

Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland nach dem BEE-Szenario „Stromversorgung 2020“

Hintergrundpapier zur Studie von Fraunhofer IWES im
Auftrag des BEE

Berlin, 15. September 2009



Ausgangslage und Ziel der Studie

Der Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) hat im Januar 2009 seine Branchenprognose „Stromversorgung 2020“ vorgelegt, die den Ausbau der Erneuerbaren Energien im Stromsektor untersucht. Die zentralen Ergebnisse: Der Anteil der Erneuerbaren am Stromverbrauch steigt bis 2020 auf 47%. Der Atomausstieg wird kompensiert und darüber hinaus der Verbrauch von Kohle und Gas zur Stromerzeugung reduziert. Es gibt weder eine Stromlücke, noch sind zusätzliche konventionelle Großkraftwerke erforderlich. (www.stromversorgung2020.de)

Die Branchenprognose ermittelte den Zubau der Kraftwerksleistung und die daraus resultierende Stromproduktion in der Summe über das gesamte Jahr. Da die Einspeisung aus Wind-, Sonnen- und Wasserkraftwerken wetterabhängig ist, gibt es jedoch Schwankungen der Stromproduktion im Zeitverlauf. Bei steigendem Anteil von Erneuerbaren Energien stellt sich demnach die Frage, wie das erforderliche Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt gewährleistet werden kann.

Für eine detaillierte Analyse müssen Energieerzeugung und Energieverbrauch in hoher zeitlicher Auflösung simuliert werden, um so die Auswirkungen der Integration von Erneuerbaren Energien auf den verbleibenden konventionellen Kraftwerkspark bewerten und die notwendigen Schlussfolgerungen in technischer und politischer Hinsicht ableiten zu können. Daher beauftragte der BEE das Fraunhofer IWES, Lastkurven für 2020 unter realen Wetterbedingungen zu simulieren.

Methode

Das Fraunhofer IWES simulierte auf Basis der meteorologischen und hydrologischen Bedingungen des Beispieljahres 2007 die stündlichen Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien, die sich unter den Ausbauannahmen der Branchenprognose „Stromversorgung 2020“ für das Jahr 2020 bei gleichen meteorologischen Bedingungen ergeben würden. Das so erzeugte Einspeiseszenario versteht sich daher als Fallstudie.

Der Strombedarf wurde von 2007 auf das Jahr 2020 nach BEE-Annahmen skaliert. Danach bleibt der Stromverbrauch bis 2010 zunächst konstant und sinkt dann jährlich um 0,35 Prozent bis zum Jahr 2020. Die Datenbasis für die Berechnung des Strombedarfs bildet der von der Union für die Koordinierung des Transports von Elektrizität (UCTE) veröffentlichte Nettostromverbrauch in Deutschland.

Wind-, Solaranlagen und Laufwasserkraftwerke wurden in der Simulation in hoher räumlicher Auflösung berücksichtigt. Die regionale Verteilung der installierten Kapazität der Erneuerbaren Energien wurde dabei in Anlehnung an Dena (2005)¹ für die Windenergie und für die Solarenergie nach Bofinger/Saint-Drenan (2008)² skaliert.

In der Simulation wurde die Erzeugung aus Pumpspeicherwerken sowie der Stromaustausch mit den Nachbarländern (Im- und Export) so an die Einspeisung aus

¹ DENA Netzstudie (2005): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Berlin

² Bofinger, S.; Saint-Drenan, Y.-M. (2008): Studie: Rolle der Solarstromerzeugung in zukünftigen Energieversorgungsstrukturen - Welche Wertigkeit hat Solarstrom?, Kassel

den nicht-regelbaren Erneuerbaren Energiequellen Windkraft, Photovoltaik, Laufwasserkraft, Geothermie und nicht-regelbarer Bioenergie angepasst, dass die verbleibende Last möglichst geringe Schwankungen aufweist. Basis dafür sind physikalische und empirische Modelle der jeweiligen Kraftwerks- bzw. Anlagentypen. Der verbleibende Energiebedarf wird als Residuallast (=Restlast) bezeichnet, dieser wird aus konventionellen Kraftwerken gedeckt.

