

Analyse des lokal aufgelösten Energieausgleichsbedarfs in Deutschland

Patrick Wrobel¹, Yvonne Scholz², Nils Roloff²

¹Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT, Geschäftsfeld Energie-Effizienz-Technologien, Osterfelder Straße 3, 46047 Oberhausen, Telefon: + 49 208 8598-1380, patrick.wrobel@umsicht.fraunhofer.de, <http://www.umsicht.fraunhofer.de/>

²Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Technische Thermodynamik, Pfaffenwaldring 38-40, Telefon: +49 (0)711 6862296, yvonne.scholz@dlr.de, nils.roloff@dlr.de

Kurzfassung: Bei der Strombereitstellung ist darauf zu achten, dass die produzierte Strommenge der nachgefragten Last in jedem Moment entspricht. Im Zuge des Ausbaus der fluktuierenden Erneuerbaren Energien in Deutschland kommt es bereits heute zu temporären Ungleichgewichten zwischen Stromnachfrage und potenzieller Stromerzeugung, welche in Zukunft immer häufiger auftreten werden.

Im Rahmen des Gemeinschaftsprojekts zwischen den Fraunhofer Instituten UMSICHT und IOSB-AST wird eine Methode entwickelt, um den lokalen Energieausgleichsbedarf modellhaft unter Berücksichtigung regionaler Besonderheiten für Deutschland zu ermitteln. Hierzu sollen die lokale Verteilung und die Art des Ungleichgewichts untersucht werden. Dabei kann ein positiver Energieausgleichsbedarf vorliegen, wenn zu wenig Strom zum Ausgleich der nachgefragten Last vorhanden ist, und ein negativer Bedarf, wenn Stromüberschüsse im Netz entstehen.

Zur Ermittlung des Energieausgleichsbedarfs wird Deutschland in 146 Regionen unterteilt, die sich hinsichtlich ihrer Bevölkerungsdichte und Zentralisation voneinander unterscheiden. Dies bedeutet, dass neben der Anzahl der Einwohner einer Region auch der Anteil der Industrie bzw. des Gewerbes mit gewichtet wird.

Mit Hilfe von zwei Teilmodellen wird der Energieausgleichsbedarf für jede einzelne Region bestimmt. Im ersten Modell „MELENA“ (Model for the Estimation of Local Energy Balancing Demand), entwickelt von Fraunhofer UMSICHT, werden in stündlicher Auflösung die regionalen Stromlastgänge, die Einspeisung aus Geothermie-, Wasser- und Biomassekraftwerken, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und die Erzeugung konventioneller Kraftwerke simuliert. Dies geschieht basierend auf dem Basisszenario A der Leitstudie 2010 für die Jahre 2020, 2030 und 2050 [Ni10]. Dazu wird ein Kraftwerksparkmodell entwickelt, das den Einsatz der planbaren fossilen und nuklearen Kraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke umfasst. Ein externer Input in das Modell sind Einspeisezeitreihen für Photovoltaik- und Windenergieanlagen, welche am DLR modelliert werden. Dabei wird von Analysen des räumlich und zeitlich aufgelösten Einspeisepotenzials ausgegangen. Die zukünftige räumliche Verteilung der Anlagen wird dann in Abhängigkeit von der räumlichen Verteilung der Ressourcenqualität und damit von der möglichen Anlagenauslastung modelliert. MELENA berechnet auf Basis dieser Zeitreihen den sich aus der Differenz zwischen Erzeugung und Nachfrage ergebenden regionalen Energieausgleichsbedarf. Ausgehend von diesen Simulationsergebnissen werden anschließend in dem zweiten

Modell, dem vom Fraunhofer IOSB-AST entwickelten physischen Netzmodell, die Leistungsflüsse, Verluste und Betriebsmittelauslastungsgrenzen bundesweit ermittelt.

