IHK Industrie- und Handelskammer Bodensee - Oberschwaben | IHK Ostwürttemberg | IHK Schwaben | IHK Ulm | Schwaben Bund

Stromdatenerhebung für das Gebiet der Industrie- und Handelskammern Bodensee-Oberschwaben, Ostwürttemberg, Schwaben und Ulm

Inhaltsverzeichnis

Einleitung 3
Methodik und Vorgehensweise 4
Vorbemerkung zu den nachfolgenden Ausführungen und Kartendarstellungen 6
Stromverbrauch 2013 8
Stromproduktion 2013 11
Konventionelle Stromproduktion 11
Installierte Leistung konventioneller Erzeugungsanlagen 11
Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energieträgern 13
Installierte Leistung erneuerbarer Erzeugungskapazitäten 15
Vergleich Einspeisung zu installierter Leistung erneuerbarer Erzeugungsanlagen 17
Grundlastfähige Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern 18
Volatile Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern 20
Was bedeutet das für die Zeit nach 2018 und nach 2022? 21
Zusammenfassung 24

Die LEW Verteilnetz GmbH im Interview 26
Die EnBW Ostwürttemberg DonauRies AG im Interview 27
Die TWS Netz GmbH im Interview 28
Die AllgäuNetz GmbH & Co. KG im Interview 29

Glossar 30
Zahlen und Fakten 31

Zentrale Ergebnisse*

- Das Kernkraftwerk Gundremmingen ist das einzige grundlastfähige Großkraftwerk in der Region, welches den regionalen Jahresstrombedarf in Höhe von 21 TWh nahezu decken kann.
- Bereits mit der Abschaltung des ersten Blocks des Kernkraftwerks Gundremmingen im Jahr 2018 wird die Region zur Stromsenke, d. h. vom Stromexporteur zum –importeur. Diese Situation wird sich bis zum Jahr 2022 deutlich verschärfen.
- Erneuerbare Energieträger können die entstehende Versorgungslücke nicht schließen. Sie decken den Strombedarf grundlastfähig zu einem Fünftel bzw. inklusive der volatilen Erzeugung zu einem Drittel.
- Der Netzausbau und/oder die Errichtung von grundlastfähigen Ersatzkapazitäten ist zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit dringend notwendig.

* Die Stromanalyse basiert auf Zahlen des Jahres 2013.

Einleitung

Die Bundesrepublik Deutschland steigt bis zum Jahr 2022 aus der Nutzung der Kernenergie aus. Der als Energiewende bezeichnete Umbau der deutschen Stromerzeugungslandschaft hat gravierende Auswirkungen auf die Kraftwerks- und Stromleitungsinfrastruktur. So wurden und werden vor dem Hintergrund der klimapolitischen Ziele massiv Erzeugungskapazitäten zur Nutzung erneuerbarer Energieträger, wie Windenergie, Biomasse und solare Strahlung, aufgebaut. Diese Erzeugungskapazitäten werden insbesondere dort aufgebaut, wo sie die größten Erträge versprechen. So werden z. B. große Windkraftanlagenparks an der Küste und auf See (Offshore) errichtet. Dieser Ausbau findet also nicht zwangsläufig dort statt, wo auch die größten Verbrauchszentren liegen.

Gerade in Süddeutschland liegen aufgrund des hohen Industriebesatzes große Lastzentren. Die weite Entfernung sowohl zu den Seehäfen als auch zu den Kohleabbaugebieten in der Bundesrepublik haben in der Vergangenheit dazu geführt, dass im Süden viele Kernkraftwerke gebaut wurden. Diese gehen nun bis spätestens im Jahr 2022 vom Netz.

In diesem Kontext soll die vorliegende Daten- und Faktensammlung über den Stromverbrauch und die Strombereitstellung in dem Gebiet der Industrie- und Handelskammern Bodensee-Oberschwaben, Ostwürttemberg, Schwaben und Ulm einen Beitrag zur Diskussion um die Versorgungssicherheit mit elektrischer Energie leisten. Die IHKs haben diese Untersuchung aufgrund einer Anregung des Schwabenbunds, eines Zusammenschlusses der kommunalen und wirtschaftlichen Selbstverwaltung beiderseits der bayerisch-württembergischen Landesgrenze, vorgenommen.[1]

[1] Mitglieder des Schwabenbunds sind der Alb-Donau-Kreis, die Landkreise Biberach, Günzburg, Heidenheim, Neu-Ulm, Oberallgäu und Unterallgäu, die Städte Biberach, Kempten, Memmingen und Ulm, der Regionalverband Donau-Iller, der Regionale Planungsverband Allgäu, die Industrie- und Handelskammern Schwaben und Ulm, die Handwerkskammern Schwaben und Ulm sowie die Allgäu GmbH. Assoziierte Partner sind der Bodenseekreis, die Landkreise Lindau, Ostallgäu, Ravensburg und Sigmaringen, die Stadt Kaufbeuren, der Regionalverband Bodensee-Oberschwaben sowie die Industrie- und Handelskammer Bodensee-Oberschwaben. Nähere Informationen unter www.schwabenbund.de.

Methodik und Vorgehensweise

Anspruch der Erhebung ist es, die **Fakten über den Stromverbrauch**[2] und die **Strombereitstellung** wertungsfrei zusammenzustellen. Auf dieser Grundlage können dann belastbare Aussagen über die Höhe des Stromverbrauchs und die Stromproduktion getroffen werden, welche Probleme und Potenziale bei der Stromversorgung aufzeigen können. Grundvoraussetzung hierfür ist eine möglichst detaillierte Datenbasis über den Stromverbrauch und die Stromproduktion im Untersuchungsgebiet. Die amtliche Statistik konnte hier allerdings nicht weiterhelfen, da Daten über den Stromverbrauch und die Stromproduktion seitens der jeweiligen Statistischen Ämter des Landes Baden-Württemberg und des Freistaats Bayern nur im groben Maßstab vorliegen. Eigene Erhebungen bei den Verteilnetzbetreibern wurden damit unumgänglich. Die an der Erhebung beteiligten Industrie- und Handelskammern Bodensee-Oberschwaben, Ostwürttemberg, Schwaben und Ulm haben hierfür alle 37 Verteilnetzbetreiber im Untersuchungsraum gewinnen können. Die letzten Daten wurden von diesen im vierten Quartal 2014 zur Verfügung gestellt.

Erhoben wurden die **Verbrauchsdaten** in insgesamt 17 Landkreisen und fünf Stadtkreisen bzw. kreisfreien Städten. Die Erhebung erfolgte postleitzahlenscharf. Dabei wurde differenziert nach Großabnehmern mit Leistungsmessung (Stromverbrauch > 100.000 Kilowattstunden pro Jahr) und Kleinverbrauchern. Zwei Netzbetreiber haben die Differenzierung nach Groß- und Kleinverbrauchern, u. a. aus Datenschutzgründen, nicht vorgenommen, sondern lediglich den Gesamtverbrauch in den jeweiligen Postleitzahlenbereichen mitgeteilt. Darüber hinaus liegen von drei Netzbetreibern nur Gesamtmengen für ihr Netzgebiet vor. In diesen Fällen wurde der Stromverbrauch gleichmäßig auf die PLZ-Bereiche im Gebiet des jeweiligen Netzbetreibers aufgeteilt. Ferner musste in zwei Fällen auf Daten aus 2012 zurückgegriffen werden, neuere Daten lagen zum Zeitpunkt des Abschlusses der Erhebung noch nicht vor.

Im Ergebnis liegt damit eine umfassende flächendeckende Erhebung der Stromverbrauchsdaten vor. Der Analyse liegt das Kalenderjahr 2013 zugrunde.[3]

---

[2] Die elektrische Energie wird korrekterweise in eine andere Form (z. B. Bewegungsenergie, Wärme) umgewandelt, nicht aber der elektrische Strom verbraucht. Aus Rücksicht auf die weitverbreitete Verwendung dieses Begriffs und die damit verbundene bessere Lesbarkeit wird im Rahmen dieser Publikation im Folgenden dennoch auf den Begriff des „Stromverbrauchs" zurückgegriffen.

[3] Die Erhebung schloss zwar auch die Jahre 2011 und 2012 mit ein, die entsprechenden Daten liegen jedoch nur unvollständig vor, weshalb einzig auf das Kalenderjahr 2013 zurückgegriffen wird.

Der verbrauchte Strom aus Anlagen zur Stromerzeugung für den Eigenbedarf (Eigenstromerzeugungsanlagen) ist in der vorliegenden Untersuchung nicht berücksichtigt, da dieser nicht im Verteilnetz auftaucht. Der in diesen Anlagen produzierte Strom wird i. d. R. am Standort direkt verbraucht.

Zusätzlich zu den Verbrauchsdaten wurden auch **Daten zur Stromerzeugung** erhoben, differenziert nach Erzeugungsart (konventionell oder erneuerbar), nach Anlagentyp und nach installierter Leistung und bereitgestellter Strommenge. Diese Daten liegen ebenfalls postleitzahlenscharf vor.

Allerdings bestehen hier unvermeidbare Lücken bzw. Ungenauigkeiten in der Datenbasis. Dies betrifft die installierte Leistung der **konventionellen Erzeugungsanlagen** im Untersuchungsgebiet sowie die in diesen Anlagen produzierte Strommenge. Für die Richtigkeit der diesbezüglichen Angaben kann folglich keine Gewähr gegeben werden. Für die Anlagen mit einer installierten Leistung von zehn Megawatt und mehr bildete die Grundlage die (ständig aktualisierte) Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (BNetzA). Insofern ist für diese größeren konventionellen Anlagen die Angabe der installierten Leistung korrekt. Allerdings konnten von den Netzbetreibern aus Datenschutzgründen keine exakten Angaben zur Menge des dort bereitgestellten Stroms gemacht werden. Aufgrund der Tatsache, dass es sich hierbei um insgesamt lediglich acht Anlagen mit einer Gesamtleistung von 130 MW (Vergleich zum Kernkraftwerk Gundremmingen mit 2.572 MW) handelt, wovon vier mit Öl und vier mit Gas betrieben werden, fällt die dort erzeugte Strommenge nicht ins Gewicht.

Ähnlich sieht es bei den Anlagen mit weniger als zehn Megawatt installierter Leistung aus. Diese Anlagen sind nach Aussage der BNetzA zu über 99 % Stromerzeugungsanlagen in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-Anlagen). Für diese Anlagen musste hinsichtlich der installierten Leistung auf eine Liste des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) zurückgegriffen werden. Diese Liste wird zwar wie die Kraftwerksliste der BNetzA fortlaufend aktualisiert, hat aber den Nachteil, dass ausschließlich neu gemeldete Anlagen hinzugenommen werden. In der Zwischenzeit bereits wieder stillgelegte Anlagen werden von der Liste jedoch nicht gestrichen. Insofern ist davon auszugehen, dass die Zahl der in Betrieb befindlichen KWK-Anlagen in der Realität deutlich niedriger ist als die in der Liste aufgeführten 2.518 Anlagen.

Bei den **Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energieträger** – also für Windkraft-, Photovoltaik- und Biogasanlagen, Wasserkraftwerken und sonstigen Erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen[4] – und der in diesen Anlagen bereitgestellten Strommenge ist die Datenlage hingegen vollständig. Hier besteht aufgrund einer detailliert vorliegenden Datenbasis die Möglichkeit zu einer Differenzierung nach Erzeugungsart, Anlagenzahl, installierter Leistung, eingespeister Strommenge und Anlagenstandort (nach Postleitzahlen). Lediglich in einem Fall konnte ein kleinerer Netzbetreiber nur die Gesamtmenge des aus erneuerbaren Energieträgern gewonnenen Stroms mitteilen.

Bezüglich der Anlagen zur Eigenstromerzeugung (s. o.) sind keine Angaben zur Stromproduktion möglich, da diese nicht ins Netz einspeisen.

Vorbemerkung zu den nachfolgenden Ausführungen und Kartendarstellungen

Zu beachten ist, dass dieser Untersuchung – dies gilt für den Stromverbrauch und die Stromproduktion in gleichem Maße – lediglich absolute Zahlen über das gesamte Kalenderjahr 2013 zugrunde liegen. Aussagen zu einer Tages- oder Jahresganglinie bei der Stromabnahme durch die Verbraucher, also bezüglich des Lastverhaltens[5], können auf dieser Grundlage nicht getroffen werden. Genauso wenig sind Aussagen zur tageszeitlichen Verteilung der Einspeisung von Strom möglich. Gerade der Strom aus volatilen erneuerbaren Energiequellen, wie Windkraft und solarer Strahlung, stehen nicht jederzeit und bei jedem Wetter zur Verfügung. Demzufolge sind Rückschlüsse über die Deckung des Strombedarfs zu jeder Tageszeit nicht möglich.

