
KGV	40,0	40,0	35,1
EV/Sales	1,7	1,7	1,6
EV/EBIT	26,7	26,5	23,2
Div.-Rendite	0,5%	0,5%	0,5%

KURSÜBERSICHT



UNTERNEHMENSDATEN

Stand: 30. Jun 2020

Liquide Mittel	€ 6,15 Mio.
Kurzfristige Vermögenswerte	€ 126,96 Mio.
Immaterielle Vermögenswerte	€ 3,06 Mio.
Bilanzsumme	€ 154,44 Mio.
Kurzfristige Verbindlichkeiten	€ 68,33 Mio.
Eigenkapital	€ 67,90 Mio.

AKTIONÄRSSTRUKTUR

Christian Grotholt	30,0%
Ludger Gausing	22,3%
Free Float	47,7%



INHALT	SEITE
2G Energy AG – Übersicht.....	1
EWI-Studie zur Versorgungssicherheit im Strommarkt 2.0	3
<i>Strommarktdesign in Deutschland: Energy-Only Markt</i>	3
<i>Die Entwicklung des deutschen Strommarktes</i>	3
<i>Versorgungssicherheit im Netz</i>	5
<i>Studiendesign und -ergebnisse</i>	5
<i>Exkurs: Monopolkommission unsicher, ob Energy-Only Marktdesign ausreichende Versorgungssicherheit bietet</i>	6
Studie für das BMWi zur Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten	7
<i>Begrifflichkeit, Methodik, Annahmen und Ergebnisse</i>	7
<i>Risiko Extremereignisse</i>	9
<i>Kritische Diskussion der Studienannahmen</i>	9
<i>Zusammenfassende Bewertung der Studie</i>	11
Monitoringbericht des Bundeswirtschaftsministeriums.....	12
<i>Stromerzeugung</i>	12
<i>Stromtransport</i>	13
<i>Verfügbarkeit von Energieträgern für die Stromerzeugung</i>	15
<i>Bewertung des BMWi-Monitoringberichts</i>	16
Chancen für 2G durch verstärkte Anstrengungen zur Aufrechterhaltung des hohen Niveaus an Versorgungssicherheit	17
Literaturhinweise	20
Bewertungsmodell	22
Gewinn- und Verlustrechnung.....	23
Bilanz	24
Cashflowrechnung	25

EWI-STUDIE ZUR VERSORGUNGSSICHERHEIT IM STROMMARKT 2.0

Im Februar 2020 veröffentlichte das Energiewirtschaftliche Institut (EWI) die von Zukunft Erdgas e.V. in Auftrag gegebene Studie „Diskussion zukünftiger Herausforderungen von Versorgungssicherheit im Strommarkt 2.0“. Sie analysiert die Versorgungssicherheit auf Basis des gegenwärtigen regulatorischen Designs des deutschen und europäischen Strommarkts und berücksichtigt dabei die erwartbaren Effekte aus dem gesetzlich beschlossenen Atom- und Kohleausstieg. Wir halten diese Studie aufgrund der aus unserer Sicht sehr gut gelungenen Verknüpfung des Themas Versorgungssicherheit mit den regulatorischen Rahmenbedingungen in Deutschland und Europa sowie der sehr klaren Darstellung der dem regulatorischen Design zugrunde liegenden ökonomischen Theorie für einen ausgezeichneten Startpunkt unserer Analyse und geben im Folgenden die wesentlichen Inhalte und Erkenntnisse der Studie wider.

STROMMARKTDESIGN IN DEUTSCHLAND: ENERGY-ONLY MARKET

Das gegenwärtige Strommarktdesign in Deutschland basiert auf dem Modell des Energy-Only-Marktes. Damit werden Märkte bezeichnet, auf denen ausschließlich tatsächlich zu erbringende Stromlieferungen, also Energiemengen, bis kurz vor ihrer physikalischen Lieferung gehandelt werden. Dazu gehören der Terminmarkt (Futures-Markt), der Day-Ahead- (Spot-Markt) und der Intraday-Markt. Dieses Marktdesign wurde 1998 eingeführt, um einen einheitlichen Markt zum wettbewerblichen Handel von Strom zu etablieren. Die Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Großhandel und Vertrieb wurden entflochten. Dagegen sind die Stromübertragung und -verteilung regulierte natürliche Monopole geblieben. Der Preismechanismus soll im Energy-Only-Markt kurzfristig dafür sorgen, dass die Stromnachfrage befriedigt wird und die Allokation von Strommengen effizient erfolgt (Preis = Grenzkosten). Sind alle verfügbaren Stromerzeugungseinheiten im Einsatz (Spitzenlast), kann der Preis über den Grenzkosten liegen. Diese Preisspitzen, auch Knappheitspreise genannt, werden nicht mehr durch die Grenzkosten der Erzeuger, sondern durch den Grenznutzen der Verbraucher bestimmt. Die Verbraucher werden so lange für eine Strommenge bieten, so lange der Strombezug attraktiver ist als die Inkaufnahme eines Stromausfalls. So stellt sich auch bei einem knappen Stromangebot ein effizientes Marktgleichgewicht ein. Die Knappheitspreise haben dabei eine wichtige Signalfunktion in der langen Frist. Treten Preisspitzen ausreichend häufig und in ausreichender Höhe auf, signalisieren sie, dass Investitionen in neue Erzeugungseinheiten ökonomisch rentabel sein werden und reizen diese an. Auf diese Weise sichert der Preismechanismus sowohl kurz- als auch langfristig ein optimales Niveau an Erzeugungskapazitäten und damit auch ein optimales Niveau an Versorgungssicherheit. Wir weisen darauf hin, dass das ökonomisch optimale Versorgungssicherheitsniveau keinesfalls bedeuten muss, dass Strom für alle Nachfrager jederzeit verfügbar ist.

DIE ENTWICKLUNG DES DEUTSCHEN STROMMARKTES

Der deutsche Strommarkt ist seit der Liberalisierung 1998 von Überkapazitäten geprägt, was in den letzten Jahrzehnten zu Stilllegungen von Kraftwerkskapazitäten geführt hat. Hinzu kommt der starke Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) seit Einführung des EEG im Jahr 2000. Da EEG-Strom Einspeisevorrang genießt und die Grenzkosten von Wind- und Solarstrom nahe bei Null liegen, bedienen die übrigen steuerbaren Einheiten lediglich die nach Abzug der EE-Einspeisung verbleibende Nachfrage, auch Residualnachfrage genannt. Der Zubau erneuerbarer Energien führte in den letzten Jahren dazu, dass sich die Auslastung der fossilen Kraftwerke verringerte und einige fossile Kraftwerke aus dem Markt ausschieden.

Diese Tendenz dürfte sich mit dem geplanten weiteren EE-Ausbau (Ziel 2030: Anteil von 65% an der gesamten deutschen Stromproduktion, zum Vergleich: 2019: 42%) fortsetzen. Damit dürfte die Residualnachfrage im Mittel weiter sinken, wodurch auch die durchschnittliche Auslastung der übrigen, steuerbaren Einheiten weiter zurückgehen sollte. Gleichzeitig werden diese jedoch weiterhin benötigt, um die Nachfrage auch in den Zeiten zu decken, in denen keine ausreichende EE-Einspeisung erfolgt. Der zukünftige Strommarkt braucht zunehmend Kapazitäten, die flexibel steuerbar sind und in wenigen Stunden des Jahres ihre Deckungsbeiträge erwirtschaften können. Investitionen in solche Kapazitäten werden aber riskanter, da die Vorhersehbarkeit der Marktentwicklung über die gesamte Laufzeit der Investition aufgrund der zunehmenden Volatilität der Erzeugung abnimmt. Die Unsicherheiten bezüglich des optimalen Versorgungssicherheitsniveaus und der damit einhergehenden Investitionsentscheidungen in gesicherte Leistung werden zudem durch den Zeitverzug zwischen Investitionsentscheidung und Inbetriebnahme verstärkt.

Daraus ergibt sich gegenwärtig eine Situation, die es schwierig macht, die zukünftige Versorgungssicherheit abzuschätzen. Durch die bisher bestehenden Überkapazitäten kam es in Deutschland bisher nicht zu Knappheitssituationen, auf Basis derer die Funktionsfähigkeit des Energy-Only-Marktes beurteilt werden könnte. Gleichzeitig steht der deutsche Strommarkt kurz vor einer grundlegenden strukturellen Änderung: Bis Ende 2022 werden 9 GW Atomkraft und 13 GW Kohlekraft, also insgesamt 22 GW gesicherte Leistung, aus dem Markt ausscheiden. Dies ist ein massiver Abbau steuerbarer Erzeugungskapazität in einem sehr kurzen Zeitraum.

Sollten Wissenschaft und Politik zu dem Ergebnis kommen, dass das Energy-Only-Marktdesign unter den geschilderten realen Bedingungen nicht in der Lage sein wird, ausreichend Versorgungssicherheit zu gewährleisten, besteht dringender Handlungsbedarf. Dem EWI zufolge deuten der Atom- und Kohleausstieg auf der einen Seite und der Ausbau der erneuerbaren auf der anderen Seite darauf hin, dass zukünftig mit Knappheiten am Strommarkt zu rechnen ist und verweist auf die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (WSBK), umgangssprachlich „Kohlekommission“ genannt, die die Prüfung eines systematischen Investitionsrahmens empfiehlt, der in der Lage ist, rechtzeitig entsprechende Investitionsanreize zu setzen, und bei dem auch die Versorgungssicherheit stets gewährleistet ist.

Bereits 2016 hat die Politik auf die Möglichkeit eines sich verschlechternden Versorgungssicherheitsniveaus reagiert und im Rahmen des Strommarkt 2.0-Konzeptes eine Kapazitätsreserve eingeführt, die am 07.02.2018 von der europäischen Kommission beihilferechtlich genehmigt wurde. Diese Genehmigung gilt für den Zeitraum von 2019 bis 2025 für bis zu 2 GW Reserveleistung. Die Kapazitätsreserve wird erstmals im Winterhalbjahr 2020/21 gebildet, und dient der Sicherstellung der Markträumung. Kann an der Strombörse die Nachfrage nicht befriedigt werden, sind die Kapazitätsreserveanlagen zur Einspeisung verpflichtet. Die Beschaffung der Reserveleistung wird von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) in Ausschreibungen organisiert. Bezuschlagte Anlagenbetreiber erhalten eine jährliche Vergütung entsprechend ihres Gebotes und im Abruffall eine variable Vergütung. Gleichzeitig dürfen die Kraftwerke nicht am Strommarkt teilnehmen (Vermarktungsverbot) und müssen nach Ablauf der Kapazitätsreserve stillgelegt werden (Rückkehrverbot). Das Bundeswirtschaftsministerium überprüft mindestens alle zwei Jahre die Höhe der Reserve und passt sie bei Bedarf an. Die Kapazitätsreserve fungiert damit als eine Art Versicherung für Extremereignisse. Sie dient ausschließlich der Beseitigung marktseitiger Knappheiten an der Strombörse, nicht aber von Knappheiten aufgrund unzureichender Netzkapazitäten.

VERSORGUNGSSICHERHEIT IM NETZ

Neben der Versorgungssicherheit auf den Strommärkten hat ebenso die Systemsicherheit im Stromnetz erheblichen Einfluss auf die Versorgungssicherheit. Mit der starken Zunahme volatiler dezentraler Erzeugungseinheiten (Wind und Solar) und der großen Entfernung von Erzeugungszentren (Norddeutschland und Nord- und Ostsee bei Windstrom) und Verbrauchszentren (Süddeutschland) bekommt die geografische Dimension (Wo wird der Strom produziert? Wo wird er verbraucht?) und damit die physikalische Netzebene (Kann das Netz den Strom jederzeit vom Produktions- zum Verbrauchsort transportieren?) eine viel gewichtigere Rolle als in der Vergangenheit, als die Erzeugung fast ausschließlich auf steuerbaren Einheiten basierte, die oft in der Nähe der großen Stromverbraucher lagen.

Im deutschen Stromsystem ist der Stromhandel von den physikalischen Netzgegebenheiten entkoppelt. Erzeuger und Verbraucher kennen und berücksichtigen den Netzzustand nicht. Deutschland ist eine einheitliche Gebotszone, somit können die Strompreise keinen Aufschluss über die Standortgüte des Stroms und innerdeutsche Engpässe geben. Das bedeutet, dass der Standort der Erzeugungskapazität am Strommarkt irrelevant ist, aber für die Wahrung der Netzstabilität eine wichtige Rolle spielt. Die Übertragungsnetzbetreiber überwachen und steuern die Netzstabilität. Sobald sich das Marktgleichgewicht aufgrund von Netzrestriktionen nicht einstellen kann, ergreifen sie korrigierende Maßnahmen, um die Systemstabilität zu gewährleisten.