Ziel ist es, aufzuzeigen in welchen Regionen welche Art von Energieausgleichsbedarf auftreten wird. Anhand der detaillierten Netzsimulationen soll eine Aussage getroffen werden, ob ein kurzfristiger Energieausgleichsbedarf vorliegt oder ob langfristige Maßnahmen notwendig sind. Auf den Projektergebnissen aufbauend können in einem nächsten Schritt, der nicht mehr Bestandteil dieses Projektes ist, Untersuchungen über Maßnahmen zur Kompensation des Energieausgleichsbedarfs angestellt werden. Mögliche Optionen wären Last- und/oder Erzeugungsmanagement, Bau von Energiespeichern sowie der Ausbau des elektrischen Netzes. Unter welchen Bedingungen welche Lastausgleichsmaßnahmen zum Einsatz kommen, wird in einem weiterführenden Projekt am DLR untersucht.

Keywords: Energieausgleichsbedarf, Stromerzeugung, Netzmodell

1 Einleitung

Bei der Strombereitstellung ist darauf zu achten, dass die produzierte Strommenge der nachgefragten Last in jedem Moment entspricht. Im Zuge des Ausbaus der fluktuierenden Erneuerbaren Energien in Deutschland kommt es bereits heute zu temporären Ungleichgewichten zwischen Stromnachfrage und potenzieller Stromerzeugung, welche in Zukunft immer häufiger auftreten werden.

Im Rahmen des Gemeinschaftsprojekts zwischen den Fraunhofer Instituten für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (UMSICHT) und für Optronik, Systemtechnik und Bildauswertung – Anwendungszentrum Systemtechnik (IOSB-AST) wird eine Methode entwickelt, um den lokalen Energieausgleichsbedarf modellhaft unter Berücksichtigung regionaler Besonderheiten für Deutschland zu ermitteln. Hierzu sollen die lokale Verteilung und die Art des Ungleichgewichts untersucht werden. Dabei kann ein positiver Energieausgleichsbedarf vorliegen, wenn zu wenig Strom zum Ausgleich der nachgefragten Last vorhanden ist, und ein negativer Bedarf, wenn Stromüberschüsse im Netz entstehen.

2 Bildung von Regionen

Zur Ermittlung des Energieausgleichsbedarfs wird Deutschland in 146 Regionen unterteilt, die sich hinsichtlich ihrer Bevölkerungsdichte und Zentralisation voneinander unterscheiden. Dies bedeutet, dass neben der Anzahl der Einwohner einer Region auch der Anteil der Industrie bzw. des Gewerbes mit gewichtet wird. Das Zusammenspiel von Bevölkerung und Großverbrauchern ist wichtig für den Strombedarf und daher sind die siedlungsstrukturellen Merkmale sehr gut für eine Clusterung geeignet. In Abbildung 1 ist die Einteilung Deutschlands in Energieregionen dargestellt.