Ergebnisse

- Der Bedarf an konventionellen Großkraftwerken, die im Dauerbetrieb Strom produzieren, sinkt im Jahr 2020 auf etwa die Hälfte gegenüber 2007 ab. Während heute 43,9 GW konventioneller Kraftwerksleistung mit mehr als 8000 Stunden fast durchgehend im Jahr Strom produzieren können, besteht dann nur noch eine dauerhafte Nachfrage nach 24,5 GW aus Kohle- oder Kernkraftwerken. Der übrige Teil des dauerhaften Strombedarfs, der so genannten Grundlast, wird 2020 durch Erneuerbare Energien und Pumpspeicher gedeckt.

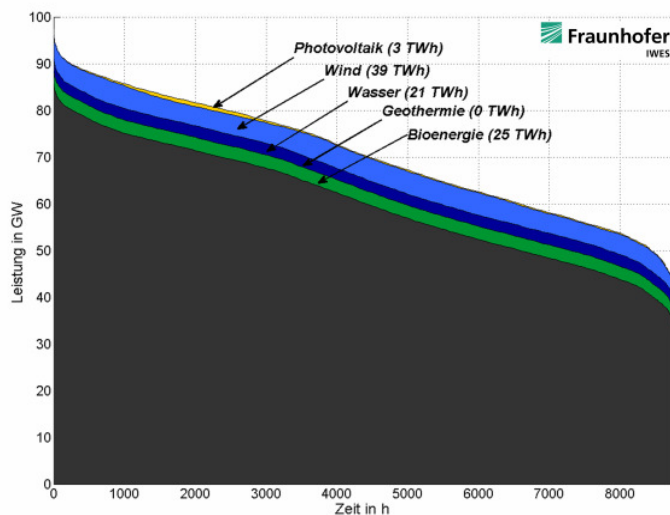


Abb. 1.: Jahresdauerlinie 2007

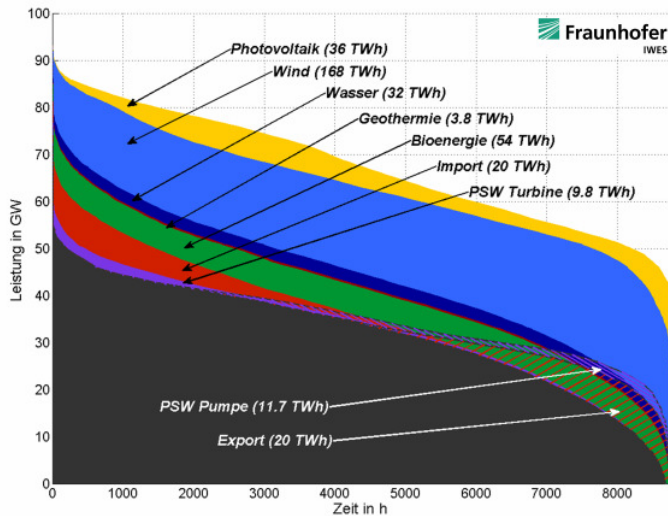


Abb. 2: Jahresdauerlinie 2020

Die Abbildungen 1 und 2 zeigen die Jahresdauerlinien im Jahr 2007 sowie im modellierten Jahr 2020.

Jahresdauerlinien bilden die sortierten Stundenlasten von der Jahreshöchstlast (links) bis zur minimalen Last (rechts) ab. Auf der x-Achse ist jeweils die Summe der Stunden abgetragen, in der eine Nachfrage nach der auf der y-Achse abgetragenen Leistung besteht. Die konventionellen Kraftwerke konkurrieren demnach um die grau eingefärbte residuale Last, die nicht aus Erneuerbaren Energien abgedeckt wird. Der Vergleich der Abbildungen zeigt deutlich, dass die residuale Last im Bereich der dauernd (mehr als 8000 Stunden) abgefragten Leistung im Jahre 2020 deutlich niedriger als noch im Jahre 2007 ist. Die konventionellen Kraftwerke, die praktisch nur in diesem Dauerbetrieb rentabel operieren, konkurrieren dann in Deutschland um einen deutlich kleineren Markt.