STUDIENDESIGN UND -ERGEBNISSE

Zur quantitativen Analyse nutzt das EWI eine eigene Studie aus dem Jahr 2019, die die Auswirkungen der Beendigung der Kohleverstromung bis 2038 im Auftrag des Landes NRW untersucht hat. Darin wird der deutsche Kraftwerkspark bis 2050 zur Untersuchung der Effekte des beschleunigten Kohleausstiegs simuliert. Zentrale Annahmen sind:

- Die Stromnachfrage in Deutschland steigt aufgrund zunehmender Elektrifizierung bis 2030 auf 699 TWh (Nettostromverbrauch 2019: 518 TWh).
- Die Jahreshöchstlast steigt von 83 GW in 2017 auf 99 GW in 2030.
- Interkonnektorkapazitäten entwickeln sich gemäß des vorgegebenen Ausbaupfades im TenYear-Network-Development-Plan. Im Spitzenlastfall stehen per Annahme maximal 10% der Importkapazitäten zur Deckung der Nachfrage zur Verfügung. Dieser niedrige Wert bildet eine hohe Gleichzeitigkeit der Jahreshöchstlast bei geringer EE-Einspeisung in Deutschland und seinen Nachbarländern ab. Einfach formuliert: Weht der Wind (scheint die Sonne) nicht in Deutschland, weht er (scheint sie) mit hoher Wahrscheinlichkeit auch nicht in den Nachbarländern. Hinzu kommt die Frage, ob ausländische Erzeugungseinheiten in Zeitperioden knapper Erzeugung als zuverlässig erachtet werden. Bisher liegen dazu nur wenige Erfahrungen vor.
- Kapazitätsmechanismen in Deutschland (d.h. die Kapazitätsreserve) und in anderen Ländern werden nicht betrachtet; die Netzreserve und die Sicherheitsbereitschaft werden jedoch berücksichtigt.
- Der EE-Ausbau erfolgt gemäß des Ausbaupfades im EEG 2017. Zusätzlich werden die Ausbauziele des aktuellen Koalitionsvertrages berücksichtigt, die einen EE-Anteil von 65% bis 2030 vorgeben.

Das EWI weist darauf hin, dass die Annahme zur zukünftigen Stromnachfrage einen erheblichen Einfluss auf die resultierende Jahreshöchstlast und damit die Versorgungssicherheit hat. Darüber hinaus ist es für die Versorgungssicherheit relevant, durch welche Kapazitäten die Jahreshöchstlast gedeckt werden kann. Für konventionelle, steuerbare Kraftwerke ist von einem Beitrag von 80-95% zur gesicherten Leistung auszugehen. Für die Solarenergie ist dagegen aufgrund fehlender Sonneneinstrahlung während der Nachtstunden ein Beitrag von 0% zur Deckung der Spitzenlast festzusetzen,

da letztere typischerweise während der Abendstunden im Winter erreicht wird. Auch bei der Windkraft ist der Beitrag zur gesicherten Leistung sehr gering. Für offshore Wind können 5% und für onshore Wind 1% angesetzt werden.

Die EWI-Studie kommt für 2030 bei einer notwendigen gesicherten Leistung von 100 GW zu einem Bedarf an Backup-Kapazitäten wie Gasturbinen oder stationäre Dieselmotoren von 45 GW.

Damit ist fast die Hälfte der gesicherten Kapazität nur für das Backup notwendig. Die Studie weist darauf hin, dass bezüglich der Entwicklung der Versorgungssicherheit Unsicherheit über die zukünftigen Rahmenparameter besteht. Wir deuten den expliziten Hinweis auf die Studie der Monopolkommission aus dem Jahr 2019 als Skepsis, dass das Energy-Only Marktdesign bei weiter wachsendem Anteil der volatilen Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch eine ausreichende Versorgungssicherheit gewährleisten kann. In einem kurzen Exkurs stellen wir die Argumentation der Monopolkommission hier dar.

EXKURS: MONOPOLKOMMISSION UNSICHER, OB ENERGY-ONLY MARKTDESIGN AUSREICHENDE VERSORGUNGSSICHERHEIT BIETET

Die Monopolkommission hat bereits 2015 Zweifel an der Zukunftsfähigkeit des Energy-Only Marktdesigns geäußert und sich 2019 erneut dafür ausgesprochen, im Falle von anhaltenden Problemen im Energy-Only Markt die Einführung eines Kapazitätsmarktes zu erwägen.

Die Kommission hält es für wahrscheinlich, dass es in Zukunft häufiger zu Situationen größerer Knappheit im Stromgroßhandel kommen wird und dass dies die Effizienz des bestehenden Strommarktkonzeptes auf die Probe stellen wird. Bereits in ihrem 4. und 5. Sektorgutachten (2013 bzw. 2015) diskutierte sie auch eine Auslagerung der Kapazitätssteuerung in einen zweiten Markt, den Kapazitätsmarkt, oder alternativ die Schaffung einer strategischen Reserve. Die Bundesregierung hat sich daraufhin für die Einführung einer strategischen Reserve (der sogenannten Kapazitätsreserve) entschieden. Die Monopolkommission hat in ihrem 5. Sektorgutachten (2015) auf verbleibende Risiken im nachgeschärften Strommarktdesign („Strommarkt 2.0“) hingewiesen. Sie schätzt die politischen und institutionellen Risiken, die auf den Stromgroßhandel wirken, insgesamt weiterhin als groß ein. Dadurch bleibt die Effizienz des Strommarkts 2.0 und seine Wirkung auf die Kapazitätssteuerung ungewiss. Auch 2019 hat die Kommission Zweifel, ob eine Kapazitätssteuerung über einen Energy-Only Markt (einschließlich Kapazitätsreserve) das effizienteste Mittel darstellt, um Versorgungssicherheit und Effizienz langfristig zu gewährleisten und verweist auf ihre Empfehlung aus dem 5. Sektorgutachten von 2015, nach der – sollten sich Probleme eines Energy-Only-Marktes künftig verfestigen – der Aufbau eines zentralen und umfassenden Kapazitätsmarktes zu empfehlen ist.

STUDIE FÜR DAS BMWI ZUR VERSORGUNGSSICHERHEIT AN DEN EUROPÄISCHEN STROMMÄRKTEN

Das Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Consentec, TEP Energy und r2b energy consulting veröffentlichten am 23.1.2019 den ersten 335 Seiten umfassenden Projektbericht ihrer vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie in Auftrag gegebenen Studie „Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten. Projekt Nr. 047/16“.

BEGRIFFLICHKEIT, METHODIK, ANNAHMEN UND ERGEBNISSE

Der Begriff der Versorgungssicherheit (VS) wird definiert als die langfristige Sicherung des Gleichgewichts von Erzeugung und Verbrauch im Stromversorgungssystem im Sinne eines Ausgleichs von Angebot und Nachfrage am Strommarkt. Auf Basis konzeptioneller Analysen und Literaturrecherchen wird ein Schwellenwert für die Lastüberhangwahrscheinlichkeit (engl.: Loss of Load Probability, LoLP) als VS-Standard für Deutschland in Höhe von 0,06% abgeleitet, was einer Lastausgleichswahrscheinlichkeit von 99,94 % entspricht. Auf alle Verbraucher umgelegt würde das bedeuten, dass jeder Verbraucher im Durchschnitt fünf bis zehn Minuten pro Jahr von Abschaltungen betroffen wäre. Zum Vergleich: Unterbrechungen des Strombezugs wegen technischer Schwierigkeiten in den Stromnetzen belaufen sich gemäß dem System Average Interruption Duration Index (SAIDI) seit 2009 auf 12 bis 15 Minuten pro Jahr und Verbraucher.

Als methodischer Ansatz wurde eine konsistente integrierte Modellierung der Entwicklung des Elektrizitätsversorgungssystems in 15 Ländern Europas mittels eines dynamischen Strommarktmodells und einer darauf aufbauenden probabilistischen Versorgungssicherheits-Analyse entwickelt und angewandt. Die konsistente Kopplung der beiden Modelle erfolgt insbesondere hinsichtlich der Berücksichtigung von Ausgleichseffekten und Unsicherheiten.

Die Analysen berücksichtigen insbesondere

- die Entwicklungen von Erzeugung, Netzen und Verbrauch in Europa,
- Anpassungsprozesse an den Strommärkten auf Basis von Preissignalen,
- grenzüberschreitende Ausgleichseffekte mit den elektrischen Nachbarländern bei Einspeisungen erneuerbarer Energie, Lasten und Kraftwerksausfällen und
- den Beitrag neuer Flexibilitätsoptionen (wie Lastmanagement und Netzersatzanlagen)

Aufbauend auf der Entwicklung an den Strommärkten bis 2030 wird die Nachfragedeckung für jede Stunde des jeweiligen Betrachtungsjahres simuliert. Zunächst wird die sogenannte Residuallast bestimmt, also die Einspeisung aus erneuerbaren Energien von der Last in jeder Stunde abgezogen. Danach wird der Kraftwerkseinsatz in Europa simuliert, mit dem diese Residuallasten gedeckt werden. Die begrenzten grenzüberschreitenden Transportkapazitäten werden hierbei berücksichtigt. Diese Schritte werden für fünf Wetterjahre (2009 bis 2013) und 350 unterschiedlich mögliche Szenarien für Kraftwerksausfälle und jedes Betrachtungsjahr (2020, 2023, 2025, 2030). wiederholt. Pro Betrachtungsjahr werden ca. 15 Millionen unterschiedliche Situationen an den Strommärkten simuliert und ausgewertet hinsichtlich der Deckung der Nachfrage in jedem Land; in Summe wurden also 60 Millionen Situationen simuliert. Indem jede dieser 15 Mio. Situationen mit ihrer Eintrittswahrscheinlichkeit gewichtet wird, ergibt sich in Summe für jedes Jahr die mittlere Gesamtwahrscheinlichkeit dafür, dass die Nachfrage am Strommarkt durch das verfügbare Angebot gedeckt werden kann.

Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass die Versorgungssicherheit (VS) bis 2030 gewährleistet sei. In der Kurzzusammenfassung der Studie heißt es:

„Die vorliegende Analyse ergibt durchweg ein sehr hohes Niveau der Versorgungssicherheit am Strommarkt in Deutschland. In allen hier untersuchten Szenarien bis 2030, u. a. auch bei Reduktion der am Markt befindlichen Leistung von Kohlekraftwerken zur Erreichung der Klimaschutzziele in Deutschland für das Jahr 2030, ist die Versorgungssicherheit am Strommarkt gewährleistet. Die Verbraucher können in den vorliegenden Untersuchungen jederzeit sicher versorgt werden, d. h. die ermittelte Lastüberhangswahrscheinlichkeit beträgt für Deutschland im gesamten Betrachtungszeitraum null. Dies entspricht einer Lastausgleichswahrscheinlichkeit von 100%.“

Für das ermittelte sehr hohe Versorgungssicherheitsniveau macht die Untersuchung mehrere Ursachen verantwortlich:

- Für Versorger bestehen aufgrund des Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystems hohe Anreize zur Einhaltung eingegangener Lieferverpflichtungen. Es ist für Marktakteure rational, sich gegen potenziell sehr hohe Ausgleichsenergiepreise durch Kontrahierung ausreichender Erzeugungs- und / oder Flexibilitätskapazität abzusichern, was unmittelbar oder mittelbar entsprechende Investitionsanreize auslöst.
- Das Stromversorgungssystem weist derzeit Überkapazitäten auf. Bei marktlichen Anpassungen durch Abbau dieser Überkapazitäten über Stilllegungen von Bestandsanlagen aus Wirtschaftlichkeitsgründen bestehen gewisse Trägheiten.
- Kapazitätsmärkte im Ausland (hier berücksichtigt: Frankreich, Großbritannien, Polen und Italien) schaffen neue Überkapazitäten, die im Markt auch das VS-Niveau in Deutschland positiv beeinflussen.
- Neue Kapazitäten entstehen auch durch den Ersatz von KWK-Anlagen zur Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung sowie durch den geförderten Zubau von EE-Anlagen.
- Im Strombinnenmarkt bestehen erhebliche Ausgleichseffekte bei der Last und der Einspeisung erneuerbarer Energien sowie bei ungeplanten Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken.
- Es besteht ein erhebliches Potenzial zur Flexibilisierung des Verbrauchs (einschließlich „neuer“ Verbraucher und einer großen Kapazität wirtschaftlich erschließbarer Flexibilitätsoptionen im Bereich von freiwilligem Lastverzicht in der Industrie), der KWK und der Bioenergie sowie bei Netzersatzanlagen.

Der Bericht hält fest, dass vor dem Hintergrund der Liberalisierung des EU-Binnenmarktes für Strom Versorgungssicherheit europäisch länderübergreifend und unter Berücksichtigung dynamischer Marktanpassungsprozesse einschließlich der Preiselastizität der Nachfrage betrachtet werden muss. In diesem überregionalen Markt ergeben sich erhebliche Ausgleichseffekte bei der Last, der Einspeisung dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien und ungeplanten Ausfällen von Kraftwerken, die sich positiv auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit auswirken. Ausdrücklich weist die Studie darauf hin, dass die notwendigen Importe stets deutlich unter den verfügbaren Importkapazitäten bleiben. Das für die Versorgungssicherheit erforderliche Niveau an Importen sei im Vergleich zur (künftig) vorhandenen Netzkapazität als niedrig einzustufen.

RISIKO EXTREMEREIGNISSE

Unter Extremereignissen versteht man zum einen Ereignisse, denen eine Eintrittswahrscheinlichkeit zugewiesen werden kann wie z.B. der Einfluss des Wetters oder ungeplante Kraftwerksausfälle. Zum anderen seltene Extremereignisse, für die keine Eintrittswahrscheinlichkeit bestimmt werden kann, die also ungewiss sind. Dazu gehören zum Beispiel die gleichzeitige Nichtverfügbarkeit vieler Kraftwerke durch eine gemeinsame Ursache, etwa als Folge einer langanhaltenden Hitze- oder Dürreperiode. Auf S. 218 hält die Studie fest, dass:

„[D]arüber hinaus Maßnahmen zur Absicherung ungewisser Extremereignisse in Betracht gezogen werden [können]. Ungewisse Extremereignisse können (aufgrund der unbekanntenen Eintrittswahrscheinlichkeit dieser Ereignisse) weder im Strommarkt 2.0 noch in Kapazitätsmärkten effizient adressiert werden. Sie können und dürfen daher im Monitoring der Versorgungssicherheit am Strommarkt nicht berücksichtigt werden, wenn dort geprüft wird, ob ein effizientes Niveau der Versorgungssicherheit erreicht wird. Die Absicherung ungewisser Extremereignisse fällt in den Bereich der staatlichen Risikovorsorge und liegt außerhalb des Marktdesigns. [...] Die Auswirkungen von ungewissen Extremereignissen können insbesondere mit außerhalb des Strommarkts stehenden Reserven, wie mit der bereits geplanten Kapazitätsreserve, verringert werden. Daher sollen diese ungewissen Ereignisse auch bei der zukünftigen Dimensionierung der Kapazitätsreserve berücksichtigt werden.“

Um den deutschen Strommarkt gegen Extremereignisse abzusichern, hat die Bundesregierung die bereits erwähnte Kapazitätsreserve geschaffen. Wir weisen darauf hin, dass langanhaltende Dürre- oder Hitzeperioden aufgrund des Klimawandels zunehmen dürften und insofern wahrscheinlicher und damit für die Versorgungssicherheit in der realen Welt durchaus relevanter werden.