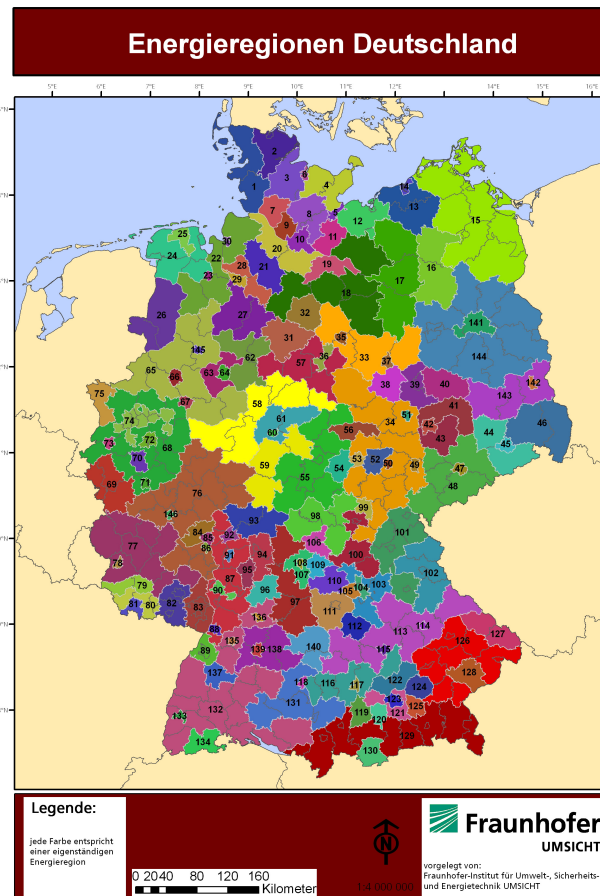


Abbildung 1: Einteilung Deutschlands in Energierregionen

3 Modell MELENA

Mit Hilfe von zwei Teilmodellen wird der Energieausgleichsbedarf für jede einzelne Region bestimmt. Im ersten Modell „MELENA“ (Model for the Estimation of Local Energy Balancing Demand), entwickelt von Fraunhofer UMSICHT, werden in stündlicher Auflösung die regionalen Stromlastgänge, die Einspeisung aus Geothermie-, Wasser- und Biomassekraftwerken, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, Pumpspeicherkraftwerken und die Erzeugung konventioneller Kraftwerke simuliert. Dies geschieht basierend auf dem Basisszenario A der Leitstudie 2010 für die Jahre 2020, 2030 und 2050 [Ni10]. Diese Methodik ist in Abbildung 2 bildlich dargestellt.

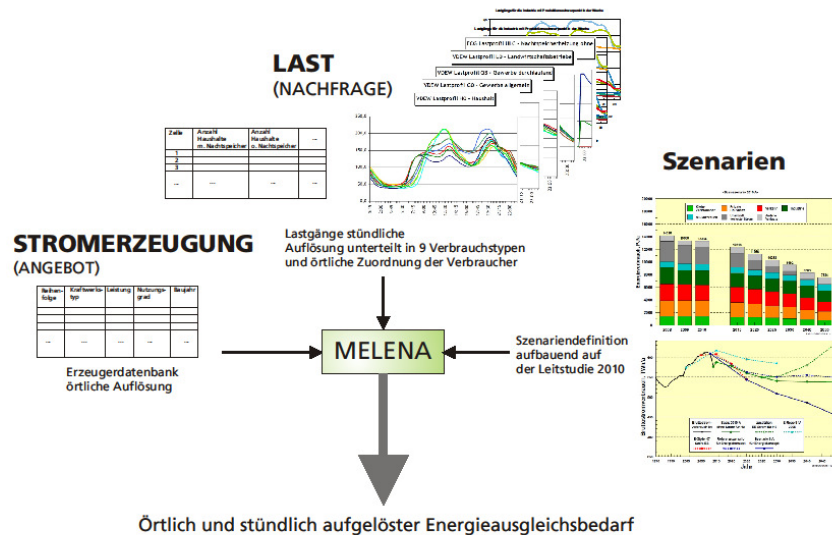


Abbildung 2: Aufbau von MELENA

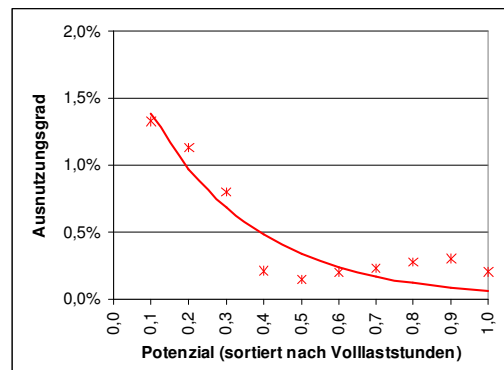
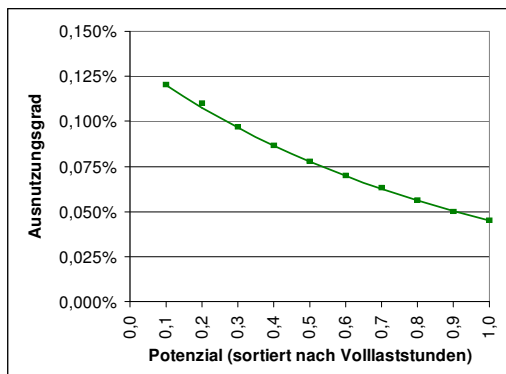
3.1 Festlegung der Verbraucherlastgänge

