

Monatlicher Verlauf des kumulierten Energieverbrauchs und der Treibhausgas-Emissionen im deutschen Strommix

Marc Großklos und Milena Frank

Gewichtungsfaktoren für den kumulierten Energieverbrauch (KEV) und die Treibhausgas-Emissionen (THG) werden zur Bewertung der energetischen Qualität von Gebäuden verwendet, die unterschiedliche Energieträger einsetzen. Wird an einem Gebäude im Sommer Sonnenenergie ins elektrische Netz eingespeist und im Winter Strom für die Beheizung (z. B. mit Wärmepumpen) entnommen, so stellt sich die Frage, ob für Erzeugung und Bezug die gleichen KEV- und THG-Faktoren anzusetzen sind, oder sich im Jahresverlauf eine ausgeprägte Dynamik aufgrund der schwankenden Einspeisung von regenerativen Energien ergibt. Eine Analyse für die Jahre 2011 und 2012 und ein Ausblick auf das Jahr 2020 geben Hinweise für die Verwendung von entsprechenden Jahreswerten.

Der Faktor des kumulierten Energieverbrauchs (früher Primärenergiefaktor) für unterschiedliche Endenergieträger wird bei der primärenergetischen Bewertung von Gebäuden seit 2002 eingesetzt und dient dem Vergleich von Versorgungssystemen mit verschiedenen Energieträgern. Während die Unterschiede fossiler Energieträger bei der Betrachtung des nicht regenerativen Anteils des kumulierten Energieverbrauchs (KEV) nicht gravierend ausfallen (1,1 bis 1,3 kWh_{PE}/kWh_{End}), ergab sich in der Vergangenheit beim Einsatz elektrischer Energie ein mehr als doppelt so hoher Wert für den KEV (ca. 2,7 kWh_{PE}/kWh_{End}).

Die Konsequenzen waren einerseits schärfere Anforderungen an die Ausführung der Gebäudehülle beim Einsatz von Strom für die Gebäudebeheizung, andererseits konn-

te bei Gebäuden, die übers Jahr einen bilanziellen Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch anstreben (Nullenergie-Gebäude), eine hohe Gutschrift für selbst erzeugten und ins Netz eingespeisten Strom erzielt werden. Dabei stellt sich jedoch die Frage, wie „grün“ ein Gebäude ist, das z. B. im Sommer Strom aus Photovoltaik einspeist und im Winter Strom zur Beheizung aus dem Netz entnimmt, wenn dieser dann überwiegend fossil hergestellt wird.

In den letzten Jahren ist der nicht regenerative KEV durch die verstärkte Einspeisung erneuerbarer Energieträger auf ca. 2,2 kWh_{PE}/kWh_{End} gesunken. Wie die monatliche Aufteilung aussieht, ist aber nicht publiziert. In [1] wurden für unterschiedliche Szenarien die Treibhausgas-Emissionen (THG) im europäischen Verbundnetz prognostiziert,

ähnliche Untersuchungen für das deutsche Stromnetz sind nicht bekannt. Aus diesem Grund untersucht die vorliegende Analyse, wie der kumulierte Energieaufwand und die Treibhausgas-Emissionen sich im Jahresverlauf verändern, wenn der monatliche Erzeugungsmix im Kraftwerkspark betrachtet wird. Neben einer Bestandsaufnahme für die Jahre 2011 und 2012 werden außerdem auf Basis von Literaturdaten mögliche monatliche Werte für 2020 abgeschätzt.

Datengrundlage und Modellierung

Basis der Berechnungen bilden die Daten des Statistischen Bundesamtes [2] zur Netto-Stromerzeugung in Deutschland für 2011 und 2012. Pumpenstrom und Wärmeanteile in der Statistik wurden nicht berücksichtigt. Die Werte der Statistik für regenerative Energieträger umfassen aber nur Anlagen ab 1 MW und damit nur einen Teil des tatsächlich regenerativ erzeugten Stroms. Aus diesem Grund wurden für Strom aus Wind, Solar und Biomasse die monatliche Einspeisung der regenerativen Energieträger in das deutsche Verbundnetz nach ENTSO-E [3] verwendet, die in den Jahressummen gut mit den Daten des BDEW [4] übereinstimmen.