Beitrag der Erneuerbaren Energien in ausgewählten „Extremwochen“

Dass die Erneuerbaren Energien die Stromversorgung verlässlich gewährleisten, lässt sich anschaulich anhand einiger beispielhafter „Extremwochen“ darstellen. Auf den folgenden Seiten werden die

- Woche mit dem Zeitpunkt der maximalen EE-Einspeisung
- Woche mit dem Zeitpunkt der minimalen EE-Einspeisung
- Woche mit dem Moment der Jahreshöchstlast

jeweils im Vergleich der Jahre 2007 und 2020 dargestellt. Abbildung 3 zeigt die Verteilung dieser Kalenderwochen über das Jahr.

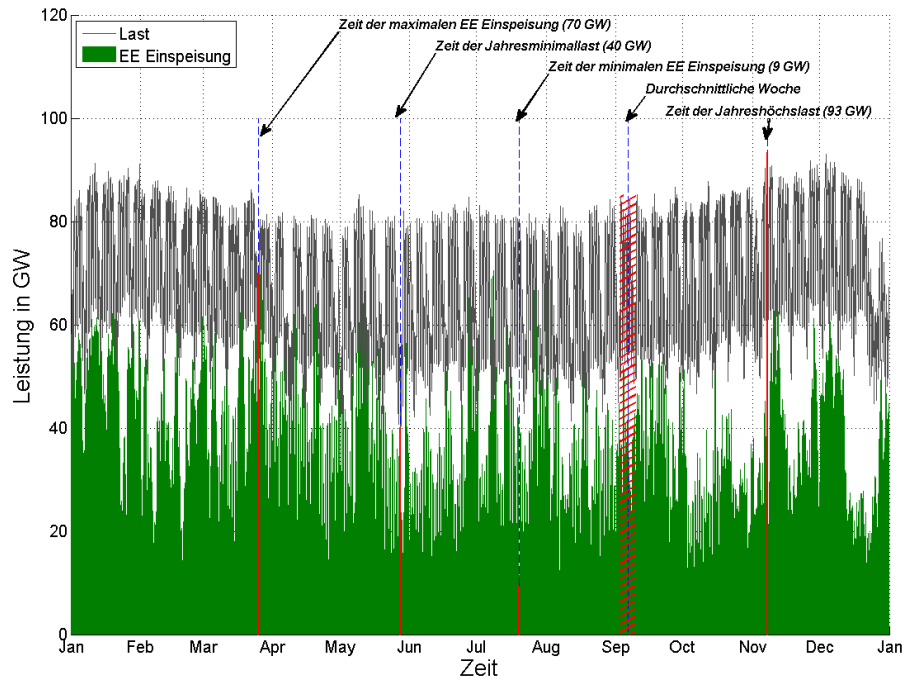


Abb. 3: Verteilung ausgewählter „Extremwochen“ im Kalenderjahr

Woche mit dem Moment der maximalen EE-Einspeisung

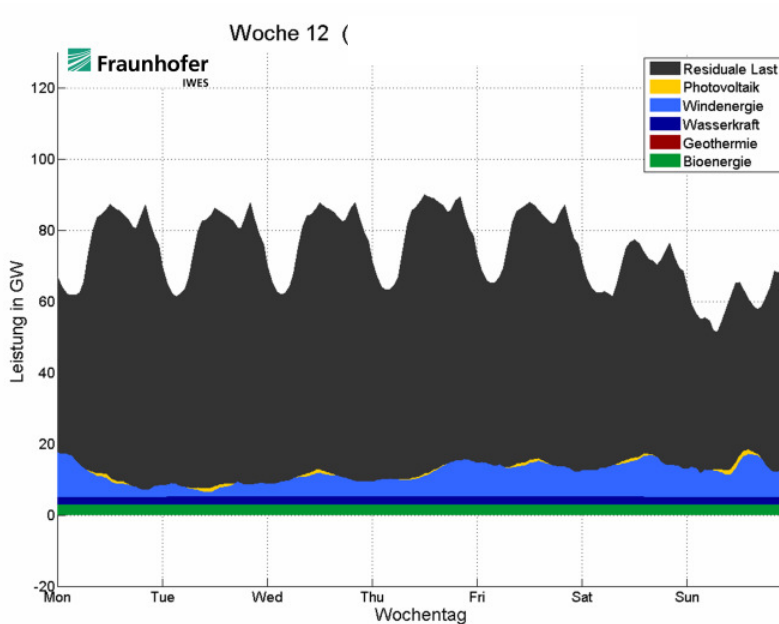


Abb. 4: Woche mit dem Moment der maximalen EE-Einspeisung (2007)