Darüber hinaus sind auf der Basis dieser Faktensammlung keine Aussagen zur Netzsituation möglich. Die Erhebung beschränkt sich nur auf den Untersuchungsraum, geht also in gewissem Umfang davon aus, dass es sich bei diesem um eine „Insel" handelt. Dies ist natürlich nicht der Fall. Die Region ist an zahllosen Stellen über Leitungen mit dem umliegenden Gebiet verbunden. Diese Tatsache wird bei der vorliegenden Untersuchung jedoch bewusst ausgeblendet. Es geht – im Wissen um die kontrovers diskutierte Thematik einer vermeintlichen „Energieautarkie" – auch um die Frage, inwieweit die Region in der Lage wäre, ihren Stromverbrauch selbst zu decken.

---

[4] Geothermie spielt im Untersuchungsraum zu Zwecken der Stromerzeugung keine Rolle.
[5] Generell ist eine Schwankung zwischen Tag und Nacht sowie eine Abnahme des Stromverbrauchs zum Wochenende hin zu verzeichnen.

Bezüglich der nachfolgenden dreidimensionalen Kartendarstellungen bleibt noch anzumerken, dass durch die postleitzahlenscharfe Wiedergabe der Daten in den Karten visuelle Verzerrungen nicht ausgeschlossen werden können. Aufgrund der unterschiedlichen räumlichen Ausdehnung von Postleitzahlenbereichen in der Fläche scheint in der kartographischen Darstellung der Stromverbrauch ggf. zu hoch oder zu niedrig auszufallen. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn es sich um einen flächenmäßig großen Postleitzahlenbereich mit verhältnismäßig hohem Stromverbrauch handelt. Eine solche Verbrauchsspitze auf breiter Basis wirkt auf den Betrachter ungleich „wuchtiger" als es sich in der Realität darstellt. Umgekehrt wird der Stromverbrauch in größeren Städten wie Augsburg oder Ulm als vergleichsweise zu niedrig wahrgenommen, weil diese Städte gleich mehrere Postleitzahlenbereiche umfassen und diese auch deutlich kleiner sind als die Postleitzahlenbereiche in Städten wie Ehingen oder Kaufbeuren. Die in den größeren Städten existierenden Verbrauchsspitzen verteilen sich demzufolge auf mehrere kleinere Postleitzahlenbereiche.

Mit Blick auf die skizzierte Datenverfügbarkeit kann keine Gewähr auf die Vollständigkeit und Richtigkeit der Daten gegeben werden.

Stromverbrauch 2013

Der Stromverbrauch im Untersuchungsgebiet belief sich im Jahr 2013 auf insgesamt rund 20,96 Terawattstunden (TWh). Davon entfielen mit rund 13,08 TWh etwa 62 % auf rund 31.000 Abnahmestellen mit Leistungsmessung, d. h. mit einem Jahresstromverbrauch über 100.000 Kilowattstunden (kWh). Diese Verbraucher sollen im Folgenden als Großverbraucher bezeichnet werden. Dem stehen rund 1,9 Mio. Verbraucher mit einem Jahresstromverbrauch von jeweils weniger als 100.000 kWh gegenüber, auf deren Konto die übrigen rund 7,44 TWh bzw. 36 % der verbrauchten elektrischen Energie gehen (für rund 0,44 TWh bzw. 2 % des gesamten Jahresstromverbrauchs liegen keine Angaben zur Verbrauchsstelle vor). Diese werden im Folgenden als Kleinverbraucher bezeichnet. Hierzu zählen neben zahlreichen Unternehmen auch alle Privathaushalte, die von einem Jahresverbrauch in Höhe von 100.000 kWh allerdings weit entfernt sind (3-Personen-Privathaushalt Ø 3.500 kWh/a).

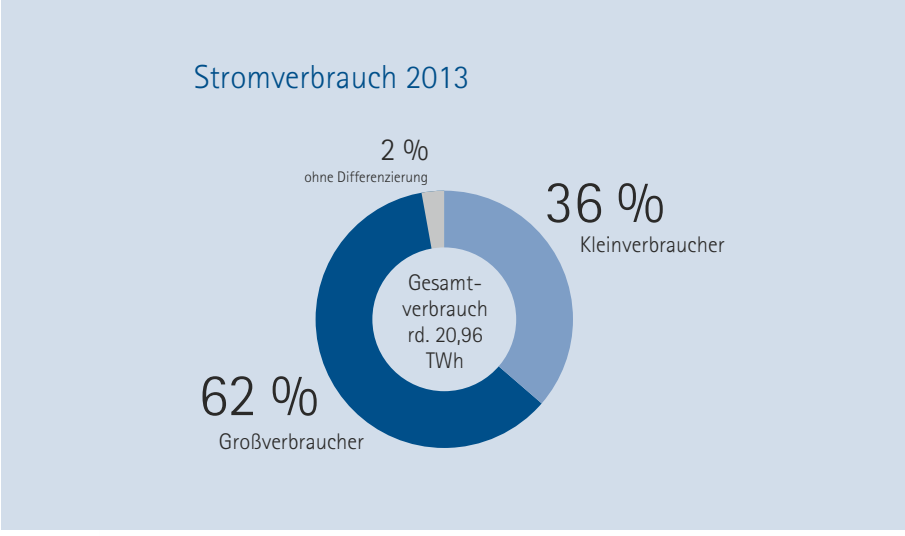

Abbildung 1: Stromverbrauch in der Untersuchungsregion 2013. Quelle: Eigene Darstellung.

Damit wird offensichtlich, dass auf verhältnismäßig wenige Großverbraucher der Löwenanteil des Stromverbrauchs im Untersuchungsraum entfällt. Darunter sind neben den energieintensiven Unternehmen wie Metallschmelzen, Papierfabriken und Zementwerke auch alle anderen Großabnehmer aus der Industrie.

Doch wie sind die Stromverbraucher im gesamten Untersuchungsraum verteilt? Aufschluss liefert eine dreidimensionale Visualisierung der Verbrauchsmengen, die auf der Grundlage der postleitzahlenscharfen Erhebung erstellt werden kann (vgl. Abbildung 2).

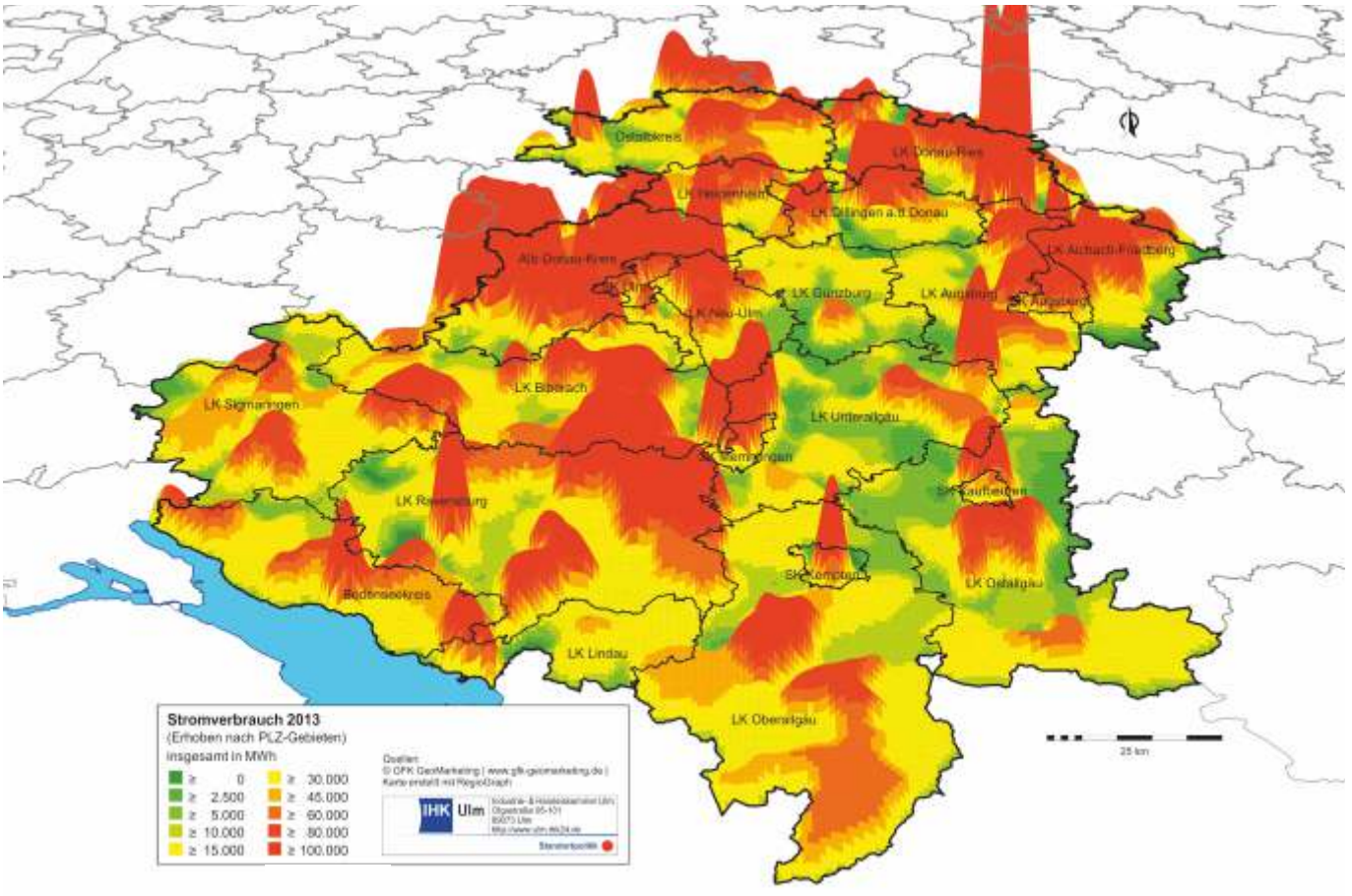

Abbildung 2: Räumliche Schwerpunkte des Stromverbrauchs in der Untersuchungsregion 2013, dargestellt nach Postleitzahlengebieten. Quelle: Eigene Darstellung.

Verhältnismäßig hohe Stromverbrauchsspitzen sind in den Städten des Untersuchungsraums festzustellen. Dies liegt auf der Hand: wo viele Menschen leben und arbeiten, wird auch viel Strom verbraucht. Interessant sind jedoch die zum Teil hohen Verbrauchsspitzen in Teilen des ländlichen Raums – insbesondere im nördlichen Landkreis Augsburg, in den Landkreisen Dillingen an der Donau, Ravensburg und im Alb-Donau-Kreis. Auch im ländlichen Raum sind demzufolge Großabnehmer aus der Industrie und dem verarbeitenden Gewerbe zu Hause. Blendet man die Kleinverbraucher aus, so wird die Bedeutung, die die Großverbraucher beim Stromverbrauch einnehmen, besonders deutlich (vgl. Abbildung 3).

