Fischbach, le 26 juin 2020

Grand-Duché de Luxembourg

Commune de
FISCHBACH

Administration de l'environnement

1, Avenue du Rock'n'Roll
L-4361 Esch-sur-Alzette

Dossier traité par :
Dan Hottua

Lettre recommandée avec accusé de réception

Concerne : Evaluation des incidences sur l'environnement du projet « Parc éolien Mersch » - projet situé sur le territoire des communes de Mersch et de Lintgen.

Madame la Ministre,

Suite à votre courrier du 22 mai 2020, la commune de Fischbach a bien pris note de l'ensemble des informations fournies par le maître d'ouvrage dans le cadre de l'évaluation des incidences sur l'environnement du projet « Parc éolien Mersch ».

Au vu des éléments fournis, nous vous informons par la présente que la commune de Fischbach émet un avis négatif sur la réalisation de ce projet.

Veuillez trouver en annexe de la présente l'exposé des motifs qui nous amène à cet avis.

L'exposé des motifs soulève notamment les aspects liés aux incidences négatives majeures du projet induites à hauteur du *Rollingerberg*, à savoir :

- l'intégrité du paysage (cf. paragraphe 2.1. page 2) ;
- l'environnement sonore (cf. paragraphe 2.2. page 5) ;
- l'avifaune (cf. paragraphe 2.3. page 6).

D'autre part, l'exposé des motifs développe les quelques informations clairsemées relatives aux incidences positives évoquées par le maître d'ouvrage dans un contexte d'intérêt général, notamment en ce qui concerne

- le potentiel de la production énergétique (cf. paragraphe 3.1. page 10) ;
- les effets potentiels sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone (cf. paragraphe 3.2. page 16) ;
- les aspects économiques (cf. paragraphe 3.3. page 20).

Etant donné que l'étude sur l'évaluation des incidences sur l'environnement annonce un grand nombre d'aspects négatifs d'une ampleur considérable, il nous semble peu utile de procéder à la réalisation de ce projet. Les dégâts que l'environnement aurait à subir suite à l'installation du parc éolien Mersch ne sont en aucune relation avec son utilité pour le bien commun. L'étude présentée par le maître d'ouvrage veut certes mettre en évidence certains aspects positifs de ce projet. Cependant, le maître d'ouvrage n'apporte aucune preuve quant à la pertinence de ces

Adresse :
1, rue de l'Eglise
L-7430 FISCHBACH

Tél. 327084-1
E-mail :
secretariat@acfischbach.lu
www.acfischbach.lu

aspects positifs. Aussi, le collège des Bourgmestre et échevins de la commune de Fischbach demande une prise de position concrète du maître d'ouvrage par rapport aux questions soulevées dans l'exposé des motifs.

Autrement, nous constatons que les aspects positifs évoqués ne permettent en aucun cas de justifier les effets désastreux sur le paysage et la faune locale, d'autant plus que les incidences soulevées seront amplifiées par des effets cumulatifs lors du déploiement général de l'énergie éolienne, et que les incidences relevées ne pourront manifestement faire l'objet d'aucunes mesures compensatoires efficientes en matière de protection de l'environnement.

Ainsi, le collège des Bourgmestre et échevins de la commune de Fischbach est contraint de ne pouvoir approuver ce projet, remet en question de manière générale l'installation de parcs d'éoliennes à échelle industrielle et est étonné que l'énergie éolienne est tellement promue compte tenu des caractéristiques techniques, économiques et environnementales avérées et mises en évidence par l'exposé des motifs joint à la présente.

En ce qui concerne la production d'énergie renouvelable, la commune de Fischbach encourage vivement le développement d'équipements à effets moins invasifs, telle par exemple la photovoltaïque, et envisage de développer des projets dans ce domaine.

Nous avons l'honneur de vous confirmer la réunion de concertation en date du 2 juillet 2020 à 10:00h via Skype et nous vous prions d'envoyer l'invitation à l'adresse secretariat@acfischbach.lu.

Veuillez agréer, Madame la Ministre, l'expression de nos salutations distinguées.

Fränk Daems
bourgmestre

Evaluation des incidences sur l'environnement du projet « Parc éolien Mersch »

Avis de l'administration communale de Fischbach

26.06.2020

Gemeng Fëschbech

1, rue de l'Eglise L-7430 Fischbach
32 70 84 -1 · commune@acfischbach.lu
www.acfischbach.lu

INHALTSVERZEICHNIS – Exposé des motifs

Seite

1. **ALLGEMEINES** 1

2. **KOMMENTARE UND FRAGEN ZU DEN ANGABEN ÜBER NEGATIVE IMPAKTE DES PROJEKTES** 2

2.1 *Landschaftsbild* 2

2.2 *Schall* 5

2.3 *Avifauna* 6

3. **KOMMENTARE UND FRAGEN ZU DEN ANGABEN ÜBER POSITIVE IMPAKTE DES PROJEKTES** ... 10

3.1 *Potenzial der produzierten Energie* 10
Frage zu der Qualität des gelieferten Stroms 10
Frage zu der angegeben Energiemenge 12
Frage zum Potenzial der angegebenen Energiemenge 14

3.2 *Potenzial im Hinblick auf die Reduktion treibhauswirksamer Gase* 16
Frage zu der angegebenen CO2-Emissionsminderung 17

3.3 *Potenzial des Planungsgebietes zum ökonomischen Betrieb* 20
Frage zum ökonomischen Betrieb 22

3.4 *Vergleich mit konventionellen Kraftwerken* 22
Frage zu positiven Eigenschaften der regenerativen Energien in Bezug auf konventionelle Kraftwerke 24

3.5 *Beitrag bei der Umsetzung politischer Absichtserklärungen, sowie der Einhaltung der Vereinbarungen zum Klimaschutz* 24
Frage zur Verhältnismäßigkeit zwischen negativen und positiven Effekten des Projektes 25

4. **ANHÄNGE** 26

4.1 *Integratioun vu regenerativen Energien mat Fokus op d'Wandenergie* (Illustrative Plausibilitéits-Check, Mee 2020) ..... Annexe 1

4.2 *VGB-Studie Windenergie in Deutschland und Europa*, Thomas Linnemann u. Guido S. Vallana, Teil 1 2017/Teil 2 2018 ..... Annexe 2

1. ALLGEMEINES

Das Projekt im Gebiet Rollingerberg betrifft das Errichten und den Betrieb 150m hoher industrieller Anlagen in einer ausgewiesenen Grünzone, in der sich eine Vielzahl qualitativer Aspekte bündeln :

- Kontext Naturpark „Müllerthal" ;
- Grand ensemble paysager/Plan sectoriel Paysage ;
- Quiet Area QA10, ohne nennenswärte aktuelle Lärmemissionen ;
- Brut- und Jagdgebiet des Rotmilan und Schwarzmilan inmitten des Planungsgebietes ;
- Naherholungsgebiet in einer weitesgehend intakten natürlichen Landschaft ;
- direkte Einsicht auf das Plateau von den nahegelegenen Ortschaften Schoos, Angelsberg und Fischbach aus, mit einer hohen Empfindlichkeit und hoher Bedeutung des wahrgenommenen Landschaftbildes.

Ein solches Projekt mit potenziellen gravierenden negativen Auswirkungen sollte also über eine rein kommerzielle Aktivität hinaus den Nachweis eines allgemeinen Interesses erbringen, der die unausweichlich entstehenden erheblichen Umweltschäden zwar nicht rückgängig machen kann, diese jedoch unter bestimmten Vorraussetzungen teilweise relativieren kann.

Die Vorhabensbegründung/Bedarfsnachweis erwähnt folgende Aspekte und zu erwartende positive Impakte :

- nicht unerhebliches Potenzial der produzierten Energiemenge ;
- nicht unerhebliches Potenzial im Hinblick auf die Reduktion treibhauswirksamer Gase ;
- ausreichendes Potenzial des Planungsgebietes zum ökonomischen Betrieb ;
- Vergleich mit konventionellen Kraftwerken, deren Nachteile angeführt werden ;
- Beitrag bei der Umsetzung politischer Absichtserklärungen, sowie der Einhaltung der Vereinbarungen zum Klimaschutz im Kontext der Windkraft als einer der Säulen regenerativer Energieerzeugung in Luxemburg.

Da die obengenannten Punkte erhebliche Beeinträchtigungen und Umweltschäden rechtfertigen müssen, und im UVU-Bericht sichtlich nur oberflächlich behandelt werden, soll im Folgenden die Plausibilität der Angaben des UVU-Berichts zu den positiven Impakten näher beleuchtet werden, und überprüft werden ob die Ziele des Projektes im Sinne des allgemeinen Interesses erfüllt werden können. **Die offenen Fragen die sich dabei stellen sollten geklärt werden.**

2. KOMMENTARE UND FRAGEN ZU DEN ANGABEN ÜBER NEGATIVE IMPAKTE DES PROJEKTES

2.1. Landschaftsbild

Wie im UVU-Bericht dargelegt, liegen die geplanten industriellen Windanlagen in geschützten Landschaftssräumen.

Aussage des UVU-Berichts in Kapitel 8.2 Seite 169 :

„... ist die Bedeutung der betroffenen Flächen für das im Rahmen der bestehenden Sichtbeziehungen (siehe Kapitel 6.2.6: Ortslagen, Erholungsnutzung und Tourismus) wahrgenommene Landschaftsbild, ***als hoch einzustufen****. Die WEA liegen* ***innerhalb geschützter Landschaftsbestandteile****, die von der nationalen Landesplanung (Ministère de l'Énergie et de l'Aménagement du territoire, vorher Ministère du Développement durable et des Infrastructures Département de l'aménagement du territoire und Département de l'Environnement) definiert ist.* ***Die Empfindlichkeit des Landschaftsbildes im Untersuchungsraum IV (Landschaftsbild) gegenüber einer möglichen Veränderung ist als hoch anzusehen****, ...”*

Die Aussage des UVU-Berichts auf Seite 169, dass hoch aufragende Landschaftselemente, sprich 150 Meter hohe Industrieanlagen, *„nicht als grundsätzlich neues Strukturelement in die Landschaft eingebracht”* werden, bedarf hinsichtlich der bekannten Typologie des Rollingerberg keines weiteren Kommentars.

Realistischer ist wohl die Aussage auf Seite 232 des UVU-Berichts, dass die industriellen Windanlagen des Ost-Clusters den *„Landschaftsrahmen erheblich verändern”* werden.

Es sei vorbemerkt, dass bei dem Versuch einer noch so objektiven Betrachtung der durch den Bau und Betrieb von 150 Meter hohen Industrieanlagen im natürlichen Raum für lange Zeiträume hervorgerufenen Beeinträchtigungen, es jedoch die lokale Bevölkerung ist, die die potenziell als Heimatverlust empfundene radikale Landschaftszerstörung im tagtäglichen Leben hinnehmen muss.

Es sei auch vorbemerkt, dass es bezeichnend ist, dass der landschaftlichen Zerstörung und dem dadurch potenziell empfundenen Heimatverlust zwecks Akzeptanzsteigerung hohe Pachtgelder und die der Bevölkerung vom Betreiber dargelegte Aussicht an einer möglichen Teilhabe entgegengestellt werden müssen.

Es sei ebenfalls angemerkt, dass die in der Bestandsaufnahme festgestellten erheblichen negativen landschaftlichen Impakte in der Schlussfolgerung des UVU-Berichts keinen großen Niederschlag mehr

finden, so dass die Frage aufgeworfen werden muß, ob hier die Belange des Landschaftsschutzes nicht denen einer kommerziellen Nutzbarmachung der natürlichen Lebensräume untergeordnet werden.

Der Erhalt einer intakten Landschaft, bzw. ihre Zerstörung durch Industrieanlagen, die diese Landschaft für lange Zeiträume technisch überformen, sind keine Frage des persönlichen Geschmacks, sondern objektive Werte des Landschaftschutzes als Kernelement des Naturschutzes.

Bei der visuellen Analyse der geplanten Anlagen, werden die Belange des Landschaftsschutzes und die negativen Impakte des Projektes jedoch sichtlich unterbewertet.

Die im Bericht dokumentierten Bilder im Raum Rollingerberg attestieren eine aktuell intakte Landschaft ohne technische Überformung frei von jeglichen massiven hochaufragenden Vertikalstrukturen.

So gibt es keinerlei „Eye-catcher“ die sich in 150 Meter Höhe bewegen, und deren Rotoren eine Fläche überstreichen, die in der Größenordnung der Fläche von etwa zwei Fußballfeldern entspricht.

Schlussfolgerungen werden im UVU-Bericht getroffen auf Basis von kleinen und statischen Fotomontagen, die den späteren reellen visuellen Eindruck dieser disproportionierten Industrieanlagen nicht wiederspiegeln können. Dies weder von Blickpunkten auf Höhe der betroffenen Ortschaften, geschweige denn von unmittelbaren Blickpunkten auf Rollingerberg der als Naherholungsgebiet genutzt wird, und dessen Qualität nach dem Aufrichten der Industrieanlagen für lange Zeiträume komplett verloren geht. Die eigentlichen Dimensionen dieser Industrieanlagen, sowie das gleichzeitig visuell- dynamische und akustische Signal, das von ihnen ausgeht, können nicht in den reduzierten Fotomontagen reproduziert werden, und lassen somit unmöglich objektive Rückschlüsse auf deren Impakt zu.

Der visuelle Impakt der geplanten Industrieanlagen ist radikal. Die lokale Bevölkerung kann sich dieser Landschaftszerstörung nicht entziehen, da sie alles dominiert.

Es gibt keinerlei Möglichkeit dieses für lange Zeiträume zerstörte Landschaftsbild zu kompensieren. Weder vor Ort, noch andererweitig, und nimmt somit bei den beschriebenen Impakten eine Sonderstellung ein.

