

Energiewende-Index Deutschland 2020 – Versorger müssen sich neu erfinden

Thomas Vahlenkamp, Michael Peters und Ingmar Ritzenhofen

Trotz weiterhin positiver Indexentwicklung und jüngster energiepolitischer Entscheidungen bleiben wichtige Ziele der Energiewende in Deutschland unerreichbar. Vor allem bei zentralen Indikatoren wie dem CO₂e-Ausstoß und der EEG-Umlage stehen die Chancen auf eine Zielerreichung bis 2020 dauerhaft schlecht. Die neuen politischen Realitäten der Energiewende setzen zudem die Energieversorger immer mehr unter erheblichen Druck. Sie sind gezwungen, ihre Geschäftsmodelle anzupassen, so die aktuellen Analyseergebnisse des Energiewende-Index 2020.

Die gute Nachricht: Der positive Trend, den der Energiewende-Index Deutschland seit seiner Einführung im Jahr 2012 verzeichnet, setzt sich weiter fort. Von den 15 Indikatoren, die halbjährlich untersucht werden, gelten nur noch sechs in ihrer Zielerreichung als „unrealistisch“, sieben werden als „realistisch“ eingestuft: Dazu zählen der Solar-PV-Ausbau, der Stromverbrauch, der Ausfall der Stromversorgung, die gesicherte Reservemarge, die Arbeitsplätze in erneuerbaren Energien und in stromintensiven Industrien sowie erstmals der Offshore-Wind-Ausbau. Für zwei Indikatoren – Anbindung der Offshore-Windparks sowie Ausbau der Transportnetze – besteht „leichter Anpassungsbedarf“. Insgesamt haben zuletzt sechs der untersuchten 15 Indikatoren positive Tendenzen gezeigt.

Trotz weiterer Verbesserungen – die Kernprobleme bleiben

Die schlechte Nachricht: In ihrer Zielerreichung weiterhin „unrealistisch“ verbleiben die zentralen Indikatoren CO₂e-Ausstoß und EEG-Umlage. Mehr noch – die Aussichten auf eine Trendwende bis 2020 sind dauerhaft schlecht. Beim CO₂e-Ausstoß stehen noch Einsparungen in Höhe von 181 Mt an. Um das 2020-Ziel zu erreichen, müssten sich ab sofort die durchschnittlichen jährlichen CO₂e-Minderungsraten gegenüber dem Zeitraum 2000 bis 2014 etwa vervierfachen. Es ist äußerst fragwürdig, ob das „Aktionsprogramm Klimaschutz 2020“ der Bundesregierung diese Lücke schließen wird. Schon das zusätzlich vorgesehene Einsparungspotenzial im Stromsektor in Höhe von 22 Mt CO₂e ist durch die verabschiede-

ten Maßnahmen „Kapazitätsreserve Braunkohlekraftwerke“ und „KWK Bestandsförderung“ kaum zu erreichen.

Auch für die EEG-Umlage ist der Ausblick negativ: Nach Prognosen von AGORA Energiewende wird diese bis 2023 von heute 6,17 ct/kWh auf 7 bis 8 ct/kWh ansteigen – vor allem getrieben durch den Offshore-Wind-Ausbau. Das ursprünglich von der Politik formulierte EEG-Umlageziel in Höhe von 3,5 ct/kWh bleibt damit in weiter Ferne. Ebenso ist die Zielerreichung für die Indikatoren Kosten Netzeingriffe sowie trotz leichter Verbesserungen für die Indikatoren Haushalts- und Industriestrompreis und Primärenergieverbrauch weiterhin „unrealistisch“.

Die Ergebnisse im Detail

Indikatoren mit verbesserter Zielerreichung

■ Der Offshore-Wind-Ausbau schreitet voran: Die installierte Gesamtkapazität von Offshore-Windparks ist auf 2,8 GW angestiegen. Dadurch verbessert sich der Indikator im Vergleich zur letzten Erhebung deutlich von 79 % auf 170 %. Die Zielerreichung wird daher nun erstmals als „realistisch“ eingestuft (Abb. 1).