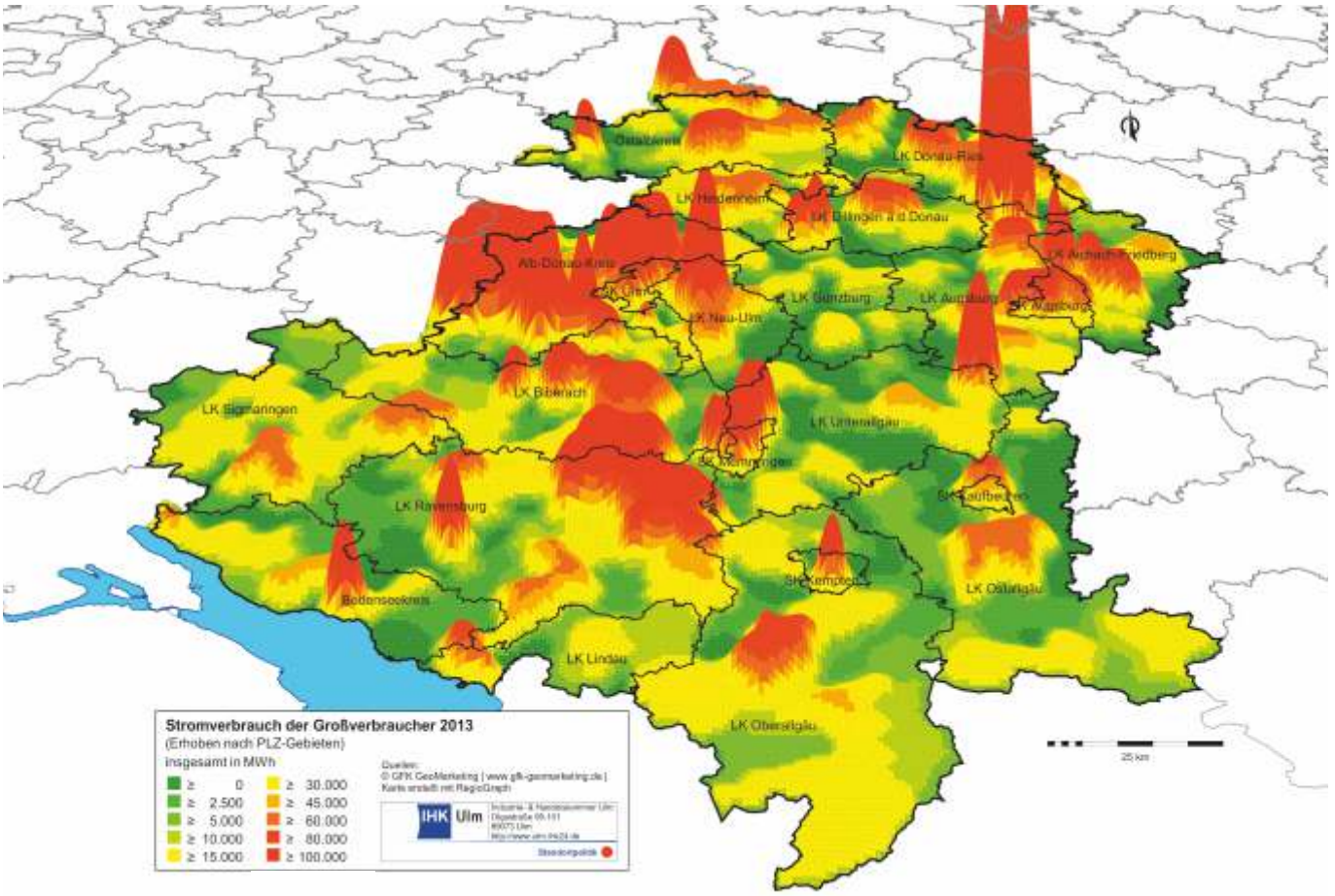

Abbildung 3: Räumliche Schwerpunkte des Stromverbrauchs in der Untersuchungsregion 2013, dargestellt nach Postleitzahlengebieten; nur Großverbraucher mit einem Jahresstromverbrauch von mindestens 100.000 kWh. Quelle: Eigene Darstellung.

Insgesamt ergibt sich ein relativ gleichmäßiges Bild: trotz einzelner Spitzen in Teilen des Untersuchungsraums sticht – mit einer Ausnahme im Landkreis Augsburg – kein Landkreis und keine kreisfreie Stadt bzw. kein Stadtkreis bezüglich eines besonders hohen oder besonders niedrigen Stromverbrauchs hervor.

Stromproduktion 2013

Konventionelle Stromproduktion

Die konventionelle Stromproduktion im Untersuchungsraum wird maßgeblich vom Kernkraftwerk Gundremmingen mit den beiden Blöcken B und C dominiert. Alleine diese beiden Blöcke mit einer Gesamtleistung von 2.572 Megawatt haben im Jahr 2013 mit rund 20,7 Terawattstunden in der Summe annähernd so viel Strom erzeugt wie im Untersuchungsraum insgesamt verbraucht wurde.

Aufgrund der bereits eingangs erwähnten unvermeidbaren Datenlücken bei der Stromproduktion aus konventionellen Kraftwerken, insbesondere bei den Anlagen zur Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung, sind nur Näherungsangaben bezüglich der produzierten Strommenge aus konventioneller Erzeugung möglich. Bei einer anzunehmenden Stromproduktion in Höhe von 0,5 % an der Gesamtproduktion[6] würde dies einer Menge von rund 140 Gigawattstunden (GWh) entsprechen. Damit wurde in 2013 in der Region schätzungsweise insgesamt 20,84 TWh elektrische Energie aus konventioneller Erzeugung bereitgestellt.

Alleine die Tatsache, dass die beiden Blöcke B und C des Kernkraftwerks Gundremmingen den Jahresstrombedarf der Region in Höhe von rund 20,96 TWh rein rechnerisch annähernd alleine decken konnten, machte den Untersuchungsraum zum Nettostromexporteur. Die Region produziert über das ganze Jahr hinweg mehr Strom als sie verbraucht – und dabei ist der regenerativ erzeugte Strom noch nicht einmal eingerechnet!

Installierte Leistung konventioneller Erzeugungsanlagen

Ein extrem heterogenes Bild zeigt sich jedoch bei der räumlichen Verteilung der installierten Leistung der konventionellen Stromerzeugungsanlagen (vgl. Abbildung 4). Unverkennbar dominiert auch hier der Kernkraftwerksstandort Gundremmingen das Bild.

[6] Abgeleitet aus einer Studie des Regionalverbands Bodensee-Oberschwaben, welche als Größenordnung für Stromerzeugung aus KWK eine Spanne von 0,1 % bis 1,0 % an der Gesamtsstromerzeugung angibt. Vgl.: Regionalverband Bodensee-Oberschwaben (Hrsg.) (2012): Energie- und Klimaschutzkonzept für die Region Bodensee-Oberschwaben – Umsetzung der Energiewende 2022, Ravensburg, S. 22 ff.

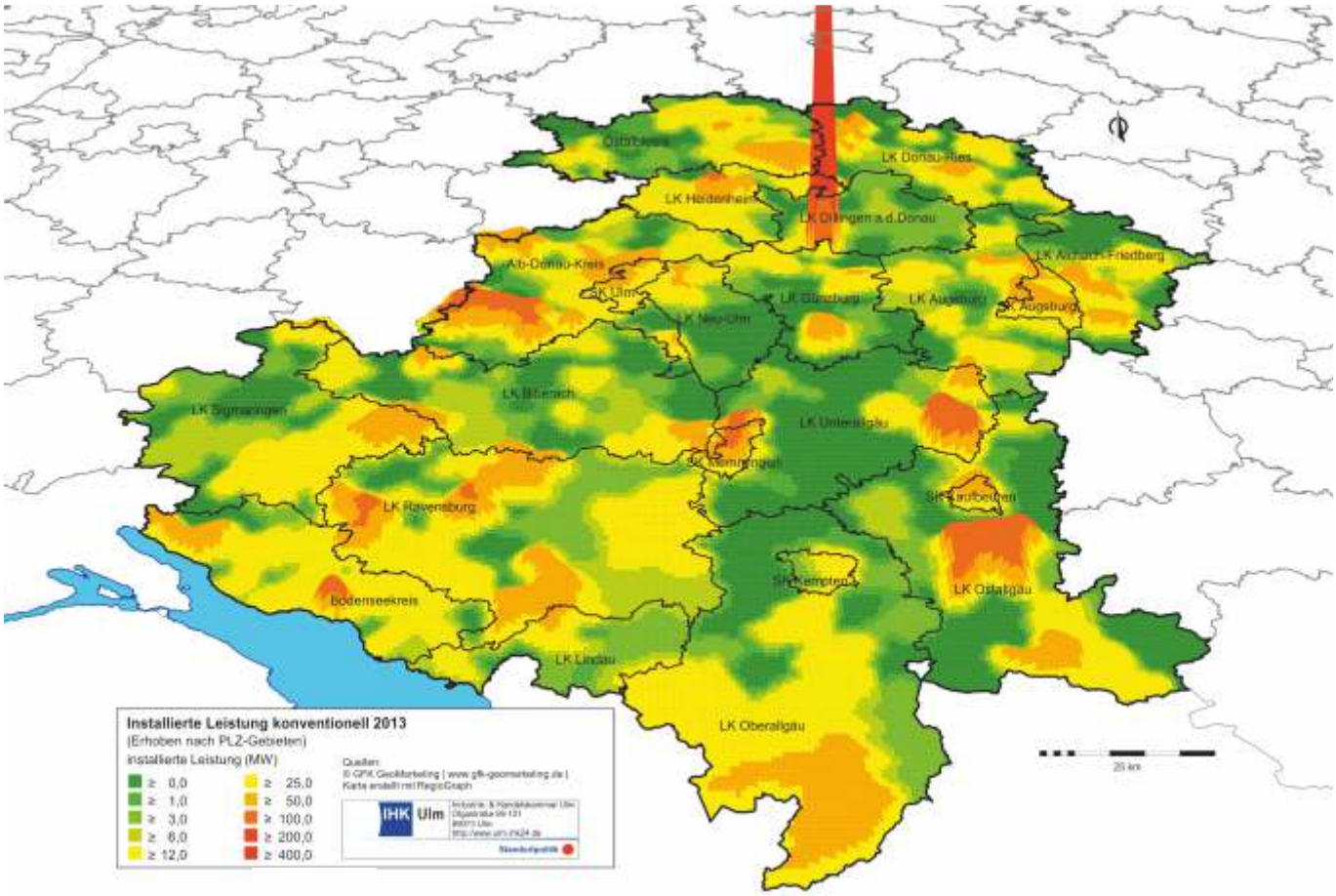

Abbildung 4: Räumliche Verteilung der installierten Leistung konventioneller Stromerzeugungsanlagen in der Untersuchungsregion 2013, dargestellt nach Postleitzahlengebieten. Quelle: Eigene Darstellung.

Damit wird deutlich: Nach Abschaltung des letzten der beiden Blöcke des Kernkraftwerks Gundremmingen zum 31. Dezember 2021 wird in der Region kein konventionelles (grundlastfähiges) Großkraftwerk mehr zur Verfügung stehen.[7]

[7] Block B wird spätestens zum 31.12.2017, Block C wird spätestens zum 31.12.2021 stillgelegt.

Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energieträgern

Zu den Erneuerbaren Energieträgern gehören Wasserkraft, Windenergie, solare Strahlung, Erdwärme und nachwachsende Rohstoffe (Biomasse). Die Erzeugung von elektrischer Energie aus diesen Energieträgern wird angesichts des fortschreitenden Klimawandels immer wichtiger und dementsprechend finanziell gefördert. Seit dem Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Jahr 2000 nimmt die Einspeisung von regenerativ erzeugtem Strom ins Netz stetig zu. Die klimapolitischen Ziele der Bundesregierung und der Landesregierungen sehen einen weiteren Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energieträger zur Stromerzeugung vor.

Der klimafreundlich erzeugte Strom hat jedoch einen gravierenden Nachteil. Er steht, was die Volatilität einzelner erneuerbarer Energieträger anbelangt, nicht zu jeder Jahreszeit und auch nicht rund um die Uhr zur Verfügung. So produzieren beispielsweise Photovoltaikanlagen nachts und Windkraftanlagen bei Flaute keinen Strom. So lange die entsprechende Speichertechnologie nicht im großen Maßstab zur Verfügung steht, werden zu den Zeitpunkten, zu denen die Sonne nicht scheint und der Wind nicht weht, andere Stromerzeugungsanlagen in die Bresche springen müssen, um den Strombedarf zu decken. Diese redundanten Systeme verteuern die Stromversorgung deutlich.

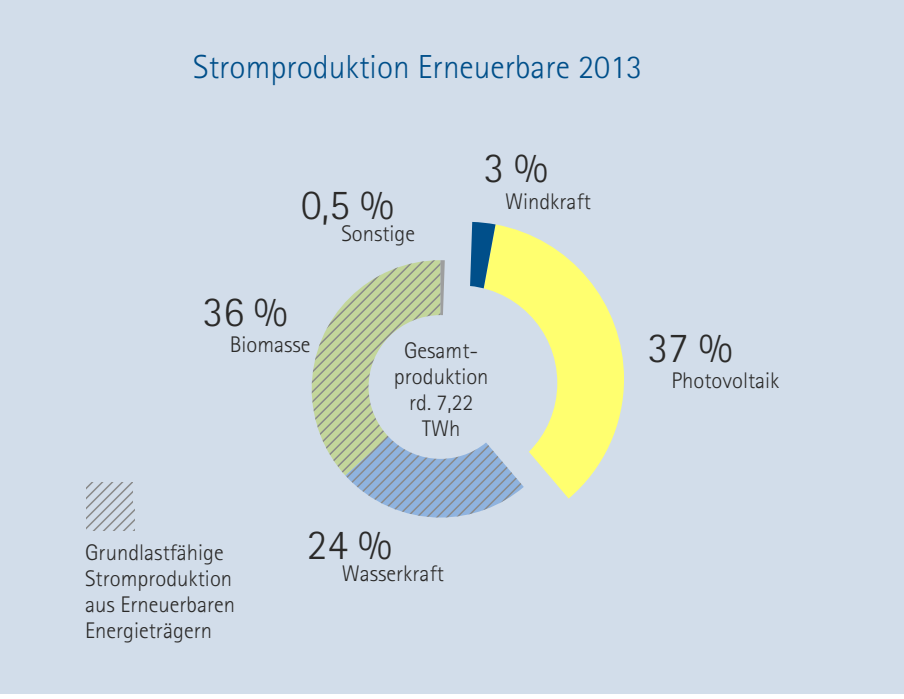

Abbildung 5: Stromproduktion aus Erneuerbaren Energieträgern.
Quelle: Eigene Darstellung.