Zur Bestimmung der regionalen Verbraucherlastgänge ist es wichtig, dass sich die Verbrauchergruppen signifikant voneinander unterscheiden und dass diese mit ihren charakteristischen Lastgängen die Stromnachfrage realistisch abbilden. Die Verbraucher werden in die Gruppen Haushalte, Gewerbe, Landwirtschaft und Industrie eingeteilt, wie es ebenfalls das statistische Bundesamt vornimmt. Für die Verbraucher Haushalte, Gewerbe und Landwirtschaft existieren VDEW Standard-Lastgänge von denen für die drei Zeiträume Winter, Sommer und Übergangszeit jeweils ein Lastgang für Werktags, Samstags und Sonntags vorliegt. Die Lastgänge sind auf einen jährlichen Stromverbrauch von 1 000 kWh normiert. Um einen Gesamtlastgang für eine definierte Region zu erzeugen, ist es notwendig die Anzahl der Verbrauchergruppen und deren durchschnittlichen Verbrauch zu kennen. Die Datenbasis bildet das statistische Jahrbuch 2009 [Sta09]. Die zuvor erwähnten VDEW Standardlastgänge berücksichtigen nicht den Stromverbrauch von Nachtspeicherheizungen, obwohl diese einen jährlichen Verbrauch von 22 TWh erzeugen bei einer Anschlussleistung von ca. 37 GW [Wo05]. Deswegen werden die Gruppen Haushalte, Gewerbe und Landwirtschaft unterteilt und zu dem allgemeinen Lastprofil wird der Stromverbrauch für die Nachtspeicherheizungen im Winter und in der Übergangszeit hinzuaddiert. Das Lastprofil einer typischen Nachtspeicherheizung liegt ebenfalls vom VDEW vor. Da für die Industrie keine Standardlastprofile vorliegen, wird der Industrielastgang selber erzeugt. Basierend auf den UCTE-Lastwerten mit den Messdaten von 2004 bis 2008 werden für die 4 Jahreszeiten durchschnittliche Lastverläufe errechnet. Die Differenz aus der Jahreslast und den bekannten Verbrauchern ergibt den mittleren Industrielastgang.

3.2 Modellierung von Einspeisezeitreihen

3.2.1 Photovoltaik und Windenergie

Zeitreihen der stundenmittleren Einspeisung von Strom aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen in den 146 Modellregionen werden vom DLR bereitgestellt und als Input in MELENA verwendet. Am DLR dient als Basis hierfür ein GIS-gestütztes Inventar der installierbaren Leistungen und stündlichen Stromerzeugungspotenziale in Form von Rasterkarten mit einer räumlichen Auflösung von $0.083^\circ \times 0.083^\circ$. Unter Stromerzeugungspotenzial wird hierbei ein technisches Potenzial verstanden, das neben den technischen Umwandlungsverlusten auch Flächeneignung und Flächenkonkurrenz berücksichtigt (siehe [Sch10]). Die Verteilung der einspeisenden Anlagen muss nicht notwendigerweise der Verteilung der potenziell installierbaren Anlagen entsprechen – Ressourcenqualität, regionale administrative Regulierungen und Flächeneigentumsverhältnisse können einen Einfluss auf die tatsächliche Anlagenverteilung haben (vgl. auch [Li09]). Die letzten beiden Faktoren können in diesem Rahmen nicht erfasst werden und bleiben daher unberücksichtigt. Die Ressourcenqualität jedoch, ausgedrückt in Volllaststunden, kann aus dem Potenzial-Inventar durch Division der Jahressumme des Stromerzeugungspotenzials durch die installierbare Leistung abgeleitet werden. Um den Einfluss der Ressourcenqualität auf die Anlagenverteilung abzuschätzen, wurden den im EEG-Anlagenregister ([EM10] bzw. [DGS11]) verzeichneten Anlagen Volllaststunden aus dem Potenzialinventar zugeordnet, die Anlagen nach Volllaststunden sortiert und dann in zehn Klassen mit jeweils gleicher installierter Leistung unterteilt. Für diese Klassen wurde ein klassenspezifischer Potenzialausnutzungsgrad – der Quotient aus allen installierten Anlagen (auf Basis des EEG-Anlagenregisters) und den in denselben Gebieten installierbaren Anlagen (aus dem Potenzialinventar) – berechnet. Diese Berechnung wurde für die Jahre 2000, 2003, 2007 und 2010 durchgeführt. Die Ergebnisse für Photovoltaik sind in Abbildung 3 dargestellt.