KRITISCHE DISKUSSION DER STUDIENANNAHMEN

Die Ergebnisse jeder Studie hängen auch von den grundlegenden Annahmen ab, die in die Berechnungen einfließen. Im Folgenden diskutieren wir einige dieser Annahmen kritisch:

Installierte Kapazität von Wind- und Solarkraft in 2030:

Für Deutschland nimmt die Studie an, dass die installierte Kapazität bei der Windenergie an Land von 57,6 GW in 2020 auf 75 GW in 2030 steigt, bei PV von 51,7 GW auf 84,1 GW und bei Windenergie auf See von 7,5 GW auf 17 GW. Die Bundesregierung hat im novellierten Windenergie-auf-See Gesetz den Ausbau auf 20 GW bis 2030 beschlossen, hier hinkt die Studie bereits jetzt dem politischen Ziel hinterher. In seiner Studie „Auf dem Weg zu einem klimaneutralen Deutschland“ vom Oktober 2020 propagiert der Think Tank Agora Energiewende einen raschen Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bis 2030, um das Ziel des europäischen Green Deals zu erreichen. Die Studie schlägt vor, dass Onshore-Wind auf 80 GW und PV auf 150 GW wachsen sollte. Diese Vorschläge gehen zum Teil weit über den in der Studie zur Versorgungssicherheit anvisierten Ausbaupfad bis 2030 hinaus. Insgesamt halten wir den in der Studie skizzierten Ausbaupfad für konservativ. Das bedeutet im Umkehrschluss: Wird mehr von den volatilen Energien Sonne und Wind zugebaut, wird die Erreichung eines hohen Niveaus an Versorgungssicherheit anspruchsvoller und die Wahrscheinlichkeit eines Blackouts steigt.

Erschließbares Potenzial von Netzersatzanlagen:

Netzersatzanlagen (NEA), die zur Notstromversorgung bei (lokalen) Versorgungsunterbrechungen genutzt werden, bestehen üblicherweise aus einem mit Diesel oder Erdgas betriebenen Motor und einem Generator. Im Falle einer (lokalen) Versorgungsunterbrechung werden essentielle Infrastruktureinrichtungen oder Prozesse, bei denen ein Stromausfall erhebliche materielle oder immaterielle Schäden verursachen würde, mit Hilfe solcher NEA sicher versorgt, bis die Versorgung aus dem Stromnetz wiederhergestellt ist. NEA können darüber hinaus kurzfristig im Rahmen einer Vermarktung auf Regelleistungsmärkten sowie zur Deckung von Lastspitzen am Strommarkt eingesetzt werden, ohne dabei in Konkurrenz zu ihrem primären Nutzungszweck zu stehen. Für Deutschland geht die Versorgungssicherheitsstudie von einem wirtschaftlich erschließbaren Potenzial in Höhe von 4,5 GW aus und im übrigen europäischen Ausland von 17,7 GW. Ob und wie aus einem wirtschaftlich erschließbaren Potenzial eine tatsächlich zur Versorgungssicherheit genutzte Ressource wird, bleibt ungeklärt. Wir weisen darauf hin, dass mit Diesel oder Erdgas betriebene Motoren sicherlich keinen Beitrag zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen leisten.

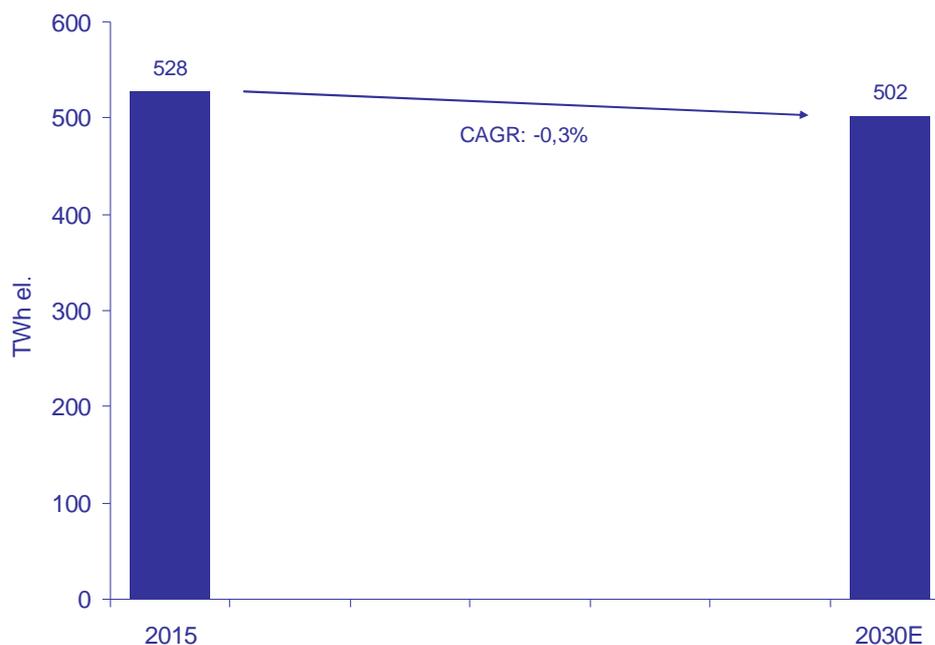
Flexibilitätpotenziale auf der Nachfrageseite bei freiwilligem Lastverzicht der Industrie:

Die Versorgungssicherheitsstudie geht für die Industrie in Deutschland von einem wirtschaftlich erschließbaren Lastreduktionspotenzial von 15,6 GW aus. Wir weisen erneut darauf hin, dass das wirtschaftlich erschließbare Potenzial in der Realität nicht automatisch erschlossen wird.

Entwicklung der Stromnachfrage:

Die Studie geht bis 2030 von einer Senkung der Nettostromnachfrage in Deutschland ggü. 2015 um 5% von 528 TWh auf 502 TWh aus (vgl. Abb. 1). Angesichts des flächendeckenden Einstiegs in die Elektromobilität und des Ausbaus der Wasserstoffwirtschaft (5 GW Elektrolyseurkapazität bis 2030), der 2020, also nach der Veröffentlichung der Studie bekannt gegeben wurde, halten wir dieses Szenario für sehr optimistisch.

Abbildung 1: Szenario Nettostromverbrauch in der Versorgungssicherheitsstudie



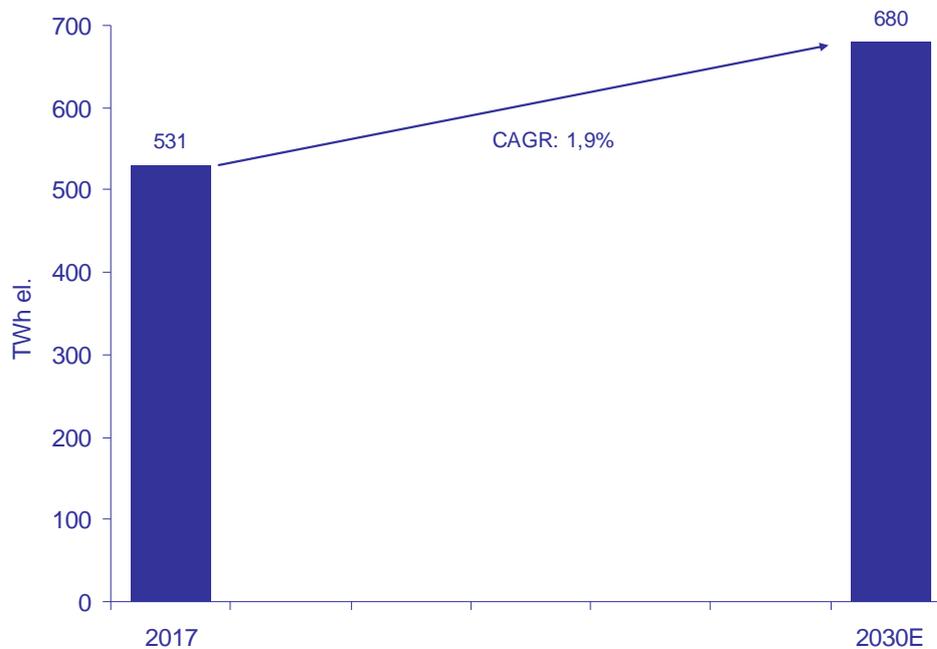
Quelle: First Berlin Equity Research, ISI, Consentec, TEP Energy und r2b energy consulting

Das Stromnachfrageszenario des Bundesverbandes Erneuerbare Energien (BEE) vom Mai 2019 kommt auf einen Anstieg des Nettostromverbrauchs um 149 TWh auf insgesamt 680 TWh bis 2030. Das BEE-Szenario 2030 beinhaltet die Grundannahme, dass die jeweiligen Sektorenziele des Klimaschutzplanes¹ für 2030 in allen Sektoren erreicht werden. Trotz Fortschritten bei der Energieeffizienz, beim Ausbau Erneuerbarer Energien sowie der Sektorenkopplung kann der Mehrverbrauch durch Wärmepumpen (33 TWh), Elektromobilität (68 TWh) und Power2X (105 TWh) nur partiell kompensiert werden.

Wir weisen darauf hin, dass beide Studien bezüglich der Nettostromnachfrage im Jahr 2030 massiv voneinander abweichen (502 TWh versus 680 TWh). Klar ist, dass aus Klimaschutzgründen ein Ausbau fossiler Kraftwerkskapazität nicht erstrebenswert ist. Wenn aber die volatilen Energien Sonne und Wind den Mehrverbrauch abdecken sollen, geht dies auf Kosten des hohen Niveaus an Versorgungssicherheit.

Auch die von uns zu Beginn dargestellte Studie des EWI kommt bis 2030 auf eine deutlich höhere Stromnachfrage von 699 TWh. Am 9.12.2020 teilt der Bundesverband Windenergie (BWE) in einer Presseerklärung mit, dass auch das Fraunhofer ISE die Annahmen des BEE bestätigt und von einem Bruttostrombedarf von 700 bis 800 TWh im Jahr 2030 ausgeht.

Abbildung 2: BEE-Szenario Nettostromverbrauch in TWh, 2017 - 2030E



Quelle: First Berlin Equity Research

ZUSAMMENFASSENDE BEWERTUNG DER STUDIE

Die Studie zur Versorgungssicherheit gibt einen ausgezeichneten Einblick in die mögliche zukünftige Entwicklung der Versorgungssicherheit. Ihre Stärken sind der europäische Kontext und die dynamische Modellierung des Strommarktes. Die Schwächen der Studie verorten wir bei den Annahmen zur Stromnachfrage sowie zum notwendigen Ausbautempo bei Wind und Solar. Wir gehen davon aus, dass die Stromnachfrage stärker steigt und sich das Ausbautempo bei Wind und Solar stärker beschleunigen wird. Beides hat nach unserer Einschätzung negative Rückwirkungen auf die Versorgungssicherheit.

MONITORINGBERICHT DES BUNDESWIRTSCHAFTSMINISTERIUMS

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) führt ein fortlaufendes Monitoring der Versorgungssicherheit im Bereich Elektrizität durch. Der jüngste Monitoringbericht wurde im Juni 2019 veröffentlicht und soll die bestehende Versorgungssituation bewerten und ihre künftige Entwicklung untersuchen. Der Bericht betont, wie wichtig es ist, eventuelle Defizite im Bereich der Versorgungssicherheit früh zu erkennen, da erforderliche Investitionen in Kraftwerke und Netze teilweise erhebliche Vorlaufzeiten benötigen. Im Mittelpunkt des Monitorings steht die Frage, ob und inwieweit die Unternehmen im Bereich der Stromerzeugung sowie der Stromübertragung und -verteilung ausreichend Vorsorge getroffen haben, um die Nachfrage nach Strom heute und in Zukunft sicher zu decken. Grundlage für den Monitoringbericht ist die eben diskutierte Studie zur Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten.

Im Vergleich zur oben dargestellten Studie nimmt der Monitoringbericht des BMWi explizit auf drei Aspekte der Elektrizitätsversorgung Bezug:

- die Stromerzeugung
- den Stromtransport
- die Verfügbarkeit von Energieträgern für die Stromerzeugung.

Diese dreigliedrige Definition der Versorgungssicherheit schließt damit auch ein, dass der Strom in allen Situationen tatsächlich beim Verbraucher ankommt, also ausreichend sichere Netze zur Verfügung stehen und schließlich, dass die Primärenergieträger zur Stromerzeugung ausreichend verfügbar sind. Dieser Aspekt bekommt bei einem hauptsächlich auf dargebotsabhängigen Primärenergieträgern wie Sonne und Wind fußenden Stromversorgungssystem selbstverständlich eine viel höhere Bedeutung als in einem System, so wie wir es bisher kennen, das wesentlich auf im Prinzip ganzjährig verlässlich verfügbaren Energieträgern wie Atom und Kohle beruht.