Insgesamt wurden im Untersuchungsraum im Jahr 2013 rund 7,22 Terawattstunden elektrische Energie aus erneuerbaren Energieträgern bereitgestellt (vgl. Abbildung 5). Rein rechnerisch wäre die Region damit in der Lage, ihren Strombedarf zu einem Drittel aus regenerativ erzeugtem Strom zu decken. Damit liegt die Region deutlich über dem Bundesdurchschnitt. Bundesweit wurden im Jahr 2013 nur 23,9 % des Strombedarfs aus erneuerbaren Energieträgern gedeckt (Quelle: Bundesverband der Deutschen Energie- und Wasserwirtschaft 2014). Auch beim Anteil des regenerativ erzeugten Stroms an der gesamten Stromerzeugung (konventionell und regenerativ erzeugter Strom) lag 2013 die Region bei 25,6 % und damit leicht über dem Bundesdurchschnitt (24,1 %; Quelle: Bundesverband der Deutschen Energie- und Wasserwirtschaft 2015).

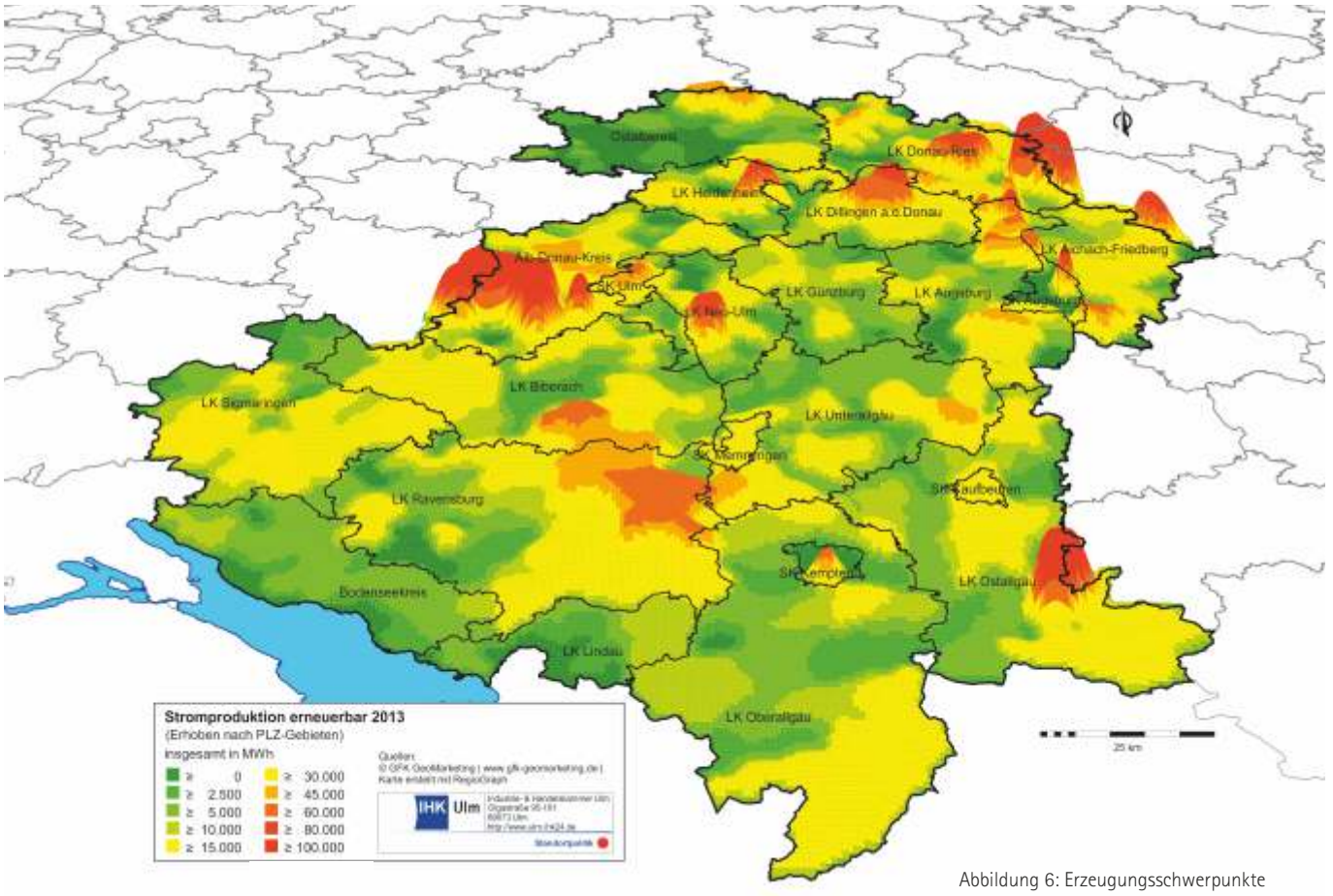

Abbildung 6: Erzeugungsschwerpunkte von Strom aus erneuerbaren Energiequellen in der Untersuchungsregion 2013, dargestellt nach Postleitzahlengebieten.
Quelle: Eigene Darstellung.

Die räumlichen Schwerpunkte bei der regenerativen Stromerzeugung liegen tendenziell eher außerhalb der Städte. Dies ist wenig überraschend, da ein wirtschaftlicher Betrieb dieser Anlagen nur bei den entsprechenden naturräumlichen Voraussetzungen (Flächenverfügbarkeit, Wasserdargebot, Windhöffigkeit etc.) möglich ist.

Installierte Leistung erneuerbarer Erzeugungskapazitäten

Photovoltaikanlagen dominieren bei der Betrachtung der ans Netz angeschlossenen erneuerbaren Erzeugungskapazitäten. Drei Viertel der Leistung regenerativer Erzeugungskapazitäten gehen auf das Konto der Photovoltaik. Wasserkraftwerke und Biomasseanlagen haben einen Anteil von zusammen rund 20 % an den Erzeugungskapazitäten. Die Windkraft hat einen Anteil von rund 3 % (vgl. Abbildung 7).

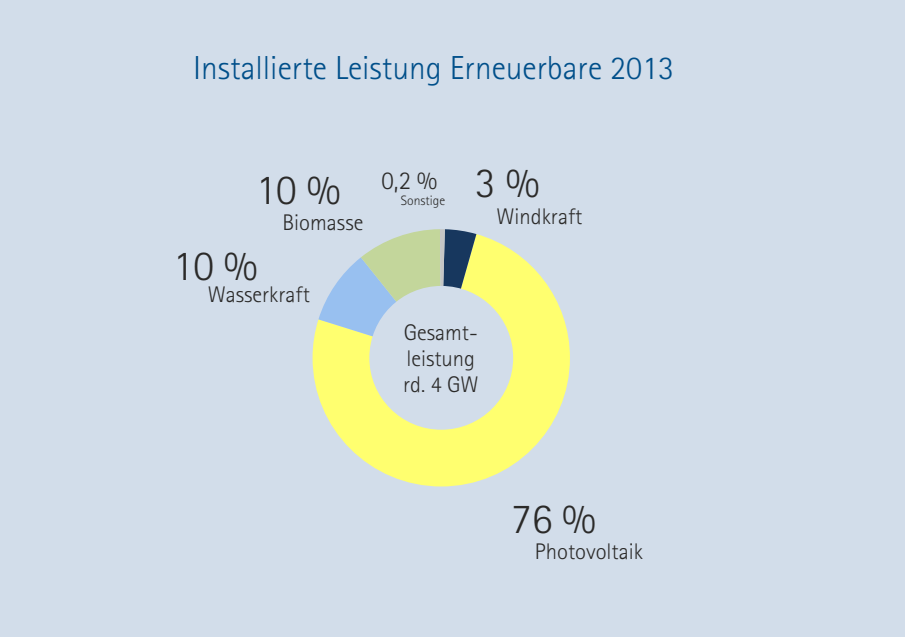

Abbildung 7: Installierte Leistung der Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energieträgern. Quelle: Eigene Darstellung.

Hinsichtlich der räumlichen Verteilung der installierten Leistung dieser Anlagen sind keine Schwerpunkte erkennbar (vgl. Abbildung 8). Ein „regenerative Großkraftwerk" o. ä. ist in der Region nicht am Netz.

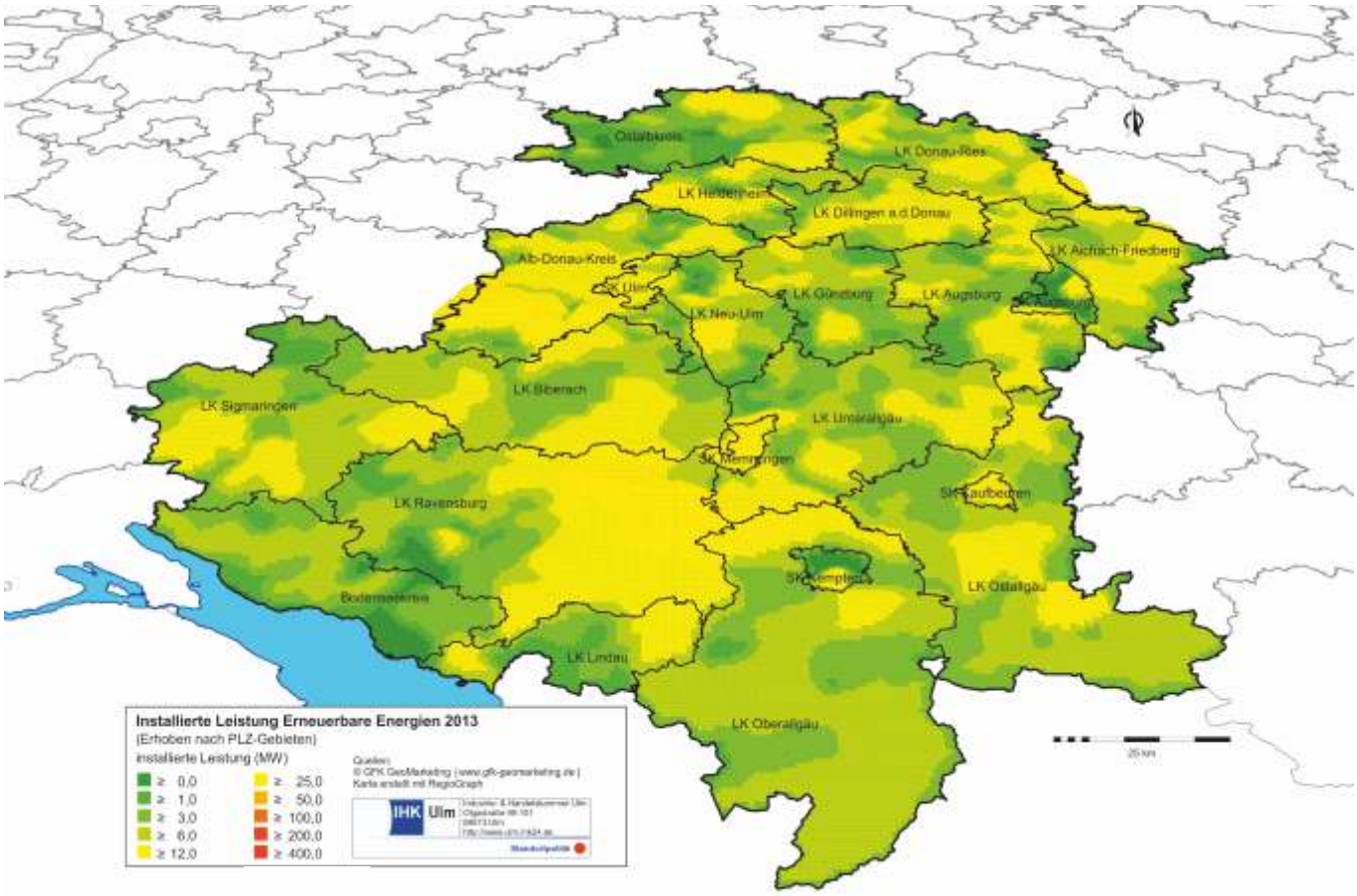

Abbildung 8: Räumliche Verteilung der installierten Leistung von Stromerzeugungsanlagen zur Nutzung erneuerbarer Energieträger in der Untersuchungsregion 2013, dargestellt nach Postleitzahlengebieten.
Quelle: Eigene Darstellung.