■ Die Anbindung der Offshore-Windparks verläuft erfolgreich: Im vergangenen Halbjahr sind weitere sechs Offshore-Windparks mit insgesamt 1,8 GW angeschlossen worden. Damit hat sich die installierte Leistung innerhalb kürzester Zeit fast verdreifacht. Zurzeit ist nur noch ein Offshore-Windpark nicht ans Stromnetz angebunden. Die Zielerreichung sprang infolgedessen von -75 % auf 75 % – und damit von „unrealistisch“ auf „leichter Anpassungsbedarf“ (Abb. 2).

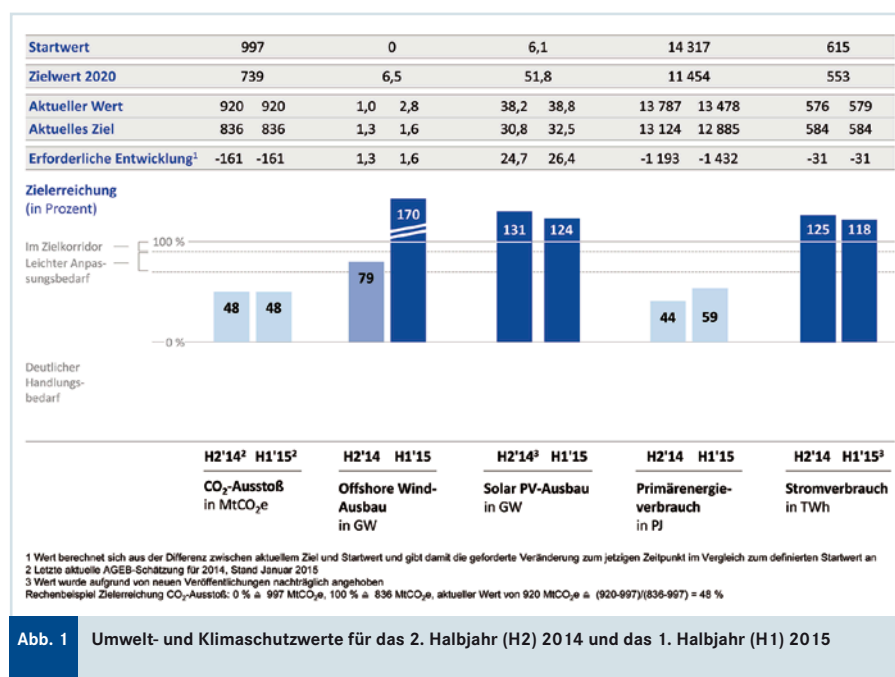


Abb. 1 Umwelt- und Klimaschutzwerte für das 2. Halbjahr (H2) 2014 und das 1. Halbjahr (H1) 2015

Indikatoren mit verschlechterter Zielerreichung

Der Ausbau der Transportnetze verzögert sich: Seit vergangenem März entstanden 41 neue Leitungskilometer – nur rund halb so viel wie geplant. Der Indikator verschlechtert sich damit in seiner Zielerreichung von „realistisch“ auf „leichter Anpassungsbedarf“. Da für die Zukunft von weiteren Verzögerungen bei den Bauvorhaben auszugehen ist, muss mittlerweile die Zielerreichung insgesamt in Frage gestellt werden. Auch ist mit einem erheblichen Kostenanstieg zu rechnen, wenn für den Netzausbau in Zukunft vermehrt Erdkabel verwendet werden.

Um diese Entwicklungen besser zu erfassen, wurde der Indikator von uns angepasst. Grundlage für die Berechnung bildeten bislang nur die Ziele aus den Plänen des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG). Da diese Ziele aber jeweils an den aktuellen Stand des Netzausbaus angeglichen wurden, lag deren Erreichung in der Regel immer bei „realistisch“. Der angepasste Indikatorwert berücksichtigt ab sofort nicht nur die bereits beschlossenen Projekte gemäß ihrer Erstaufnahme ins EnLAG, sondern auch neue Netzausbauprojekte.