STROMERZEUGUNG

Die BMWi geht analog zur Versorgungssicherheitsstudie bis 2030 davon aus, dass die Höchstlast leicht auf 87,7 GW sinkt. Unter der Höchstlast ist dabei die höchste in einem Stromnetz bezogene Leistung aller Stromverbraucher zu einem Zeitpunkt (gemittelt über 15 min) innerhalb eines Jahres gemeint. Bei der residualen Höchstlast, also der Höchstlast nach Abzug der nicht genau prognostizierbaren Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (EE), ergibt sich bis 2030 ein Rückgang auf 72,6 GW (vgl. Abbildung 3). Die residuale Jahreshöchstlast ist die Last, die aus grundsätzlich jederzeit verfügbaren Kraftwerkskapazitäten zur Verfügung gestellt werden muss, um die Nachfrage zu decken und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Betrachtet man die Differenz aus Jahreshöchstlast und residualer Jahreshöchstlast, so liegt diese von 2020 bis 2030 zwischen 11 und 15 GW. Dies bedeutet, dass zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast nur ein Bruchteil der EE-Kapazität für die Stromproduktion zur Verfügung steht. Zum Vergleich: Die kombinierte Kapazität von Wind und Solar betrug Ende 2020 ca. 117 GW.

Abbildung 3: (Residuale) Jahreshöchstlast und Jahresnettostromnachfrage bis 2030

	2020	2023	2025	2030
Jahreshöchstlast (GW)	90,2	89,6	88,8	87,7
Residuale Jahreshöchstlast (GW)	79,2	77,2	76,2	72,6

Quelle: First Berlin Equity Research, BMWi, S. 14

Wir weisen darauf hin, dass eine höhere Jahresnettostromnachfrage, so wie wir sie oben anhand des BEE-Stromnachfrageszenarios und der EWI-Studie skizziert haben, auch zu höheren residualen Jahreshöchstlasten führen dürfte und damit zu einer potenziellen Gefahr für die Versorgungssicherheit werden könnte.

STROMTRANSPORT

Das BMWi widmet sich in einem eigenen Kapitel dem Zustand und der Entwicklung der Stromnetze. Wie Abbildung 4 verdeutlicht, ist Deutschland noch weit von den im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) und Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) formulierten Ausbauzielen entfernt. Der Zielerreichungsgrad beim EnLAG liegt bei 44%, und beim BBPIG bei lediglich 3%.

Abbildung 4: Stand des Leitungsausbaus

Stromleitungsausbau in km	Ziel	genehmigt	realisiert	Zielerreichungsgrad
Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG)	1.800	1.200	800	44%
Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG)	5.900	600	150	3%

Quelle: First Berlin Equity Research, BMWi 2019

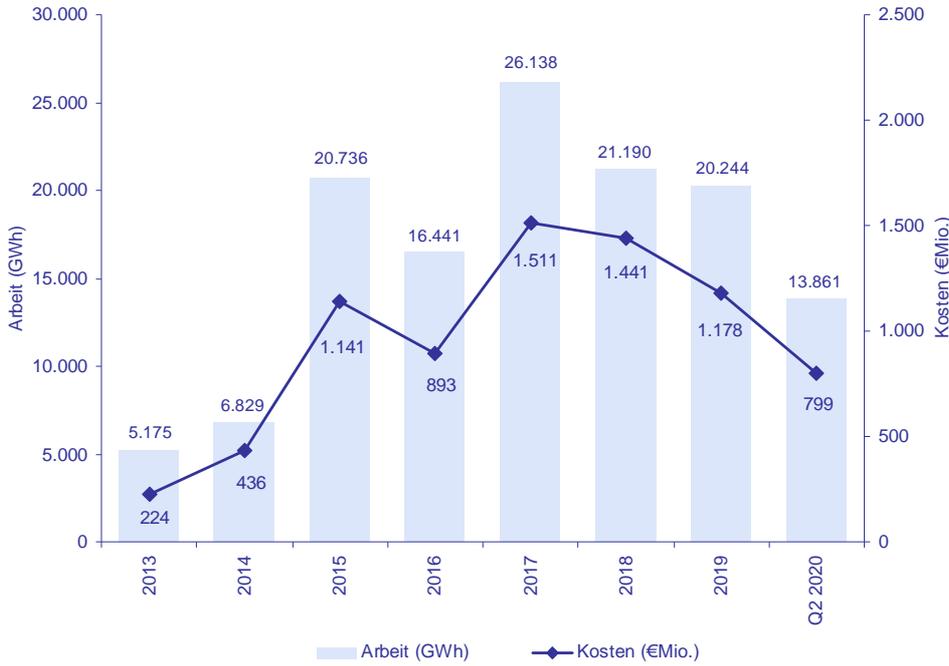
Die zur Behebung der vorhandenen Netzengpässe notwendigen Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen werden noch geraume Zeit in Anspruch nehmen. Daher wird der Einsatz von Engpassmanagement-Maßnahmen wie bspw. Redispatch oder Einspeisemanagement (z.B. Abregelung von Windkraftanlagen) zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Stromversorgungssystems auch in absehbarer Zeit notwendig sein.

Durch den verstärkten Ausbau von Windenergieanlagen und dem daraus resultierenden windkraftbedingten Stromüberschuss im Norden, einem zunehmenden Stromdefizit durch Kraftwerksstilllegungen und der hohen Stromnachfrage von großen industriellen Verbrauchern im Süden kommt es im deutschen Übertragungs- wie auch im Verteilnetz häufig zu Netzengpässen.

Können die Stromflüsse, die sich aus dem Stromhandel (Termin- und Kurzfristmärkte) ergeben, aufgrund der Engpässe nicht vollständig durch das Netz transportiert werden, weist der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) Erzeugungsanlagen vor einem Engpass an, ihre Erzeugung zu drosseln und hinter dem Engpass, ihre Erzeugung erhöhen. Dieser Eingriff des ÜNB in den marktbasieren, ursprünglich geplanten Fahrplan von konventionellen Stromerzeugungsanlagen (Dispatch) zur Verlagerung der Einspeisung wird „Redispatch“ genannt.

Der Umfang und die Kosten des Engpassmanagements, das sich aus Redispatch, Einspeisemanagement, Netzreserve, Anpassungsmaßnahmen und Countertrading zusammensetzt, sind beträchtlich. Ihren Höhepunkt erreichte das Engpassmanagement 2017 mit 26 TWh, das waren 5% des Nettostromverbrauchs desselben Jahres. Auch 2018 & 2019 lag der Wert über der Marke von 20 TWh (vgl. Abbildung 5 auf der nächsten Seite). Die Kosten des Engpassmanagements beliefen sich 2019 auf knapp €1,2 Mrd. nach €1,4 Mrd. 2018 und €1,5 Mrd. 2017. Das sind immerhin ca. 2% der Gesamtkosten der Stromversorgung in Höhe von ca. €60 Mrd. Gegenüber dem Jahr 2013 haben sich die Kosten des Engpassmanagements in den letzten Jahren mehr als verfünffacht.

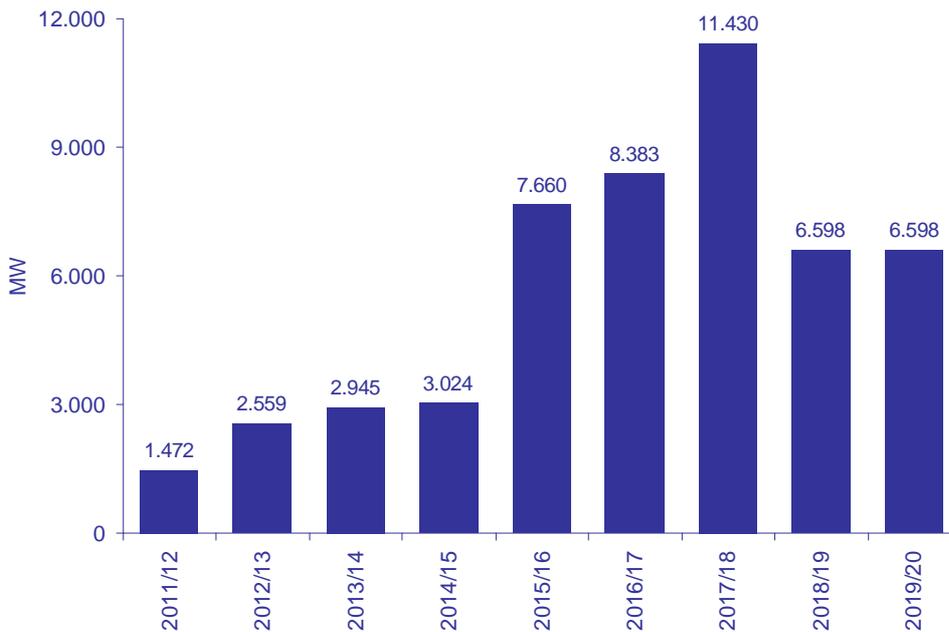
Abbildung 5: Arbeit und Kosten des Engpassmanagements 2013 – Q2 2020



Quelle: First Berlin Equity Research, BDEW 2020: Redispatch, S. 6

Um die Sicherheit der Stromversorgung zu gewährleisten, hat die Bundesregierung eine Netzreserve eingeführt, die seit der Novellierung der Reservekraftwerksverordnung im Jahr 2016 auch systemrelevante Mehrfachfehler berücksichtigt, was zu einer Steigerung des Reservekraftwerksbedarfs geführt hat (vgl. Abbildung 6).

Abbildung 6: Kontrahierte Netzreservekraftwerksleistung in Deutschland



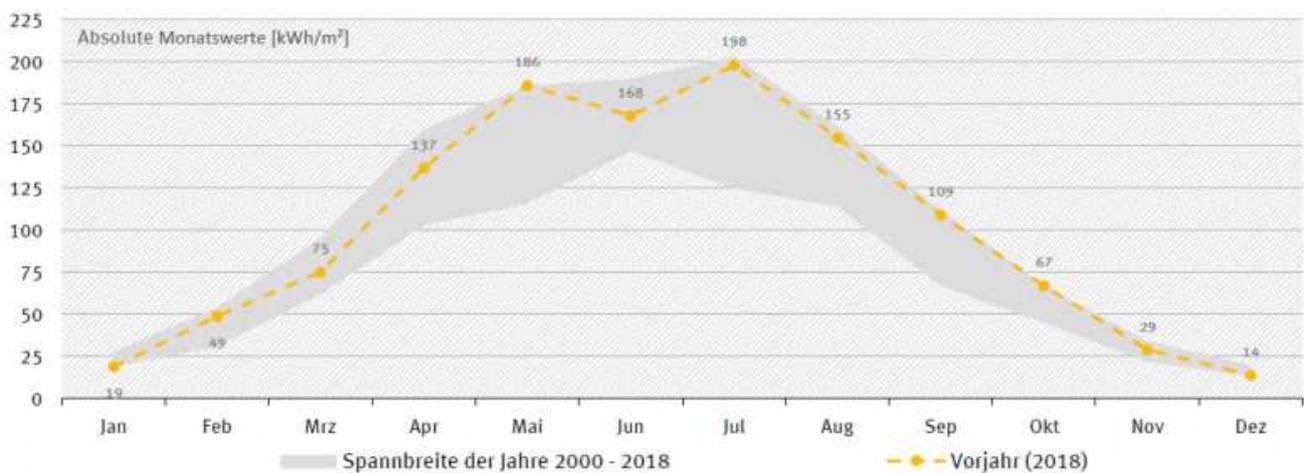
Quelle: First Berlin Equity Research, BWMi 2019, S. 32

Mit fast 7 GW in den Jahren 2018/19 und 2019/20 standen den Netzbetreibern umfangreiche Kraftwerkskapazitäten zur Verfügung, um die Sicherheit der Stromversorgung aufrechtzuerhalten. Diese Sicherheit hat ihren Preis: Im Jahr 2019 betrug die Kosten für die Netzreserve €199 Mio.

VERFÜGBARKEIT VON ENERGIETRÄGERN FÜR DIE STROMERZEUGUNG

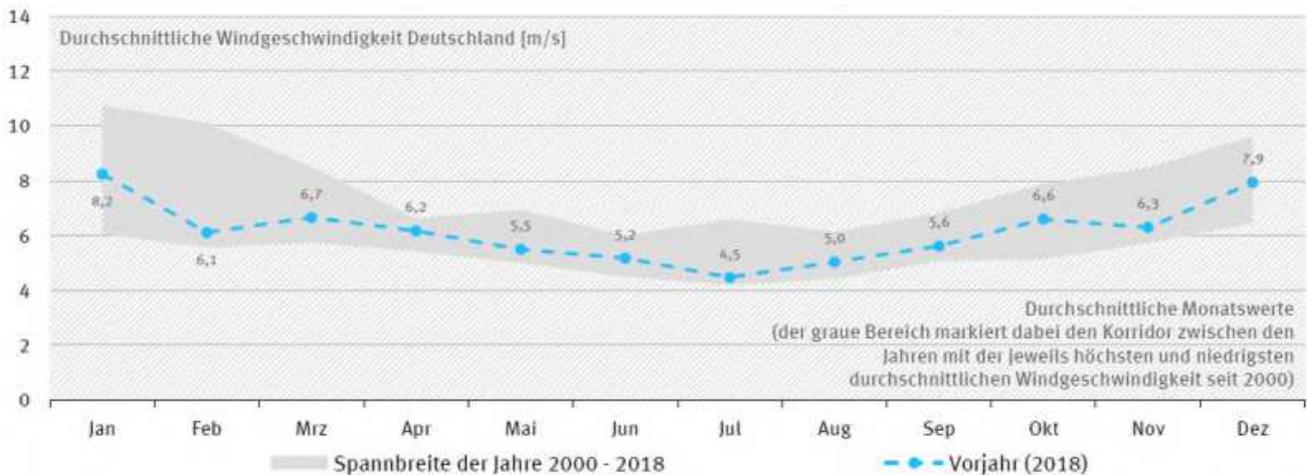
Die beiden Ölkrisen der 1970er Jahre erinnern uns daran, wie wichtig die stete Verfügbarkeit von Energieträgern für hochindustrialisierte Volkswirtschaften wie Deutschland ist. Für die Sicherheit der zukünftigen Stromversorgung wird die Verfügbarkeit von Sonne und Wind immer wichtiger, sollen doch bis 2030 65% des Stroms aus erneuerbaren Energien kommen (2019: 42%). Die beiden folgenden Grafiken zeigen, wie groß die Schwankungen (grauer Bereich) bei der Sonneneinstrahlung (vgl. Abbildung 7) und der Windgeschwindigkeit (vgl. Abbildung 8) im Zeitraum 2000 – 2018 im Jahresverlauf waren. Greifen wir beispielsweise den sonnenreichen Monat Juli heraus. Hier zeigt sich, dass die Globalstrahlung im Beobachtungszeitraum im Durchschnitt zwischen ca. 125 und 190 kWh/m² schwankte. Bei einem Mittelwert von knapp 160 kWh/m² bedeutet dies, dass die Höchst- bzw. Niedrigstwerte bis zu ca. +/- 19% vom Mittelwert abweichen können. Abbildung 7 verdeutlicht ebenso, wie groß die Unterschiede der Einstrahlung zwischen Sommer und Winter sind. In den Sommermonaten liegt die Globalstrahlung durchschnittlich bei ungefähr bei 160-170 kWh/m², in den Wintermonaten bei durchschnittlich ca. 20-30 kWh/m². Damit ist die Einstrahlung im Sommer fast sieben Mal höher als im Winter.