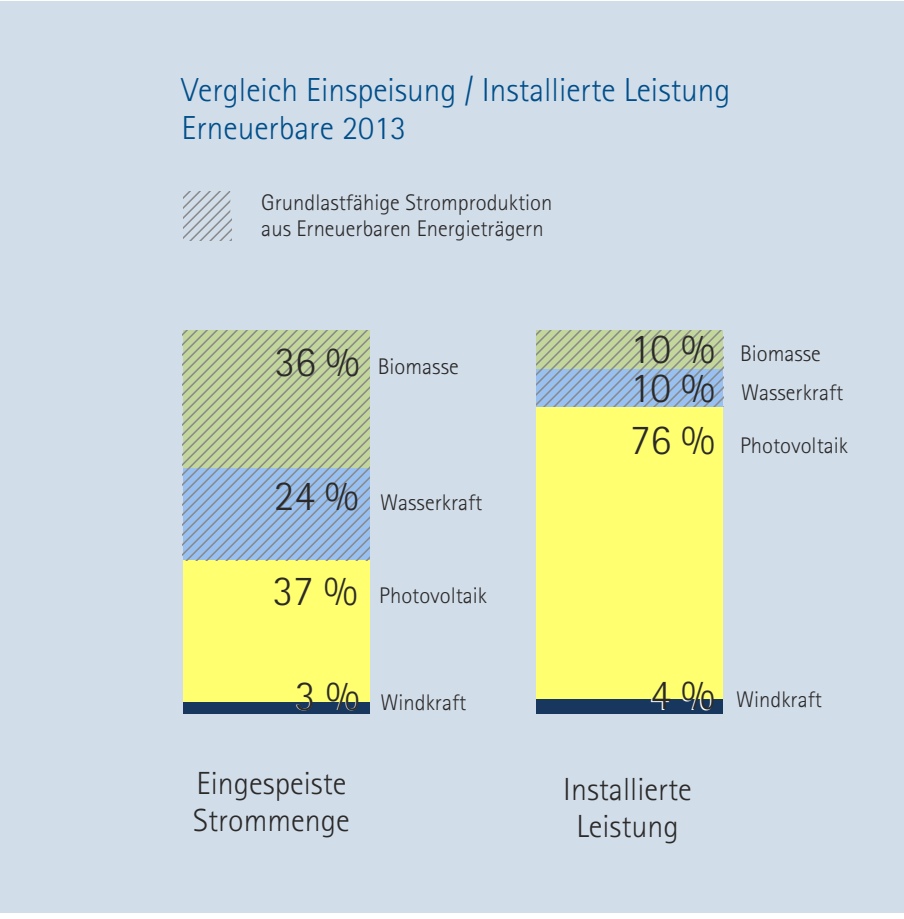

Abbildung 9: Vergleich der eingespeisten Strommenge und der installierten Leistung der Stromerzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energieträgern 2013. Quelle: Eigene Darstellung.

Vergleich Einspeisung zu installierter Leistung erneuerbarer Erzeugungsanlagen

Setzt man nun die installierte Leistung in Relation zur eingespeisten Strommenge, so ergibt sich folgendes Bild: Während die Photovoltaik zu 37 % zur gesamten regenerativen Stromerzeugung beiträgt (vgl. Abbildung 5), beträgt ihr Anteil an der ans Netz angeschlossenen Gesamtleistung mehr als drei Viertel aller Erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen (vgl. Abbildung 7). Hingegen leisten die Wasserkraft- und Biomasseanlagen in Relation zu ihrem verhältnismäßig geringen Anteil an der erneuerbaren Gesamterzeugungskapazität einen deutlich höheren Beitrag zur regenerativen Stromerzeugung. Dem Anteil der Wasserkraftanlagen an der Gesamtmenge des regenerativ erzeugten Stroms in Höhe von 24 % steht ein Anteil von nur 10 % der angeschlossenen Anlagenleistung gegenüber. Noch günstiger ist das Verhältnis von Anschlussleistung zur Stromeinspeisung bei den Biomasseanlagen (vgl. Abbildung 9). Dieses Ergebnis ist auf die zeitlich eingeschränkte Verfügbarkeit der Energieträger Windenergie und solare Strahlung zurückzuführen.

Es ist angesichts der vergleichsweise immens hohen installierten Leistung der Photovoltaikanlagen leicht nachvollziehbar, dass deren Netzintegration auf der Verteilnetzebene eine große technische Herausforderung darstellt. Der Grund hierfür liegt auf der Hand: Photovoltaikanlagen speisen tendenziell alle zur gleichen Zeit ins Netz ein. Dies ist vor allem in den Mittagsstunden im Sommer der Fall.

Grundlastfähige Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern kann unterschieden werden in volatil und grundlastfähig.

Grundlastfähige Stromerzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energieträgern umfassen jene Anlagen, die zu jeder Tages- und Nachtzeit Strom bereitstellen können, die also zur Deckung der Grundlast beitragen können. Dies sind Wasserkraftanlagen, sofern sie die Fließgeschwindigkeit von Flusswasser nutzen, Geothermieanlagen sowie Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biomasse (bei entsprechend ausreichenden Kapazitäten zur Biomassebevorratung). Bei der Betrachtung der Strombereitstellung aus Wasserkraft werden Wasserdargebotsschwankungen ausgeblendet. In der Realität weist damit auch die Stromerzeugung aus Wasserkraft eine (geringe) volatile Komponente auf. Der grundlastfähigen Stromerzeugung wurden auch die Stromerzeugungsanlagen zugerechnet, die den Strom nicht aus Windkraft, solarer Strahlung, Biomasse, Geothermie oder Wasserkraft erzeugen, diesen aber nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz vergütet bekommen. Hierzu gehört z. B. die Verstromung von Klär- und Deponiegas oder die Stromerzeugung aus Siedlungsabfällen. Da Siedlungsabfälle, Klär- und Deponiegas als Energieträger i. d. R. ebenfalls stetig zur Verfügung stehen, ist diese Zuordnung gerechtfertigt.

Wie bereits dargestellt, ist rund 60 % des in der Region aus erneuerbaren Energieträgern bereitgestellten Stroms grundlastfähig (vgl. Abbildung 5). Dabei liegt die Region auch hier über dem Bundesdurchschnitt – bundesweit sind nur rund 41,5 % des regenerativ erzeugten Stroms grundlastfähig, was v. a. an dem im Bundesdurchschnitt deutlich höheren Anteil der Windkraft liegt (Quelle: Eigene Berechnung nach Angaben des Bundesverbands der Deutschen Energie- und Wasserwirtschaft 2014).

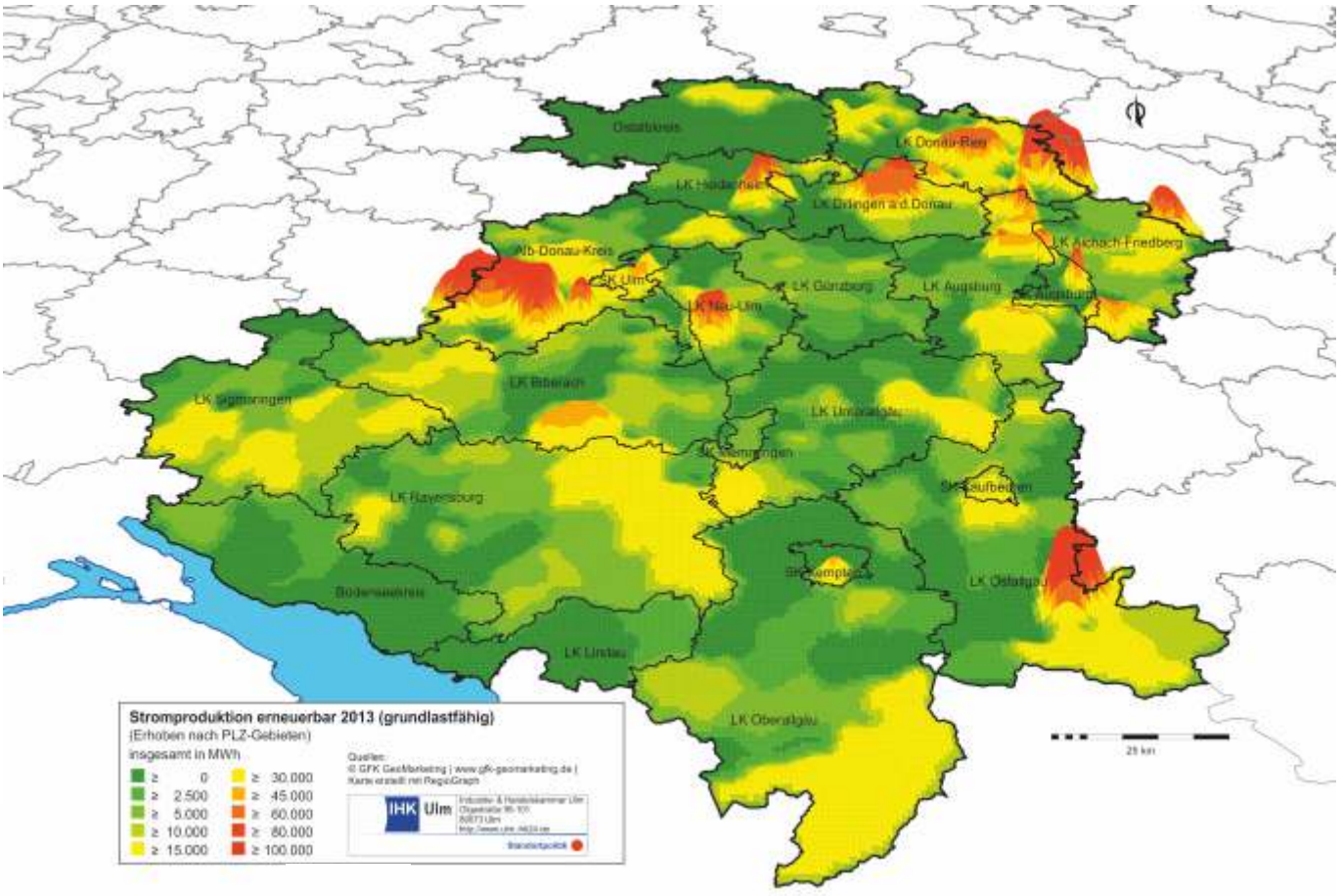

Abbildung 10: Schwerpunkte von grundlastfähiger Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen in der Untersuchungsregion 2013, dargestellt nach Postleitzahlengebieten. Quelle: Eigene Darstellung.

Die Bereitstellung grundlastfähigen regenerativen Stroms umfasste im Jahr 2013 in der Untersuchungsregion ein Volumen von insgesamt rund 4,37 TWh. Davon steuerte die Wasserkraft mit rund 1,72 TWh ca. 40 % bei. Der wesentliche Rest entfällt auf die Biomassenutzung (rund 2,61 TWh; ca. 60 %), da die sonstigen Anlagen mit einer Strommenge von lediglich 0,03 TWh vernachlässigbar sind und die Nutzung der Geothermie zur Stromerzeugung in der Untersuchungsregion keine Rolle spielt.[8]

Die Erzeugungsschwerpunkte für regenerativ erzeugten Strom, der zur Deckung der Grundlast herangezogen werden kann, sind v. a. entlang der Flüsse Donau, Iller und Lech gelegen (vgl. Abbildung 10). Die (vom Volumen des eingespeisten Stroms her gesehen) bedeutendsten Stromerzeugungsanlagen, die mit Biomasse betrieben werden, stehen im Alb-Donau-Kreis, in den Landkreisen Heidenheim und Aichach-Friedberg sowie im Stadtkreis Ulm.

[8] Es ist keine Anlage bekannt, die im Jahr 2013 Strom in das Netz eingespeist hat.