Die Bestimmung der monatlichen KEV-Werte und der THG-Emissionen wurden mit dem Programm Gemis 4.8 [5], aufbauend auf dem Prozess „Netz-el-DE-HH/KV-2011“ durchgeführt. Zur Anpassung an die Datenlage wurden die Haupt-Kraftwerkstypen Braunkohle, Steinkohle, Heizöl, Erdgas, Atomenergie, feste biogene Stoffe, Biogas, Abfall, Wasserkraft, Wind und Sonnenener-

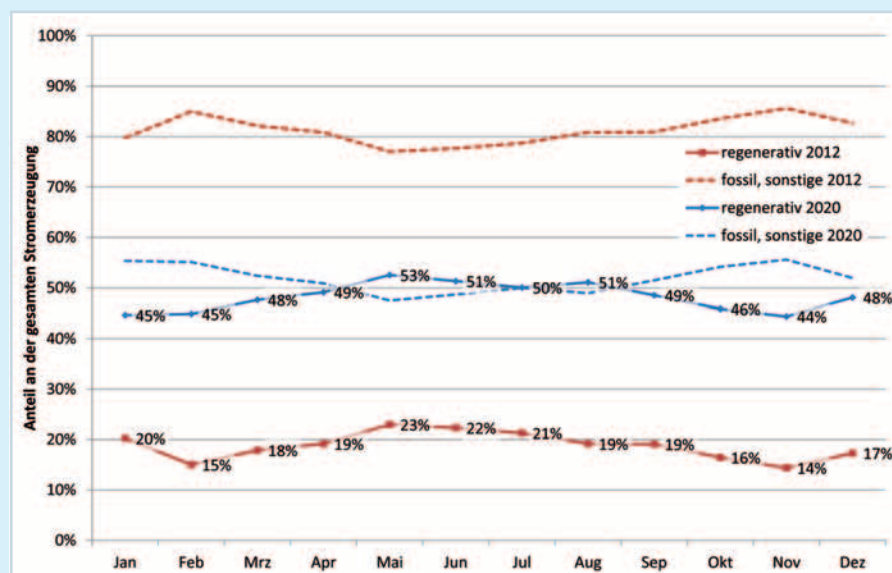


Abb. 1 Monatsverläufe der Einspeisung der Kraftwerke ins deutsche Elektrizitätsnetz

gie gebildet. Zur vereinfachten Berücksichtigung der Verteilverluste vom Kraftwerk zum Endverbraucher wurden Verluste von 2,9 % pauschal angesetzt.

Abb. 1 zeigt die prozentuale monatliche Erzeugung der regenerativen Energieträger im Jahr 2012, bezogen auf die Netto-Stromerzeugung. Dabei ist zu erkennen, dass die Schwankungsbreite der Summe aller regenerativen Energien vergleichsweise gering ausfällt.

Ergebnisse 2011 und 2012

Die Jahrgänge in Abb. 2 und Abb. 3 für die Jahre 2011 und 2012 weisen im Detail unterschiedliche Strukturen auf, da die Anteile erneuerbarer Energieträger an der Stromerzeugung sich immer wieder ändern (fluktuierendes Solar- und Windstromangebot). Außerdem sind die Auswirkungen des Moratoriums für die Atomkraft 2011 (Abschaltung aller Atomkraftwerke am 14.03.2011) und die endgültige Abschaltung von acht Kernkraftwerken im August 2011 (neun Kraftwerke gingen danach wieder ans Netz) enthalten. Dennoch liegt der KEV im Jahresmittel 2012 mit 2,22 kWh_{PE}/kWh_{End} unter demjenigen des Jahres 2011 (2,27 kWh_{PE}/kWh_{End}). Die Treibhausgas-Emissionen liegen im Jahresmittel 2012 mit 607 g/kWh_{End} leicht über denjenigen des Vorjahres (595 g/kWh_{End}).