Abbildung 7: Globalstrahlung, absolute Monatswerte (kWh/m²)



Quelle: First Berlin Equity Research, BMWi 2019, S. 40

Bei der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit zeigt der graue Bereich, wie stark diese über die Jahre geschwankt hat. Nehmen wir als Beispiel den Monat Dezember. Der mittlere Wert lag bei ca. 8 m/s, der höchste Wert bei knapp 10 und der niedrigste bei gut 6 m/s (vgl. Abb. 8). Berücksichtigt man, dass die erzielbare elektrische Leistung mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit zunimmt, wird deutlich, welche große Wirkung unterschiedliche Windgeschwindigkeiten auf die Stromproduktion haben. Eine Verdoppelung der Windgeschwindigkeit führt zu einem achtfachen Windenergieertrag. Entsprechend führt eine Halbierung dazu, dass der Ertrag auf 1/8 sinkt.

Abbildung 8: Durchschnittliche Windgeschwindigkeit in Deutschland (m/s)

Quelle: First Berlin Equity Research, BMWi 2019, S. 41

BEWERTUNG DES BMWI-MONITORINGBERICHTS

Der Monitoringbericht des BMWi macht aus unserer Sicht zwei für die Versorgungssicherheit sehr relevante Punkte deutlich:

1. Versorgungssicherheit ist nicht nur eine Frage des richtigen Marktdesigns, sondern genauso davon abhängig, dass der physische Stromtransport sich den räumlichen und technischen Veränderungen der Stromproduktion anpasst. Das Netz kann ein Engpassfaktor werden. Der Netzausbau muss sowohl die veränderte Geografie als auch die geänderte Technologie der Stromproduktion adressieren. Geografie: Die Windstromproduktion findet offshore und onshore hauptsächlich im Norden und Osten der Republik statt, der Verbrauch konzentriert sich weiterhin im Westen und Süden. Technologie: Wind- und Solarkraft sind dargebotsabhängig und damit volatil und nicht steuerbar. Damit steigen die Herausforderungen für die Netzbetreiber, jederzeit Netzstabilität zu gewährleisten. Der Netzausbau ist zeitaufwändig und verläuft bisher schleppend, da er oft auf den Widerstand lokaler Bevölkerungsgruppen trifft.
2. Der steigende Anteil von Wind- und Solarkraft, die sehr volatil und kaum steuerbar sind, an der Gesamtstromproduktion und der gleichzeitig steigende Stromverbrauch führen dazu, dass die residuale Jahreshöchstlast steigen dürfte. Wenn immer größere Kapazitäten für die Versorgungssicherheit vorgehalten werden müssen, um diese auch in einer kalten windstillen Nacht zu garantieren, und diese Kapazitäten nur für immer kürzere Zeiten benötigt werden, könnte das Energy-Only Marktdesign an seine Grenzen stoßen. Gegenwärtig behilft sich die Bundesregierung mit der Kapazitätsreserve (2 GW), der Netzreserve (7 GW) und der Sicherheitsbereitschaft (2,7 GW). Bei der Sicherheitsbereitschaft handelt es sich um 8 vorläufig stillgelegte Braunkohlekraftwerke, die nach 4 Jahren, das letzte 2023, endgültig stillgelegt werden. Diese Kraftwerke werden für den Fall vorgehalten, dass die Stromproduktion einschließlich aller regulären Sicherheitsmaßnahmen einmal nicht ausreicht, um den Verbrauch zu decken.

Da der Monitoringbericht auf der von uns im vorherigen Kapitel dargestellten Studie zur Versorgungssicherheit beruht, halten wir die Annahmen zum zukünftigen Stromverbrauch – wie bereits geschildert – für zu konservativ. Im Gegensatz zum Monitoringbericht gehen wir davon aus, dass der zukünftige Stromverbrauch deutlich steigen wird. Dies vergrößert die Herausforderungen für die Versorgungssicherheit.

CHANCEN FÜR 2G DURCH VERSTÄRKTE ANSTRENGUNGEN ZUR AUFRECHTERHALTUNG DES HOHEN NIVEAUS AN VERSORGUNGSSICHERHEIT

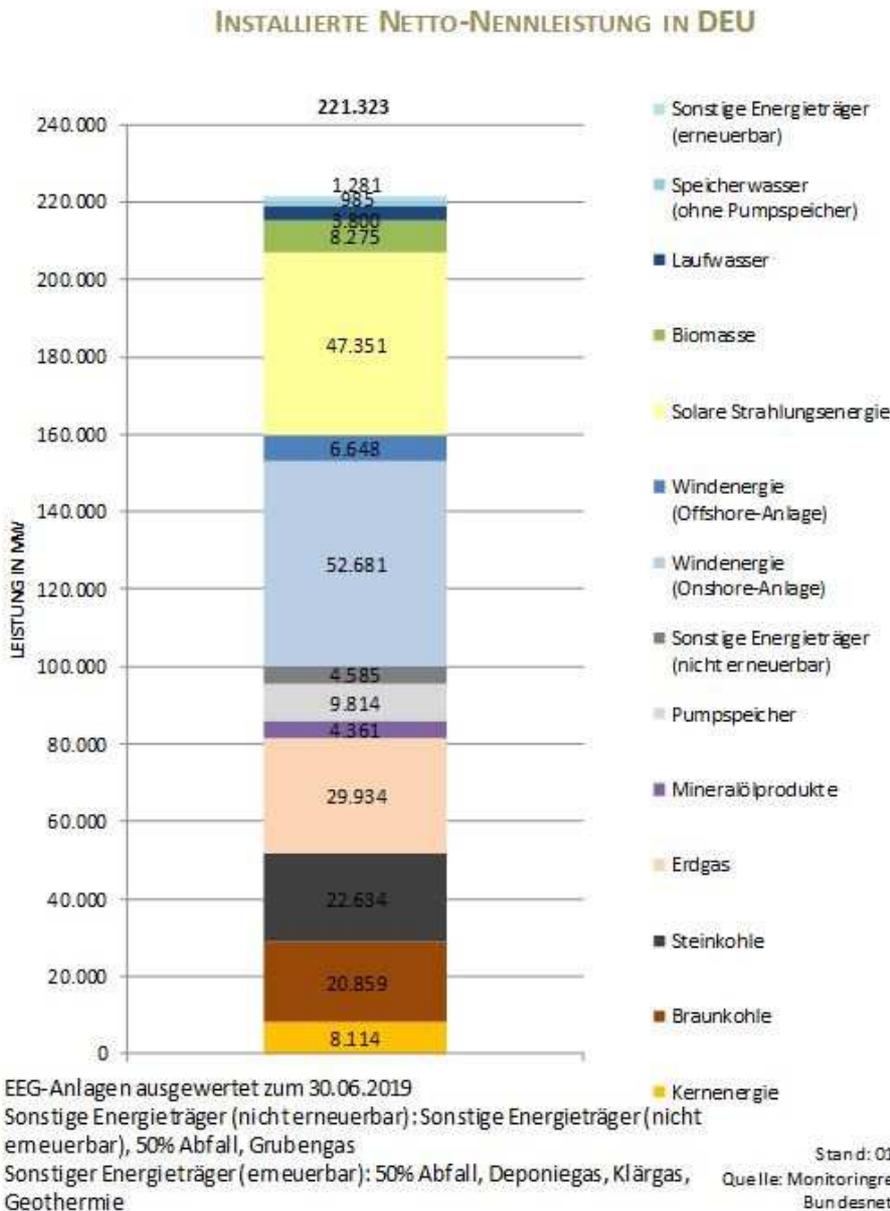
Nach Sichtung und Bewertung der Studien sind wir der Auffassung, dass an zusätzlichen Gaskraftwerken kein Weg vorbeiführt, um das hohe Niveau an Versorgungssicherheit in Deutschland aufrecht zu erhalten. Die Planung und Errichtung großer Gaskraftwerke benötigen allerdings einen Vorlauf von mehreren Jahren bis zur Inbetriebnahme. Diese Zeit steht nicht mehr zur Verfügung. Bis Ende 2022 reduziert sich die Netto-Nennleistung von Kohle- und Atomkraft um insgesamt ca. 22 GW und zwei Jahre sind zu kurz, um umfangreiche Kapazitäten an großen Gaskraftwerken zu errichten.

Die deutsche Energiewende und die damit verbundene Thematik der Versorgungssicherheit wird damit nach unserer Einschätzung ein langfristiger Wachstumstreiber für dezentrale gasbasierte KWK-Anlagen. Deutschland hat 2020 beschlossen, bis spätestens 2038 vollständig aus der Kohlenutzung auszusteigen. Damit werden 43,5 GW Stromkapazität sukzessive aus dem Markt genommen werden (Netto-Nennleistung laut Bundesnetzagentur (BNetzA) am 1.4.2020: Braunkohle: 20,9 GW, Steinkohle: 22,6 GW, vgl. Abbildung 9 auf der nächsten Seite). Bis Ende 2022 soll die Kohlekraftkapazität auf 30 GW gesenkt werden. Die Differenz zur Netto-Nennleistung am 1.4.2020 beträgt 13,5 GW. Hinzu kommen weitere 8,1 GW Kapazitätsverlust durch den Atomkraftausstieg bis Ende 2022, nachdem bereits in 2020 1,4 GW Atomkraftkapazität endgültig stillgelegt wurden. Insgesamt dürften damit gegenüber Anfang 2020 bis Ende 2022 ca. 22 GW Kohle- und Atomkapazität vom Netz gehen.

Mittelfristig gehen mehr als 40% der verfügbaren grundlastfähigen Kapazitäten aus dem Markt. Neue gasbasierte KWK-Anlagen im niedrigen und mittleren Leistungsbereich (50 – 2.000 kW) sind ein Instrument, um die sich auftuende Stromlücke kurzfristig zu schließen. Die KWK-Anlagen bieten mehrere Vorteile:

- Sie sind grundlastfähig und flexibel. Sie ergänzen damit die nicht steuerbare und volatile Stromproduktion von Wind- und Solarkraftwerken und sorgen für Netzstabilität und Versorgungssicherheit.
- Sie produzieren auch Wärme. Sie bieten damit auch Ersatz für die verminderte Wärmeproduktion, die sich daraus ergibt, dass ca. 2/3 der Kohlekraftwerke, die vom Netz gehen, auch Wärme produzieren. Außerdem ist die gekoppelte Produktion von Strom und Wärme deutlich effizienter als die ungekoppelte und damit sehr viel ressourcenschonender.
- Sie können dezentral in der Nähe der Nachfrage installiert werden und verringern damit den Umfang des notwendigen Ausbaus der Übertragungs- und Verteilnetze.
- Ihre gesellschaftliche Akzeptanz ist höher als bei Windkraft.
- Die Planungs- und Realisierungszeiten von dezentralen KWK-Anlagen betragen wenige Monate.
- Die CO₂-Emissionen von Erdgas sind 40-50% geringer als bei Stein- und Braunkohle.
- Bei der Nutzung von grünen Gasen (Biogas, Wasserstoff) fallen kaum CO₂-Emissionen an.

Abbildung 9: Installierte Kraftwerks-Netto-Nennleistung in MW in Deutschland



Quelle: First Berlin Equity Research, BNetzA 1.4.2020

Anpassung unserer Schätzungen an die verbesserten mittelfristigen Aussichten und die zum 1.1.2021 in Kraft getretene KWK-Novelle Für 2021 geht 2G von einem Umsatz zwischen €240 und 260 Mio. aus. Wir hatten bisher €270 Mio. unterstellt. Nachdem die zu Jahresbeginn in Kraft getretene KWK-Novelle überraschender Weise die Ausschreibungspflicht für KWK-Anlagen von 1 MW auf 500 kW gesenkt hat, reduzieren wir unsere Umsatzschätzung für das laufende Jahr um €10 Mio. auf €260 Mio., da wir fürchten, dass es durch die Umstellung auf Ausschreibungen schon ab 500 kW zu Verzögerungen bei der Projektfertigstellung kommt. Im Jahr 2019 machte der Bereich von 500 kW bis 2 MW bei 2G 59% des Anlagenumsatzes aus.