Anlagentyp	Anzahl	Installierte Leistung	Eingespeiste Strommenge (Arbeit)
Wasserkraftanlagen	842 *(640)*	376,87 MW *(221,94 MW)*	1.719.284,003 MWh *(758.937,611 MWh)*
Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomasse	1.188 *(845)*	414,85 MW *(274,32 MW)*	2.614.475,181 MWh *(1.714.644,163 MWh)*
Sonstige (Klär- und Deponiegas, Siedlungsabfälle etc.)	211 *(30)*	9,00 MW *(3,54 MW)*	33.685,815 MWh *(25.159,812 MWh)*

Tabelle 1: Übersicht über die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energieträgern, grundlastfähig (in Klammern Zahlen nur für das Gebiet des Schwabenbunds inkl. assoziierte Partner). Eigene Darstellung.

In der Untersuchungsregion sind insgesamt 842 Wasserkraftanlagen mit einer installierten Gesamtleistung von rund 377 Megawatt am Netz. Hinzu kommen 1.188 Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biomasse, die es auf eine installierte Gesamtleistung von rund 415 Megawatt bringen. Die 211 sonstigen Anlagen kommen auf eine Gesamtleistung von 9 Megawatt. Die installierte Leistung der grundlastfähigen regenerativen Stromerzeugungsanlagen ist – mit Ausnahme der Wasserkraftwerke entlang von Donau, Iller und Lech – verhältnismäßig gleichmäßig über die Untersuchungsregion verteilt. Eine Darstellung der räumlichen Verteilung der installierten Leistung kann aufgrund der geringen Aussagekraft deshalb unterbleiben.

Volatile Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern

Aufgrund ihrer starken Abhängigkeit von der Tageszeit und von Wettereinflüssen sind die Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Windkraft und solarer Strahlung dem Bereich der volatilen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern zuzurechnen.[9]

Im Jahr 2013 wurde in der Untersuchungsregion insgesamt rund 2,83 TWh aus volatil verfügbaren Quellen erzeugter regenerativer Strom ins Netz eingespeist. Davon entfallen rund 187 Gigawattstunden bzw. rund 6,6 % des volatilen regenerativen Stroms auf die insgesamt 129 Windkraftanlagen (mit einer Gesamtleistung von rund 163 Megawatt) in der Region. Rund 2,64 TWh bzw. rund 93,4 % des volatilen regenerativen Stroms entfallen auf rund 142.000 Photovoltaikanlagen (mit einer Gesamtleistung von rund 3.056 Megawatt).[10]

[9] In der Netzstudie II der Deutschen Energieagentur (dena) von 2010 wird von einer Grundlastfähigkeit der Windkraft in Höhe von 6 % ausgegangen – bundesweit. Aufgrund der vergleichweisen Kleinräumigkeit der vorliegenden Untersuchung ist von einem deutlich niedrigeren Wert für die Region auszugehen, weshalb die Windkraft vollumfänglich der volatilen Erzeugung zugerechnet wird.
[10] Ein Netzbetreiber hat keine Angaben zur Zahl der Anlagen und zur installierten Leistung übermittelt, weshalb die tatsächliche Anlagenzahl und die installierte Leistung etwas höher liegen dürfte.

Anlagentyp	Anzahl	Installierte Leistung	Eingespeiste Strommenge (Arbeit)
Windkraftanlagen	129 *(117)*	163,04 MW *(150,72 MW)*	187.134,137 MWh *(170.128,258 MWh)*
Photovoltaikanlagen	141.723 *(96.825)*	3055,94 MW *(2027,93 MW)*	2.638.404,609 MWh *(1.752.777,233 MWh)*

Tabelle 2: Übersicht über die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energieträgern, volatil (in Klammern Zahlen nur für das Gebiet des Schwabenbunds inkl. assoziierte Partner). Eigene Darstellung.

Sowohl hinsichtlich der Erzeugungsschwerpunkte als auch hinsichtlich der Verteilung der installierten Leistung lassen sich keine Besonderheiten feststellen. Windkraft- und Photovoltaikanlagen sind relativ gleichmäßig über das Untersuchungsgebiet verteilt. Kartendarstellungen für die eingespeiste Arbeit und die installierte Leistung haben daher wenig Aussagekraft.

Was bedeutet das für die Zeit nach 2018 und nach 2022?

Die vorliegende Untersuchung zeigt vor allen Dingen eines: die heute herausragende Bedeutung des Kernkraftwerks Gundremmingen für die Deckung des Strombedarfs in der Region. Dieses Kraftwerk ist in der Lage, den Jahresstrombedarf des gesamten Untersuchungsraums annähernd alleine zu decken. Dieses Kraftwerk ist allerdings heute das einzige grundlastfähige Großkraftwerk in der Region.

Nach der Abschaltung von Block B des Kernkraftwerks Gundremmingen Ende 2017 wird die Deckung des Strombedarfs durch Erzeugungsanlagen in der Region quasi von einem Tag auf den anderen halbiert. Im Jahr 2018 werden rund 10,35 TWh grundlastfähigen Stroms nicht mehr zur Verfügung stehen.

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern innerhalb der Region wird nicht in der Lage sein, diese Lücke zu füllen. Die Stromproduktion aus erneuerbaren Energieträgern deckt den **Bedarf der Region in Höhe von rund 20,96 TWh** rechnerisch heute zu einem Drittel.
Im Hinblick auf die für die **Versorgungsicherheit** besonders wichtige **Grundlastfähigkeit** kann der Strombedarf bis zu einer Höhe von **4,37 TWh bzw. zu rund einem Fünftel aus erneuerbaren Energieträgern** gedeckt werden.

Festzustehen scheint damit: Die Region wird spätestens zum 1. Januar 2018 unausweichlich vom Stromexporteur zum -importeur werden. Diese Situation wird sich mit der endgültigen Abschaltung des Kernkraftwerks Gundremmingen Ende 2021 nochmals verschärfen. Anders ausgedrückt: die Region wird zur Stromsenke.

Kann die dadurch entstehende Versorgungslücke durch einen weiteren Zubau erneuerbarer Erzeugungsanlagen geschlossen werden?

Im Hinblick auf die Versorgungssicherheit müssten im Wesentlichen die grundlastfähigen erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen (Wasserkraft- und Biomasseanlagen) ausgebaut werden. Deren Potenzial dürfte jedoch aus tatsächlichen und rechtlichen Gründen zu einem erheblichen Maß ausgeschöpft sein.

Um die Versorgungslücke überwiegend aus volatiler Stromerzeugung zu schließen, müssen zwei Voraussetzungen erfüllt sein. Erstens müssten die zur Glättung der Angebotsspitzen erforderlichen Speichertechnologien marktreif zur Verfügung stehen und entsprechende Anlagen gebaut sein. Zweitens müssten die volatilen Erzeugungskapazitäten auf das nahezu Sechsfache des Bestandsniveaus erhöht werden.[11] Allerdings werden aus heutiger Sicht weder die Speicheranlagen mittelfristig im erforderlichen Umfang zur Verfügung stehen noch ist ein entsprechender Ausbau der volatilen erneuerbaren Anlagen in dieser relativ kurzen Zeit realistisch. Der Zubau der Photovoltaik hat aufgrund der geänderten Förderbedingungen deutlich an Attraktivität verloren und ob die Windkraft alleine diese Lücke schließen können wird, bleibt fraglich.

Eine Option zur Lösung dieses Problems ist der Neu- und Ausbau von Stromleitungen. Der im Energieleitungsausbau- (EnLAG) und Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) festgelegte Netzneu- und Netzausbau trägt dazu bei, überschüssigen Strom aus dem Norden der Bundesrepublik in den Süden zu transportieren. Das EnLAG umfasst insgesamt 23 Ausbauvorhaben im Übertragungsnetz mit 1.877 km Gesamtlänge, wovon eines (Vorhaben Nr. 24 Bünzwangen-Goldshöfe) zu Teilen im Untersuchungsgebiet liegt. Dieses Vorhaben wird aktuell jedoch im Netzentwicklungsplan Strom 2024 aufgrund alternativer netztechnischer Lösungen von den Übertragungsnetzbetreibern als nicht mehr energiewirtschaftlich notwendig erachtet.[12] Darüber hinaus sind im Bundesbedarfsplangesetz fünf weitere Vorhaben in der Region vorgesehen, die

---

[11] Mit der endgültigen Abschaltung des Kernkraftwerks Gundremmingen entfallen 20,7 TWh grundlastfähigen Stroms. Die regenerativ erzeugte Strommenge betrug 2013 insgesamt rund 7,22 TWh (davon 4,37 TWh grundlastfähig und 2,83 TWh aus volatilen Quellen). Die rechnerische Deckungslücke zum Strombedarf in Höhe von 20,96 TWh beträgt damit 16,59 TWh, was dem rund 5,86-fachen des 2013 aus volatiler Stromerzeugung eingespeisten Stroms entspricht.

[12] Vgl. www.netzausbau.de.

entweder weit überwiegend auf einer bereits bestehenden Trasse verlaufen oder für die jedoch zum derzeitigen Zeitpunkt weder eine konkrete Trassenführung noch ein Realisierungszeitpunkt feststeht. Neben vier Netzverstärkungsmaßnahmen ist darunter auch eine der strittigen Hochspannungsgleichstromübertragungsleitungen (HGÜ), die überschüssigen Strom aus Norddeutschland nach Süddeutschland transportieren sollen. Dieses im Bundesbedarfsplangesetz enthaltene Vorhaben Nr. 5 (im Netzentwicklungsplan als Korridor D bezeichnet), soll als Neubaumaßnahme zwischen dem Umspannwerk Lauchstädt und dem Umspannwerk Meitingen bzw. jetzt zwischen Wolmirstedt und Gundremmingen realisiert werden. Das Vorhaben wird von den beteiligten Übertragungsnetzbetreibern 50Hertz und Amprion auch als „Gleichstrompassage Süd-Ost" bezeichnet.

Eine weitere Option wäre der Zubau von grundlastfähigen (konventionellen) Erzeugungskapazitäten. Allerdings liegen entsprechende Pläne aufgrund der derzeit nicht gegebenen Wirtschaftlichkeit bis auf weiteres auf Eis.[13]

Auch die Verteilnetzbetreiber stehen vor großen Herausforderungen. Die Netzinfrastruktur ist heute noch weitgehend auf eine zentrale Stromerzeugung durch Großkraftwerke ausgelegt. Die Stromerzeugung wird jedoch zunehmend dezentraler, was sich an der relativ gleichmäßigen räumlichen Verteilung der regenerativen Stromerzeugungsanlagen ablesen lässt. Der damit einhergehende Umbau der Netzinfrastruktur ist aber noch längst nicht abgeschlossen (vgl. auch Interviews mit den Netzbetreibern in dieser Publikation). Bereits heute sind 3,2 Gigawatt installierte Leistung aus volatilen Quellen an das Verteilnetz angeschlossen, davon alleine rund 3 Gigawatt von rund 142.000 Photovoltaikanlagen. Der in diesen und weiteren Anlagen erzeugte Strom muss unter Wahrung der Netzstabilität in das Netz integriert werden. Eingriffe in die Netzstabilität werden zunehmend zum Tagesgeschäft der Netzbetreiber.

[13] Z. B. Gaskraftwerk an den Standorten Laupheim, Gundremmingen oder Gundelfingen.

Zusammenfassung

Die hohe **Versorgungssicherheit** mit elektrischer Energie ist für den Industriestandort Deutschland ein **zentraler Wettbewerbsvorteil**. Vor allem im Süden werden bis zum Jahr 2022 viele Kernkraftwerke vom Netz gehen. Damit entfallen Erzeugungskapazitäten in größerem Umfang.

Dies trifft insbesondere auch auf die Region der vier Industrie- und Handelskammern Bodensee-Oberschwaben, Ostwürttemberg, Schwaben und Ulm zu. Das im schwäbischen Gundremmingen stehende Kernkraftwerk nimmt für die Stromversorgung dieser Region eine ganz wesentliche Rolle ein. Ab dem Jahr 2018 wird dieses Kraftwerk nur noch über die Hälfte seiner Erzeugungskapazität verfügen und spätestens 2022 wird es keinen Strom mehr liefern.

Deshalb haben die vier Industrie- und Handelskammern die vorliegende Stromdatenanalyse erstellt. Auf der Basis von Jahresdaten, die von den Verteilnetzbetreibern zur Verfügung gestellt wurden, sind Aussagen über den Umfang des Jahresstromverbrauchs und der -stromproduktion möglich. Die zeitliche Dimension (Last- und Einspeiseverhalten) ist in der vorliegenden Untersuchung ausgeblendet, da hierüber keine belastbaren Informationen verfügbar sind.