Veränderung bei Indikatoren mit „realistischer“ Zielerreichung

Der Solar-PV-Ausbau ist leicht rückläufig: Die Zielerreichung für den Indikator Solar-PV-Ausbau ist seit Ende 2012 kontinuierlich gesunken – aber auf sehr hohem Niveau. Durch die Verlangsamung des Zubaus auf aktuell rd. 100 MW im Monat schrumpft die Zielerreichung zwar um 7 Prozentpunkte, bleibt aber mit 124 % stabil realistisch. Infolge der hohen Zubauraten früherer Jahre liegt die installierte Kapazität mit 38,8 GW (Juni 2015) noch immer über dem Zielwert von 32,5 GW.

Der Stromverbrauch bewegt sich weiterhin im Zielkorridor: Im zuletzt publizierten Index vom Frühjahr war zum Stromverbrauch des Jahres 2014 ein erster Schätzwert von 576 TWh zugrunde gelegt worden. Dieser wurde nun auf 579 TWh leicht nach oben korrigiert. Damit bleibt der Indikator aber noch immer unter dem Zielwert von 584 TWh, die aktuelle Zieler-

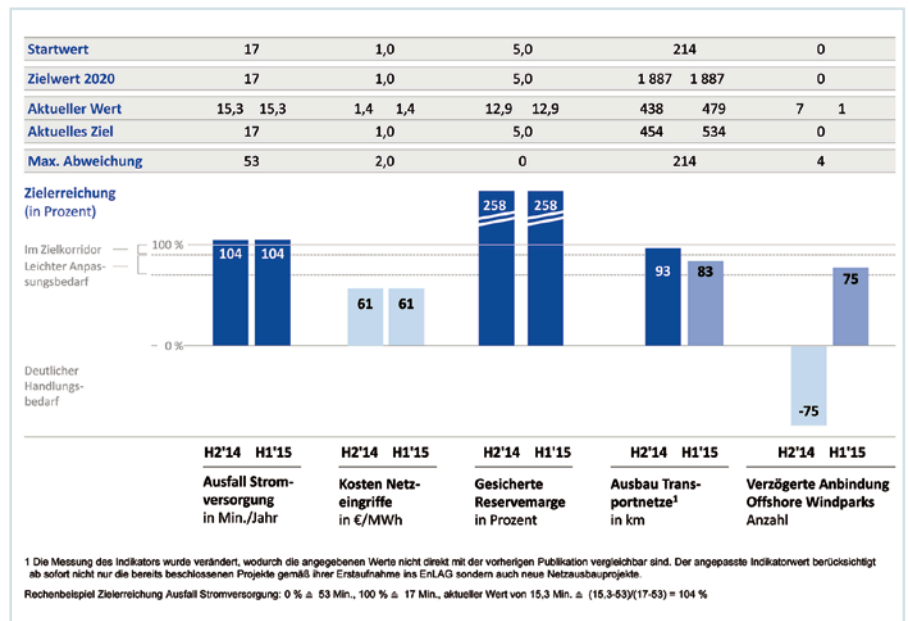


Abb. 2 Bewertung der Versorgungssicherheit für H2 2014 und H1 2015

reichung liegt damit bei 118 %. Als Gründe für die insgesamt geringere Stromnachfrage in Deutschland nennt die AG Energiebilanzen vor allem die schwache Konjunktur-entwicklung energieintensiver Industrien, die milde Witterung sowie Effizienzverbesserungen.

Die Arbeitsplätze in stromintensiven Industrien bleiben nahezu unverändert: Die Anzahl der Beschäftigten in energieintensiven Industrien hat sich geringfügig

auf 1,6 Mio. erhöht. Das gesetzte Ziel von 1,59 Mio. Stellen wird damit weiterhin übertroffen. Die Zielerreichung ist mit 103 % nach wie vor stabil „realistisch“ (Abb. 3).

Veränderung bei Indikatoren mit „unrealistischer“ Zielerreichung

Der Primärenergieverbrauch sinkt: Beim Verbrauch von Primärenergie wie Kohle, Öl oder Erdgas konnten im vergangenen Jahr