Abbildung 10: Anpassung der Schätzungen

Alle Angaben in €Mio.	2020E			2021E			2022E		
	neu	alt	Delta	neu	alt	Delta	neu	alt	Delta
Umsatz	243,00	243,00	0,0%	260,00	270,00	-3,7%	291,60	291,60	0,0%
EBIT	15,60	15,60	0,0%	17,79	19,33	-8,0%	23,33	23,33	0,0%
EBIT-Marge	6,4%	6,4%	-	6,8%	7,2%	-	8,0%	8,0%	-
Nettoergebnis	10,33	10,33	0,0%	11,77	12,83	-8,3%	15,59	15,59	0,0%
Nettomarge	4,2%	4,3%	-	4,5%	4,8%	-	5,3%	5,3%	-
EPS verwässert (€)	2,33	2,33	0,0%	2,66	2,90	-8,3%	3,52	3,52	0,0%

Quelle: First Berlin Equity Research

Die mittelfristige Guidance des Unternehmens hat weiterhin Bestand. Bis 2024 plant 2G, einen Umsatz in Höhe von €300 Mio. zu erreichen und die EBIT Marge auf 10% zu steigern. Basierend auf den Ergebnissen dieser Studie gehen wir davon aus, dass 2G die €300 Mio.-Schwelle bereits 2023 durchbrechen wird. Wir erhöhen unsere mittelfristigen Schätzungen und unterstellen nunmehr für die Jahre 2023 - 2026 ein jährliches Umsatzwachstum von 15% p.a. bei einer EBIT-Marge von 10%. Auch langfristig unterstellen wir eine 10%ige EBIT-Marge (bisher: 9,5%).

Weiterhin Hinzufügen bei erhöhtem Kursziel Ein aktualisiertes DCF-Modell ergibt ein neues Kursziel von €103 (bisher: €90). Wir bestätigen unsere Hinzufügen-Empfehlung.

LITERATURHINWEISE

AG Energiebilanzen e.V. (AGEB): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2017. Stand Februar 2018. Bearbeitet von Dr. Hans - Joachim Ziesing. Berlin.

file:///C:/Users/K141A~1.BLU/AppData/Local/Temp/ageb_jahresbericht2017_20180315-02_dt-1.pdf

AG Energiebilanzen e.V. (AGEB): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2019. Stand März 2020. Bearbeitet von Hans Georg Buttermann. Berlin.

file:///C:/Users/K141A~1.BLU/AppData/Local/Temp/ageb_jahresbericht2019_20200325_dt-2.pdf

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Monitoringbericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie nach § 63 i.V.m. § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität. Stand Juni 2019.

https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-versorgungssicherheit-2019.pdf?__blob=publicationFile&v=18

Bundesverband der deutschen Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW): Installierte Leistung und Erzeugung 2019. Gesamte Elektrizitätswirtschaft. Stand 3/2020.

https://www.bdew.de/media/documents/Kapazitaet_und_Erzeugung_D_2019_o_jaehrlich_Ba_online_17032020.pdf

Bundesverband der deutschen Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW): Fakten. Redispatch in Deutschland. Auswertung der Transparenzdaten April 2013 bis einschließlich September 2020. Autor: Dr. Patrick Fekete Berlin, 10.11.2020.

https://www.bdew.de/media/documents/2020_Q3_Bericht_Redispatch_GOQPsVY.pdf

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE): Das „BEE-Szenario 2030“. 65% Erneuerbare Energien bis 2030 – Ein Szenario des Bundesverbands Erneuerbare Energie e.V. (BEE). Bruttostromverbrauch, Erneuerbare Stromerzeugung und jährliche Installation Erneuerbarer Energien bis 2030. Berlin. Mai 2019. https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/BEE/20190606_BEE_Szenario_2030_online.pdf

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI): Diskussion zukünftiger Herausforderungen von Versorgungssicherheit im Strommarkt 2.0. Autoren: Dr. Simon Schulte, David Schlund, Amelie Sitzmann. Im Auftrag des Zukunft Erdgas e.V. Köln, Februar 2020.

https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2020/02/EWI_Studie_Herausforderungen_Versorgungssicherheit_20200211.pdf

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI): Auswirkungen einer Beendigung der Kohleverstromung bis 2038 auf den Strommarkt, CO₂-Emissionen und ausgewählte Industrien. Eine Analyse des Abschlussberichts der WSB-Kommission. Im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen. Endbericht, August 2019. Überarbeitete Fassung, Mai 2020.

https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2019/08/EWI-Studie_Auswirkungen-Kohleausstieg-bis-2038_20200515.pdf



Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“: Abschlussbericht. Stand Januar 2019.

https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung.pdf?__blob=publicationFile

Monopolkommission: 7. Sektorgutachten Energie: Wettbewerb mit neuer Energie. Sektorgutachten der Monopolkommission gemäß § 62 EnWG. 2019.

https://www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/7sg_energie_volltext.pdf

r2b energy consulting GmbH / Consentec GmbH / Fraunhofer ISI / TEP Energy GmbH: Erster Projektbericht. Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten. Projekt Nr. 047/16. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Köln. 23. Januar 2019. https://www.r2b-energy.com/uploads/media/BMWi_VS-Monitoring_Ber1_deu_20190520_03.pdf



BEWERTUNGSMODELL

Angaben in € Mio.	2020E	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E
Nettoumsatz	243,00	260,00	291,60	335,34	385,64	443,49	510,01	561,01
Wachstum J/J	3%	7%	12%	15%	15%	15%	15%	10%
EBIT	15,60	17,79	23,33	30,18	38,56	44,35	51,00	56,10
EBIT-Marge	6,4%	6,8%	8,0%	9,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%
NOPLAT	10,76	12,28	16,10	20,82	26,61	30,60	35,19	38,71
+ Abschreibungen und Amortisation	4,04	3,86	4,21	6,37	7,71	8,87	10,20	11,22
= Operativer Cashflow (netto)	14,80	16,14	20,30	27,20	34,32	39,47	45,39	49,93
- Gesamte Investitionen (CAPEX und WC)	-7,57	-7,70	-13,70	-16,10	-19,94	-22,93	-26,37	-23,61
CAPEX	-4,80	-4,80	-4,90	-6,71	-7,71	-8,87	-10,20	-11,22
Working Capital	-2,77	-2,90	-8,80	-9,39	-12,22	-14,06	-16,17	-12,39
+/- Sonstiges (inkl. Rückstellungen, etc.)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
= Freier Cashflow (FCF)	7,22	8,44	6,60	11,10	14,39	16,54	19,03	26,32
GW der FCFs	7,22	7,83	5,65	8,76	10,47	11,10	11,77	15,01

€ Mio.	
GW der FCFs explizite Periode (2020E-33E)	178,53
GW der FCFs in der Terminalperiode	277,72
Unternehmenswert (EV)	456,25
Nettokasse / (Nettverbindlichkeiten)	0,15
Minderheitenanteile	-0,04
Shareholder Value	456,35
Anzahl ausstehender Aktien (Mio.)	4,43
Fairer Wert je Aktie (€)	103,00

WACC	8,5%
Eigenkapitalkosten	8,8%
Fremdkapitalkosten vor Steuern	4,0%
Normaler Steuersatz	31,0%
Fremdkapitalkosten nach Steuern	2,8%
EK-Anteil	95,0%
FK-Anteil	5,0%
Terminales Wachstum	2,0%
Terminale EBIT-Marge	10,0%

Sensitivitätsanalyse

		Terminale EBIT-Marge						Fairer Wert je Aktie (€)
		8,5%	9,0%	9,5%	10,0%	10,5%	11,0%	11,5%
WACC	11,5%	48,24	52,51	56,78	61,05	65,33	69,60	73,87
	10,5%	55,98	60,82	65,67	70,51	75,35	80,20	85,04
	9,5%	65,98	71,56	77,13	82,71	88,29	93,87	99,44
	8,5%	79,32	85,87	92,41	103,01	105,51	112,05	118,60
	7,5%	97,86	105,74	113,62	121,50	129,39	137,27	145,15
	6,5%	125,14	134,97	144,80	154,63	164,46	174,29	184,12
5,5%	168,78	181,71	194,64	207,56	220,49	233,42	246,35	

* aus Layoutgründen werden nur die Jahre bis 2027 gezeigt, das Modell reicht aber bis 2033



GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG

Angaben in € Mio.	2017	2018	2019	2020E	2021E	2022E
Umsatz	189,4	209,8	236,4	243,0	260,0	291,6
Bestandsveränderungen	-2,3	10,8	-10,3	15,0	0,0	0,0
Aktivierte Eigenleistungen	3,4	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0
Gesamtleistung	190,5	221,1	226,1	258,0	260,0	291,6
Materialkosten	-126,8	-148,7	-146,8	-172,5	-169,0	-193,0
Rohhertrag	63,7	72,4	79,4	85,5	91,0	98,6
Personalaufwand	-32,5	-35,3	-39,0	-44,0	-46,0	-46,9
Sonstige betriebliche Erträge	1,3	1,8	2,0	2,7	2,6	2,9
Sonstige betriebliche Aufwendungen	-21,0	-23,2	-23,1	-24,2	-25,7	-26,7
EBITDA	11,1	15,4	19,2	19,6	21,7	27,5
Abschreibungen	-3,8	-3,9	-3,7	-4,0	-3,9	-4,2
Betriebsergebnis (EBIT)	7,3	11,5	15,5	15,6	17,8	23,3
Finanzergebnis	-0,4	-0,4	-0,4	-0,6	-0,7	-0,7
Ergebnis vor Steuern und Minderheitsanteilen	7,0	11,1	15,1	15,0	17,1	22,6
Andere Erträge/ Aufwendungen	0,0	0,0	-1,8	0,0	0,0	0,0
Steuern vom Einkommen und Ertrag	-2,0	-3,5	-4,8	-4,6	-5,3	-7,0
Minderheitenbeteiligungen	-0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Jahresüberschuss/Jahresfehlbetrag	5,0	7,5	10,3	10,3	11,8	15,6
Gewinn pro Aktie in €	1,13	1,70	2,33	2,33	2,66	3,52
Gewinn pro Aktie verwässert (in €)	1,13	1,70	2,33	2,33	2,66	3,52
Kennzahlen						
Rohhertragsmarge (Rohhertrag/Umsatz)	33,6%	34,5%	33,6%	35,2%	35,0%	33,8%
EBIT-Marge	3,9%	5,5%	6,5%	6,4%	6,8%	8,0%
EBITDA-Marge	5,9%	7,3%	8,1%	8,1%	8,3%	9,4%
Nettogewinn-Marge	2,6%	3,6%	4,4%	4,2%	4,5%	5,3%
Steuersatz	29,3%	31,2%	31,8%	31,0%	31,0%	31,0%
Aufwand in % vom Umsatz						
Personalaufwand	17,2%	16,8%	16,5%	18,1%	17,7%	16,1%
Sonstige betriebliche Aufwendungen	11,1%	11,1%	9,8%	10,0%	9,9%	9,2%
Abschreibungen und Amortisation	2,0%	1,9%	1,6%	1,7%	1,5%	1,4%
Wachstum J/J						
Umsatzerlöse	8,7%	10,8%	12,7%	2,8%	7,0%	12,2%
Betriebsergebnis	29,8%	56,2%	35,0%	0,8%	14,1%	31,1%
Jahresüberschuss/ Jahresfehlbetrag	178,6%	50,2%	37,1%	0,2%	14,0%	32,5%



BILANZ

Angaben in Mio. €	2017	2018	2019	2020E	2021E	2022E
Aktiva						
Umlaufvermögen	90,8	97,3	112,7	120,3	129,3	144,0
Zahlungsmittel	16,1	13,6	10,7	15,5	21,4	25,3
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	27,9	31,9	37,0	37,9	39,9	44,7
Vorräte	44,0	46,1	60,4	62,3	63,4	69,4
Sonstige kurzfristige Vermögenswerte	2,8	5,6	4,6	4,6	4,6	4,6
Anlagevermögen	25,5	27,5	28,2	28,9	29,9	30,6
Sachanlagen	20,7	22,8	24,1	25,5	27,2	28,5
Immaterielle Vermögensgegenstände	4,7	3,8	3,2	2,5	1,8	1,2
Finanzanlagen	0,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Summe Aktiva	116,3	124,8	140,9	149,2	159,2	174,6
Passiva						
Verbindlichkeiten	60,5	63,2	72,4	72,4	72,6	74,6
Zinstragende Verbindlichkeiten	6,4	7,3	10,6	10,6	10,6	10,6
Verbindlichkeiten aus L&L	10,1	10,6	13,7	13,7	13,9	15,9
Rückstellungen	15,5	17,2	15,4	15,4	15,4	15,4
Sonstige kurzfristige Verbindlichkeiten	28,6	28,1	32,7	32,7	32,7	32,7
Summe Eigenkapital	55,7	61,6	68,5	76,8	86,6	100,0
Gezeichnetes Kapital	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
Kapitalrücklage	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2
Gewinnrücklage	40,5	46,1	53,7	62,1	71,8	85,2
Sonstige Rücklagen	-1,0	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9
Minderheitenanteile	0,7	0,6	0,7	0,0	0,0	0,0
Bilanzsumme	116,3	124,8	140,9	149,2	159,2	174,6
Kennzahlen						
Current ratio (x)	2,3	2,4	2,2	2,3	2,5	2,7
Eigenkapitalquote	47,9%	49,3%	48,6%	51,5%	54,4%	57,3%
Net Gearing	-17,5%	-10,3%	-0,2%	-6,4%	-12,6%	-14,8%
Eigenkapital je Aktie (in €)	12,6	13,9	15,5	17,3	19,5	22,6
Nettoverbindlichkeiten	-9,8	-6,3	-0,2	-4,9	-10,9	-14,8
Zinsdeckungsgrad	20	29	44	25	24	32
Durchschn. Working Capital/Umsatz	20,7%	20,2%	22,0%	24,3%	23,8%	23,2%
Eigenkapitalrendite (ROE)	9,0%	12,2%	15,1%	13,4%	13,6%	15,6%
Kapitalverzinsung (ROCE)	9,8%	14,0%	17,1%	15,8%	16,5%	19,6%
Lagerumschlag (Tage)	85	80	93	94	89	87
Forderungsumschlag (Tage)	54	55	57	57	56	56
Kreditorenlaufzeit (Tage)	29	26	34	29	30	30