Im Gebiet der vier IHKs wurden im Jahr 2013 insgesamt **20,96 Terawattstunden Strom verbraucht** – rund zwei Drittel davon von insgesamt rund 31.000 Großabnehmern mit einem Jahresstromverbrauch von mehr als 100.000 Kilowattstunden. Das Kernkraftwerk Gundremmingen hat mit 20,7 Terawattstunden 2013 im Wesentlichen dafür gesorgt, dass der gesamte Strombedarf in der Region auch aus der Region gedeckt werden konnte. Andere konventionelle Kraftwerke stehen praktisch nicht in nennenswertem Umfang zur Verfügung.

Die **Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern** hat in 2013 mit rund 7,22 Terawattstunden bereits eine Größenordnung eingenommen, die – rein rechnerisch – dazu in der Lage wäre, den Strombedarf zu einem Drittel zu decken. Die Bereitstellung von Strom aus erneuerbaren Energieträgern hat jedoch einen gravierenden Nachteil: sie ist nicht zu jeder Tages- und Nachtzeit möglich. Tatsächlich stehen nur die grundlastfähigen Erzeugungsanlagen zur Deckung des Bedarfs „rund um die Uhr" zur Verfügung. Wenn der Wind nicht weht und die Sonne nicht scheint, muss der Strom aus anderen Quellen zur Verfügung gestellt werden. **Grundlastfähiger und regenerativ erzeugter Strom** aus Wasserkraft- und Biomassekraftwerken sowie sonstiger Anlagen wurde 2013 in der Region in einer Größenordnung von 4,37 Terawattstunden bereitgestellt, was den **Strombedarf zu rund 20 % deckt**.

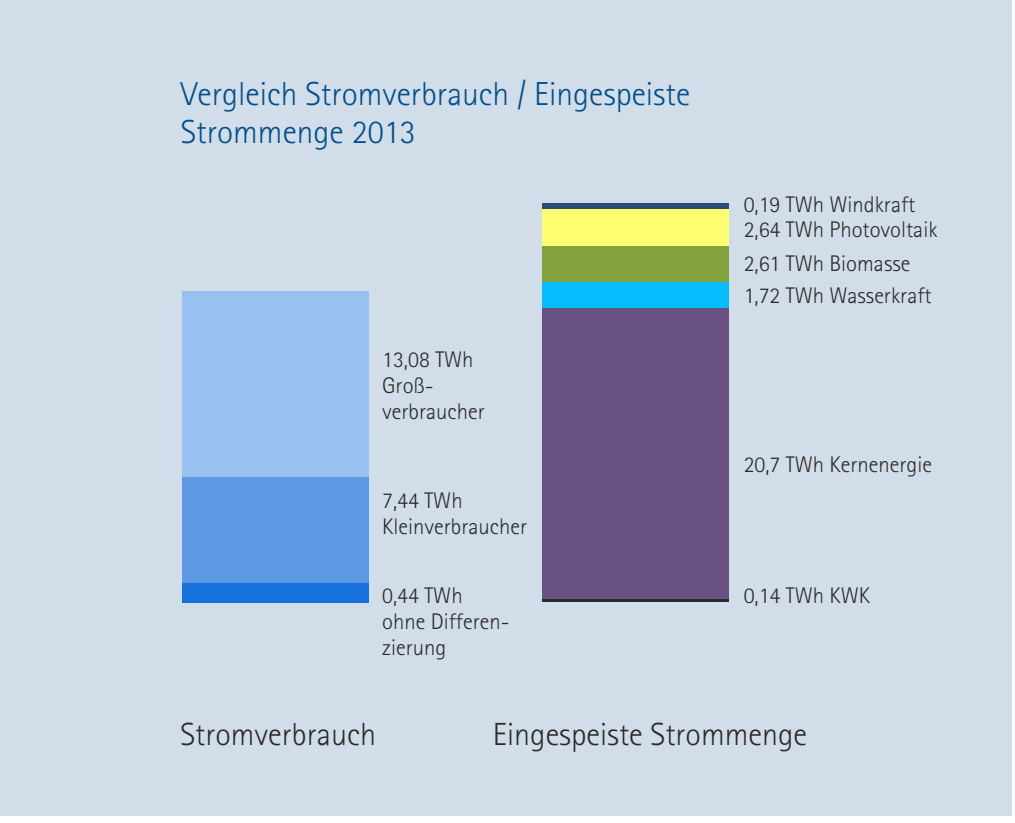

Abbildung 11: Gegenüberstellung von Stromverbrauch und eingespeister Strommenge 2013.
Quelle: Eigene Darstellung.

Aus heutiger Sicht werden **erneuerbare Erzeugungsanlagen** die entstehende **Versorgungslücke nicht schließen** können – insbesondere im Hinblick auf die für die Versorgungssicherheit notwendige **Grundlastfähigkeit** (vgl. auch Abbildung 11). Die beiden zur Lösung zur Verfügung stehenden Hauptalternativen sind der **Neubau von Hochspannungsgleichstromübertragungsleitungen** (HGÜ) zum Transport überschüssigen Stroms aus dem Norden in den Süden und die **Errichtung von Ersatzkapazitäten**, insbesondere von flexiblen Gaskraftwerken.

Die Lechwerke AG im Interview

Manfred Lux
Dipl.- Kfm. Univ.
Geschäftsführer LEW
Verteilnetz GmbH

Josef Wagner
Dipl.- Ing. Univ.
Prokurist LEW
Verteilnetz GmbH

Wie beurteilen Sie die Gesamtsituation in Ihrem Netzgebiet im Hinblick auf die Versorgungssicherheit mit Strom heute und nach 2022?

Die Versorgungssicherheit im Stromnetz der Lechwerke ist auf einem sehr hohen Niveau, wie die sehr geringen Ausfallzeiten zeigen (SAIDI). Das liegt vor allem an der sehr guten Einbindung in das Übertragungsnetz sowie an den Investitionen in den Ausbau und die Erweiterung der Netzinfrastruktur. Das Stromnetz der Lechwerke ist aber Teil des Gesamtsystems. Mit dem Abschalten der Kernkraftwerke bis 2022 steuern wir auf eine Versorgungslücke in Hinblick auf gesicherte Leistung zu. Hier kann auch der weitere Ausbau der Erneuerbaren nicht bzw. nur bedingt weiterhelfen. Wir brauchen gesicherte Leistung genau für den Fall, dass kein Wind weht und keine Sonne scheint.

Welche Schritte sind zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit über das Jahr 2022 hinaus notwendig?

Notwendig ist ein Gesamtkonzept, das die Interessen der Bürger vor Ort, der Wirtschaft sowie belastbare Rahmenbedingungen für notwendige Investitionen der Energieversorger berücksichtigt. Neben dem Ausbau der Netze müssen deshalb in einer Gesamtlösung auch andere Maßnahmen berücksichtigt werden. Dazu gehören geeignete Rahmenbedingungen für den Bau und Betrieb von effizienten Kraftwerken – Stichwort Kapazitätsmärkte –, der Energieaustausch mit den europäischen Nachbarländern und die zügige Entwicklung wirtschaftlicher neuer Technologien, vor allem Speicher und intelligente Netze.

Was muss die Politik leisten? Was liegt im Aufgabenbereich der Verteilnetzbetreiber?

Die Energiewende findet vor allem im ländlichen Raum statt. Als Verteilnetzbetreiber in der Region managen wir damit einen wichtigen Teil der Energiewende. Über 90 % der EEG-Anlagen speisen in die Verteilnetze ein. Die Netze bilden die wesentliche Plattform für ein dezentrales Energiesystem. Der Netzausbau bleibt eine wichtige Aufgabe, daneben gewinnen aber die Entwicklung und der Einsatz „smarter" Technologien sowie die dazu erforderliche Kommunikationsinfrastruktur immer mehr an Bedeutung. Die Verteilnetzbetreiber übernehmen also zukünftig eine neue verantwortungsvolle Rolle im Bereich Versorgungssicherheit und Netzstabilität.
Dafür brauchen wir die Politik, die mit dem regulatorischen Rahmen auch den neuen Anforderungen und Aufgaben der Verteilnetze Rechnung trägt.

Wie hoch schätzen Sie den Aufwand bei Neu- und Ausbau des Verteilnetzes ein?

Der Ausbaubedarf in den Verteilnetzen wurde 2012 durch die Deutsche Energie-Agentur (dena) und 2014 durch das Bundeswirtschaftsministerium untersucht. In beiden Studien wurden unterschiedliche Szenarien für den Zubau der Erneuerbaren Energien betrachtet sowie Sensitivitäten verschiedener technologischer Entwicklungen bewertet. Ergebnis: Der Ausbaubedarf im Verteilnetz bis 2032 ist enorm: Je nach Studie und Szenario liegt er zwischen 23,2 und 48,9 Mrd. Euro.

Wie sieht für Sie das Stromnetz im Jahr 2030 aus?

Intelligente Netze und die dazu erforderliche Kommunikationsinfrastruktur bilden die Grundlage für das Energiesystem der Zukunft. Neben der Systemintegration der dezentralen Erzeugung werden auch das Management von Erzeugung und Verbrauch und die Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie etwa Blindleistung immer wichtiger. Zudem werden die Verteilnetze zukünftig auch die Systemintegration von elektrischen Speichersystemen sicherstellen.

Die EnBW Ostwürttemberg DonauRies AG im Interview

Frank Hose, Vorstand der EnBW Ostwürttemberg DonauRies Aktiengesellschaft, Ellwangen

Frank Reitmajer, Geschäftsführer der Netzgesellschaft Ostwürttemberg DonauRies GmbH, Ellwangen

Wie beurteilen Sie die Gesamtsituation in Ihrem Netzgebiet im Hinblick auf die Versorgungssicherheit mit Strom heute und nach 2022?

Die Versorgungssicherheit in der Region befindet sich derzeit auf hohem Niveau. Dies wird auch zukünftig der Fall sein, allerdings unter der Voraussetzung, dass die nötigen Schritte in den vorgelagerten, überregionalen Netzen durchgeführt werden. Hierzu zählt u. a. der Ausbau der Netze für den Transport des Stroms aus Windkraft vom Norden in den Süden.

Ist der Netzausbau und die notwendige Ersatzinvestition in das bestehende Verteilnetz wirtschaftlich abbildbar?

Wir haben eine klassische Netzstruktur, die auf die Weiterleitung des Stroms vom Kraftwerk zum Kunden ausgerichtet war. Neue Herausforderungen gibt es aus der zukünftigen, dezentralen Erzeugerstruktur. Das heißt, dass der Strom in der Zukunft aus vielen kleineren, räumlich weit verteilten Anlagen (z. B. Photovoltaikanlagen) stammt oder in Windkraftanlagen erzeugt wird und ins Netz eingespeist werden muss. Die Kosten dieses notwendigen Umbaus der Infrastruktur werden in die Kalkulation der Netzentgelte einfließen und somit auf die Verbraucher umgelegt werden müssen. Wie die Lasten in der Gesellschaft verteilt werden, d. h. inwiefern soziale Belange hierbei zu berücksichtigen sind, ist letztendlich Aufgabe der Politik.

Ist der Ausbau des Übertragungsnetzes wirklich erforderlich?

Der Ausbau des Übertragungsnetzes ist von größter Bedeutung für das Gelingen der Energiewende. Der Strom aus Windkraft muss in den Süden transportiert werden, also dorthin, wo der Verbrauch groß ist. Die Politik ist auch gefordert, hier entsprechend Überzeugungsarbeit in der Bevölkerung zu leisten. Sehr wichtig ist es auch, dass Klarheit in Bezug auf die Reservekraftwerksverordnung herrscht. Hier ist die Politik ebenfalls gefordert.

Müssten aus Ihrer Sicht ergänzend zum Ausbau des Übertragungsnetzes auch Kraftwerkskapazitäten im Süden neu aufgebaut werden?

Ohne Ausbau des Übertragungsnetzes kann die Versorgungssicherheit nicht gewährleistet werden. Nach Stilllegung der Kernkraftwerke würden die vorhandenen Kraftwerkskapazitäten nicht mehr ausreichen. D. h. die Erneuerbaren Energien müssen zwingend in die Netze integriert werden. Wenn der Netzausbau nicht erfolgt, führt kein Weg am Bau von neuen Kraftwerken vorbei, z. B. von Gaskraftwerken.

Worin sehen Sie die größte Herausforderung für die Verteilnetzbetreiber im Hinblick auf die Versorgungssicherheit in der Zukunft?

Eine der größten Herausforderungen wird die Steuerung der Energiemengen sein, d. h. das Handling des stark volatilen Angebots an Strom aus Erneuerbaren Energien. Die Intelligenz der Netze wird unser Zukunftsthema sein!