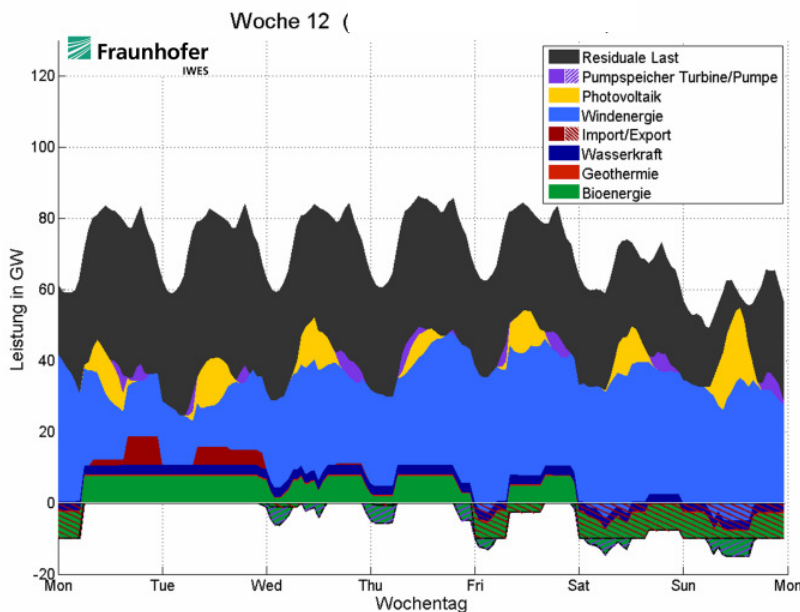


Abb. 5: Woche mit dem Moment der maximalen EE-Einspeisung (2020)

Im Jahr 2007 lieferten die Erneuerbaren Energien zum Zeitpunkt ihrer maximalen Einspeisung 18,1 GW (Abb. 4). Der Bedarf betrug zu diesem Zeitpunkt 63,1 GW. Würden nach der vorliegenden Simulation im Jahre 2020 die selben meteorologischen Bedingungen herrschen, würden die Erneuerbaren Energien zu diesem Zeitpunkt mit einer Einspeisung von 70 GW den Bedarf zu diesem Zeitpunkt (58 GW) sogar mehr als decken. Ein Teil der regenerativen Produktion wird in diesem Beispiel zum Befüllen der Pumpspeicher genutzt.

Woche mit dem Moment der minimalen EE-Einspeisung

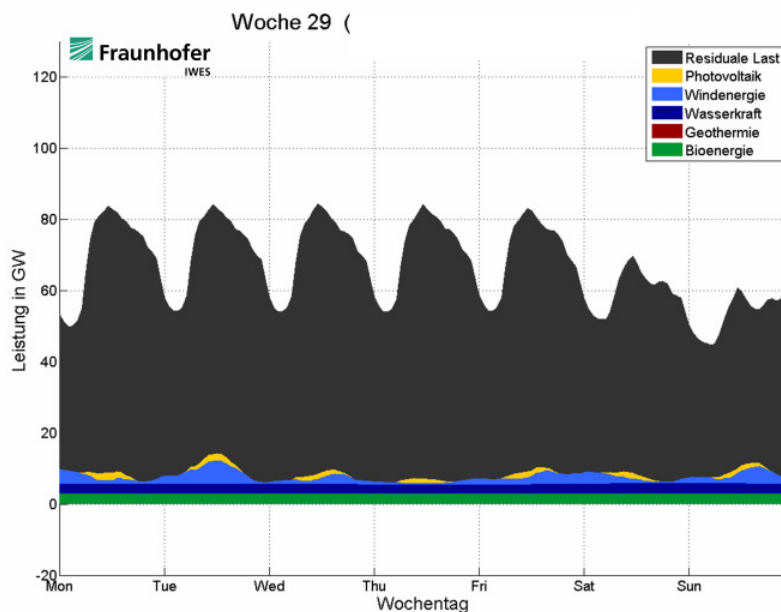


Abb. 6: Woche mit dem Moment der minimalen EE-Einspeisung (2007)