Bei der Betrachtung der kumulativen Effekte wird dem Projekt bescheinigt, dass keine größeren Effekte zu erwarten seien.

Dies ist jedoch eine sehr kurzsichtige Betrachtungsweise, da hierbei außer Acht gelassen wird, dass im Rahmen der aktuellen Energiepolitik ein weiterer Ausbau der Windenergie stark gefördert wird, so dass schon kurz- bis mittelfristige kumulative Effekte zwingend zu berücksichtigen sind.

Zu diesem geographisch und zeitlich kumulativen Effekt trägt dann jede einzelne industrielle Windanlage im gesamten Windanlagenkollektiv bei, auch die heutigen Anlagen mit ihren vermeintlich geringen Impakten.

So liefern die aktuell über 60 luxemburger Windanlagen nach den Zahlen des ILR für das Jahr 2018 255 GWh.

Der integrierte nationale Energie- und Klimaplan Luxemburgs sieht für den Zeithorizont 2030 einen Ertrag von 674 GWh vor, bzw. 1.166 GWh für den Horizont 2040. Dies entspricht einer Vervier- bis Verfünffachung des heutigen Ertrages mit mittelfristig weit über 200 industriellen Windanlagen.

Dies wird aber noch lange nicht reichen. Es wird für 2050 eine Dekarbonisierung des Energiesektors angestrebt und für machbar angesehen. Eine komplette Umstellung des aktuellen Energiesystems mit Sektorkopplung und allen damit einhergehenden Wirkungsgradverlusten wird eine hohe vierstellige Zahl an industriellen Windanlagen erfordern (s. Punkt 3.1. in dieser Stellungnahme). Auch unter Annahme eines signifikativen Zubaus im Offshore Bereich wird somit potenziell jede freie Fläche an Land genutzt werden müssen, um auch bei im Vergleich zu heute reduzierten Verbräuchen die Energienachfrage in Luxemburg von mehreren zehndausenden Gigawattstunden mit einem gewissen Anteil an Windenergie zu decken.

Dies sind physikalische Tatsachen, denen man sich nicht entziehen kann. Dies sind Fragen auf die man schon heute Antworten geben muss, um größere landschaftliche Umweltschäden abzuwenden, und um die uns im Klimaschutz verbleibende Zeit sinnvoll nutzen zu können.

Der kumulative Verdrängungseffekt der von den Anlagen ausgeht wird also zusehens spürbarer werden, so dass es langfristig in der freien Fläche kaum noch Rückzugsräume für Mensch und Tier geben wird.

Da für das in diesem UVU-Bericht unterstellte Potenzial des Energieertrags, sowie der Klimawirksamkeit bisher kein schlüssiger Nachweis erbracht werden kann (s. Punkt 3.1. und 3.2. in dieser Stellungnahme) und demnach **keine adäquate Verhältnismäßigkeit zwischen Schaden und Nutzen gegeben** ist, muss davon ausgegangen werden, dass mit dem vorgezeichneten Verlauf der Windenergie, im Falle einer positen Bewertung, die allgemeinen Belange der Bevölkerung im Endeffekt den Partikularinteressen einiger weniger Energieerzeuger untergeordnet werden.

2.2. Schall

Wie im UVU-Bericht dargelegt, liegen die geplanten industriellen Windanlagen auf Rollingerberg in der *Quiet Area QA10*.

Die in Punkt 2.1. beschriebene Sachlage der visuellen Impakte kann sinngemäß auf den Bereich der Lärmbelästigung übertragen werden.

Es sei also auch hier vorbemerkt, dass bei dem Versuch einer noch so objektiven Betrachtung der durch den Betrieb der Industrieanlagen im natürlichen Raum hervorgerufenen Beeinträchtigungen, die vom nicht direkt betroffenen Prüfer als „zumutbar" eingestuft werden, es jedoch die lokale Bevölkerung ist, die die potenzielle Lärmbelästigung im tagtäglichen Leben hinnehmen muss. Der empfundene Effekt wird in erheblichem Maße durch die heutige akustische Ausgangssituation verstärkt, sowie die direkte Sichtbeziehung zu den 150m hohen Schallquellen.

Bei der schalltechnischen Analyse der geplanten Anlagen, werden die negativen Impakte des Projektes jedoch sichtlich unterbewertet, da die ermittelten Schallpegel keine Rückschlüsse im Bezug zu der aktuellen Typologie zulassen. Hier werden jediglich Absolutwerte für das Projekt angegeben, jedoch wird der Schallpegeldifferenz zur Ist-Situation keine Rechnung getragen. Der reell empfundene schalltechnische Impakt wird also weitaus höher ausfallen, als in einem „vorbelasteten" Gebiet, in dem z.B. eine Verdoppelung der Schallquellen nicht linear zu einer Verdoppelung des empfundenen Schallpegels führt.

Analog zu den visuellen Impakten kann die lokale Bevölkerung sich dieser Lärmbelästigung im freien Raum nicht entziehen. Bei pulsartigem Infraschall und der Überlagerung von Luft- und Körperschall ist dies auch in geschlossenen Räumen nicht möglich und kann hier durch stehende Wellen sogar verstärkt werden. Der UVU-Bericht kann aus verständlichen Gründen diesen differenzierten Aspekten nicht Rechnung tragen (dies ist im Rahmen der Genehmigungsprozedur auch nicht gefordert), und diese Effekte werden erst nach der Inbetriebnahme der Anlagen von der betroffenen Bevölkerung wahrgenommen.

Es gibt keinerlei Möglichkeit die allseits dominierenden visuellen und schalltechnischen negativen Impakte zu kompensieren. Weder vor Ort, noch andererweitig, und nehmen somit eine Sonderstellung ein.

Es müssten ebenfalls kurz-, mittel- und langfristige kumulative Effekte berücksichtigt werden, da im Rahmen der aktuellen Energiepolitik ein weiterer Ausbau der Windenergie stark gefördert wird.

Zu diesen mittel- bis langfristigen kumulativen Effekten trägt dann jede einzelne industrielle Windanlage im gesamten Windanlagenkollektiv bei, auch die heutigen Anlagen mit ihren vermeintlich geringen Impakten.

Wie schon in Punkt 2.1. dargelegt wird bei einer kompletten Umstellung des aktuellen Energiesystems mit Sektorkopplung und allen damit einhergehenden Wirkungsgradverlusten eine dermaßen hohe Zahl an industriellen Windanlagen erfordert, dass auch bei Nutzung des Offshore Bereichs potenziell jede Fläche an Land genutzt werden muß, um auch bei gegenüber heute reduzierten Verbräuchen die Energienachfrage von mehreren zehndausenden Gigawattstunden mit einem gewissen Anteil an Windenergie zu decken.

Der kumulative Verdrängungseffekt der von den Anlagen ausgeht wird also zusehens spürbarer werden, so dass es langfristig in der freien Fläche kaum noch Rückzugsräume für Mensch und Tier geben wird.

Den daraus erfolgenden potenziell gesundheitlichen Schäden für die Bevölkerung müsste gemäß dem allgemein gültigen Vorsorgeprinzip schon heute Rechnung getragen werden.

Da für das in diesem UVU-Bericht unterstellte Potenzial des Energieertrags, sowie der Klimawirksamkeit bisher kein schlüssiger Nachweis erbracht werden kann (s. Punkt 3.1. und 3.2. in dieser Stellungnahme) und demnach **keine adäquate Verhältnismäßigkeit zwischen Schaden und Nutzen gegeben** ist, muss davon ausgegangen werden, dass mit dem vorgezeichneten Verlauf der Windenergie, im Falle einer positen Bewertung, die allgemeinen Belange der Bevölkerung im Endeffekt den Partikularinteressen einiger weniger Energieerzeuger untergeordnet werden.

2.3. Avifauna

Einige Aussagen des UVU-Berichts zur Avifauna in Abschnitt 9.1.3.2. Seite 214 und 215 :

*„Hinsichtlich der Auswirkungen der Betriebsphase der Windkraftanlagen auf Vögel, wird **für den Uhu ein starker Einfluss** ermittelt. Lebensraum und Schutzniveau sind für diese Art bereits weitgehend günstig, so dass Ausgleichsmöglichkeiten nicht möglich sind**. Für Rotmilan und Schwarzmilan** wurden **starke Auswirkungen** beim Betrieb von WKA1 und 2 festgestellt..."*

*„Wie den vorangegangenen Ausführungen zu entnehmen ist, ist ein umweltverträglicher Betrieb des Windparks Mersch aus avifaunistischer Sicht nur mittels umfassender Minderungs- und Kompensationsmaßnahmen möglich, da ansonsten **erhebliche Beeinträchtigungen zu erwarten** sind. **Diese betreffen v.a. geschützte Großvogelarten wie Rot- und Schwarzmilan, aber auch den Uhu**."*

*„Auf Basis der durchgeführten Untersuchungen muss das **Ausmaß der Beeinträchtigung der Avifauna durch den Bau und den Betrieb des Windparks Mersch in der bisher geplanten Konzeption als hoch / erheblich eingestuft** werden. Nur unter der Voraussetzung, dass die vom Gutachter aufgeführten umfangreichen Maßnahmen zur Minderung und Kompensation umgesetzt werden, kann das Ausmaß der verbleibenden Beeinträchtigung der Avifauna durch den Windpark Mersch als mittel eingestuft werden."*

*„Eine mögliche Gefährdung der Avifauna wurde mittels umfangreicher Untersuchungen analysiert. In der Raumanalyse wurde dem Raum eine **hohe Bedeutung für die Brutvogelfauna und Zugvögel** zugeordnet und eine **hohe Empfindlichkeit gegenüber dem Bau und dem Betrieb von Windenergieanlagen** ausgewiesen. Vor dem Hintergrund der vorangegangenen Erläuterungen zur Bedeutung des Raumes für die Vögel bzw. ihre Empfindlichkeit gegenüber dem Bau und dem Betrieb des Windparks Mersch sowie zu den zu erwartenden Beeinträchtigungen wird der **resultierende Impakt auf die Avifauna als hoch**, unter Berücksichtigung der genannten Voraussetzungen als mittel bewertet."*

Dem Aspekt *Avifauna* muss also in dem Gebiet des Rollingerberg eine Sonderstellung eingeräumt werden, da auch ohne den offiziellen Status eines Vogelschutzgebietes sich hier – wie im UVU-Bericht eindrucksvoll aufgezeigt –eine erhebliche Aktivität geschützter Vogelarten von gemeinschaftlichem Interesse bündelt.

So befinden sich inmitten des Planungsgebietes z.B. das Brutgebiet und das Jagdgebiet sowohl des Rotmilans als auch des Schwarzmilans. Der Rollingerberg stellt ebenfalls ein Brutgebiet des Uhu dar.

Nur unter der Voraussetzung von wirklich wirkungsvollen Maßnahmen kann laut UVU-Bericht dem Gebiet eine relativierte Eignung zugesprochen werden.

Dies sollte eigentlich als KO-Faktor gewertet werden, da es nachweislich keine geeigneten Mittel gibt, den Vogelschlag zu verhindern. Man kann allenfalls Maßnahmen vorgaukeln um ein Projekt als genehmigungsfähig erscheinen zu lassen. Die im Gelände zu verzeichnenden Präzedenzfälle wie z.B. im Windindustriegebiet „Weiler" zeigen, dass die vermeintlichen Maßnahmen nur Wunschdenken, und in der Realität wirkungslos sind.

Wenn z.B. nur die unmittelbar an der Anlage arbeitenden Landwirte die Anlagenbetreiber zwecks Ausschaltung benachrichtigen (vorausgesetzt sie tun es), nicht aber die etwas weiter entfernt umliegenden Felder von dieser Maßnahme betroffen sind, so ist es nicht zu verhindern, dass Vögel auf ihrer Flugroute zu diesen Feldern die Anlagen kreuzen. Es liegt auf der Hand, dass diese „Maßnahme" nur Augenwischerei ist.

Das gleiche gilt für die Strategie einer für Raubvögel unattraktiv gestalteten Windindustriezone mit der Anlage von entfernter gelegenen „Futterplätzen“. Durch den laufenden Vogelschlag und durch die wegen der Druckverhältnisse an den Anlagen tötlich verletzten Fledermäuse, lassen die an der Anlage verendeten Tiere selber das umliegende Gelände zum „Futterplatz“ für aasfressende Raubvögel werden.

Diese „Kompensationsmaßnahmen“ zielen ohnehin allenfalls darauf ab, das von den geschützten Vogelarten als Lebensraum gewählte Gebiet für sie unattraktiv zu gestalten, was jediglich den Verdrängungseffekt erhöht, und keinesfalls als umweltbewusste Strategie angesehen werden kann. Allenfalls als Behelfs- oder Notmaßnahme für bestehende Anlagen, die nicht mehr ohne weiteres außer Betrieb genommen werden können (jedoch aus Umweltsicht außer Betrieb genommen werden müssten).

Analog zu den Präzedenzfällen in Weiler, müsste die vom Umweltministerium geforderte Abschaltung der Anlagen anlässlich der nachgewiesenen Tötungen von Rotmilanen wärend der gesamten Brutzeit vorgesehen werden. Da dies eine Zeitspanne von März bis August umfasst, müsste auch dies als KO-Faktor für den Betrieb angesehen werden.

Es ist jedoch zu befürchten, dass es wie in Weiler gesehen nicht systematisch zu diesen Abschaltungen kommt, und dass im Falle einer positen Bewertung ohne schlüssigen Nachweis der positiven Impakte, die allgemeinen Belange des Umweltschutzes im Endeffekt wiederum den Partikularinteressen einiger weniger Energieerzeuger untergeordnet werden.