Muss an der Schnittstelle „Smart Grid" hin zum „Smart Metering" mehr getan werden?

Eindeutig ja! Die Lastprofile werden sich komplett ändern. Der Eigenverbrauch z. B. aus Photovoltaikanlagen wird deutlich zunehmen mit entsprechend Auswirkungen auf die Schnittstelle „Smart Grid" hin zu „Smart Metering".

Die TWS Netz GmbH im Interview

Helmut Hertle
Geschäftsführer
TWS Netz GmbH

Wie beurteilen Sie die Gesamtsituation in Ihrem Netzgebiet im Hinblick auf die Versorgungssicherheit mit Strom heute und nach 2022?

Die Versorgungssicherheit muss differenziert betrachtet werden. Bezüglich der Störeinflüsse aus den Netzen der Spannungsebenen 0,4 kV und 20 kV erwarten wir aufgrund unseres Erneuerungsprogrammes eine deutliche Verbesserung. Kritisch ist die Situation bzgl. der Versorgungssicherheit bzgl. der Höchstspannungsebene ab 2022 zu beurteilen. Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, benötigen wir unbedingt die neuen Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Verbindungen zwischen dem Süden und dem Norden von Deutschland.

Ist der Netzausbau und die notwendige Ersatzinvestition in das bestehende Verteilnetz wirtschaftlich abbildbar?

Unter den derzeitigen Rahmenbedingungen wird vor allem ein sehr starker Fokus auf die Netzinvestitionen für die Integration der Erneuerbaren Energien gelegt. Ein gesamtwirtschaftlich sinnvoller und technisch gebotener gleichmäßiger Ersatz des bestehenden Verteilnetzes ist unter den derzeitigen regulatorischen Rahmenbedingungen wirtschaftlich nicht darstellbar.

Was muss die Politik leisten? Was liegt im Aufgabenbereich der Verteilnetzbetreiber?

Die Politik muss im Zuge der Evaluierung der Anreizregulierung vor allem den Zeitversatz zwischen Investitionszeitpunkt und Berücksichtigung in der Erlösobergrenze verringern. Von Seiten der Verteilnetzbetreiber ist die weitere Optimierung des Mitteleinsatzes für Erneuerungsinvestitionen voranzutreiben.

Müssten aus Ihrer Sicht ergänzend zum Ausbau des Übertragungsnetzes auch Kraftwerkskapazitäten im Süden neu aufgebaut werden?

Der punktuelle Aufbau von Kraftwerkskapazität kann noch erforderlich sein, aber prinzipiell sollte der Netzausbau Vorrang haben, da dadurch einerseits die Integration der Erneuerbaren erleichtert wird und auch die Gesamtreservekapazität in Deutschland reduziert werden kann.

Wie sieht für Sie das Stromnetz im Jahr 2030 aus?

Im Verteilnetz werden wir ein intelligentes Netz haben. Im Höchstspannungsbereich werden wir die Verbindungen mit unseren Nachbarländern, die sogenannten Grenzkuppelstellen verstärkt haben. Mit diesen Maßnahmen werden wir auch bei der Transformation der Stromerzeugung zu einem nahezu durch 100 % Erneuerbare bestimmten Kraftwerkspark eine hohe Versorgungssicherheit in Deutschland und Europa erhalten können.

Die AllgäuNetz GmbH & Co. KG GmbH im Interview

Volker Wiegand, Mitglied der Geschäftsleitung der AllgäuNetz GmbH & Co. KG aus Kempten

Wie beurteilen Sie die Gesamtsituation in Ihrem Netzgebiet im Hinblick auf die Versorgungssicherheit mit Strom heute und nach 2022?

Vor dem Hintergrund der fluktuierenden Einspeisung aus regenerativen Energien ist es aus unserer Meinung nicht mehr ausreichend, lediglich die Stromnetze auszubauen, sondern aktiv das Verteilnetz zu regeln um neben dem bisher bestehenden Versorgungsauftrag auch die in Zukunft notwendigen Systemdienstleistungen, welche aktuell durch Großkraftwerke gestellt werden, durch Verteilnetze zur Verfügung zu stellen

Ist der Netzausbau und die notwendige Ersatzinvestition in das bestehende Verteilnetz wirtschaftlich abbildbar?

Netzausbau, wie ihn z. B. die dena Studie darlegt, wird im Verteilnetz notwendig sein. Im Verteilnetzbereich, also der Infrastruktur, die eine große Anzahl an regenerativen Einspeisemengen aufnimmt, besteht ein erhöhter Ausbaubedarf. Diesen gilt es mit den Möglichkeiten neuer Technologien wie z. B. Speicher und intelligenter Netzstruktur innovativ zu gestalten.
Über das derzeitige Regulierungsregime wird derzeit lediglich ein konservativer Netzausbau als Investition anerkannt. Als Ergebnis steigen jedoch die Netzentgelte, was in einigen Regionen Deutschlands bereits für ein erhebliches Ungleichgewicht in der Belastung der ansässigen Industrie- und Gewerbestandorte bedeutet.

Müssten aus Ihrer Sicht ergänzend zum Ausbau des Übertragungsnetzes auch Kraftwerkskapazitäten im Süden neu aufgebaut werden?

Aus unserer Sicht zu dieser Frage ein klares Ja. Neben dezentralen Erzeugungsstandorten für Gaskraftwerke muss es eine Basis für einen Kapazitätsmarkt geben. Aufgrund der Abschaltung der Kernkraftwerke in Süddeutschland bedarf es dieser Alternativen, die jedoch nicht zu weiteren Belastungen der Industrie führen darf.

Worin sehen Sie die größte Herausforderung für die Verteilnetzbetreiber im Hinblick auf die Versorgungssicherheit in der Zukunft?

Die Herausforderung für jeden Verteilnetzbetreiber besteht in Zukunft darin, dass er mehr Systemverantwortung übernimmt und diese auch vergütet bekommen muss. Themen wie Netzflexibilität, Blindleistungskompensation, Spannungsregelung sowie Eingriffe in Verbrauchsanlagen und Schwarzstartfähigkeit werden immer wichtiger. Dies bietet neue Möglichkeiten, auf den unteren Spannungsebenen Einfluss zu nehmen. Wir nennen diese Regelsysteme Topologische Kraftwerke.

Muss an der Schnittstelle „Smart Grid" hin zum „Smart Metering" mehr getan werden?

Ein intelligentes Netz benötigt eine deutlich höhere Zahl an Echtzeitinformationen, z. B. für Einspeise- und Lastprognosen. „Smart Metering" ist deshalb eine zusätzliche Datenquelle, die sinnvolle Daten für das „Smart Grid" liefern kann.

Wie sieht für Sie das Stromnetz im Jahr 2030 aus?

Das Stromnetz 2030 wird deutlich höhere Transportkapazitäten aufweisen und über eine überwiegend dezentrale Einspeisestruktur verfügen. Betriebsmittel wie Energiespeicher und regelbare Ortsnetztransformatoren sind als weitere Komponenten im Verteilnetz vorhanden. Neben zentralen intelligenten Steuerungseinheiten im Übertagungsnetz wird es eine Vielzahl selbsttätiger dezentraler Regeleinheiten im Verteilnetz geben, um das hochvolatile Einspeiseangebot auszutarieren.

Glossar

Grundlast	Anteil der elektrischen Last (Leistung) in einem Versorgungsgebiet, welche andauernd benötigt wird. Die darüber hinaus nicht zu allen Zeiten benötigte Leistung wird als Mittellast und Spitzenlast bezeichnet.
Grundlastfähige Stromerzeugung	Stromerzeugung aus grundsätzlich ständig zur Verfügung stehenden Energieträgern.
Installierte Leistung	Maximale elektrische Leistung („Nennleistung") der z. B. in einem Kraftwerk installierten Generatoren. Die Einheit ist Watt bzw. ein Vielfaches davon (z. B. Megawatt oder Gigawatt).
Lastverhalten	Zeitliche Verlaufslinie bei der Inanspruchnahme von elektrischer Energie. Die zu keinem Zeitpunkt unterschrittene Last (Leistung) wird als Grundlast bezeichnet.
Nennleistung	Höchste Dauerleistung, bei der ein elektrischer Generator ohne Beeinträchtigung seiner Lebensdauer und Sicherheit betrieben werden kann.
Regenerative Stromerzeugung	Stromerzeugung aus nach menschlichem Ermessen unerschöpflichen Energieträgern (z. B. Windkraft, solare Strahlung).
Strommenge	In das Netz eingespeiste bzw. aus dem Netz bezogene Arbeit. Die Einheit sind Wattstunden bzw. ein Vielfaches davon (z. B. Kilowattstunden oder Megawattstunden).
Versorgungssicherheit	Garantie dafür, dass zu jeder Tageszeit ausreichend elektrische Energie zur Verfügung steht, um den Bedarf zu decken.
Volatile Stromerzeugung	Stromerzeugung aus unbeständig zur Verfügung stehenden Energieträgern.

Maßeinheiten

1 Terawattstunde (TWh)

= 1.000 Gigawattstunden (GWh)

= 1.000.000 Megawattstunden (MWh)

= 1.000.000.000 Kilowattstunden (kWh)

1 Gigawatt (GW)

= 1.000 Megawatt (MW)

= 1.000.000 Kilowatt (kW)

Zahlen und Fakten

	Untersuchungsraum (IHK Bodensee-Oberschwaben, IHK Ostwürttemberg, IHK Schwaben, IHK Ulm)	Gebiet des Schwabenbundes inkl. assoziierte Partner
Stromverbrauch 2013	20.958.965,30 MWh [1]	13.097.945,37 MWh [1]
Stromverbrauch 2013, Kleinverbraucher	7.440.195,13 MWh [1]	4.819.854,63 MWh [1]
Stromverbrauch 2013, Großverbraucher	13.078.447,65 MWh [1]	7.837.768,24 MWh [1]
Strombereitstellung 2013, erneuerbar, gesamt	7.215.919,19 MWh [2]	4.444.582,53 MWh [2]
Strombereitstellung 2013, erneuerbar, grundlastfähig	4.367.445,00 MWh	2.498.741,59 MWh
Strombereitstellung 2013, erneuerbar, volatil	2.825.538,75 MWh	1.922.905,49 MWh
Installierte Leistung 2013, konventionell (>10 MW)	2.702,10 MW	2.644,30 MW
Installierte Leistung 2013, erneuerbar, gesamt	4.020,53 MW [3]	2.679,28 MW [3]
Installierte Leistung 2013, erneuerbar, grundlastfähig	800,72 MW	499,80 MW
Installierte Leistung 2013, erneuerbar, volatil	3.218,98 MW	2.178,65 MW

[1] Zwei Netzbetreiber haben keine Differenzierung nach Groß- und Kleinverbrauchern vorgenommen, sondern lediglich die Gesamtsumme in den einzelnen Postleitzahlenbereichen übermittelt. Diese ist in der Gesamtverbrauchssumme enthalten.

[2] Ein Netzbetreiber hat lediglich die Gesamtmenge des Stroms aus erneuerbaren Energieträgern übermittelt, weshalb diese nur hier wiedergegeben ist.

[3] Ein Netzbetreiber hat lediglich die Gesamtsumme der installierten Leistung von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern übermittelt. Diese ist nur hier enthalten.

Ansprechpartner

Für die IHK Bodensee-Oberschwaben

Stefan Kesenheimer
Tel.: +49 (0)751 / 409-140
Fax: +49 (0)751 / 409-55-140
E-Mail: kesenheimer@weingarten.ihk.de

Für die IHK Ostwürttemberg

Erhard Zwettler
Tel.: +49 (0)7321 / 324-127
Fax: +49 (0)7321 / 324-169
E-Mail: zwettler@ostwuerttemberg.ihk.de

Für die IHK Schwaben

Franz Bihler
Tel.: +49 (0)821 / 3162-410
Fax: +49 (0)821 / 3162-342
E-Mail: franz.bihler@schwaben.ihk.de

Für die IHK Ulm (Federführung der Studie)

Dr.-Ing. Matthias Proske
Tel.: +49 (0)731 / 173-301
Fax: +49 (0)731 / 173-5301
E-Mail: proske@ulm.ihk.de

2. Auflage 03/2015: Bildnachweis: © KurtKubik - Fotolia.com, © JiSign - Fotolia.com;
Diese Broschüre wurde mit der gebotenen Sorgfalt erstellt. Eine Gewähr für die Richtigkeit und
die Vollständigkeit der Angaben kann jedoch nicht übernommen werden.