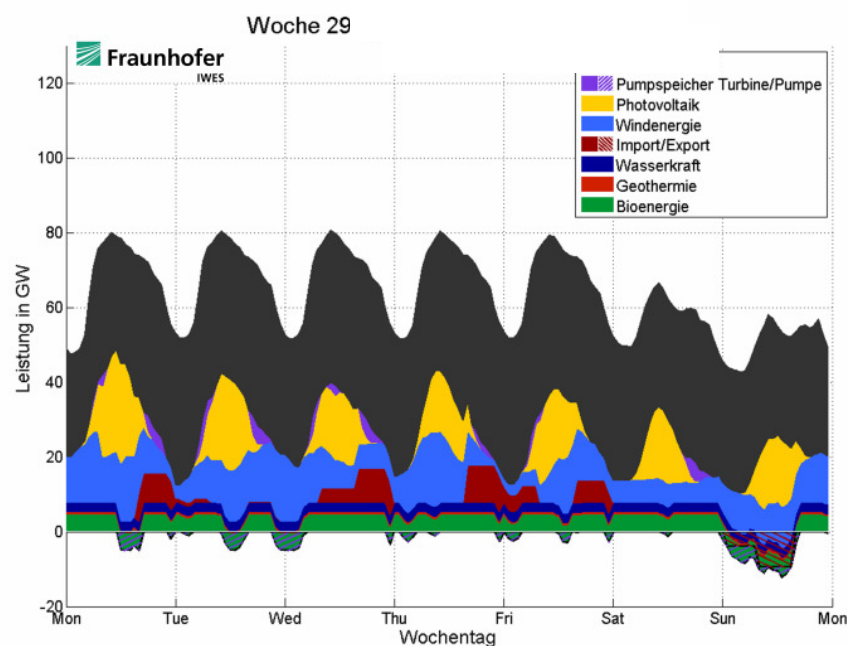


Abb. 7: Woche mit dem Moment der minimalen EE-Einspeisung (2020)

Strom aus Erneuerbaren Energien wird zu jedem Zeitpunkt eingespeist. Zum Zeitpunkt der minimalen Einspeisung waren 2007 immerhin noch 6,8 GW am Netz.

Im Jahr 2020 würden bei gleichen Bedingungen 9 GW aus Erneuerbaren Energien eingespeist, die zu diesem Zeitpunkt 15 Prozent des dann bestehenden Bedarfs in Höhe von 60 GW decken.

Woche mit dem Moment der Jahreshöchstlast

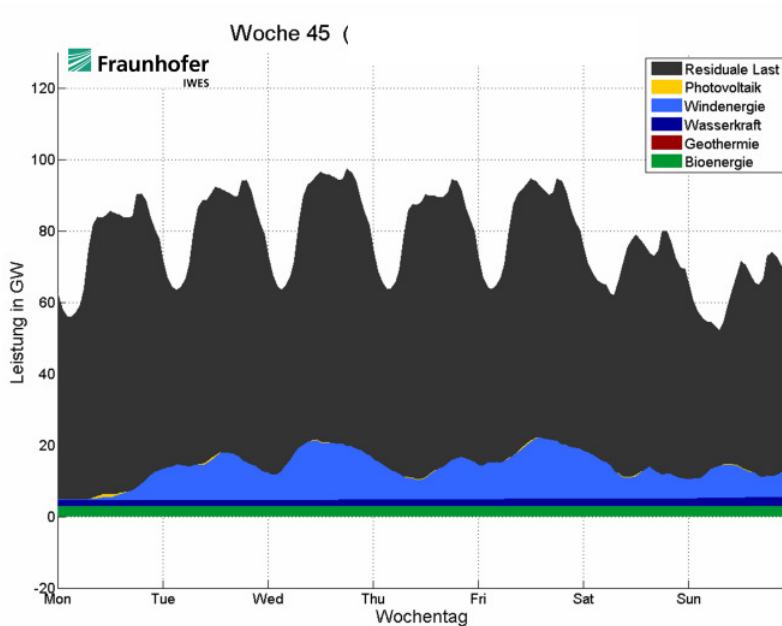


Abb. 8: Woche mit dem Moment der Jahreshöchstlast (2007)