Zur Kontrolle wurden die monatlichen KEV-Werte mit den Erzeugungsdaten der Energieträger gewichtet. Für das Jahr 2011 ergab sich ein gewichteter Jahresmittelwert des KEV von 2,27 kWh_{PE}/kWh_{End}, der nur 3 % über dem Jahreswert aus Gemis 4.8 liegt, so dass die ermittelten Werte in der Summe als plausibel angesehen werden können. Für das Jahr 2012 ergibt sich ein gemittelter Jahreswert von 2,22 kWh_{PE}/kWh_{End}.

Eine Dynamik ist im Jahresverlauf bei KEV und THG-Emissionen in beiden Jahren vorhanden, sie verläuft aber unterschiedlich. Während beim KEV das Minimum jeweils im Mai und das Maximum im November erreicht wurden, liegen bei den THG-Emissionen die tiefsten Werte im Januar bzw. Februar und die höchsten in den Monaten Februar, April und November. Die Schwankungen um den Mittelwert haben dabei von

2011 (ca. 8 %) nach 2012 (ca. 5 %) sowohl bei KEV als auch THG-Emissionen abgenommen.

Ausblick 2020

Bis zum Jahr 2020 sollen Neubauten in der EU als Niedrigstenergie-Gebäude errichtet werden, die wesentliche Teile ihres Energiebedarfs regenerativ erzeugen. Besonders beim Einsatz von Photovoltaik ist damit eine stärkere Nutzung des elektrischen Netzes für den „jahreszeitlichen“ Ausgleich verbunden.

Sollte die Stromerzeugung im Winter dann aber immer noch überwiegend fossil erfolgen, wäre damit ein höherer Treibhausgas-Ausstoß verbunden und der Einsatz von Photovoltaik als Kompensationstechnologie wäre noch einmal genauer zu hinterfragen. Aus diesem Grund sollte auf Basis existierender Prognosen für die deutsche Stromerzeugung im Jahr 2020 eine optimistische Abschätzung der möglichen Veränderungen im monatlichen Verlauf von KEV und THG-Emissionen durchgeführt werden.

In der Studiensynopse des BDEW [6] wurden verschiedene Prognosen zusammengestellt und verglichen. Die ausgewerteten Studien stammten aus den Jahren 2008 bis 2010, also der Zeit der Diskussion um eine Laufzeitverlängerung der deutschen Atomkraftwerke und vor dem Ausstiegs- und Energiewendeentschluss 2011. Dabei ergab die Studie des Bundesverbandes Erneuerbarer Energien [7] bis 2020 mit 47 %

den höchsten Anteil regenerativer Energieträger am deutschen Strommix. Sie stellt somit die aus damaliger Sicht maximale Änderung desselben dar und wurde aus diesem Grund für die weiteren Berechnungen ausgewählt.

Aufbauend auf dem Mittelwert der monatlichen Erzeugung von 2009 bis 2012 wurden monatliche relative Erzeugungsanteile (bezogen auf die Jahreserzeugung) für die wesentlichen regenerativen Energieträger Windkraft, Photovoltaik, Wasserkraft, Biomasse und Geothermie bestimmt und mit den prognostizierten Jahreserzeugungsmengen 2020 multipliziert. Bei der Windkraft werden die Onshore-Windparks getrennt von Offshore-Anlagen betrachtet. Für die Verteilung der Jahresproduktion von Offshore-Windenergie auf die einzelnen Monate wurde mit den monatlichen Erzeugungsdaten des Windparks Kentish Flats 1 [8] gerechnet. Es wurde somit unterstellt, dass die Jahrgänge 2009–2012 auch in Zukunft charakteristisch für den Jahresverlauf des jeweiligen Erzeugers sind. Durch die Mittelung findet jedoch auch eine Glättung der Ergebnisse statt.

Für die Abschätzung der KEV- und THG-Faktoren in Gemis wurden Prozesse aus dem Standarddatensatz verwendet, die für das Jahr 2020 angepasste Wirkungsgrade besaßen, oder es wurden die gleichen Werte wie für 2012 eingesetzt. Auch hier wurden die Verteilverluste über den gleichen pauschalen Ansatz berücksichtigt.