Dazu kommen noch die im Laufe der Zeit kumulierenden Effekte.

Hierzu zeigt folgende Aussage im UVU-Bericht auf Seite 214 wiederum eine kurzsichtige Betrachtungsweise :

„Die kumulativen Auswirkungen des Projekts mit anderen bestehenden und genehmigten Parks im Umkreis von 10 km werden für Vögel und Fledermäuse durch die Umsetzung von Minderungs- und Kompensationsmaßnahmen als gering angesehen.“

Bei der Umsetzung einer „Energiewende“ auf Basis dieser Instrumente, die wie unter Punkt 2.1. und 2.2. beschrieben eine ungeheuere Zahl an industriellen Windanlagen erforderlich macht, kann man nicht grenzenlos nur auf Verdrängungseffekte „hoffen“ und den Druck auf die Biodiversität laufend wachsen lassen.

Das angekündigte langfristige Biodiversitätsdesaster infolge des Klimawandels wird hier schon mittelfristig durch die vom Naturschutzgesetz gedeckte Industrialisierung der Grünzonen durch Energieerzeugungsanlagen vorweggenommen.

Wenn dieser erheblichen Beeinträchtigung der Biodiversität, die langfristig durch keinerlei Maßnahmen wirkungsvoll kompensiert werden kann, überhaupt eine sinnvolle Rechtfertigung entgegengestellt werden kann, so muss diese im Verhältnis auch erheblich sein und auf jeden Fall von gemeinschaftlichem Interesse sein. Dies kann im UVU-Bericht aber nicht schlüssig nachgewisen werden und bedarf einer weiteren Klärung.

Falls unter diesen Gesichtspunkten das geplante Vorhaben tatsächlich im Einklang mit den Zielsetzungen des Naturschutzgesetzes, PSP, Quiet Area QA10, sowie des Naturpark Müllerthal sein sollte, muss man ernsthaft die Frage aufwerfen, ob diese gesetzlichen und reglementarischen Instrumente dem Natur- und Landschaftsschutz dienen, oder lediglich einer gezielten kommerziellen Nutzbarmachung der natürlichen Lebensräume eine gesetzliche und formale Basis geben sollen.

3. KOMMENTARE UND FRAGEN ZU DEN ANGABEN ÜBER POSITIVE IMPAKTE DES PROJEKTES

3.1. Potenzial der produzierten Energie

Aussage des UVU-Berichts in Kapitel 12.2 Seite 250 :

„Bei den an den vorgesehenen Anlagenstandorten herrschenden Windverhältnissen könnten die zur Installation vorgesehenen sechs Windenergieanlagen ***jährlich je Anlage weit mehr als 5.000.000 kWh/a*** *an elektrischer Energie CO2-neutral erzeugen und in das Netz einspeisen.* ***In der Summe ergäbe sich eine Strommenge von mehr als 30.000.000 kWh/a****, respektive 30 GWh/a und einem entsprechenden Ersatz „konventionell" erzeugten Stroms durch „Öko-Strom", respektive einer CO2 Emissionsminderung in einer Größenordnung von ca. 19.500 Tonnen/Jahr.* ***Mehr als 6.667 Haushalte könnten hierdurch ganzjährig vollständig mit Strom versorgt werden****."*

Frage zu der **Qualität** des gelieferten Stroms :

Was die Qualität des Stroms anbelangt, wird dem Projekt im UVU-Bericht bescheinigt, dass mehr als 6.667 Haushalte **ganzjährig** und **vollständig** mit Strom **versorgt** werden.
Für die Genehmigung des Projektes im Sinne des allgemeinen Interesses sollte der Nachweis der hier angegebenen Versorgungssicherheit erbracht werden.

Die Aussage im UVU-Bericht zur Qualität des Stroms soll hier aber kurz kommentiert werden.

Luxemburg befindet sich in einem engen geographischen Raum mit Deutschland. Der Leistungsverlauf sämtlicher deutscher Windkraftanlagen ist genauestens aufgezeichnet, dokumentiert und ausgewertet.
In der Analyse *Windenergie in Deutschland und Europa* des Verbandes VGB (s. Anhang 4.2.) wird die Häufigkeitsverteilung der eingespeisten Leistungen des **Windanlagenkollektivs** aufgezeigt :

- Das mittlere Leistungsniveau liegt bei etwa 18% bis 20% der gesamten installierten Nennleistung ;
- Die über das Jahr gelieferte Leistung liegt mit einer etwa 60 prozentigen Wahrscheinlichkeit unter diesem mittleren Leistungsniveau ;

- Die am häufigsten gelieferte Leistung wärend rund 800 Stunden im Jahr (ca. 9% der Zeit) liegt bei nur 5% der installierten Nennleistung ;
- **In etwa die Hälfte des Jahres liegt die gelieferte Leistung unter 10% bis 15% der installierten Nennleistung** (es handelt sich hier um die sogenannten „Windflauten“ ohne nenneswerte Leistungsabgabe) ; z.B. erfolgt eine zusammenhängende Flaute von 5 Tagen durchschnittlich etwa alle 2 Wochen, oder ereignet sich z.B. eine zusammenhängende mehrwöchentliche Flaute im Schnitt jährlich ;
- Die installierte Nennleistung wird im Kollektiv nie erreicht : die Maximalleistung liegt mit einer sehr geringen Häufigkeit bei etwa 70% bis 75% der installierten Nennleistung, also etwa viermal höher als die über das Jahr gemittelte Leistung ;
- **Die permanent verfügbare Leistung liegt deutlich unter einem Prozent der installierten Nennleistung, d.h. es gibt quasi keine gesicherte Leistung** ; da die gesicherte Leistung der Fotovoltaik ebenfalls mit Null angenommen werden muss, erfordert dies die permanente Bereitstellung von 100% Backup Leistung ;
- Die Leistungsschwankungen sind also abrupt (eine Änderung der Windgeschwindikeit um einen Faktor 2 bewirkt eine Leistungsänderung der Windanlagen um den Faktor 8), und bewegen sich zwischen Null und etwa dem vierfachen Wert der mittleren Leistung ;
- **Die aufgezeichneten Leistungsschwankungen wachsen im Laufe der Jahre proportional zu der wachsenden installierten Nennleistung an** : es erfolgt also keine Verstetigung der Leistung des Anlagenkollektivs (entgegen einer landläufigen intuitiven Vermutung), sondern eine Verstärkung der Volatilität. Diese Feststellung ist von großer Bedeutung bei der Entscheidung die Windenergie weiter zu fördern.

Diese komplexe Häufigkeitsverteilung bringt also vor dem Hintergrund, dass die gelieferte Leistung sekundenscharf der Last der Verbraucher entsprechend geliefert werden muss, hohe Anforderungen an die Energieversorgung, sowie die konventionellen Kraftwerke, die den Ausgleich der Residuallast schaffen müssen.

Die gesicherte Leistung des **gesamten europäischen Windanlagenkollektivs** liegt nach den Aufzeichnungen der Übertragungsnetzbetreiber unter der idealisierten Annahme einer „Kupferplatte“ bei etwa **4% der gesamten installierten Nennleistung**, und ist unter Einbeziehung der Netzverluste für die Versorgungssicherheit also vernachlässigbar. Der Versorgungssicherheit kommt aber höchste Bedeutung zu, da Luxemburg über keine eigene nennenswerte Kraftwerkskapazität verfügt und das europäische Verbundnetz nachweislich durch die erhöhte Volatilität der deutschen Stromproduktion vornehmlich mit Windkraft schon mehrmals an die Grenzen der Netzstabilität geführt wurde.

Der Nachweis sollte also zwingend erbracht werden, inwiefern die im UVU-Bericht vorgegebene Versorgungssicherheit der 6.667 Verbraucher im Sinne des allgemeinen Interesses durch das Projekt sichergestellt wird.

Frage zu der angegeben **Energiemenge** :

Die produzierte Energiemenge des Projektes wird mit etwa 30 GWh angegeben und für jede der 6 Anlagen undifferenziert ein Ertrag von etwa 5 GWh.

Da im UVU-Bericht keine detaillierten Angaben gemacht werden, wird also implizit unterstellt, dass der Ertrag des Ost-Clusters mit vier Anlagen etwa 20 GWh beträgt.

Die Angaben des UVU-Berichtes zu den technischen Kennwerten der vorgesehenen Anlagen, sowie zu den unterschiedlichen gemessenen mittleren Windgeschwindigkeiten, lassen aber Rückschlüsse auf geringere Erträge der Anlagen im Ost-Cluster zu.

In Anbetracht der erheblichen negativen Impakte auf Höhe des Rollingerberg ist aus der Sicht der Gemeinde Fischbach eine differenzierte Angabe des Ertrages des Ost-Clusters aber zwingend erforderlich. Diese Angabe fehlt im UVU-Bericht.

Aus den Daten des UVU-Berichts (Kenndaten der Anlagen auf Seite 27 und Abbildung 8 Seite 54) lassen sich jedoch indirekt folgende Informationen ableiten.

Aufgrund der unterschiedlichen Windverhältnisse und der verschiedenen Nabenhöhen ergibt sich überschlägig für die Anlagen im Ost-Cluster eine um etwa 4 bis 12 Prozent niedrigere mittlere Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe als für die Anlagen im West-Cluster.

Da die Leistung der Anlagen mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit sinkt, folgt hieraus eine um etwa 12 bis 32 Prozent niedrigere mittlere Leistung der Anlagen im Ost-Cluster gegenüber dem West-Cluster.

Überdies sind die überstrichenen Rotorflächen der Anlagen im Ost-Cluster bei Variante 1 um 20%, bei Variante 2 sogar um 31 bis 44 Prozent niedriger als die der Anlagen im West-Cluster.

Dies reduziert die mittlere Leistung einer Anlage im Ost-Cluster um zusätzlich 20 bis etwa 40 Prozent.

In Anbetracht der gegebenen Randbedingungen erreicht somit eine Anlage im Ost-Cluster ein mittleres Leistungsniveau in der Größenordnung von durchschnittlich unter 60% einer Anlage im West-Cluster.

Hieraus folgt, dass bei der angegebenen Energiemenge des Projektes von etwa 30 GWh, der jährliche Ertrag der zwei Anlagen im West-Cluster bei etwa 14 bis 15 GWh Leistung liegt, und der Ertrag der vier Anlagen im Ost-Cluster bei etwa 15 bis 16 GWh.

Anlässlich eines Termins am 30. Januar 2020 teilte die Betreiberfirma dem Schöffenrat der Gemeinde Fischbach mit, dass das Projekt mit vier Anlagen im Ost-Cluster zur Genehmigung eingereicht wird, jedoch eine der vier Anlagen wegen der Belastung der bestehenden Stromnetze nicht realisiert werden kann.
In diesem Fall reduziert sich der Ertrag also auf etwa durchschnittlich 12 GWh.

Die angegebenen Erträge basieren laut UVU-Bericht auf den Windgeschwindigkeiten der vor Ort vorgenommenen Windmessungen. Es werden keine weiteren Angaben zur Ertragsberechnung gemacht. Inwieweit wurden diese Werte an langjährige Messwerte angeglichen, da ebenfalls berücksichtigt werden muss, dass die Erträge von Jahr zu Jahr schwanken ?

Aus den Daten der Windenergie in Deutschland (z.B. *Energy Charts*, Fraunhofer Institut ISE) kann man entnehmen, dass die über Deutschland gemittelten Volllaststunden der Periode 2018 – 2019, in der die Windmessungen auf Rollingerberg vorgenommen wurden, in etwa 21% über dem mittleren Wert der Periode 2010 – 2017 lagen. Die Messungen erfolgten also in einem „guten" Windjahr.

Falls dies nicht berücksichtigt wurde, und man zusätzlich von einem über die Jahre gemittelten Ertrag ausgeht, so beträgt dieser von der Größenordnung her dann etwa 10 GWh bei 3 installierten Anlagen.

Bei automatischen Abschaltungen zum Schutz von Fledermäusen und einer im Prinzip geforderten Abschaltung der Anlagen zwischen März und August während der Brutzeit geschützter Vogelarten, die wie im UVU-Bericht eindrucksvoll nachgewiesen im Bereich des geplanten Windindustrieparks brüten und jagen, sowie bei einer durch Materialalterung progressiv reduzierten Einsatzfähigkeit, kann der Ertrag potenziell noch weiter stark abfallen.

Bei einer differenzierten Betrachtung kann der vom UVU-Bericht unterstellte Ertrag im projektierten östlichen Windindustriepark also voraussichtlich mindestens auf etwa die Hälfte reduziert werden.

Diese im UVU-Bericht fehlende nuancierte Angabe hat einen Einfluss auf die Abwägung zwischen dem potenziellen Nutzen des Projektes und den daraus entstehenden erheblichen Umweltschäden, und soll im Folgenden weiter berücksichtigt werden.

Welches Potenzial stellt nun diese Energiemenge dar ?

Mit dem willkürlichen Vergleichswert *„Hausstrom"* und der angegebenen Zahl der 6.667 Haushalte für das gesamte Projekt muss ein Potenzial vorgegeben werden das die erheblichen Umweltschäden rechtfertigt.