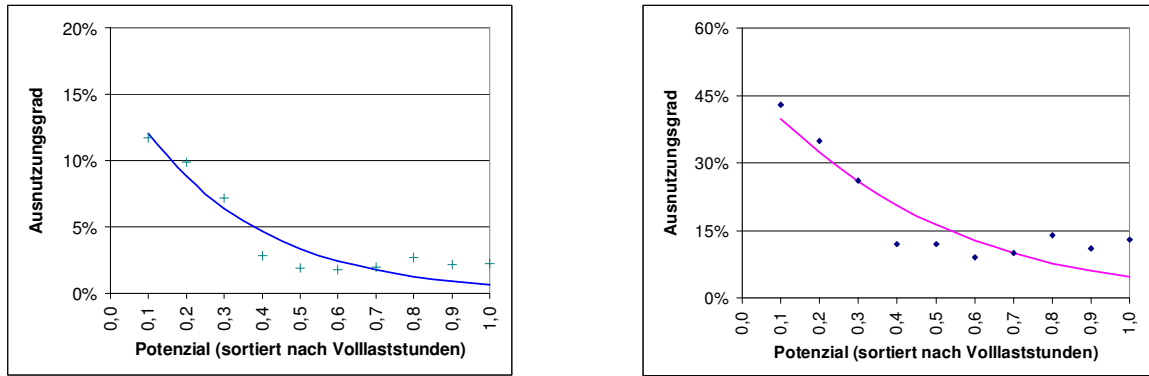


Abbildung 3: Klassenspezifischer Potenzialausnutzungsgrad von Photovoltaikanlagen in den Jahren 2000, 2003, 2007 und 2010.

Der Ausbau findet offensichtlich überwiegend an Standorten mit überdurchschnittlicher Ressourcenqualität statt; parallel wurden und werden auch an Standorten mit niedrigeren Volllaststunden Anlagen installiert. Um die Ausbauverteilung für die Jahre 2020, 2030 und 2050 abzuschätzen, wurde eine Funktion an die vorhandenen Datenpunkte gefittet. Basis hierfür ist eine logistische Funktion, da angenommen wurde, dass sie den empirisch ermittelten Verlauf des Diffusionsprozesses besonders gut abbildet. Anschließend wurden die Funktionsparameter für die Jahre 2020, 2030 und 2050 jeweils so angepasst, dass insgesamt die aus der Leitstudie 2010 ([Ni10]) und aus dem Potenzialinventar abgeleiteten Potenzialausnutzungen erreicht werden. Das Ergebnis sind klassenspezifische Potenzialausnutzungsgrade. Diese Faktoren werden regionsweise mit den installierbaren Leistungen aus dem Inventar und mit einer normierten Zeitreihe der stündlichen Stromerzeugungspotenziale multipliziert. Das Ergebnis sind Zeitreihen der Einspeisung für die 146 Modellregionen. In Abbildung 4 sind die räumliche Verteilung und die Zeitreihen exemplarisch für eine Winterwoche in den Regionen 13 und 134 im Jahr 2030 dargestellt.