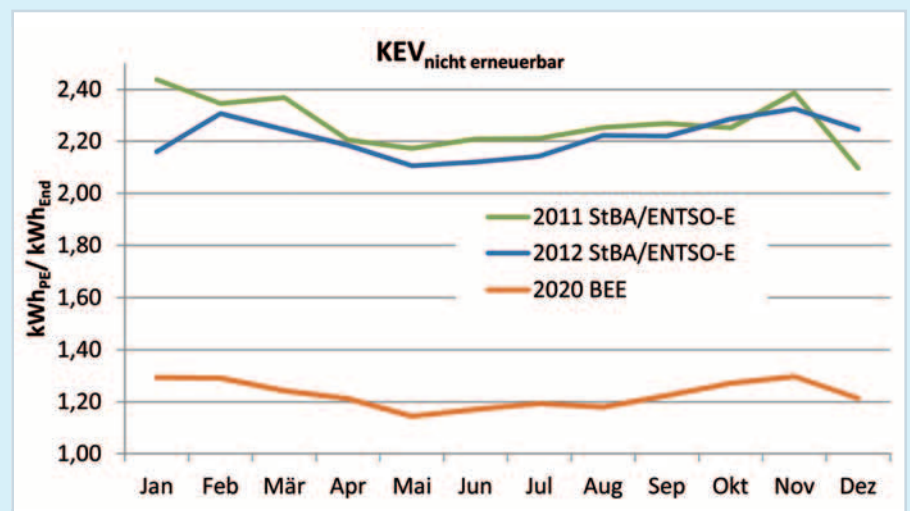


Abb. 2 Jahresverlauf der Bewertungsfaktoren des kumulierten Energieverbrauchs (KEV) für eine kWh elektrischer Energie für Haushalte in den Jahren 2011, 2012 und 2020 (Ausblick)

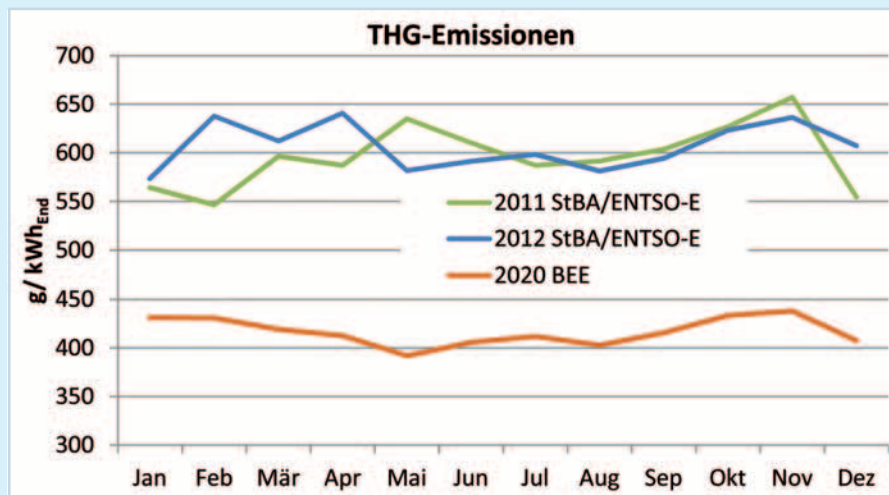


Abb. 3 Jahresverlauf der Bewertungsfaktoren der Treibhausgas-Emissionen (THG) für eine kWh elektrische Energie für Haushalte in den Jahren 2011, 2012 und 2020 (Ausblick)