So steht im UVU-Bericht in Kapitel 12.3 Seite 252 :
„Den negativen Impakten stehen die dargestellten positiven Impakte gegenüber, die in Bezug auf energetische Sachverhalte und daraus resultierende Reduktionen treibhauswirksamer CO2-Emissionen ***als nicht unerheblich zu bezeichnen sind****."*

Im Rahmen der Genehmigungsprozedur sollte zwingend der Nachweis erbracht werden, dass die angegebene Energiemenge, unter anderem im Ost-Cluster aus Sicht der Gemeinde Fischbach, im Sinne des allgemeinen Interesses tatsächlich als „nicht unerheblich" bezeichnet werden kann, auch im Verbund mit der globalen Windkrafterzeugung, „* ***da Windkraft eine der Säulen regenerativer Energieerzeugung in Luxemburg ist*** ***" (Aussage des UVU-Berichts Seite 49).**

Die Aussage im UVU-Bericht zur gelieferten Energiemenge soll hier kurz kommentiert werden. Gleichzeitig ergeben sich hieraus schon erste Aufschlüsse zu dem noch zu erbringenden Nachweis.

Zwecks höherer Ojektivität stellen wir dazu das Projekt in einen globalen Kontext.
ILR liefert folgende Daten für den gesamten Stromverbrauch der letzten Jahre, mit einem Zuwachs von rund +4% zwischen 2015 und 2018 :

- Jahr 2015 : 6.371 GWh ;
- Jahr 2016 : 6.522 GWh ;
- Jahr 2017 : 6.546 GWh ;
- Jahr 2018 : 6.611 GWh.

Laut STATEC entwickelte sich der Endenergieverbrauch in den letzten Jahren folgendermaßen :

- Jahr 2015 : 47.203 GWh ;
- Jahr 2016 : 47.835 GWh ;
- Jahr 2017 : 49.418 GWh ;

- Jahr 2018 : 51.386 GWh.

Der Zuwachs beim Endenergieverbrauch zwischen 2015 und 2018 beträgt demnach rund +9%.

Laut ILR betrug der Stromverbrauch der Haushalte in 2018 934 GWh, dies entspricht rund 14% des gesamten Stromverbrauchs bzw. rund 1,8% des Endenergieverbrauchs.

Das Heranziehen des willkürlichen Vergleichswertes *„Hausstrom"* im UVU-Bericht erscheint nunmehr bei einem Anteil von nur 1,8% am gesamten Energieverbrauch als etwas irreführend und kann kaum einen representativen Eindruck der erzeugten Energiemenge vermitteln, da die Energieversorgung langfristig im Rahmen einer globalen Sektorkopplung zu betrachten ist, in der jede einzelne Energieform einen bestimmten Anteil an dem gesamten Energiemix bzw. Energieverbrauch liefert.

So betrug die Stromerzeugung der Windenergie in 2018 laut ILR 255 GWh. Dies entspricht demnach 3,9% des gesamten Stromverbrauchs bzw. 0,5% des Endenergieverbrauchs.

Im Integrierten nationalen Energie- und Klimaplan Luxemburgs für den Zeitraum 2021-2030 wird der Windenergie bis zum Jahr 2030 ein Potenzial von 674 GWh bescheinigt. Falls die Verbräuche nicht wie in den vergangenen Jahren weiter ansteigen, entspricht dieses Potential dann 10,2% des gesamten Stromverbrauchs bzw. 1,3% des heutigen Endenergieverbrauchs.

Wie fügt sich nun das Projekt in diesen Verbund ein ? Laut Angaben der Betreiberfirma soll das vorgesehene Projekt jährlich etwa 30 GWh liefern. Dies entspricht 4,5 Promill des gesamten Stromverbrauchs bzw. 0,6 Promill des heutigen Endenergieverbrauchs.

Laut Angaben des UVU-Berichts würden etwa 20 GWh im östlichen Windindustriepark erzeugt, dies entspricht in etwa **3 Promill des gesamten Stromverbrauchs** bzw. **0,4 Promill des Endenergieverbrauchs.**

Falls sich die erzeugte Energiemenge gemäß der differenzierten Betrachtung auf etwa 10 GWh halbiert, so entspricht dies **1,5 Promill des gesamten Stromverbrauchs** bzw. **0,2 Promill des Endenergieverbrauchs.**

Im Rahmen einer auf komplett regenerativen Quellen basierten Energieerzeugung mit Sektorkopplung liegen die globalen Wirkungsgradverluste der volatilen Stromerzeugung überschlägig in der Größenordnung von etwa 50%. Diese globalen Verluste entstehen in einem Mix von Power to Gas to

Power (Elektrolyse, Methanisierung, Komprimierung/Verflüssigung, Speicherung, Transport, Rückverstromung), Power to Heat (saisonale Wärmespeicherung,Transport), sowie Power to Liquid.
Sogar bei einer angenommenen Verringerung des Endenergieverbrauchs liegt unter Berücksichtigung dieser Verluste somit langfristig der gesamte Beitrag des Ost-Clusters in der Größenordnung von etwa einem Zehntel Promill des Endenergieverbrauchs.
Der Anteil des gesamten Projektes liegt in der Größenordnung von einigen Zehntel Promill des Endenergieverbrauchs.

Falls die Windenergie im Rahmen einer solchen Energiewende mit Sektorkopplung in etwa die Hälfte der benötigten Energiemenge liefern sollte, so würde demzufolge der heutige Endenergiebedarf die Errichtung von etwa 10.000 vergleichbaren Windanlagen erfordern, bei einer Halbierung des Verbrauchs also in etwa 5.000 Einheiten (zur Veranschaulichung : 10.000 Einheiten entsprechen einer Investition in der Größenordnung von 50 Milliarden Euro, und einem gesamten Baugewicht von etwa 50 Millionen Tonnen bei einer Laufzeit von 20 Jahren ; hier stellen sich unter anderem Fragen der möglichen Erneuerungsraten dieses Energiekonzeptes).

Es wird ersichtlich, dass die Wahl des Vergleichswertes zwischen *„Anteil am heutigen Hausstrom"* und *„Anteil an der langfristigen Energiewende"* die Relationen etwas relativiert.

Inwieweit im Sinne des allgemeinen Interesses die objektiv gelieferten zehntel Promill Anteil des Projektes am Energieverbrauch (auch im Verbund mit der gesamten langfristigen Windstromproduktioun gemäß PNEC in der Größenordnung von ein bis zwei Prozent Anteil am heutigen Energieverbrauch) als „nicht unerheblich" einzustufen sind, sollte von der Betreiberfirma im Rahmen der Genehmigungsprozedur zwingend nachgewiesen werden, da dieser Produktion die im UVU-Bericht eindrucksvoll aufgezeigten erheblichen Umweltschäden gegenüberstehen.

3.2. Potenzial im Hinblick auf die Reduktion treibhauswirksamer Gase

Aussage des UVU-Berichts in Kapitel 12.2 Seite 250 :
„Bei den an den vorgesehenen Anlagenstandorten herrschenden Windverhältnissen könnten die zur Installation vorgesehenen sechs Windenergieanlagen jährlich je Anlage weit mehr als 5.000.000 kWh/a an elektrischer Energie CO2-neutral erzeugen und in das Netz einspeisen. In der Summe ergäbe sich eine Strommenge von mehr als 30.000.000 kWh/a, respektive 30 GWh/a und einem entsprechenden Ersatz „konventionell" erzeugten Stroms durch „Öko-Strom", respektive einer ***CO2-Emissionsminderung in einer Größenordnung von ca. 19.500 Tonnen/Jahr****."*

Der UVU-Bericht gibt an, dass durch das gesamte Projekt eine CO2-Emissionsminderung um etwa 19.500 Tonnen pro Jahr erreicht wird.

Vor dem Hintergrund der durch den UVU-Bericht aufgezeigten erheblichen Umweltschäden auf Höhe des Rollingerberg stellt nunmehr der Ost-Cluster einen Beitrag zu der potenziellen CO2-Emissionsminderung (unter Annahme der Errichtung von 4 industriellen Windanlagen und einer einheitlich gelieferten Energiemenge mit einer Einsparung von 650 Tonnen CO2 pro gelieferter GWh) von etwa 13.000 Tonnen.
Klare Angaben zu dem konkreten Beitrag des östlichen Windindustrieparks liefert der UVU-Bericht jedoch nicht.

Da den erhofften CO2-Emissionsminderungen erhebliche Umweltschäden gegenüberstehen, sollte sichergestellt werden, dass durch das Projekt die erhofften Minderungen auch tatsächlich erreicht werden.

<u>Frage zu der angegebenen CO2-Emissionsminderung :</u>

Die spezifische CO2-Emissionsminderung von 650 Tonnen pro GWh wird im UVU-Bericht nicht begründet.
Durch das vorgesehene Projekt wird vorraussichtlich keine nationale Stromproduktion substituiert, sondern überwiegend heute noch importierter Strom ersetzt, der laut ILR in 2018 86% des luxemburger Stromverbrauchs deckte.
Eine GWh luxemburger Windstrom kann dabei teilweise Strom aus fossilen Kraftwerken ersetzen, aber auch aus CO2-freien Atomkraftwerken, oder gegebenenfalls importierter Strom aus industriellen Windanlagen im Falle von Abregelungen bei den immer häufiger auftretenden nicht bedarfsgerechten volatilen Leistungsüberschüssen innerhalb des gesamten Windanlagenkollektivs.
Bei genauerer Betrachtung des importierten Stroms und den anteiligen Mengen aus Deutschland, Frankreich und Belgien, liegt das konkrete Niveau der CO2-Emissionen im Mix in der Größenordnung von etwa 300 Tonnen pro GWh, d.h. also deutlich unterhalb der vom UVU-Bericht angenommenen Menge.

Aus der vorangegangenen differenzierten Betrachtung der möglichen gelieferten Energiemengen ging hervor, dass der im UVU-Bericht angedeutete (aber nicht explizit angegebene) Ertrag im Ost-Cluster von 20 GWh pro Jahr sich auf der Basis der im UVU-Bericht gelieferten Daten wohl eher in der Größenordnung von 10 bis 15 GWh pro Jahr bewegt.

Unter diesen Annahmen liegt der Beitrag des Ost-Clusters zu den potenziell erhofften CO2-Emissionsminderungen eher in einer Spannweite von etwa 3.000 bis 5.000 Tonnen pro Jahr.
Diese im UVU-Bericht fehlende nuancierte Angabe hat einen Einfluss auf die Abwägung zwischen dem potenziellen Nutzen des Projektes und den daraus entstehenden erheblichen Umweltschäden, und soll im Folgenden weiter berücksichtigt werden.

Welches Potenzial stellt nun diese CO2-Emissionsminderung dar ?

Analog und in Kohärenz zur vorherigen Betrachtung der Energiemengen sollte das Projekt in einen globalen Kontext gestellt werden, um eine objektive Aussage treffen zu können :

Die globalen Emissionen in Luxemburg belaufen sich in 2018 auf 10,547 Millionen CO2e.
2018 betrug laut ILR die Stromerzeugung der Windenergie 255 GWh. Dies entspricht je nach den vorher beschriebenen Annahmen zu den spezifischen CO2-Emissionsminderungen demnach etwa 0,7% bis 1,5 % der Treibhausgasemissionen. Nach dem Integrierten nationalen Energie- und Klimaplan Luxemburgs für den Zeitraum 2021-2030 sieht die politische Zielvorgabe ein Potenzial von 674 GWh vor.

Wie fügt sich wiederum das Projekt in diesen Verbund ein ?
Der theoretisch mögliche Beitrag des gesamten Projektes beträgt bei 30 GWh und der Annahme im UVU-Bericht von eingesparten 19.500 Tonnen CO2 jährlich in etwa also 1,8 Promill der Treibhausgasemissionen.

Laut Angaben des UVU-Berichts würden etwa 20 GWh im östlichen Windindustriepark erzeugt, dies entspricht je nach Annahme der spezifischen CO2-Emissionsminderungen demnach etwa **0,6 bis 1,2 Promill der Treibhausgasemissionen**.
Falls sich die erzeugte Energiemenge gemäß der differenzierten Betrachtung auf einem Niveau von etwa 10 GWh bewegt, so entspricht dies je nach Annahme der spezifischen CO2-Emissionsminderungen etwa **0,3 Promill bis 0,6 Promill der Treibhausgasemissionen**.

Im Rahmen einer auf komplett regenerativen Quellen basierten Energieerzeugung mit Sektorkopplung liegen die globalen Wirkungsgradverluste der volatilen Stromerzeugung überschlägig in der Größenordnung von etwa 50%.
Sogar bei einer angenommenen Verringerung der globalen Treibhausgasemissionen liegt unter Berücksichtigung dieser Verluste somit langfristig der gesamte Beitrag des Ost-Clusters in der **Größenordnung von einigen Zehntel Promill der jährlichen Treibhausgasemissionen**.

Inwieweit im Sinne des allgemeinen Interesses die objektiv gelieferten zehntel Promill Anteil CO2-Emissionsminderungen an den jährlichen Treibhausgasemissionen (auch im Verbund mit der gesamten langfristigen Windstromproduktioun mit CO2-Einsparungen in der Größenordnung von einigen Prozent der heutigen Treibhausgasemissionen) als „nicht unerheblich" einzustufen sind, sollte von der Betreiberfirma im Rahmen der Genehmigungsprozedur zwingend nachgewiesen werden, da diesem theoretischen Einsparpotenzial die im UVU-Bericht eindrucksvoll aufgezeigten erheblichen Umweltschäden gegenüberstehen.

Wie wird durch das Projekt sichergestellt, dass diese objektiv gesehen doch überschaubare CO2-Emissionsminderung in einem globalen durch Verlagerungseffekte geprägten System auch tatsächlich erfolgt ?

Die ermittelte (ojektiv geringe) CO2-Emissionsminderung kann vorläufig nur als theoretisches Potenzial angesehen werden.