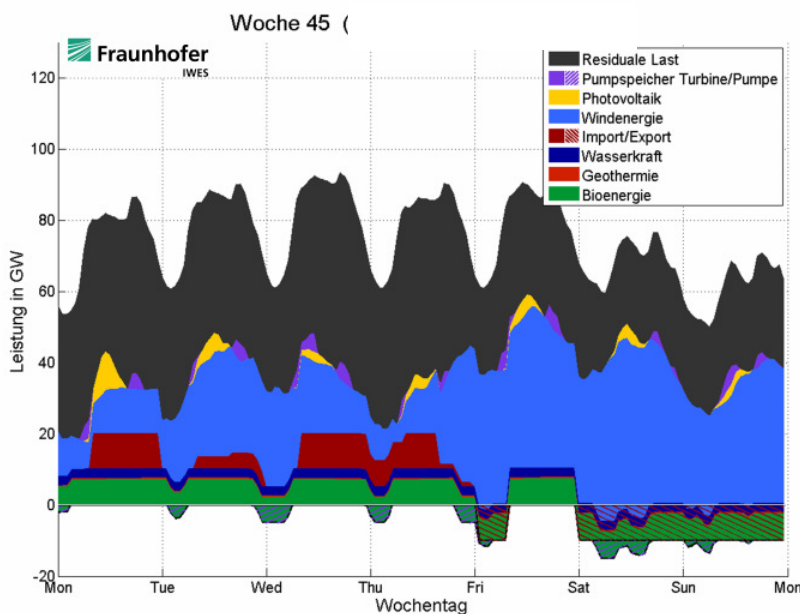


Abb. 9: Woche mit dem Moment der Jahreshöchstlast (2020)

Im Moment der Jahreshöchstlast 2020, die im Modell im November (Kalenderwoche 45) abgefragt wird, decken die Erneuerbaren Energien aufgrund eines relativ hohen Windangebots mit 27 Prozent mehr als ein Viertel der Nachfrage ab. Auffällig ist der vergleichsweise niedrige Beitrag der Geothermie zur Stromproduktion in diesem Moment. Aufgrund der niedrigen Temperaturen zu diesem Zeitpunkt geht das Modell vom primären Einsatz der vorhandenen Geothermiekraftwerke für die Wärmeproduktion aus.

Schlussfolgerungen

Der Bedarf an konventionellen Großkraftwerken, die im Dauerbetrieb Strom produzieren, schrumpft im Jahr 2020 auf etwa die Hälfte. Während heute 43,9 GW konventioneller Kraftwerksleistung mit mehr als 8000 Stunden fast durchgehend im Jahr Strom produzieren können, besteht dann nur noch eine dauerhafte Nachfrage nach 24,5 GW aus konventionellen Kraftwerken. Der übrige Teil des dauerhaften Strombedarfs, der so genannten Grundlast, wird dann durch Erneuerbare Energien und Pumpspeicher gedeckt.

Investitionen in zusätzliche fossile Kraftwerke, die auf eine dauerhafte Auslastung angewiesen sind, sind vor diesem Hintergrund voraussichtlich unwirtschaftlich. Diese Kraftwerke werden sich angesichts der realen Bedingungen von Angebot und Nachfrage auf dem Strommarkt nicht rentieren.

Bei einer Laufzeitverlängerung für die deutschen Kernkraftwerke oder dem Aufbau zusätzlicher Kohlekraftwerke müssten andere konventionelle Kraftwerke, die ebenfalls auf eine dauerhafte Auslastung angewiesen sind, abgeschaltet werden. Dafür gibt es keine gesetzliche Grundlage. Eine Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke bedeutet daher faktisch eine Einschränkung des Vorrangs Erneuerbarer Energien.

Damit der Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor auch nach 2020 weitergehen kann, sind schon heute Anreize für regenerative Kombikraftwerke notwendig. Es ist eine strategische Aufgabe der Energiepolitik, die technischen Voraussetzungen dafür zu schaffen, die Stromproduktion der Erneuerbaren Energien untereinander und den Stromverbrauch besser aufeinander abzustimmen, um perspektivisch eine vollständige Versorgung mit Erneuerbaren Energien zu ermöglichen.

Kontakt

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)
Reinhardtstraße 18
10117 Berlin
T: 030-2 75 81 70-0
presse@bee-ev.de
www.bee-ev.de

Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES)
Abteilung Energiewirtschaft und Netzbetrieb
Königstor 59, 34119 Kassel
T: 0561-7294-328
www.iwes.fraunhofer.de