CASHFLOWRECHNUNG

Angaben in € Mio.	2017	2018	2019	2020E	2021E	2022E
Nettoergebnis	4,9	7,6	10,3	10,3	11,8	15,6
+ Abschreibungen / Amortisation	3,8	3,9	3,7	4,0	3,9	4,2
- Investitionen in Working Capital	1,2	-6,6	-11,4	-2,8	-2,9	-8,8
+/- Sonstiges	2,9	-0,1	-0,7	0,0	0,0	0,0
Operativer Cashflow	12,8	4,9	1,9	11,6	12,7	11,0
- CAPEX	-5,7	-7,2	-4,5	-4,8	-4,8	-4,9
Freier Cashflow	7,2	-2,4	-2,6	6,8	7,9	6,1
Zugänge aus Akquisitionen	0,0	0,0	-1,4	0,0	0,0	0,0
Finanzanlageninvestitionen	0,0	-1,0	0,1	0,0	0,0	0,0
Erlöse aus Anlageabgängen	0,8	2,3	0,2	0,0	0,0	0,0
Cashflow aus Investitionstätigkeit	-4,9	-5,9	-5,7	-4,8	-4,8	-4,9
Veränderung Finanzverbindlichkeiten	0,1	0,9	3,1	0,0	0,0	0,0
Dividende Vorjahr	-1,8	-1,9	-2,0	-2,0	-2,0	-2,2
Erwerb eigener Aktien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Kapitalmaßnahmen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sonstiges	-0,4	-0,5	-0,4	0,0	0,0	0,0
Finanzieller Cashflow	-2,1	-1,4	0,7	-2,0	-2,0	-2,2
Veränderung liquide Mittel	5,9	-2,4	-3,0	4,8	5,9	3,9
Wechselkursbedingte Veränderungen	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Liquide Mittel, Jahresanfang	10,2	16,1	13,6	10,6	15,5	21,4
Liquide Mittel, Jahresende	16,1	13,6	10,6	15,5	21,4	25,3
Freier Cashflow pro Aktie in €	1,61	-0,53	-0,59	1,53	1,79	1,38
Wachstum J/J						
Operativer Cashflow	-	-62,1%	-60,6%	503,3%	9,8%	-13,6%
Freier Cash Flow	-	n.a.	9,7%	n.a.	16,8%	-23,1%
Finanzieller Cashflow	-	-34,6%	n.a.	n.a.	0,0%	11,1%
Freier Cashflow pro Aktie	-	n.a.	9,7%	n.a.	16,8%	-23,1%

Imprint / Disclaimer

First Berlin Equity Research

First Berlin Equity Research GmbH ist ein von der BaFin betreffend die Einhaltung der Pflichten des §85 Abs. 1 S. 1 WpHG, des Art. 20 Abs. 1 Marktmissbrauchsverordnung (MAR) und der Markets Financial Instruments Directive (MiFID) II, Markets in Financial Instruments Directive (MiFID) II Durchführungsverordnung und der Markets in Financial Instruments Regulations (MiFIR) beaufsichtigtes Unternehmen.

First Berlin Equity Research GmbH is one of the companies monitored by BaFin with regard to its compliance with the requirements of Section 85 (1) sentence 1 of the German Securities Trading Act [WpHG], art. 20 (1) Market Abuse Regulation (MAR) and Markets in Financial Instruments Directive (MiFID) II, Markets in Financial Instruments Directive (MiFID) II Commission Delegated Regulation and Markets in Financial Instruments Regulations (MiFIR).

Anschrift:

First Berlin Equity Research GmbH

Mohrenstr. 34

10117 Berlin

Germany

Vertreten durch den Geschäftsführer: Martin Bailey

Telefon: +49 (0) 30-80 93 9 680

Fax: +49 (0) 30-80 93 9 687

E-Mail: info@firstberlin.com

Amtsgericht Berlin Charlottenburg HR B 103329 B

UST-Id.: 251601797

Ggf. Inhaltlich Verantwortlicher gem. § 6 MDSStV

First Berlin Equity Research GmbH

Ersteller: Dr. Karsten von Blumenthal, Analyst

Alle Publikationen der letzten 12 Monate wurden von Dr. Karsten von Blumenthal erstellt.

Für die Erstellung verantwortliches Unternehmen: First Berlin Equity Research GmbH, Mohrenstraße 34, 10117 Berlin

Die Erstellung dieser Empfehlung wurde am 26. Januar 2021 um 15:40 Uhr abgeschlossen.

Für die Weitergabe oder die Verbreitung der Finanzanalyse verantwortliche Person: Martin Bailey

Copyright© 2021 First Berlin Equity Research GmbH. Kein Teil dieser Finanzanalyse darf ohne vorherige schriftliche Genehmigung durch die First Berlin Equity Research GmbH kopiert, fotokopiert, vervielfältigt oder weiterverbreitet werden, gleich in welcher Form und durch welches Medium. Bei Zitaten ist die First Berlin Equity Research GmbH als Quelle anzugeben. Weitere Informationen sind auf Anfrage erhältlich.

ANGABEN GEM. § 85 ABS. 1 S. 1 WPHG, ART. 20 ABS. 1 DER VERORDNUNG (EU) NR. 596/2014 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES VOM 16. APRIL 2014 ÜBER MARKTMISSBRAUCH (MARKTMISSBRAUCHSVERORDNUNG) UND GEM. ART. 37 DER DURCHFÜHRUNGSVERORDNUNG (EU) NR. 2017/565 (MIFID) II.

Die First Berlin Equity Research GmbH (im Folgenden: „First Berlin“) erstellt Finanzanalysen unter Berücksichtigung der einschlägigen regulatorischen Vorgaben, insbesondere § 85 Abs. 1 S. 1 WpHG, Art. 20 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 596/2014 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16. April 2014 über Marktmissbrauch (Marktmissbrauchsverordnung) und gem. Art. 37 der Durchführungsverordnung (EU) Nr. 2017/565 (MiFID) II. Mit den nachfolgenden Erläuterungen informiert First Berlin Anleger über die gesetzlichen Vorgaben, die bei der Erstellung von Finanzanalysen zu beachten sind.

INTERESSENKONFLIKTE

Nach Art. 37 Abs. 1 der Durchführungsverordnung (EU) Nr. 2017/565 (MiFID) II und Art. 20 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 596/2014 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16. April 2014 über Marktmissbrauch (MAR) müssen Wertpapierfirmen, die Finanzanalysen erstellen oder erstellen lassen, die im Anschluss unter den Kunden der Wertpapierfirma oder in der Öffentlichkeit verbreitet werden sollen oder aller Wahrscheinlichkeit nach verbreitet werden, sicherstellen, dass in Bezug auf die an der Erstellung dieser Analysen beteiligten Finanzanalysten sowie in Bezug auf andere relevante Personen, deren Aufgaben oder Geschäftsinteressen mit den Interessen der Personen, an die die Finanzanalysen weitergegeben werden, kollidieren könnten, alle in Art. 34 Abs. 2 Buchst. b) VO (EU) 2017/565 genannten Maßnahmen getroffen werden. Nach Art. 34 Abs. 3 VO (EU) 2017/565 müssen die gem. Abs. 2 Buchst. b) dieses Artikels zur Verhinderung oder Bewältigung von Interessenkonflikten festgelegten Maßnahmen und Verfahren, so ausgestaltet werden, dass die relevanten Personen, die mit den Tätigkeiten befasst sind, bei den Interessenkonflikte bestehen, diese Tätigkeiten mit dem Grad an Unabhängigkeit ausführen, der der Größe und dem Betätigungsfeld der Wertpapierfirma und der Gruppe, der die Wertpapierfirma angehört, sowie der Höhe des Risikos, dass die Interessen der Kunden geschädigt werden, angemessen ist.

Zusätzlich hat First Berlin gemäß Art. 5 der Delegierten Verordnung (EU) 2016/958 der Kommission in ihren Empfehlungen alle Beziehungen und Umstände offenzulegen, bei denen nach vernünftigem Ermessen damit gerechnet werden kann, dass sie die Objektivität der Finanzanalyse beeinträchtigen, einschließlich etwaiger Interessen oder Interessenkonflikte ihrerseits oder aufseiten aller natürlichen oder juristischen Personen, die im Rahmen eines Vertrags, einschließlich eines Arbeitsvertrags, oder anderweitig für sie tätig sind und die an der Erstellung von Finanzanalysen beteiligt waren, die ein Finanzinstrument oder den Emittenten betreffen, auf das oder den sich die Empfehlung direkt oder indirekt bezieht.

In Bezug auf die Finanzanalysen von 2G Energy AG bestehen die folgenden Beziehungen und Umstände, aufgrund derer vernünftigerweise erwartet werden kann, dass sie die Objektivität der Finanzanalysen beeinträchtigen könnten: Der Ersteller, First Berlin, oder ein mit First Berlin verbundenes Unternehmen hat mit dem analysierten Unternehmen eine Vereinbarung zur Erstellung einer Finanzanalyse getroffen, für die eine Vergütung geschuldet ist.

Darüber hinaus bietet First Berlin ein Dienstleistungsspektrum an, das über die Erstellung von Finanzanalysen hinausgeht. Obwohl First Berlin darum bemüht ist, Interessenkonflikte nach Möglichkeit zu vermeiden, kann First Berlin mit dem analysierten Unternehmen strukturell insbesondere folgende, einen potentiellen Interessenkonflikt begründende, Beziehungen haben:

- Der Ersteller, First Berlin, oder ein mit First Berlin verbundenes Unternehmen besitzt eine Netto-Long- oder Short-Position, die den Schwellenwert von 0,5 % des gesamten ausgegebenen Aktienkapitals des analysierten Unternehmens überschreitet;
- Der Ersteller, First Berlin, oder ein mit First Berlin verbundenes Unternehmen hält eine Beteiligung von mehr als 5% am Grundkapital des analysierten Unternehmens;
- Der Ersteller, First Berlin, oder ein mit First Berlin verbundenes Unternehmen hat innerhalb der letzten 12 Monate Investmentbanking- oder Beratungsleistungen für das analysierte Unternehmen erbracht, für die eine Vergütung zu entrichten war oder getätigt wurde;
- Der Ersteller, First Berlin, oder ein mit First Berlin verbundenes Unternehmen hat mit dem analysierten Unternehmen eine Vereinbarung zur Erstellung einer Finanzanalyse getroffen, für die eine Vergütung geschuldet ist;
- Der Ersteller, First Berlin, oder ein mit First Berlin verbundenes Unternehmen hat anderweitige bedeutende finanzielle Interessen an dem analysierten Unternehmen;

In Bezug auf die Finanzanalysen 2G Energy AG bestehen die folgenden der vorgenannten potenziellen Interessenkonflikte oder die in Artikel 6 Abs. 1 der Delegierten Verordnung (EU) 2016/958 der Kommission genannten potenziellen Interessenkonflikte: Der Ersteller, First Berlin, oder ein mit First Berlin verbundenes Unternehmen hat mit dem analysierten Unternehmen eine Vereinbarung zur Erstellung einer Finanzanalyse getroffen, für die eine Vergütung geschuldet ist.

Um mögliche Interessenkonflikte zu vermeiden und ggf. zu handhaben, verpflichten sich sowohl der Ersteller der Finanzanalyse als auch First Berlin, Wertpapiere des analysierten Unternehmens weder zu halten noch in irgendeiner Weise mit ihnen zu handeln. Die Vergütung des Erstellers der Finanzanalyse steht in keinem direkten oder indirekten Zusammenhang mit den in der Finanzanalyse vertretenen Empfehlungen oder Meinungen. Darüber hinaus ist die Vergütung des Erstellers der Finanzanalyse weder direkt an finanzielle Transaktionen noch an Börsenumsätze oder Vermögensverwaltungsgebühren gekoppelt.

ANGABEN NACH WERTPAPIERHANDELSGESETZ (WPHG) §64: BESONDERE VERHALTENSREGELN BEI DER ERBRINGUNG VON ANLAGEBERATUNG UND FINANZPORTFOLIOVERWALTUNG; VERORDNUNGSMÄCHTIGUNG, RICHTLINIE 2014/65/EU DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES VOM 15. MAI 2014 ÜBER MÄRKTE FÜR FINANZINSTRUMENTE SOWIE ZUR ÄNDERUNG DER RICHTLINIEN 2002/92/EG UND 2011/61/EU (NEUFASSUNG) UND DIE DAZUGEHÖRIGE VERORDNUNG ÜBER MÄRKTE FÜR FINANZINSTRUMENTE (MARKETS IN FINANCIAL INSTRUMENTS REGULATION, MIFIR, VERORDNUNG (EU) NR. 600/2014

First Berlin weist darauf hin, dass sie mit der Emittentin einen Vertrag zur Erstellung von Wertpapieranalysen abgeschlossen hat und dafür von der Emittentin bezahlt wird. First Berlin stellt die Wertpapieranalyse allen interessierten Wertpapierdienstleistungsunternehmen gleichzeitig zur Verfügung. Damit sieht First Berlin die in §64 WpHG formulierten Bedingungen für Zuwendungen, die als geringfügiger nichtmonetärer Vorteil zu werten sind, als erfüllt an.