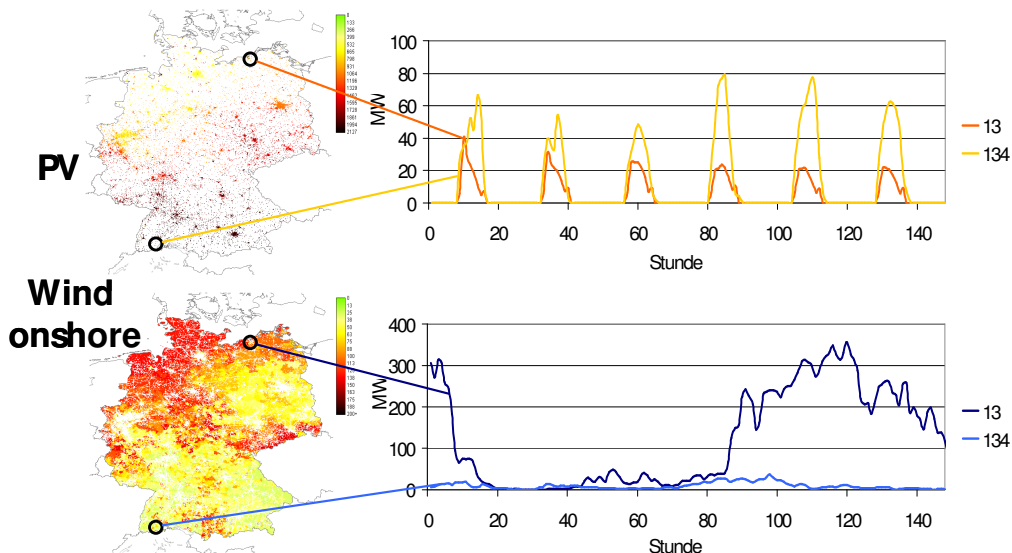


Abbildung 4: Räumliche Verteilung und Zeitreihen der Einspeisung für die Modellregionen 13 und 134, Winterwoche, Jahr 2030. Installierte Leistung PV: 63 GW. Installierte Leistung Windenergie: 38 GW.

3.2.2 Geothermie, Wasserkraft und Biomasse

Für die Einspeisung von Geothermie- und Laufwasserkraftwerken wird von einer konstant einspeisenden Leistung ausgegangen, die aufgrund von Wartungsarbeiten, die den Kraftwerksbetrieb unterbrechen, nicht der installierten Leistung entspricht. Die Biomassekraftwerke, zu denen ebenfalls die Biogasanlagen gezählt werden, sind im Standardfall als KWK-Anlagen ausgeführt. Allerdings werden diese Anlagen im Gegenteil zu den fossil betriebenen Heizkraftwerken überwiegend nicht wärme- sondern aufgrund der hohen EEG-Vergütung stromgeführt im Grundlastbereich betrieben.

3.2.3 Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK)

Zur Bestimmung der Lastverläufe von KWK-Anlagen sind im Modell braunkohle-, steinkohle- und gasbetriebene Heizkraftwerke hinterlegt. Da diese Anlagen außentemperaturabhängig betrieben werden, können sie nicht beliebig zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Um die KWK-Lastgänge abbilden zu können, bilden normierte und regional aufgelöste Fernwärmelastgänge der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) die Grundlage [FfE07]. Das statistische Bundesamt erhebt monatliche Daten zur Strom- und Wärmeerzeugung von KWK-Anlagen. Basierend auf diesen veröffentlichten Daten von 2008, 2009 und 2010 sind Mittelwerte der Stromkennzahlen für diese Gruppen in monatlicher Auflösung bestimmt worden. Durch Multiplikation des Wärmelastgangs mit der Stromkennzahl ergibt sich der Stromlastgang.

3.3 Kraftwerksparkmodell

Zur Deckung der zuvor erwähnten regionalen Stromlastgänge wird im nächsten Schritt die Einspeisung durch konventionelle Energie berechnet.

Zur Bestimmung der Stromerzeugung durch konventionelle Kraftwerke wird ein Kraftwerksparkmodell entwickelt, das den Einsatz der planbaren fossilen und nuklearen Kraftwerke und der Pumpspeicherkraftwerke abbildet. Dieses Modell umfasst Atom-, Braunkohle-, Steinkohle-, Gas-, Öl- und Pumpspeicherkraftwerke. Als Ausgangsparameter dient die Residuallast abzüglich der planbaren erneuerbaren Energien (Geothermie, Wasser und Biomasse) und der KWK-Einspeisung für ganz Deutschland. Ausgehend von dieser Last werden die Kraftwerke entsprechend der Merit-Order, die in Abbildung 5 dargestellt ist, hochgefahren. Das Ergebnis dieser Berechnung ist die stündlich aufgelöste Leistung, die jedes Kraftwerk einspeisen muss ohne Berücksichtigung von Netzverlusten.