Gibt es tatsächlich eine direkte Verbindung zwischen dem Betrieb des projektierten Windindustrieparks und möglichen CO2 Einsparungen, so wie im UVU-Bericht dargelegt ?
Innerhalb des "Cap" des ETS kann auch nach rezenten Reformen des Systems nicht verhindert werden, dass langfristig CO2-Einsparungen innerhalb der Handelszone zu zusätzlichen CO2 Emissionen mit sektoralen oder geographischen Verlagerungseffekten in anderen Teilen der Handelszone führen.
In dem Fall wäre es mit begrenzten Mitteln offensichtlich volkswirtschaftlich sinnvoller, die CO2-Emissionsminderungen durch Instrumente mit geringeren CO2 Vermeidungskosten herbeizuführen.
Auch lässt der Betrieb von industriellen Windanlagen nicht zwingend Rückschlüsse auf eine Minderung der globalen Extraktion von fossilen Brennstoffen zu.
Es erscheint ebenfalls unklar inwieweit CO2-Emissionsminderungen in Luxemburg und Europa auf Carbonleakage zurückzuführen sind.

Inwieweit kann also das Projekt sicherstellen, dass es wie im UVU-Bericht vorgegeben einen direkten Zusammenhang zwischen der produzierten Energiemenge und effektiven CO2-Emissionsminderungen gibt ?
Im Sinne des allgemeinen Interesses sollte diese direkte Verbindung von der Betreiberfirma im Rahmen der Genehmigungsprozedur zwingend nachgewiesen werden, da dem theoretischen Einsparpotenzial die im UVU-Bericht eindrucksvoll aufgezeigten erheblichen Umweltschäden gegenüberstehen.

3.3. Potenzial des Planungsgebietes zum ökonomischen Betrieb

Aussage des UVU-Berichts in Kapitel 4.2 Seite 54 :

„Es kann somit davon ausgegangen werden, dass vor Ort ein ausreichendes Potential zum ökonomischen und ökologischen Betrieb des Windparks Mersch vorhanden ist."

Diese Aussage betrifft vermutlich betriebswirtschaftliche Aspekte. Allerdings ist dies im Sinne des allgemeinen Interesses nur zweitrangig.

Ein solches Projekt mit potenziellen gravierenden negativen Auswirkungen sollte über eine rein kommerzielle durch Partikularinteressen gesteuerte Aktivität hinaus den Nachweis eines allgemeinen Interesses erbringen, der die unausweichlich entstehenden erheblichen Umweltschäden zwar nicht rückgängig machen kann, diese jedoch unter bestimmten Vorraussetzungen teilweise relativieren kann.

Für die Genehmigung des Projektes im Sinne des allgemeinen Interesses muss also zwingend der Nachweis erbracht werden, dass das Projekt auch volkswirtschaftlichen Belangen gerecht wird.

Die Aussage im UVU-Bericht zur Wirtschaftlichkeit der vorgesehenen Windstromproduktion soll hier aber kurz kommentiert werden. Gleichzeitig ergeben sich hieraus schon erste Aufschlüsse zu dem noch zu erbringenden Nachweis.

Rein betriebswirtschaftlich können regenerative Energien für Betreiber von Interesse sein, wenn ihre Stromgestehungskosten sich an die der konventionellen Kraftwerke angleichen, zumal sie Einspeisevorrang genießen und eine hohe gesicherte Vergütung erhalten.

Es wäre aber eine reduzierte Sichtweise hieraus direkte Rückschlüsse auf etwaige volkswirtschaftliche Vorteile zu ziehen, und die Stromgestehungskosten der Windanlagen mit denen der konventionellen Kraftwerke im direkten Verhältnis zu vergleichen.

Tatsächlich kann der Windstrom mit der aktuellen „Pufferstrategie" ohne Energiespeicher bzw. ohne Sektorkopplung nachweislich keine konventionellen Kraftwerke ersetzen (s. VGB-Studie *Windenergie in Deutschland und Europa*, Thomas Linnemann u. Guido S. Vallana, Teil 1 2017/Teil 2 2018 ; Anhang 4.2.), sondern lediglich zeitweise deren Stromproduktion.

Demzufolge führt der Ausbau der Windkraft zu notwendigen Doppelstrukturen im Kraftwerksbetrieb, so dass Investitionen und fixe Betriebskosten für konventionelle Kraftwerke bestehen bleiben, bzw. induziert (z.B. paralleler Ausbau von Windanlagen und Gaskraftwerken in Spanien) werden. Somit können Stromgestehungskosten der Windanlagen lediglich mit den Grenzkosten der konventionellen Kraftwerke verglichen werden.

Wenn in Luxemburg konkret Windanlagen errichtet werden mit einem CAPEX von etwa 1.600 bis 1.700 Euro pro KW und etwa 20% Volllaststunden erreichen, bewegt sich der Stromgestehungspreis (LCOE) in einer Grössenordnung von etwa 80 Euro/MWh. Dieser Stromgestehungspreis liegt auch bei aktuell höheren Preisen der CO2 Zertifikate größtenteils über den Grenzkosten konventioneller Kraftwerke, sogar etwa eine ganze Größenordnung über den Grenzkosten von Atomkraftwerken.

Jede im europäischen Gesamtsystem durch Windenergie „eingesparte" MWh kostet volkswirtschaftlich betrachtet also quasi das Zehnfache einer CO2 freundlichen MWh Atomstrom.

Aus dieser Doppelstruktur ergeben sich also Mehrkosten des Gesamtsystems, welche letztendlich von den Stromkunden zu tragen sind.

Die Differenzkosten zwischen hoher Einspeisevergütung der Windenergie und den erzielten Marktpreisen (die eine hohe Korrelation mit der Residuallast aufzeigen und mit stetem Ausbau der Windkraft immer häufiger in einen negativen Bereich fallen), müssen vom Stromkunden getragen werden. Die wachsenden Energiepreise haben in der Folge negative wirtschaftliche, sowie soziale Auswirkungen.

Die betriebswirtsschaftlichen Partikularinteressen der Betreiber stehen somit in einem direkten Konflikt zu den volkswirtschaftlichen allgemeinen Interessen.

Jedoch auch der Ausbau von Energiespeicher und die Durchführung einer Sektorkopplung wird langfristig zu Mehrkosten des Gesamtsystems führen. Die zusätzlichen Kosten für Power to gas (Elektrolyse, Methanisierung, Kompression/Verflüssigung/Transport/Lagerung des Gases, Rückverstromung mit Backup Kraftwerken), Netzausbau, ...usw. und die sich hieraus ergebenden Wirkungsgradverluste, die nahezu zu einer Verdopplung der notwendigen installierten Windkraftleistung führen, werden die gesamten Stromgestehungskosten einer heutigen MWh Windstrom in etwa verdrei- bis vervierfachen, und liegen somit weit über den langfristigen Stromgestehungskosten konventioneller Kraftwerke.

Bei stetem Ausbau der Windkraft in Luxemburg müsste ganz konkret wie z.B. in Spanien parallel in Gaskraftwerke investiert werden um langfristig die Versorgungssicherheit in einem System zu erhalten, das zusehens volatiler wird, und in dem durch den hohen Gleichzeitigkeitsgrad der europäischen Windstromproduktion der länderübergreifende Austausch von Leistungsüberschüssen erschwert wird.

Inwieweit im Sinne des allgemeinen Interesses das Projekt im Verbund mit der Windenergie in Luxemburg, so wie im UVU-Bericht angegeben, wirtschaftlich betrieben werden kann – wohlverstanden mit einem volkswirtschaftlichen Nutzen – sollte von der Betreiberfirma im Rahmen der Genehmigungsprozedur zwingend nachgewiesen werden, da ansonsten einer rein kommerziellen von Partikularinteressen gesteuerten Aktivität die im UVU-Bericht eindrucksvoll aufgezeigten erheblichen Umweltschäden gegenüberstehen, die in keinem Falle also gerechtfertigt wären.

3.4. Vergleich mit konventionellen Kraftwerken

Aussage des UVU-Berichts in Kapitel 12.3 Seite 252 :

„Im Vergleich dazu (Anm. : zur Windenergie) *verursachen die Verstromung fossiler Brennstoffe und die nukleare Energiegewinnung vielfältige Umweltprobleme beispielsweise durch die Emission von Luftschadstoffen und radioaktiven Substanzen, die Erwärmung von Oberflächengewässern mittels Kühlwassernutzung, die Produktion erheblicher Mengen gefährlicher Abfälle etc. Derartige Umweltprobleme entstehen dabei nicht nur bei der Energiegewinnung als solches, sondern bereits bei der Gewinnung der erforderlichen Rohstoffe und bei deren zumeist sehr weitem Antransport."*

Gegenstand des UVU-Berichts ist die Bewertung eines konkreten Projektes, für das der Nachweis des Bedarfs erbracht werden muss, sowie die Ermittlung der Impakte dieses Projektes auf die Umwelt.

Es erscheint zunächst fragwürdig, dass ein Projekt zwecks eigener Aufwertung auf das Stilmittel der einseitigen Abwertung anderer Objekte zurückgreifen muss, die wiederum nicht Gegenstand der Betrachtung sind.

Es sei denn, es handele sich um eine Vergleichsanalyse. In diesem Fall sollte man der Vollständigkeit halber zumindest den Versuch eines ausführlichen und objektiven Vergleichs unternehmen.

Zu den konventionellen Energien kann man unter anderem folgende im UVU-Bericht nicht erwähnte Aspekte berücksichtigen :

- Historisch betrachtet : Ausgangspunkt und Basis für aktuelle hohe soziale Standarts und Lebensbedingungen, sowie die Sicherstellung einer adequaten allgemeinen Grundversorgung einer stetig wachsenden Bevölkerung mit allen notwendigen Güter auf einer industriellen Basis, dies im Vergleich zu den sozialen Standarts und Lebensbedingungen in der vorindustriellen Zeit in der die Energieversorgung ausschließlich auf regenerativen Energien basierte ;
- Hohe Energiedichte ;
- Hohe Versorgungssicherheit (durch die nach wie vor hohe Versorgungssicherheit konventioneller Kraftwerke sind die Konsequenzen einer volatilen Energiewende aktuell noch nicht spürbar) ;
- Wirtschaftlichkeit durch hohe Energiedichte und Versorgungssicherheit ;
- Geringer Ressourcenverbrauch vornehmlich bei Baumaterialien (Mineralien, Metalle) durch hohe Energiedichte (Materialverbrauch pro gelieferter Energiemenge bei Wind- und Fotovoltaikanlagen nachweislich um eine bis zwei Größenordnung höher, dadurch z.B. hohe Umweltschäden bei der Förderung der benötigten Rohstoffe oder bei der Umsetzung der Anlagen im Gelände) ;
- Geringer Flächenverbrauch durch hohe Energiedichte ;
- Kein zusätzlicher Netzausbau erforderlich (kein zusätzlicher Ressourcenverbrauch, Umweltimpakte und Kosten) ;
- Keine notwendigen Energiespeicher erforderlich (kein zusätzlicher Ressourcenverbrauch, Umweltimpakte und Kosten) ;
- Klimafreundliche Energieproduktion in Kombination mit einer hohen Energiedichte bei der Kernkraft (neben Risiken, die bei einer rationalen Betrachtung aber auch in erheblichem Maße z.B. bei der Wasserkraft zu verzeichnen sind) ;
- Potenziale zur technischen Weiterentwicklung, die bei regenerativen Energieformen durch physikalische Grenzen aktuell weitestgehend ausgeschöpft sind ;
- Keine doppelten Kraftwerksstrukturen erforderlich (kein zusätzlicher Ressourcenverbrauch, Umweltimpakte und Kosten) ; bestimmte konventionelle

Kraftwerke sind ohnehin auch in einem alternativen System mit oder ohne Sektorkopplung fester Bestandteil (Backup zur Versorgungssicherheit).

Ausnahmslos alle hier aufgezählten Aspekte können nicht von regenerativen Energieformen als „positive Impakte" für sich in Anspruch genommen werden.

Diese Aufzählung dient lediglich der rationalen und objektiven Relativierung, und einer etwas vollständigeren Betrachtungsweise, und stellt keine undifferenzierte Rechtfertigung für die aktuellen Umweltschäden dar, die durch konventionelle Energieformen hervorgerufen werden.

Vielleicht dient es auch nur folgender Erkenntnis : es gibt a priori keine „saubere" oder „schmutzige" Energie.
Es ist eher eine Frage der Dosis.
Jedwede Energieform wird zu einer „schmutzigen" Energie, wenn sie in einem industriellen Maßstab betrieben wird. Dies gilt offensichtlich im gleichen Maße für die Windenergie.

Wenn die Betreiberfirma schon den Vergleich mit konventionellen Energieformen anstrengt, sollte auch der Nachweis erbracht werden, in welcher Form die in dieser Stellungnahme aufgezählten positiven Eigenschaften der konventionellen Energien von dem vorgesehenen Projekt im Verbund mit der gesamten Windkraft gewährleistet werden können.

3.5. Beitrag bei der Umsetzung politischer Absichtserklärungen, sowie der Einhaltung der Vereinbarungen zum Klimaschutz

Aussage des UVU-Berichts in Kapitel 3.3 Seite 49 :
*„Da **Windkraft eine der Säulen regenerativer Energieerzeugung** in Luxemburg ist und nutzbare Potentiale ungenutzt blieben, würde es ohne das vorgesehene Projekt schwieriger, die **politischen Absichtserklärungen** umzusetzen und **unterzeichnete internationale Vereinbarungen** zum Klimaschutz einzuhalten."*

In welchem Maße die Windkraft eine „Säule der Energieerzeugung" ist und inwieweit die Potenziale des Projektes erheblich sind wurden unter Punkt 3.1. erörtert.

Zusätzlich sind der vorliegenden Stellungnahme für weitere Details zu diesen Aspekten folgende Anlagen beigefügt :

- VGB-Studie *Windenergie in Deutschland und Europa*, Thomas Linnemann u. Guido S. Vallana, Teil 1 2017/Teil 2 2018 ;
- *Integratioun vu regenerativen Energien mat Fokus op d'Wandenergie* (Illustrative Plausibilitéits-Check, Mee 2020).