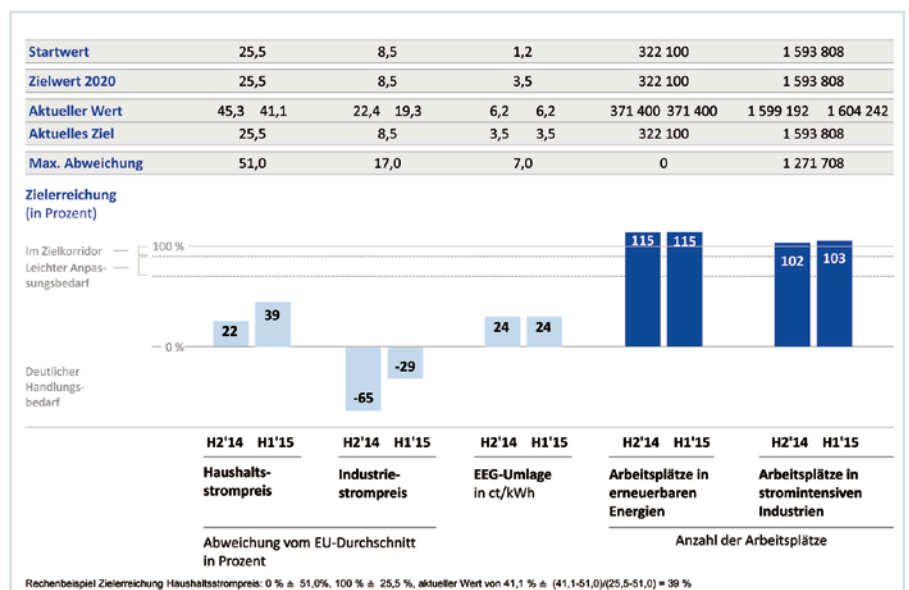


Abb. 3 Wirtschaftlichkeitsbewertung für H2 2014 und H1 2015

durch Effizienzgewinne Einsparungen in Höhe von rd. 300 PJ erzielt werden (-2,2 %). Insgesamt verbessert sich der Indikator um 15 Prozentpunkte, liegt aber hinsichtlich der Zielerreichung immer noch bei nur 59 %. Um den für 2020 avisierten Wert von 11 454 PJ zu erreichen, müssen noch weitere 2 024 PJ eingespart werden. Damit bleibt das Ziel bis auf weiteres „unrealistisch“.

■ Die Haushaltsstrompreise liegen weit über EU-Schnitt: Mit derzeit 29,3 ct/kWh liegen die Haushaltsstrompreise in Deutschland noch immer 41,1 % über dem Durchschnittspreis der westeuropäischen Länder, obgleich dieser zuletzt leicht anstieg und parallel dazu die Strompreise hierzulande um 0,5 ct/kWh zurückgegangen waren. Die leichte Preissenkung in Deutschland resultiert aus der erstmals niedrigeren EEG-Umlage sowie weiterhin sinkenden Beschaffungskosten. Da jedoch in den kommenden Jahren eher wieder von steigenden Umlagen auszugehen ist, wird die Belastung für die deutschen Verbraucher im europäischen Vergleich überproportional hoch bleiben. Die Zielerreichung des Indikators muss daher trotz der aktuellen Verbesserung auf 39 % weiter als „unrealistisch“ eingestuft werden.

■ Die Industriestrompreise sind geringfügig gesunken: Die Preise für Industriekunden liegen mit 11,2 ct/kWh noch immer 19 % über dem EU-Durchschnitt, obgleich sie ähnlich wie die Haushaltsstrompreise zuletzt um 0,4 ct/kWh gesunken sind. Hauptgrund dafür dürfte der gefallene Börsenpreis sein, der noch im Dezember letzten Jahres bei 38 €/MWh lag und bis Juni 2015 auf rund 30 €/MWh fiel. Zwar führte die Preissenkung zu einer Verbesserung des Zielerreichungswerts von -65 % auf -29 %. Der Indikator bleibt damit aber immer noch weit hinter den ursprünglichen Erwartungen zurück und ist in seiner Zielerreichung nach wie vor „unrealistisch“.

Neue Realitäten – Versorger müssen ihr Geschäft anpassen

Die Energiewende setzt die deutschen Versorger unter wachsenden Profitabilitätsdruck. E.ON schrieb 2011 den ersten Verlust seiner Firmengeschichte, RWE verbuchte 2013 den ersten Verlust seiner Nachkriegsgeschichte. Börsenwert und Bonität beider Unternehmen sackten auf historische Tiefstände. Hauptursachen für diese

Entwicklung sind die drastisch gesunkenen Börsenstrompreise infolge des Ausbaus der erneuerbaren Energien sowie der Ausstieg aus der Kernenergie.