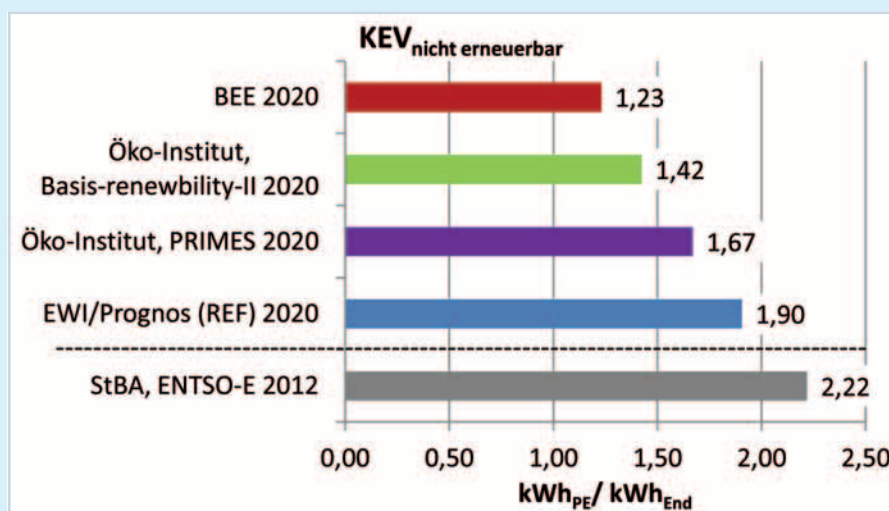


Abb. 4 Vergleich der KEV-Werte unterschiedlicher Prognosen für die Stromerzeugung 2020
Quelle: Gemis und eigene Berechnungen

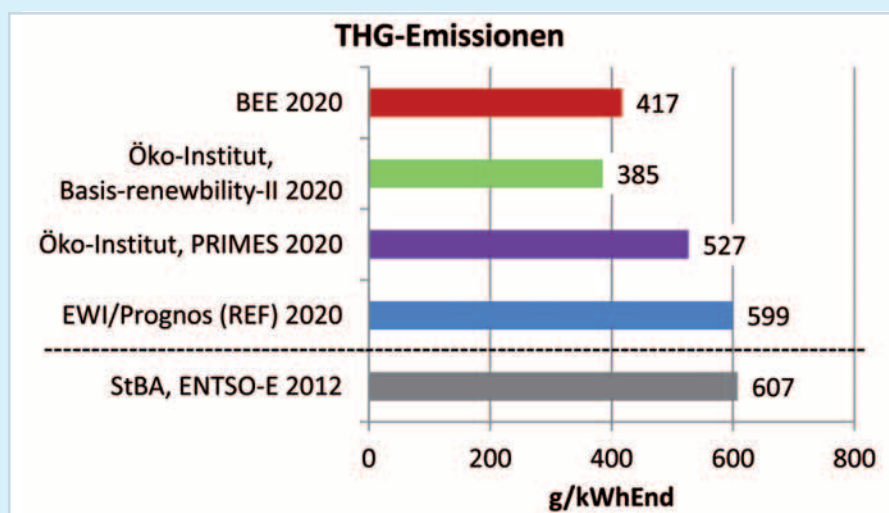


Abb. 5 Vergleich der THG-Werte unterschiedlicher Prognosen für die Stromerzeugung 2020
Quelle: Gemis und eigene Berechnungen

Nicht berücksichtigt wurden die in der zugrundegelegten Studie des BEE angesetzten höheren Vollbenutzungsstunden im Jahr 2020 gegenüber dem Jahr 2012 vor allem für Onshore-Windkraft. Diese würde jedoch die Energieerzeugung im Jahresverlauf vergleichmäßigen, so dass die Nichtberücksichtigung die ungünstigere Situation darstellt.

Die Ergebnisse der Berechnung sind ebenfalls in Abb. 2 und Abb. 3 wiedergegeben. Durch den hohen Anteil an regenerativen Energieträgern sinkt der KEV im Jahresmittel auf 1,23 kWh_{PE}/kWh_{End}, die THG-Emissionen auf 417 g/kWh_{End}. Die Schwankungen im Jahresverlauf sind ebenfalls vorhanden und liegen bei 5–6 %. Hintergrund für die geringe Schwankung ist wohl die Tatsache, dass in der Studie des BEE ein ausgeglichener Zuwachs sowohl bei Wind- als auch Solarstrom unterstellt wurde und eine erhöhte Windstromproduktion in den Wintermonaten die zu dieser Zeit geringere Stromerzeugung durch Photovoltaik in der Monatsbilanz nahezu ausgleichen kann. Für KEV und THG-Emissionen wird der kleinste Wert im Mai erreicht, die höchsten Werte liegen im Winter.