Was die angedeuteten hohen Potenziale der Windkraft im Allgemeinen und des Projektes im Besondern anbelangt, bleibt ohne jegliche Begründung durch den UVU-Bericht vorläufig noch der Nachweis der Betreiberfirma zu erbringen und nachzureichen.

Von diesem Nachweis hängt ja auch weitestgehend ab, ob überhaupt durch die Windkraft „politische Absichtserklärungen umgesetzt" und „internationale Vereinbarungen zum Klimaschutz eingehalten werden können".

Eine Begründung der Opportunität eines spezifischen Projektes, sowie die Rechtfertigung seiner ausdrücklich nachgewiesenen erheblichen Beeinträchtigungen aufgrund einer pauschalen **politischen Absichtserklärung** erscheinen zunächst aber sehr fragwürdig.

Allgemeine politische Absichtserklärungen sagen nichts über die technische Qualität und die negativen Impakte eines einzelnen zu bewertenden Projektes aus, und können sichtlich nicht als pauschales Argument herangezogen werden, zumal politische Absichten offenkundig – wie die Geschichte zeigt – nicht immer frei von Fehleinschätzungen sind.

Das gleiche gilt für Vereinbarungen zum Klimaschutz. Wenn Klimaschutzinstrumente gleichwohl jeder Art nachweislich nur eine kleine Klimawirksamkeit haben, aber andererseits erhebliche Beeinträchtigungen in Bezug auf Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit mit sich bringen, dann sollte im Sinne des allgemeinen Interesses von ihnen Abstand genommen werden, auch wenn noch so hohe politische und kommerzielle Partikularinteressen daran gebunden sind.

Falls der Nachweis nicht erbracht werden kann, dass dies für das vorgesehene Projekt nicht zutrifft, sollte bei der Genehmigungsprozedur dem Rechnung getragen werden.

4. ANHÄNGE

4.1. Integratioun vu regenerativen Energien mat Fokus op d'Wandenergie (Illustrative Plausibilitéits-Check, Mee 2020)

4.2. VGB-Studie Windenergie in Deutschland und Europa, Thomas Linnemann u. Guido S. Vallana, Teil 1 2017/Teil 2 2018

ANHANG 4.1.

Integratioun vu regenerativen Energien mat Fokus op d‘Wandenergie

En illustrative Plausibilitéits-Check iwwer d’Aspekter vun der Integratioun

- an der Fläch
- an d’Stroumnetz
- an de Stroummaart

Mee 2020

Integratioun vu regenerativen Energien mat Fokus op d'Wandenergie

Plausibilitéits-Check

Mir ginn eis ambitiéis Ziler beim Klimaschutz a bei dem Ausbau vun regenerativen Energien, déi a méiglechst noer Zukunft eisen Energiebedarf zu 100% decke sollen.

An der ëffentlecher Diskussioun gëtt virun allem der Wandenergie e grousst Potenzial bescheinegt, als staarke Pilier fir d'Stroumproduktioun vun der Zukunft, an als noutwendegt Instrument fir de Klimaschutz.

Informatiounen zu de Wandanlagen héiere sech meeschtens esou un : *„Eng Wandanlag versuergt ronn 1.400 Haushälter ganzjäreg vollstänneg mat Stroum, an doduerch gi ronn 3.000 Tonnen CO_2 agespuert."*

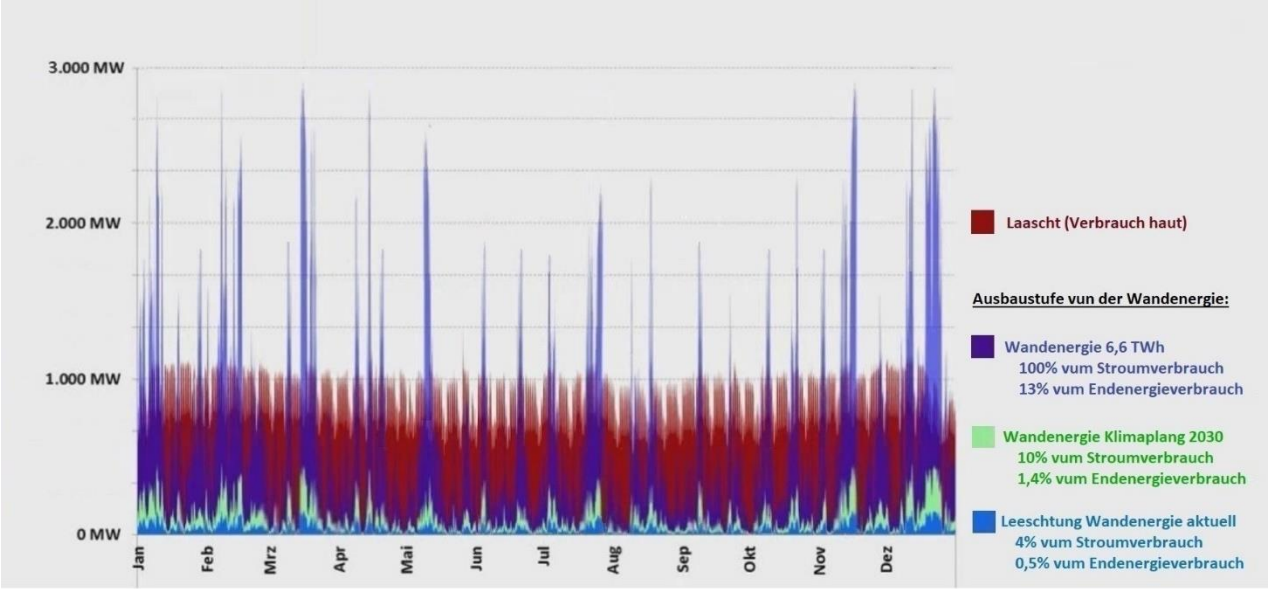
E verstäerkten Ausbau mat ëmmer méi grouss dimensionéierten industrielle Wandanlage provozéiert awer och héich negativ Impakter op Natur a Landschaft. Et ass also sënnvoll de potenzielle Notze fir d'Energieproduktioun a méi konkret Zuelen ze faassen, fir Schued a Notze kënnen ofzeweien.

Bei enger Energiewend däerf ee net den Iwwerbléck iwwer dat ganzt verléieren : esou stellen déi 1.400 Haushälter knapp 0,6% vun allen Haushälter duer, de Stroumverbrauch vun den Haushälter entsprécht 14% vum gesamte Stroumverbrauch, an de Stroumverbrauch huet en Undeel vun 13% um gesamten Endenergieverbrauch (ronn 20% ouni Tanktourismus). Eng Wandanlag entsprécht also engem Undeel vu ronn 0,01% (1 Zéngdausendstel) vum Endenergieverbrauch. Et ass e laange Wee fir op 100% ze kommen !

A folgendem graffe Plausibilitéits-Check gëtt gewisen, wat konkret um Terrain dofir misst ëmgesat ginn.

Op der Basis vun de konkreten Opzeechnungen vun de Wandstroumaspeisungen an hirer Auswäertung (zum Beispill d'Analys *Windenergie in Deutschland und Europa*, VGB 2018) kann ee verschidden Ausbauhorizonter vun der Wandenergie an hir technesch Auswierkungen fir Lëtzebuerg graff simuléieren.

Esou Ausbaustufen vun der Wandenergie si beispillhaft op der Grafik hei drënner duergestallt mat hirem Leeschtungsverlaf iwwer e Joer. Déi verschidden duergestallten Elementer gi Schrëtt fir Schrëtt erläutert.



Simulatioun vum jäerleche Leeschtungsverlaf fir dräi Ausbaustufen vun der Wandenergie am Verhältnes zu dem jäerleche Laaschtverlaf vun haut

Als Hannergrond weist d'Grafik rout agefierft de schwankende Laaschtverlaf vum haitege Stroumverbrauch iwwer e ganzt Joer gekuckt. De järleche Stroumverbrauch bedréit ronn 6.600 Gigawattstonnen (GWh). Mat 8.760 Stonnen am Joer läit d'mëttel Laascht also bei ronn 750 Megawatt (MW), mat Maximalwäerter knapp iwwer 1.000 MW.

Fir dat d'Stroumnetz stabil ass, muss déi produzéiert Leeschtung déi an d'Netz agespeist gëtt exakt op dem selwechte Niveau ewéi d'Laascht leien. Fir dat d'Leeschtung genau an deem richtege Moment mat dem richtege Niveau agespeist gëtt brauch ee reegelbar Kraaftwierker. Dat ass eng physikalesch Tatsaach.

Dacks gesäit ee Statistike mat der energetescher Joresproduktioun vu regenerative Stroumquellen am Verhältnes zum järleche Stroumverbrauch, an et entsteet den Androck, dat dësen Undeel just misst multiplizéiert an ausgebaut ginn fir eng honnertprozenteg „Stromwende" ze realiséieren. D'Wandenergie ass awer „volatil" a produzéiert an der Realitéit grouss an abrupt Leeschtungsschwankungen, déi duerch dës abstrakt statistesch Joreswäerter komplett maskéiert ginn.

Fir sech dem techneschen Impakt vun dëser „Volatilitéit" bewosst ze ginn féiere mer dofir hei net e Raisonnement iwwer déi järlech produzéiert ENERGIE, mee iwwer d'LEESCHTUNGEN vun der Wandstroumproduktioun, well dëse Leeschtungsverlaf jo zu all Zäitpunkt am perfekten Aklang mat der variabeler Laascht (Verbrauch) muss sinn, fir dat e Stroumnetz iwwerhaapt ka stabil gehale ginn.

De Leeschtungsverlaf vun der Wandenergie gëtt an der Grafik op dräi Ausbaustufe gewisen.

Déi éischt Stuf ass déi aktuell Situatioun (hellblo Leeschtungsverdeelung) ; hei gi mer pragmatesch vun engem järleche Produktiounsniveau vu knapp 300 GWh aus (255 GWh am Joer 2018). Aktuell liwwere ronn 70 Wandanlagen also ongeféier 4% vum Stroumverbrauch respektiv 0,5% vum Endenergieverbrauch. D'Leeschtung (tëschent Null a Spëtzten iwwer 100 MW) bleift wäit ënner der Laascht. Dës homeopathesch Dosis kritt ee wuel nach gutt an d'Netz integréiert wa reegelbar Kraaftwierker d'Residuallaascht droen, mee op der aner Säit léisst sech mat 0,5% Undeel am Energieverbrauch leider och kee Weltklima retten.

Dofir kréie mer elo en ambitiéisen Energie- a Klimaplang. An der Grafik ass dat déi hellgréng duergestallten zweet Ausbaustuf, d'Projektioun „Klimaplang 2030". No den Zuele vum Energieministère (PNEC) soll fir dësen Horizont d'järlech Wandstroumproduktioun bei knapp 700 GWh leien. Konkret bräicht een dofir iwwer 120 industriell Wandanlagen aus der 3 Megawatt Klass.

D'Grafik weist wéi de schwankende Leeschtungsverlaf vun dësem Wandanlagekollektiv ëmmer nach relativ wäit ënner dem Laaschtverlaf erop an erof ziddert. Ënner der Konditioun dat d'Netz korrekt ausgebaut gëtt a reegelbar Kraaftwierker d'Residuallaascht liwweren, kann d'Netz also stabil gehale ginn.

Wéi ambitiéis ass de Klimaplang 2030 awer wierklech ? Dëse relativ realisteschen Ausbauniveau stellt en Undeel vun 10% am Stroumverbrauch duer, a knapps 1,4% vun eisem aktuellen Endenergieverbrauch.

Bei dësen technesch machbaren Ausbauraten däerf ee net presséiert sinn. Kënne mer eis mat der aktueller Klima Urgence de Luxus erlaben, fir eis Zäit an eis Ressourcë mat ineffikassen Instrumenter ze verléieren ?

An Däitschland, mat dem weltwäit drëttgréissten Ausbau, läit den Undeel vun der Wandenergie Enn 2019 bei ronn engem Fënneftel vun der Bruttostroumproduktioun. Dat si just nëmme 5% vum däitschen Endenergieverbrauch. Mat engem Undeel vu 5% ass de Bäitrag fir de Klimaschutz awer marginal a steet a kengem Verhältnes zu dem enormen Opwand (ronn 30.000 Wandanlage mat iwwer 60.000 Megawatt).

Wandenergie a Fotovoltaik hunn zesummen Enn 2019 en theoreteschen Undeel vu 29% an der däitscher Stroumproduktioun erreecht. Bei dësem volatile Stroumundeel kënnt een op e **kritesche Plaffong**, wou déi **onkontrolléiert Leeschtungsspëtzten iwwer de Laaschtverlaf vum Verbrauch eraus wuessen.** Däitschland kämpft elo reegelméisseg mat der Netzstabilitéit a muss e groussen Deel vum volatile Stroum verwerfen.

Wa mer elo konsequent weiderdenken komme mer op déi däischterblo gefierften Ausbaustuf an der Grafik, déi theoretesch Projektioun „100% vum Stroumverbrauch“ (Hypothees : mëttlere Verbrauch vu 750 MW).

Op der Basis vu statisteschen Erfarungswäerter huet dës Ausbaustuf folgend Charakteristiken :

- D‘geliwwert mëttel Leeschtung läit bei engem Fënneftel vun der installéierter Leeschtung. Et bräicht een also eng Nennleeschtung vu ronn 5 x 750 = 3.750 MW, d.h. konkret z.B. ronn 1.250 Wandanlage vun 3 Megawatt (wann een d’Wierkungsgradverloschter bei enger Späicherung vernoléissegt).
- D‘maximal Leeschtungsspëtzten leien op engem Niveau vu ronn 70% bis 75% vun der installéierter Nennleeschtung bei engem gréissere Wandanlagekollektiv, d.h. ronn 2.700 MW.