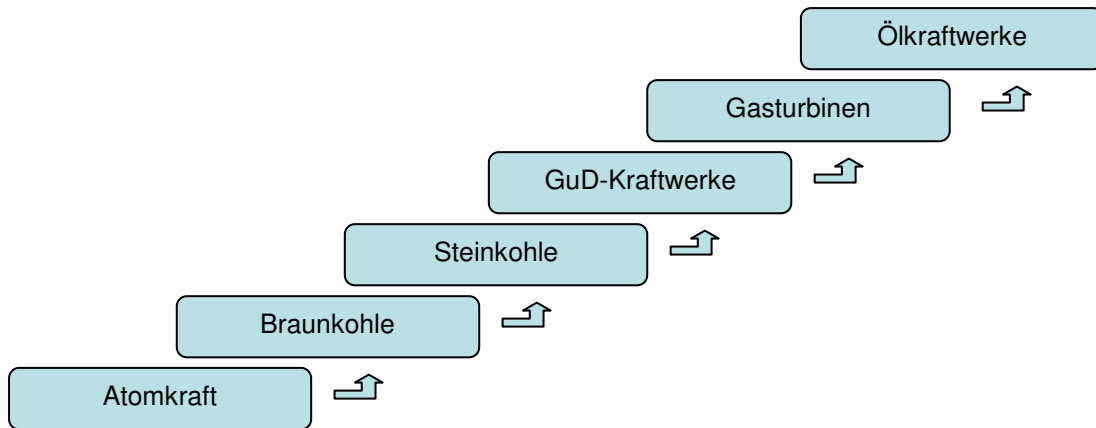


Abbildung 5: Merit-Order in MELENA

4 Simulation des Energieausgleichsbedarfs

Das Modell MELENA berechnet auf Basis aller zuvor erwähnten Zeitreihen den sich aus der Differenz zwischen Erzeugung und Nachfrage ergebenden regionalen Energieausgleichsbedarf für 146 Regionen. In Abbildung 4 sind Beispiele für Ergebnisse aus den Modellierungen aufgezeigt. Zum einen wird die Erzeugung dem Verbrauch gegenübergestellt und der sich daraus ergebende Energieausgleichsbedarf für eine Beispielregion und einem Zeitraum von vier Tagen. Zum anderen ist die örtliche Verteilung der Verbrauchslast für einen Beispielzeitpunkt für ganz Deutschland dargestellt.