Vergleicht man den Jahreswert des nicht regenerativen KEV auf Basis der BEE-Studie mit Ergebnissen anderer Prognosen, so ergibt sich eine breite Streuung der Resultate, da die verschiedenen Studien den Umbau der elektrischen Energieversorgung hin zu regenerativen Energieträgern unterschiedlich schnell vorhersagen. Die Ergebnisse auf Basis der BEE-Studie liegen beim KEV (Abb. 4) mit 1,23 kWh_{PE}/kWh_{End} am niedrigsten, der höchste Wert wird im Jahr 2020 nach der älteren Studie von EWI/Prognos [9] mit 1,90 kWh_{PE}/kWh_{End} erreicht.

Zwischen diesen Minimal- und Maximalergebnissen liegen die Resultate der Leitstudie 2010 [10] (Basis-renewability-II: 1,42 kWh_{PE}/kWh_{End}) und der Szenarien der EU-Kommission [11] (Öko-Institut, PRIMES: 1,67 kWh_{PE}/kWh_{End}). Bei den THG-Emissionen (Abb. 5) erreicht das Szenario „Basis-renewability-II“ mit 385 g/kWh_{End} noch um 8 % niedrigere Werte als die BEE-Studie, in Anbetracht der Unsicherheiten von Prognosen wird das Ergebnis als gleichwertig mit den BEE-Ergebnissen eingestuft.

Somit stellen die Ergebnisse aus der BEE-Studie für 2020 zum aktuellen Zeitpunkt das optimistischste Szenario und die abgeschätzten monatlichen Werte für KEV und THG-Emissionen die Obergrenze eines zu erwartenden Bereiches dar, da der Einfluss der regenerativen Energien bei den anderen Studien eher niedriger prognostiziert wurde.

Zurzeit kein nennenswerter Fehler bei der Verwendung von Jahreswerten

Die Berechnungen zeigen, dass im Jahresgang sowohl beim kumulierten Energieverbrauch als auch bei den Treibhausgasemissionen in Bezug auf die Energieerzeugung im deutschen Stromnetz Schwankungen vorhanden sind, die nennenswert durch ein unterschiedliches Wind- und Solarangebot verursacht werden. Die Schwankungsbreite liegt mit 5 % (bezogen auf den Mittelwert) für den KEV und 8 % bei den THG-Emissionen in einem Bereich, der als nicht gravierend und innerhalb der Fehler der Datenquellen eingeschätzt wird. Auch bei einer Abschätzung für das Jahr 2020 unter Berücksichtigung eines deutlich höheren Anteils regenerativer Energien im Strommix ändert sich an dieser Aussage wenig. Dies setzt jedoch einen gleichmäßigen Ausbau von Wind- und Solarstrom voraus. Eine Betrachtung für kurze Zeiträume (Stunden, Tage) und die Frage der Netzstabilität wurden hier nicht betrachtet.

Für die Bilanzierung von Gebäuden nach Energieeinsparverordnung (EnEV) ergibt sich aktuell und in den nächsten Jahren kein nennenswerter Fehler bei der Verwendung von Jahreswerten für KEV- und THG-Faktoren. Sollte der Einsatz von elektrischen Wärmepumpen zur Beheizung von Gebäuden mittelfristig deutlich zunehmen, so erhöht deren Elektrizitätsverbrauch die Last in den Wintermonaten, die dann überwiegend mit fossilen Kraftwerken gedeckt werden müsste. Dann können sich nennenswerte jahreszeitliche Effekte beim KEV- und THG-Faktor ergeben.

Schließlich ist bis zur vollständigen Umstellung der Elektrizitätsversorgung auf regenerative Energieträger zu berücksichtigen, dass auch Null- und Plus-Energie-Gebäude im Winter teilweise fossilen Strom einsetzen (und somit Treibhausgas-Emissionen

verursachen), solange sie nicht über eigene saisonale Energiespeicher verfügen.