D’Grafik weist, dat dee Moment d’Leeschtungsspëtzten zäitweileg bis zu véiermol iwwer dem Verbrauch leien. Se weist och, dat trotz Maximalausbau de Leeschtungsverlaf heefeg wäit ënner dem Verbrauch bleift (rout Flächen an der Grafik déi net vun der bloer Fläch verdeckt ginn).

D’Wandstroumproduktioun ass also zu kengem Moment „bedarfsgerecht“. Esou kann een e Stroumnetz net bedreiwen. Et geet also net duer fir den haitegen Undeel einfach ze multiplizéieren an auszebauen.

Wéi kann een elo op där enger Säit mat ze héije LeeschtungsSPËTZTEN ëmgoen ?

Bei engem Undeel vun iwwer 30% am Stroumverbrauch ass déi produzéiert volatil Leeschtung zäitweis méi héich ewéi d’Laascht (Verbrauch). Et gëtt „Iwwerschoss-Stroum“ produzéiert, dee net an d’Netz kann integréiert ginn. Wat mécht een domat ?

Wéi e Potenzial hätt zum Beispill de *Power to gas to power* (P2G2P), also d’Späicherung vun dem net integréierbare Stroum an der Form vu Gas, fir d’Leeschtungsschwankungen auszegläichen ?

An der Grafik gesäit een, dat déi produzéiert Leeschtungsspëtzten ganz héich ausfalen bis ongefeier **véiermol de Laaschtniveau**, mee dat dës Leeschtungsspëtzten gläichzäiteg awer och relativ rar sinn.

Dofir wier de P2G2P an engem bestëmmten Ëmfang nëmmen onreegelméisseg a relativ seele gefrot. Dat bedeit also en héije noutwendegen Dimensionnement vun den Elektrolyseuren, déi awer dann iwwer länger Zäit am Chômage technique sinn, esou dat déi rar awer héich Spëtzten net wirtschaftlech kënne genotzt ginn. Héich Schwankungen am Betrib hunn och en Impakt op d’Liewensdauer vun Elektrolyseuren.

P2G2P huet e klenge Wierkungsgrad, esou dat e groussen Deel vun der Energie bei deem Prozess verluer geet. D'Verloschter leien an engem globale System vun der Gréisstenuerdnung hier bei **ongeféier 50%.**

Fir de Verloscht am 100%-Zenario ze kompenséieren, muss d'Zuel vun de Wandanlagen also verduebelt ginn op iwwer 2.500 Anlagen. Konkret heescht dat : flächendeckend iwwer sämtlech Lëtzebuerger Fräiflächen verdeelt steet am Schnëtt all 700m eng ronn 200 Meter héich industriell Wandanlag.

Onofhängeg vun der technescher Machbarkeet stelle sech hei vill Froe fir de Natur- a Landschaftsschutz.

Déi ronn 2.500 Wandanlage produzéiere net brauchbar Leeschtungsiwwerschëss an der Gréisstenuerdnung vun iwwer 4 Gigawatt, déi mat Elektrolyse missten ofgebaut ginn (analog Gréisstenuerdnung bei engem Mix mat Fotovoltaik). Als nëmmen ee Glidd an der Späicherketten, stelle schonn eleng déi noutwendeg Elektrolyseuren mat dëser Kapazitéit Investitiounskäschten duer an der Gréisstenuerdnung vun engem héijen eestellege Milliardebetrag.

Aktuell Anlage mat Elektrolyseuren ewéi um Bild hei drënner schaffen am Megawatt Beräich.

Als konkret Beispill : d'Anlag um Bild (Falkenhagen, Däitschland) huet eng Kapazitéit vun 2 Megawatt, also 0,002 Gigawatt. D'Elektrolyseure sinn an enger hallwer Dose Container ënnerbruecht.

Fir eng noutwendeg Kapazitéit vu 4 Gigawatt bräicht een also ronn 2.000 där Anlagen zu Lëtzebuerg.

Vun der Gréisstenuerdnung hier misst also duerchschnëttlech an all Gemeng eng 20-mol esou grouss P2G Zentral ewéi hei um Bild mat iwwer 100 Container opgeriicht ginn. Dat ass d'Realitéit um Terrain.

Duerch d'Wierkungsgradverloschter bei der Späicherung gëtt dann d'Energieproduktioun vu ronn 1.250 industrielle Wandanlage nees vernicht. All dës sënnlos opgeriichte Wandanlage bedeiten en enormen Impakt op Natur a Landschaft, entspriechen engem Investitiounsverloscht vu ronn 7 Milliarden Euro, a stellen e sënnlose Materialverbrauch vu ronn 5 Milliounen Tonne Bëtong, Metaller a Glasfaser duer.

Wuelgemierkt si mer bei dësem Produktiounsniveau nach ëmmer just am Kontext vun enger Stroumwend. De Stroum huet an eisem Energieverbrauch awer nëmmen en Undeel vu ronn 13% (ouni Tanktourismus 20%). Mir wieren also trotz all deem beschriwwenen Opwand nach ëmmer wäit vun enger honnertprozenteger Energiewend ewech esou wéi se elo politesch mat Wand a Sonn promouvéiert gëtt.

Op dem Bild hei drënner gesäit een eng typesch Wandindustriezon an Däitschland. Hei sinn eng ronn 50 Wandanlagen ze erkennen. Eisen aktuelle Lëtzebuerger Stroumverbrauch kann ee sech also bildlech virstellen als eng **fofzegmol** esou grouss Wandindustriezon. **Wa bei enger kompletter Energiewend mat Sektorkopplung d'Wandenergie d'Hallschent vun eisem haitegen Endenergieverbrauch misst liwweren, da bräichte mer ronn 200 där Wandindustriezonen ewéi um Bild hei drënner, d. h. am Schnëtt zwou där Wandindustriezonen mat ronn 100 Anlagen an all Lëtzebuerger Gemeng.** Dat ass d'Realitéit um Terrain.

Wat wier elo den Opwand bei de Späicherequipementer, fir an engem 100%-Stroumzenario (och am Mix mat Solarstroum) de net bedarfsgerecht produzéierte volatile Stroum a Gasform ze stockéieren ?

Wann een d'Leeschtungsiwwerschëss mat hirer betreffender Frequenz op e Joer kumuléiert, gesäit een dat een eng Späicherkapazitéit an der Gréisstenuerdnung bis zu enger Terawattstonn bräicht. Wann een dës Energie a Gasform (Methan) op eisem Territoire lagert, da bräicht een zum Beispill ronn 700 Kugelgastanken mat engem Duerchmiesser vun 30m (bei ongefeier 10 bar). An all Gemeng kënnt deemno en Tanklager mat duerchschnëttlech 7 Tanken ewéi op dem Bild hei drënner. Dat ass d'Realitéit um Terrain.

Zousätzlech brauche mer Reservekraaftwierker mat enger Gesamtleeschtung vu ronn 1.000 Megawatt fir de Gas ze verstroumen, an e flächendeckend verstäerkten Ausbau vum Stroumnetz. Hei entstinn zousätzlech Käschten an Impakter. Dat ass d'Realitéit um Terrain.

Beim P2G gëtt net ewéi gäre gesot gëtt „iwwerschëssege" Stroum „dee souwisou do wier" GERETT, mä hei gëtt wéinst de Wierkungsgradverloschter e groussen Deel vun der Energie, déi mat héijen Impakter, Opwand a Käschten produzéiert gouf, uschléissend mat nach méi Opwand a Käschten nees VERNICHT.

Wat bréngt an deem Kontext de Power to HEAT, wou de net bedarfsgerechte Stroum a Wäermt ëmgewandelt gëtt ? Den opwenneg produzéierte Stroum gëtt mat „Exergieverloscht“ an eng mannerwäerteg well manner notzbar Wärmeenergie ëmgewandelt. Dësen irreversibelen honnertprozentege Verloscht fir de Stroumsecteur muss nees eent zu eent duerch zousätzlech volatil Energie mat all hire negativen Impakter kompenséiert ginn, an déi net bedarfsgerecht Wäermt déi dobäi ufält misst kënne saisonal a verloschtfräi iwwer e puer Méint stockéiert ginn. Am Kader vun esou enger „Stroum-Wäermt-Sektorkopplung“ misst onbrauchbare Stroum an engem eestellegen Terawattstonneberäich entsuergt ginn. Dofir bräicht ee saisonal thermochemesch Wärmespäicher, déi wéinst enger noutwendeger Kapazitéit an der Gréisstenuerdnung vun e puer Millioune Kubikmeter Späichermedium (Investitiounskäschten an der Gréisstenuerdnung vun engem héijen zweestellege Milliardebetrag), a wéinst laangen onrentabele Späicherperioden weder technesch nach wirtschaftlech duerstellbar sinn. Dat ass d’Realitéit um Terrain.

Fazit : All déi « Power to X » Methoden, déi feste Bestanddeel vum aktuellen Narrativ sinn, entpoppe sech an der Realitéit just als deier Entsuergungsmethoden vun dem net bedarfsgerecht produzéierte Wandstroum. An der Praxis si se am néidegen Ëmfang esouwuel technesch ewéi wirtschaftlech onrealistesch, a kënnen an enger normaler Maartwirtschaft kaum méi ewéi Nischeprodukter ginn.

Wéi e Potenzial hätt d’Späicherung mat Batterien ? Mir bräichte bei enger „Stromwende“ ewéi gesot eng Späicherkapazitéit vu ronn enger Terawattstonn, d.h. eng Milliard Kilowattstonnen. Dat entsprécht z.B. der Späicherkapazitéit vun 20 Milliounen Elektroautoen mat 50 KWh. Dat Potenzial ass also marginal. Batterië sinn am Fong geholl och keng **saisonal** Späicher. Et ass onwarscheinlech dat z.B. Elektroautoë wärend e puer Méint ouni Ënnerbriechung um Smartgrid hänken a net dierfte beweegt ginn.

Batteriëspäicher mat dëser Kapazitéit stellen haut vun der Gréisstenuerdnung hier Investitiounskäschten duer vun ongeféier enger Billioun Euro. Dat bleift och bei laangfristege Präissenkungen wirtschaftlech onrealistesch. Materialverbrauch fir eng Terawattstonn Lithium Batterien : ronn 7 Milliounen Tonnen. Batterië si vun der Kapazitéit, der Späicherdauer a vun de Käschten hier gesinn also keng saisonal Léisung.

Wéi e Potenzial hu Pompspäicher ? Mir hu jo mat Veianen eng vun de gréissten Anlage wäit a breet. D’Späicherkapazitéit vu Veianen bedréit ronn 5 Gigawattstonnen, d.h. ronn 0,005 Terawattstonnen.

Mir bräichte bei enger Stroumwend eng Späicherkapazitéit vu ronn enger Terawattstonn. Dat entsprécht also der Späicherkapazitéit vun ongeféier 200-mol Veianen. Déi gesamt europäesch Späicherkapazitéit vu Pompspäicherwierker läit bei 0,3 TWh. Dat geet also emol net duer fir e klengt Land ewéi Lëtzebuerg. D’europäescht Ausbaupotenzial fir Pompspäicher ass marginal (plus 2,3 TWh, dovun ongeféier d’Hallschent a Norwegen). Pompspäicherwierker sinn an der Praxis am Fong geholl och just Kuerzzäitspäicher an dofir net fir eng saisonal Späicherung gëeegent.

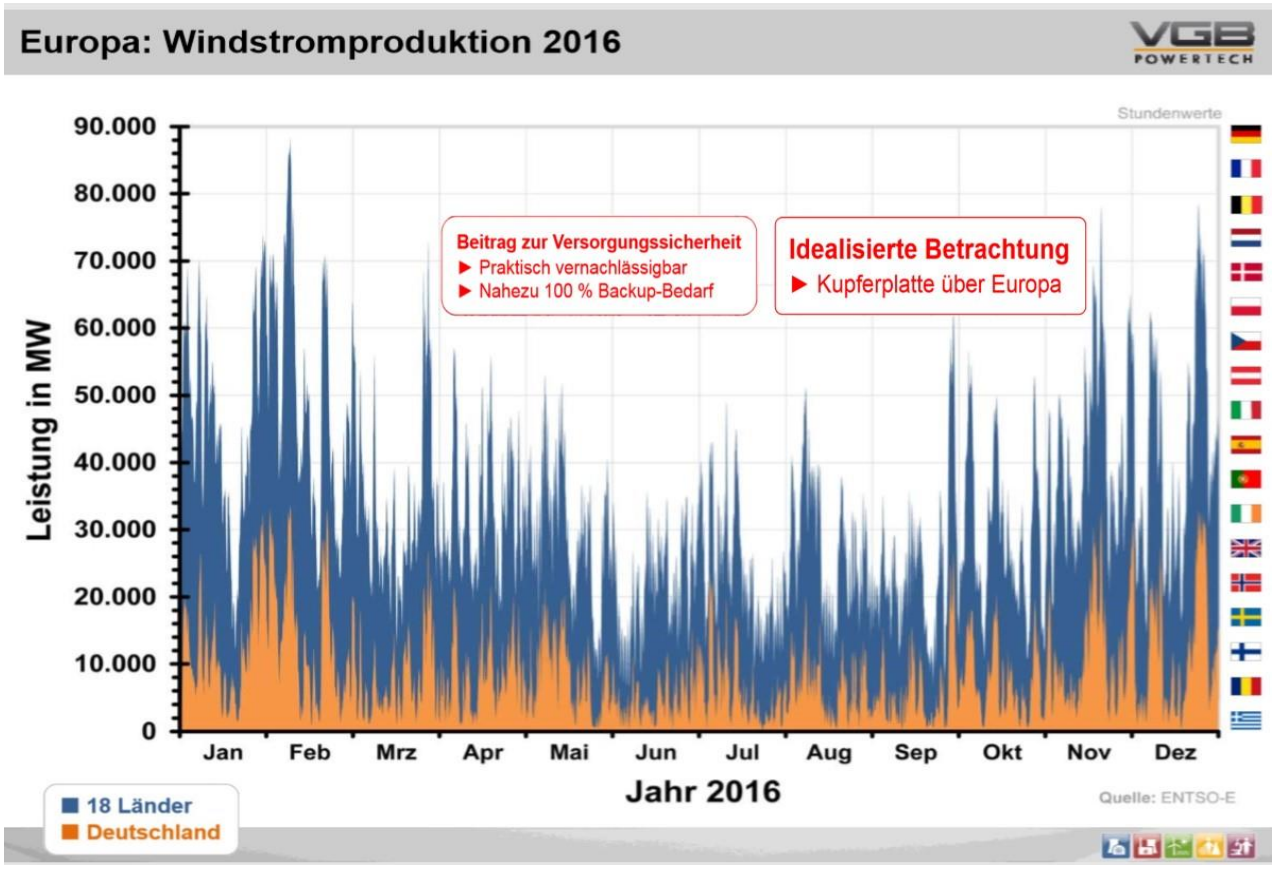
Fazit : All eenzel Späichertechnik huet also just e Potenzial am Promill- oder Prozentberäich, esou dat och hire Verbond nëmme begrenzt d'saisonal Schwankungen vu Wand- a Solarenenergie ausgläiche kann.