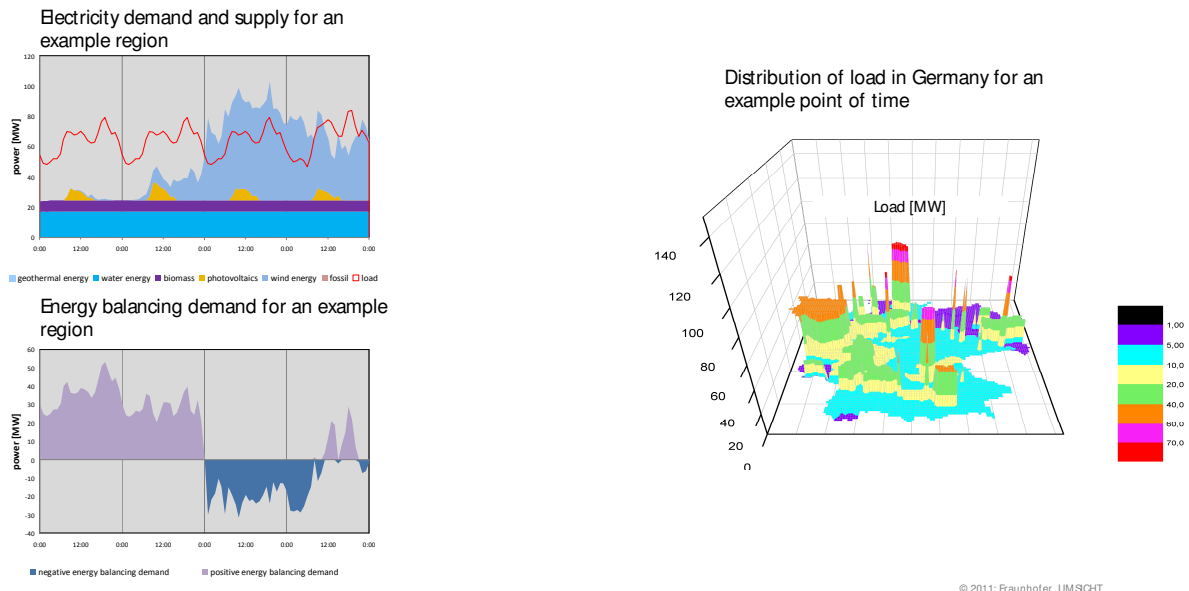


Abbildung 6: Beispielergebnisse der Modellierung

Ausgehend von diesen Simulationsergebnissen werden anschließend in dem zweiten Modell, dem vom Fraunhofer IOSB-AST entwickelten physischen Netzmodell, die

Leistungsflüsse zwischen den Regionen, Netzverluste und Betriebsmittelauslastungsgrenzen bundesweit ermittelt.

Ziel ist es, aufzuzeigen in welchen Regionen welche Art von Energieausgleichsbedarf auftreten wird. Anhand der detaillierten Netzsimulationen soll eine Aussage getroffen werden, ob ein kurzfristiger Energieausgleichsbedarf vorliegt oder ob langfristige Maßnahmen notwendig sind. Auf den Projektergebnissen aufbauend können in einem nächsten Schritt, der nicht mehr Bestandteil dieses Projektes ist, Untersuchungen über Maßnahmen zur Kompensation des Energieausgleichsbedarfs angestellt. Möglichkeiten zum Ausgleich wären Last- und/oder Erzeugungsmanagement, Bau von Energiespeichern sowie der Ausbau des elektrischen Netzes.

Literatur

- [DGS11] Deutsche Gesellschaft für Solarenergie e. V.: Die Daten der EnergyMap zum Download. Online: <http://energymap.info/download.html> (13.11.2011).
- [EM10] EnergyMap, EEG-Anlagenregister. 2010, EnergyMap, Bundesnetzagentur.
- [FfE07] M. Beer et al.: EduaR&D – Ganzheitliche dynamische Bewertung der KWK mit Brennstoffzellentechnik. Projekt im Auftrag des BMWi, EnBW, e.on, N-Ergie, RWE, Stadtwerke München, Stadtwerke Düsseldorf, Vattenfall (Nr.: 530.06), November 2007, München.
- [Li09] Linder, S. und Viejo, P.: Spatial analysis of the diffusion of photovoltaic installations in private households in Baden-Württemberg. 3rd ICA Workshop on Geospatial Analysis and Modeling, Gävle, Schweden, 6.-7.08.2009.
- [Ni10] J. Nitsch et al.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, „Leitstudie 2010“. Studie gefördert vom BMU (BMU – FKZ 03MAP146), Dezember 2010.
- [Sch10] Scholz, Y., Möglichkeiten und Grenzen der Integration verschiedener regenerativer Energiequellen zu einer 100% regenerativen Stromversorgung der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2050, in Materialien zur Umweltforschung, SRU, Editor. 2010, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt.
- [Sta09] Statistisches Bundesamt (Hrsg.): Statistisches Jahrbuch 2009 – Für die Bundesrepublik Deutschland. August 2009, Wiesbaden.
- [Wo05] Wohlauf, G. et al.: Ersatz von Elektro-Speicherheizungen durch effiziente Brennwertechnik. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, Endbericht im Auftrag der Hans-Böckler-Stiftung, Wuppertal, Oktober 2005.