Eine Besserung der derzeitigen Rahmenbedingungen für die Versorger ist nicht in Sicht: Laut Bundesregierung soll der Anteil der erneuerbaren Energien bis 2025 auf 40 bis 45 % steigen. Zudem wird in Deutschland in den kommenden Jahren voraussichtlich kein Kapazitätsmarkt eingeführt – dieser hätte sich positiv auf die Profitabilität der konventionellen Stromerzeugung ausgewirkt. Bezieht man noch die zusätzlichen finanziellen Risiken aus bisherigen Gesetzesinitiativen ein, etwa zur Klimaabgabe und zum langfristigen Kohleausstieg, ist eher von einer weiteren Verschärfung der Rahmenbedingungen für die Unternehmen auszugehen.

Die Energieversorger werden nicht umhin kommen, ihre Geschäftsmodelle an die „neue Normalität“ anzupassen. Viele von ihnen werden sich regelrecht neu erfinden müssen. Was bedeutet das für die Unternehmen? Grundsätzlich müssen Energieversorger ausloten, nach welcher Logik sie ihr Geschäft entlang der Wertschöpfungskette aufstellen wollen und wie hoch ihre jeweiligen unternehmerischen Freiheitsgrade sind, um Anpassungen vorzunehmen.

Die Mehrzahl insbesondere der großen Energieversorger verfügt noch immer über das klassische integrierte Geschäftsmodell. Von der Stromerzeugung über Handel und Netzgeschäft bis hin zum Endkundenmarkt wird die Wertschöpfungskette vollständig abgedeckt. Die Logik dahinter ist eine Kombination aus einer Ähnlichkeit der Erfolgsfaktoren entlang der Wertschöpfungskette – also die Fähigkeiten oder das finanzielle Profil – und einem organisatorischen Zusammenhalt, der sich aus Synergien zwischen den Wertschöpfungsschritten ergibt, z. B. Skaleneffekte und Marktsynergien.

Die Attraktivität des integrierten Geschäftsmodells nimmt jedoch seit Jahren ab, da der organisatorische Zusammenhalt in den Versorgungsunternehmen schwächer geworden ist. Haupttreiber der Entwicklung sind liquidere Strommärkte, geringere Transaktionskosten durch zunehmende Digitalisierung sowie das regulatorisch getriebene

„Unbundling“, also die Trennung des Netzgeschäfts von Vertrieb und Erzeugung.

Die Folge ist ein immer stärkeres Aufbrechen der klassischen integrierten Wertschöpfungskette – der Trend geht zu spezialisierten Unternehmen mit breiter geografischer Aufstellung. Vorreiter sind hier internationale Übertragungsnetzbetreiber wie das britische Unternehmen National Grid, globale Handelshäuser wie Vitol mit Hauptsitz in Rotterdam oder international operierende Projektentwickler im Bereich erneuerbare Energien wie das US-amerikanische Halbleiterunternehmen SunEdison.

Viele Energieversorger stehen erst am Anfang dieser Entwicklung. E.ON bspw. hat sich durch die Abspaltung des konventionellen Kraftwerksgeschäfts ein spezialisiertes Geschäftsmodell geschaffen, dennoch ist die „New E.ON“ nach wie vor ein stark integrierter Energieversorger. Vor dem Hintergrund der aktuellen Entwicklungen haben Energieversorger vier grundlegende Möglichkeiten, ihr Geschäftsmodell anzupassen, um auch zukünftig wettbewerbsfähig zu sein:

■ Eine exzellente Umsetzung des klassischen Geschäftsmodells: Energieversorger können weiterhin breit aufgestellt sein, müssen dann jedoch fundamentale Anpassungen vornehmen. Gelingen kann dies z. B. über Kostensenkungen durch Restrukturierung des bestehenden Geschäfts inkl. konsequenter Schließung nicht profitabler Erzeugungskapazität oder durch die schnelle und rigorose Umschichtung von Kapital und Managementkapazität, etwa von der konventionellen Stromerzeugung hin zur Entwicklung von erneuerbarer Erzeugungskapazität. Als Sonderfall umfasst dies auch die Schaffung eines „National Champions“. In den Niederlanden wurde dies bereits erfolglos mit Essent und Nuon versucht, in Polen dauern die Diskussionen hierüber noch an. In Deutschland laufen ähnliche Diskussionen z. B. über die, von der Gewerkschaft IG BCE vorgeschlagene „Deutsche Steinkohle-Verstromungs-Gesellschaft“. Konkrete Ergebnisse sind jedoch noch nicht absehbar.