Anmerkungen

- [1] Graabak, I.; Feilberg, N.: CO₂-Emissions in Different Scenarios of Electricity Generation in Europe, SINTEF report TRA 7058, 2011.
- [2] Daten des statistischen Bundesamtes 2012, Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern Jahresdaten 2002-2012: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online/?language=de&sequenz=Tab.Ergebnis&selectionname=43311-0001>
- [3] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), Production data - detailed monthly production for a specific country and for a specific range of time; <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/production/>
- [4] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW): Stromerzeugung Windkraft, Photovoltaik und Wasserkraftanlagen monatlich 2011, 2012 in Grafik, [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/17DF3FA36BF264EBC1257B0A003EE8B8/\\$file/Foliensatz_Energie-Info-EE-und-das-EEG2013_31.01.2013.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/17DF3FA36BF264EBC1257B0A003EE8B8/$file/Foliensatz_Energie-Info-EE-und-das-EEG2013_31.01.2013.pdf)
- [5] GEMIS - Globales Emissions-Modell integrierter Systeme, Version 4.8, Öko-Institut/IINAS, Darmstadt 2012
- [6] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW): Studiensynapse Energieprognosen - Prognosen zur Entwicklung der Stromversorgung und Einordnung der Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung, Berlin, 2010.

[7] Bundesverband Erneuerbarer Energien: Stromversorgung 2020 - Wege in eine moderne Energiewirtschaft, Berlin, 2009.

[8] Department of Energy&Climate: Offshore wind capital grants scheme: Kentish Flats Offshore Wind Farm 2nd and 3rd annual report 2007 bzw. 2008 09/P46, United Kingdom, 2008 bzw. 2009.

[9] Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (EWI)/Prognos: Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030 - Energiewirtschaftliche Referenzprognose - Energiereport IV im Auftrag des Bundesministers für Wirtschaft, Köln/Basel 2005; Datensatz in Gemis 4.8.

[10] DLR, IWES, IfnE: „Leitstudie 2010“ - Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global; Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Stuttgart, 2010 sowie: RENEWABILITY, Forschungsprojekt im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2012; Datensatz in Gemis 4.8.

[11] European Commission Directorate-General for Energy (EU DG-ENER): PRIMES Reference Scenario, Brüssel, 2010 sowie: European Policies to Promote sustainable consumption Pattern (EUPOPP), www.eupopp.net, Öko-Institut, 2011; Datensatz in Gemis 4.8.

Dipl.-Ing. (FH) M. Großklos, wissenschaftlicher Mitarbeiter, B.Sc. (cand.) M. Frank, Institut Wohnen und Umwelt GmbH, Darmstadt, m.grossklos@iwu.de

Düsseldorfer Schriften zum Energie und Kartellrecht, Band 19 Das Recht der Elektrizitätsversorgungsnetze - Netzbetreiberpflichten zwischen unternehmerischer Eigenverantwortung und staatlicher Steuerung

Karoline Mätzig

Die vorliegende Arbeit bietet eine systematische Darstellung zum Recht der Elektrizitätsversorgungsnetze. Sie geht dabei über den regulierten Bereich hinaus und erfasst die Planung und Einrichtung der Netzanlage, die Beschaffung des notwendigen Grundeigentums bzw. der Nutzungsrechte hieran, die Betriebsaufnahmegenehmigung und Zertifizierung als Übertragungsnetzbetreiber, die Unternehmensorganisation und den Unternehmensgegenstand von Netzbetriebesgesellschaften sowie schließlich den Betrieb, die Wartung und den Ausbau der Netze, einschließlich der Kalkulation von Netzentgelten. Neben der systematischen Darstellung des Rechts der Elektrizitätsversorgungsnetze wird untersucht, wie der Gesetz- und Verordnungsgeber im EnWG 2011 das Verhältnis zwischen unternehmerischer Eigenverantwortung und staatlicher Steuerung ausgestaltet hat und ob der Rechtsrahmen hinreichend genug die unternehmerische Eigenverantwortung wahr.



ISBN: 978-3-942370-38-7 · 506 Seiten · Preis: 59,- €