STICHTAGE VON KURSEN

Falls nicht anders angegeben, beziehen sich aktuelle Kurse auf Schlusskurse des vorherigen Handelstages.

ABSTIMMUNG MIT DEM ANALYSIERTEN UNTERNEHMEN UND EINFLUSSNAHME

Die vorliegende Finanzanalyse basiert auf eigenen Recherchen und Erkenntnissen des Erstellers. Der Ersteller hat diese Studie ohne direkte oder indirekte Einflussnahme seitens des analysierten Unternehmens erstellt. Teile der Finanzanalyse wurden dem analysierten Unternehmen möglicherweise vor der Veröffentlichung ausgehändigt, um Unrichtigkeiten bei der Tatsachendarstellung zu vermeiden. Im Anschluss an eine solche mögliche Zurverfügungstellung wurden jedoch keine wesentlichen Änderungen auf Veranlassung des analysierten Unternehmens vorgenommen.

ANLAGEBEWERTUNGSSYSTEM

First Berlins System zur Anlagebewertung gliedert sich in eine Anlageempfehlung und eine Risikoeinschätzung.

ANLAGEEMPFEHLUNG

Die Empfehlungen, die sich nach der von First Berlin erwarteten Kursentwicklung in dem jeweils angegebenen Anlagezeitraum bestimmen, lauten wie folgt:

Kategorie		1	2
Aktuelle Marktkapitalisierung (in €)		0 - 2 Milliarden	> 2 Milliarden
Strong Buy ¹	erwartete positive Kursentwicklung von:	> 50%	> 30%
Buy	erwartete positive Kursentwicklung von:	> 25%	> 15%
Add	erwartete positive Kursentwicklung zwischen:	0% to 25%	0% to 15%
Reduce	erwartete negative Kursentwicklung zwischen:	0% to -15%	0% to -10%
Sell	erwartete negative Kursentwicklung von:	< -15%	< -10%

¹ Die erwartete Kursentwicklung ist verbunden mit einem großen Vertrauen in Qualität und Prognosesicherheit des Managements

Unser Empfehlungssystem platziert jedes Unternehmen in eine von zwei Marktkapitalisierungskategorien. Unternehmen der Kategorie 1 haben eine Marktkapitalisierung von €0 bis €2 Milliarden, und Unternehmen der Kategorie 2 eine Marktkapitalisierung von über €2 Milliarden. Die Schwellen bei der erwarteten Rendite, die unserem Empfehlungssystem zugrunde liegen, sind bei Unternehmen der Kategorie 2 niedriger als bei Unternehmen der Kategorie 1. Dies spiegelt das allgemein niedrigere Risiko wider, das mit Unternehmen mit höherer Marktkapitalisierung verbunden ist.

RISIKOBEWERTUNG

Die First-Berlin-Kategorien zur Risikobewertung sind Niedrig, Mittel, Hoch und Spekulativ. Sie werden durch zehn Faktoren bestimmt: Unternehmensführung und -kontrolle, Gewinnqualität, Stärke der Geschäftsleitung, Bilanz- und Finanzierungsrisiko, Positionierung im Wettbewerbsumfeld, Standard der Offenlegung der finanziellen Verhältnisse, aufsichtsrechtliche und politische Ungewissheit, Markenname, Marktkapitalisierung und Free Float. Diese Risikofaktoren finden Eingang in die First-Berlin-Bewertungsmodelle und sind daher in den Kurszielen enthalten. Die Modelle können von First-Berlin-Kunden angefordert werden.

ANLAGEEMPFEHLUNG- & KURSZIELHISTORIE

Bericht Nr.:	Tag der Veröffentlichung	Schlusskurs Vortag	Anlageempfehlung	Kursziel/Bewertung
Initial Report	26. November 2010	€ 13,30	Buy	€ 18,00
2...60	↓	↓	↓	↓
61	3. Dezember 2019	€ 40,80	Add	€ 48,00
62	20. Januar 2020	€ 53,00	Reduce	€ 51,00
63	28. Februar 2020	€ 44,10	Add	€ 51,00
64	6. April 2020	€ 39,05	Buy	€ 50,00
65	11. Mai 2020	€ 45,15	Add	€ 50,00
66	29. Mai 2020	€ 50,70	Add	€ 52,00
67	24. September 2020	€ 66,50	Reduce	€ 70,00
68	20. November 2020	€ 81,30	Add	€ 90,00
69	Heute	€ 93,20	Add	€ 103,00

ANLAGEHORIZONT

Die Ratings beziehen sich vorbehaltlich einer abweichenden Aussage in der Finanzanalyse auf einen Investitionszeitraum von zwölf Monaten.

AKTUALISIERUNG

Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieser Finanzanalyse steht noch nicht fest, ob, wann und zu welchem Anlass eine Aktualisierung erfolgt. Im Allgemeinen bemüht sich First Berlin, in zeitlich engem Zusammenhang mit der Erfüllung der Berichtspflichten durch das analysierte Unternehmen oder anlässlich von Ad Hoc Meldungen die Finanzanalyse auf ihre Aktualität hin zu überprüfen und gegebenenfalls zu aktualisieren.

ÄNDERUNGSVORBEHALT

Die in der Finanzanalyse enthaltenen Meinungen spiegeln die Einschätzung des Erstellers zum Veröffentlichungstag der Finanzanalyse wider. Der Ersteller der Finanzanalyse behält sich das Recht vor, seine Meinung ohne vorherige Ankündigung zu ändern.

Die gesetzlich erforderlichen Angaben über

- die wesentlichen Informationsgrundlagen für die Erstellung der Finanzanalyse;
- die Bewertungsgrundsätze und -methoden;
- die Sensitivität der Bewertungsparameter

entnehmen Sie bitte dem folgenden Internetlink: <http://firstberlin.com/disclaimer-german-link/>

AUFSICHTSBEHÖRDE: Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin), Graurheindorferstraße 108, 53117 Bonn und Marie-Curie-Straße 24-28, 60439 Frankfurt am Main

HAFTUNGSAUSSCHLUSS (DISCLAIMER)

ZUVERLÄSSIGKEIT VON INFORMATIONEN UND INFORMATIONQUELLEN

Die in dieser Studie enthaltenen Informationen basieren auf Quellen, die der Ersteller für zuverlässig hält. Eine umfassende Prüfung der Genauigkeit und Vollständigkeit von Informationen und der Zuverlässigkeit von Informationsquellen ist weder durch den Ersteller, noch durch First Berlin erfolgt. Für die Genauigkeit und Vollständigkeit von Informationen und die Zuverlässigkeit von Informationsquellen wird demzufolge keinerlei Gewähr übernommen, und weder der Ersteller, noch First Berlin, noch die für die Weitergabe oder die Verbreitung der Finanzanalyse verantwortliche Person, haften für direkte oder indirekte, unmittelbare oder mittelbare Schäden, die aus dem Vertrauen auf die Genauigkeit und Vollständigkeit von Informationen und die Zuverlässigkeit von Informationsquellen entstehen.

ZUVERLÄSSIGKEIT VON SCHÄTZUNGEN UND PROGNOSEN

Der Ersteller der Finanzanalyse hat Schätzungen und Prognosen nach bestem Wissen vorgenommen. Diese Schätzungen und Prognosen spiegeln die persönliche Meinung und Wertung des Erstellers wider. Prämissen für Schätzungen und Prognosen, sowie die Sichtweise des Erstellers auf solche Prämissen, unterliegen fortwährender Veränderung. Die jeweiligen Erwartungen über die zukünftige Wertentwicklung eines Finanzinstrumentes sind Ergebnis einer Momentaufnahme und können sich jederzeit ändern. Das Ergebnis einer Finanzanalyse beschreibt immer nur eine – die aus Sicht des Erstellers wahrscheinliche – zukünftige Entwicklung aus einer Vielzahl möglicher zukünftiger Entwicklungen.

Sämtliche Marktwerte oder Kursziele, die für das in dieser Finanzanalyse analysierte Unternehmen angegeben werden, können auf Grund verschiedener Risikofaktoren, einschließlich, aber nicht ausschließlich, Marktvolatilität, Branchenvolatilität, Maßnahmen des analysierten Unternehmens, Wirtschaftslage, Nichterfüllung von Ertrags- und/oder Umsatzprognosen, Nichtverfügbarkeit von vollständigen und genauen Informationen und/oder ein später eintretendes Ereignis, das sich auf die zugrunde liegenden Annahmen des Erstellers bzw. sonstiger Quellen, auf welche sich der Ersteller in diesem Dokument stützt, auswirkt, möglicherweise nicht erreicht werden. In der Vergangenheit erzielte Performance ist kein Indikator für zukünftige Wertentwicklungen; Vergangenheitswerte können nicht in die Zukunft fortgeschrieben werden.

Für die Genauigkeit von Schätzungen und Prognosen wird dementsprechend keinerlei Gewähr übernommen, und weder der Ersteller, noch First Berlin, noch die für die Weitergabe oder die Verbreitung der Finanzanalyse verantwortliche Person, haften für direkte oder indirekte, unmittelbare oder mittelbare Schäden, die aus dem Vertrauen auf die Richtigkeit von Schätzungen und Prognosen entstehen.

INFORMATIONSZWECKE, KEINE EMPFEHLUNG, AUFFORDERUNG, KEIN ANGEBOT ZUM KAUF VON WERTPAPIEREN

Die vorliegende Finanzanalyse dient Informationszwecken. Sie soll institutionelle Anleger unterstützen, eigene Investitionsentscheidungen zu treffen, jedoch dem Anleger in keiner Weise eine Anlageberatung zur Verfügung stellen. Weder der Ersteller, noch First Berlin, noch die für die Weitergabe oder die Verbreitung der Finanzanalyse verantwortliche Person, werden durch die Ausarbeitung dieser Finanzanalyse gegenüber einem Anleger als Anlageberater oder als Portfolioverwalter tätig. Jeder Anleger muss sich ein eigenes unabhängiges Urteil über die Geeignetheit einer Investition in Ansehung seiner eigenen Anlageziele, Erfahrungen, der Besteuerungssituation, Finanzlage und sonstiger Umstände bilden.

Die Finanzanalyse stellt keine Empfehlung oder Aufforderung und kein Angebot zum Kauf des in dieser Finanzanalyse genannten Wertpapiers dar. Weder der Ersteller, noch First Berlin, noch die für die Weitergabe oder die Verbreitung der Finanzanalyse verantwortliche Person, übernehmen demzufolge eine Haftung für Verluste, die sich direkt oder indirekt, unmittelbar oder mittelbar aus der wie auch immer gearteten Nutzung oder dem wie auch immer gearteten Gebrauch von Informationen oder Aussagen aus dieser Finanzanalyse ergeben.

Eine Entscheidung bezüglich einer Wertpapieranlage sollte auf der Grundlage unabhängiger Investmentanalysen und Verfahren sowie anderer Studien, einschließlich, jedoch nicht beschränkt auf, Informationsmemoranden, Verkaufs- oder Emissionsprospekte erfolgen und nicht auf der Grundlage dieses Dokuments.

KEIN ZUSTANDEKOMMEN VERTRAGLICHER SCHULDVERHÄLTNISSE

Durch die Kenntnisnahme von dieser Finanzanalyse wird der Empfänger weder zum Kunden von First Berlin, noch entstehen First Berlin durch die Kenntnisnahme irgendwelche vertraglichen, quasi-vertraglichen oder vorvertraglichen Verpflichtungen und/oder Verantwortlichkeiten gegenüber dem Empfänger. Insbesondere kommt kein Auskunftsvertrag zwischen First Berlin und dem Empfänger dieser Informationen zustande.

KEINE PFLICHT ZUR AKTUALISIERUNG

First Berlin, den Ersteller und/oder die für die Weitergabe oder die Verbreitung der Finanzanalyse verantwortliche Person trifft keine Pflicht zur Aktualisierung der Finanzanalyse. Anleger müssen sich selbst über den laufenden Geschäftsgang und etwaige Veränderungen im laufenden Geschäftsgang des analysierten Unternehmens informieren.

VERVIELFÄLTIGUNG

Der Versand oder die Vervielfältigung dieses Dokuments ist ohne die vorherige schriftliche Zustimmung von First Berlin nicht gestattet.

SALVATORISCHE KLAUSEL

Sollte sich eine Bestimmung dieses Haftungsausschlusses unter dem jeweils anwendbaren Recht als rechtswidrig, unwirksam oder nicht durchsetzbar erweisen, ist die betreffende Bestimmung so zu behandeln, als wäre sie nicht Bestandteil dieses Haftungsausschlusses; in keinem Fall berührt sie die Rechtmäßigkeit, Wirksamkeit oder Durchsetzbarkeit der übrigen Bestimmungen.

ANWENDBARES RECHT, GERICHTSSTAND

Die Erstellung dieser Finanzanalyse unterliegt deutschem Recht. Der Gerichtsstand für etwaige Streitigkeiten ist Berlin (Deutschland).

KENNTNISNAHME VOM HAFTUNGSAUSSCHLUSS

Durch die Kenntnisnahme von dieser Finanzanalyse bestätigt der Empfänger die Verbindlichkeit der vorstehenden Ausführungen.

Indem der Empfänger dieses Dokument nutzt oder sich gleich in welcher Weise darauf verlässt, akzeptiert er die vorstehenden Beschränkungen als für ihn verbindlich.

QUALIFIZIERTE INSTITUTIONELLE INVESTOREN

Die Finanzanalysen von First Berlin sind ausschließlich für qualifizierte institutionelle Investoren bestimmt.

Dieser Bericht ist nicht zur Verbreitung in den USA und/oder Kanada bestimmt.