■ Eine Spezialisierung mit breiter geografischer Aufstellung: Energieversorger können sich auch auf ausgewählte Teile der Wertschöpfungskette fokussieren, wie bspw.

Feedback erwünscht

Der Energiewende-Index bietet alle sechs Monate einen Überblick über den Status der Energiewende in Deutschland. Reaktionen und Rückmeldungen seitens der Leser sind ausdrücklich erwünscht und werden bei der Aktualisierung des Index berücksichtigt, sofern es sich um öffentlich zugängliche Daten und Fakten handelt. Auf der Website von McKinsey besteht die Möglichkeit, den Autoren Feedback zum Thema Energiewende zu geben: www.mckinsey.de/energiewendeindex

der Übertragungsnetzbetreiber National Grid. Um eine kritische Größe des Geschäfts sicherzustellen und um Wettbewerbsvorteile zu nutzen, ist diese breite geographische Aufstellung oftmals sehr sinnvoll.

■ Fokus auf „New Downstream“/neue Geschäftsmodelle: Energieversorger haben auch die Möglichkeit, Synergien jenseits der klassischen Energieversorgung zu nutzen. Ein Beispiel sind „New Downstream“-Angebote im Endkundengeschäft wie Smart Home, Nachfragemanagement oder Services rund um die Verbesserung der Energieeffizienz. Hier stehen Energieversorger allerdings auch im Wettbewerb mit Anbietern außerhalb der eigenen Branche, z. B. aus der Telekommunikations- und IT-Industrie. Nur wenige Energieversorger haben hierfür selber alle erforderlichen Fähigkeiten, so dass sich Kooperationen mit Unternehmen aus anderen Industrien anbieten.

■ Internationalisierung: Zusätzlich können Energieversorger Opportunitäten au-

ßerhalb ihrer geographischen Kernmärkte entwickeln, bspw. in Märkten mit hohen Wachstumsraten und einem Bedarf an Know-how im Bereich der Energieversorgung. Der französische Strom- und Gaskonzern GDF Suez (seit April umbenannt in Engie) z. B. verfolgt diese Strategie erfolgreich und ist mittlerweile nach eigenen Angaben in mehr als 70 Ländern auf fünf Kontinenten aktiv.

Handlungsbedarf angesichts der Energiewende

Letzten Endes hängt die Realisierbarkeit eines bestimmten Geschäftsmodells maßgeblich von den unternehmensspezifischen Freiheitsgraden ab, die ein Energieversorger besitzt. Diese Freiheitsgrade bemessen sich z. B. nach den Kernkompetenzen des Unternehmens und seiner Fähigkeit, darüber hinaus neue Kompetenzen zu erwerben, die für ein bestimmtes Geschäftsmodell entscheidend sind. Ein weiterer Einfluss-

faktor ist die Finanzstärke des Versorgers, die darüber bestimmt, ob Akquisitionen möglich sind, um in Richtung eines neuen Geschäftsmodells zu wachsen. Nicht zuletzt kommt es auf die Stakeholder und deren Bereitschaft an, eine radikale Umstrukturierung des Unternehmens mitzutragen.

Anpassungen des Geschäftsmodells à la E.ON können somit nicht als Blaupause für alle Energieversorger dienen. Dass grundsätzlich aber Handlungsbedarf besteht und Energieversorger in Deutschland sich teils neu aufstellen, teils neu erfinden müssen, steht angesichts der Realität „Energiewende“ außer Frage.

Dr. T. Vahlenkamp, Direktor, McKinsey & Company, Düsseldorf; Dr. M. Peters, Associate Principal, McKinsey & Company, Köln; Dr. I. Ritzenhofen, Senior Associate, McKinsey & Company, Köln
thomas_vahlenkamp@mckinsey.com