Eng aner Méiglechkeet wier dee Moment dann fir de Stroum an d'Ausland ofzesetzen.

Dës Méiglechkeet gëtt an Zukunft awer ëmmer méi schwiereg. **D'Projektioune vun den Iwwerdroungsnetzbedreiwer weise scho kuerzfristeg Deckungslücken an der Stroumversuergung, well esouwuel d'Leeschtungsschwankungen vun de volatile Stroumquellen wéi och d'Schwankunge vun der Verbrauchslaascht en héije länneriwwergräifende Gläichzäitegkeetsgrad hunn.** D'Auswäertung vun de gesamten europäesche Leeschtungsschwankunge vun alle Wandanlage weisen eng héich positiv Korrelatioun.

De Wand bléist ebe net ëmmer iergendwou wéi een intuitiv vläicht kéint mengen, mä gëtt vun de grousse Wiedersystemer iwwer Europa beaflosst. Entweder hu mer also iwwer e puer dausend Kilometer ewech korreléiert Leeschtungsspëtzten bei iwwergeuerdenten Déifdrockgebidder, oder eben Leeschtungsdäller bei iwwergeuerdenten Héichdrockgebidder. Ewéi offiziell publizéiert Auswäertunge vun de leschten 10 Joer weisen, bleift déi geséchert Minimalleeschtung vun ALLEN europäesche Wandanlagen ZESUMMEGEHOLL op engem konstant déiwe Niveau vu ronn 4%, d.h. d'Leeschtungsdäller kënnen och net am Laf vun der Zäit duerch de wuessenden Ausbau vun der Wandenergie gefëllt ginn. **Dat heescht konkret, dat europawäit quasi kee konventionellt Kraaftwierk duerch d'Wandenergie kann ersat ginn (100% Backup).**

D'Grafik hei drënner weist ganz konkret d'Leeschtungsverdeelung vun allen europäesche Wandanlagen ZESUMMEGEHOLL beispillhaft fir d'Joer 2016. Déi erhofften geographesch Ausgläichseffekter bleiwe noweislech aus, och ënner der idealiséierter Hypothees vun engem perfekt ausgebauten a verloschtfräien europäesche „Supergrid" ewéi hei an der Grafik ënnerstallt. **Déi quasi SIMULTAN Schwankunge vun den Anlage weisen, ewéi geféierlech all weideren Ausbau vun der Wandenergie fir d'Netzstabilitéit ass.**



D’Grafik hei drënner weist beispillhaft eng Berechnung vum gesamte saisonale Späicherfëllstand deen 2014 iwwer e ganzt Joer gekuckt an Däitschland néideg gewiescht wier, fir déi deemools vun der Wandenergie a Fotovoltaik produzéiert 83,7 Terawattstonnen OUNI d'Pufferkapazitéit vu konventionelle Backup Kraaftwierker, an ouni Ofreegelung autark un de Verbrauch unzepassen.

De Maximalfëllstand vun dem theoreteschen kollektiven Energiespäicher **ouni Wierkungsgradverloschter** (an deem Wandenergie a Fotovoltaik och mat allen theoretesch méiglechen **positiven Synergieeffekter** perfekt gemëscht sinn), läit bei dëser idealiséierter Berechnung bei ronn 11 Terawattstonnen.

Och kuerzfristeg **Flexibiliséierungsmoossnamen** mat enger Glättung vum Stroumverbrauch bis zu enger Woch (!) sinn hei scho mat betruecht (violett Kurv). Ewéi een an der Grafik gesäit, sinn déi positiv Auswierkungen vu „Smartgrid“ a vu „smartem Laaschtmanagement“ (= Stroumrationéierung) op de saisonale Späicherbedarf zimmlech begrenzt.

De Smartgrid mat variabelem Laaschtmanagement kann also just KUERZFRISTEG Schwankunge pufferen, an huet näischt mat der SAISONALER Volatilitéit ze dinn.

Bei enger kompletter Energiewend am STROUMsecteur ginn offiziell Studien fir Däitschland vun enger noutwendeger Späicherkapazitéit an der Gréisstenuerdnung vu ronn 80 Terawattstonnen aus (duerchschnëttleche Wäert aus Etüde vum Umweltbundesamt, vum Fraunhofer ISE, vum Sachverständigenrat für Umweltfragen, a vum Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit).

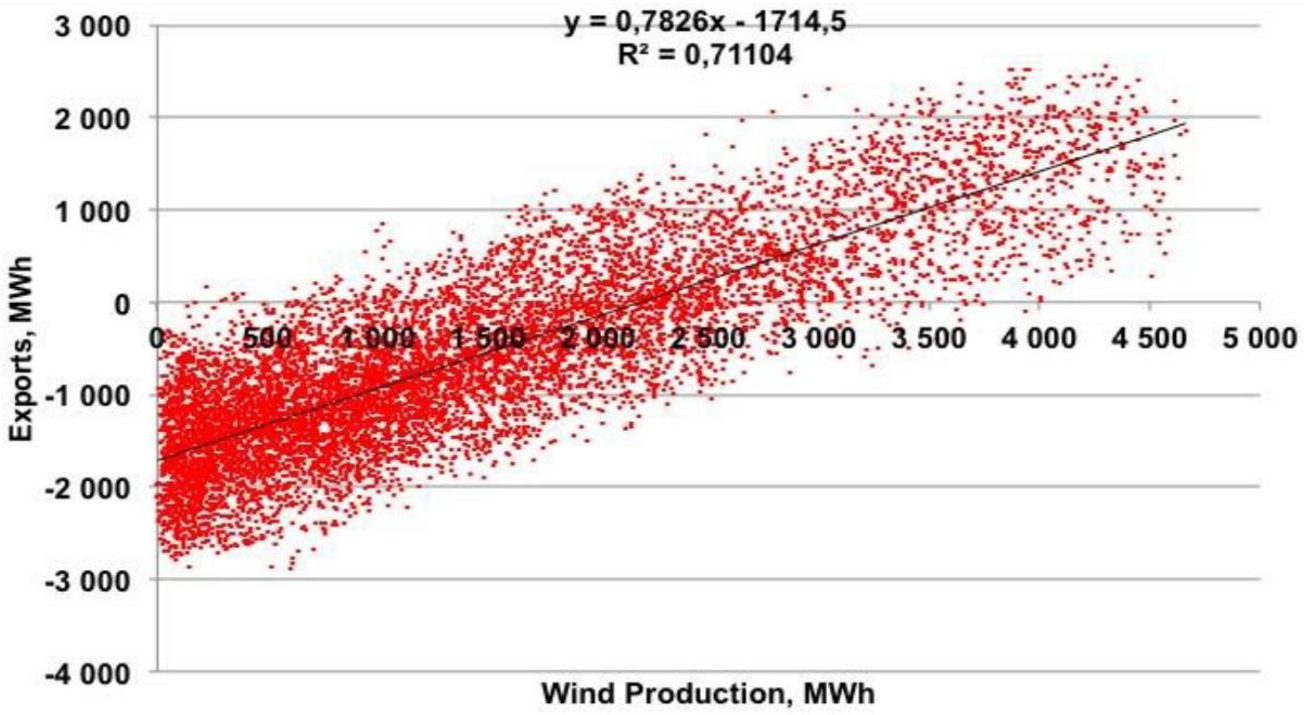
Fir eng GESAMT Energiewend mat enger Sektorkopplung zesummen mat dem Transport- a Wärmesecteur, misst dës Kapazitéit fir P2Gas, P2Liquid a Wäermt nach ongeféier mat engem Facteur 4 multiplizéiert ginn.

Wann een dës Wäerter fir eng Sektorkopplung op de Lëtzebuerger Moossstaf iwwerdréit, da bedeit dat vun der Gréisstenuerdnung hier eng saisonal Späicherkapazitéit am eestellegen Terawattstonneberäich.

Materialopwand a Käschte sinn also gigantesch an entspriechen och an engem „Mix“ kaum enger machbarer Realitéit. **Et gëtt also weder eng technesch nach eng wirtschaftlech reell Perspektiv fir Energiespäicher an engem adequaten Ëmfang duerzestellen.** Dat heescht mat anere Wieder, dat de volatile Stroum nëmme ganz begrenzt an d'Stroumnetz kann integréiert ginn.

Fir de Moment gëtt d'Wandenergie just an eenzelen europäesche Länner ewéi an Däitschland oder Dänemark méi staark bedriwwen, esou dat e grenziwwerschreidenden Stroumaustausch nach an engem gewësse Mooss méiglech ass. Dat ass fir dës Länner och absolut noutwendeg, well de maximal méiglechen Undeel vum volatile Stroum erreecht ass, an esouguer iwwerschratt, an doweinst net méi am eegenen Netz integrabel ass.

An der Grafik hei drënner gesäit een d'Beispill vun Dänemark mat der Wandstroumproduktioun aus dem Joer 2016 a Relatioun mat hire Stroumexporter. All Punkt stellt eng vun den 8.760 Stonnen am Joer duer.

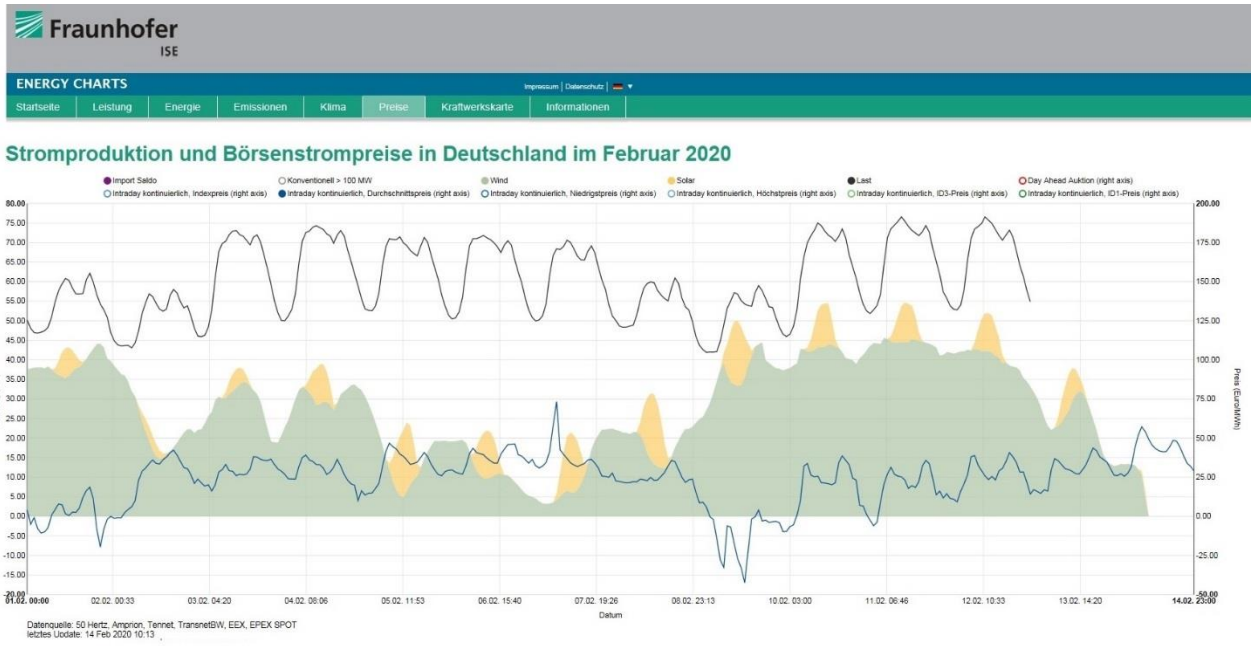


Et gesäit een däitlech déi héich Korrelatioun : engersäits muss konventionelle Stroum bei niddreger Wandproduktioun ënner 2.200 MWh importéiert ginn (negativ Wäerter). Mat der Wandenergie gëtt et also keng Versuergungssécherheet, an et gëtt een och net manner ofhängeg vu konventionelle Stroumquellen. Anerersäits muss bei enger Wandproduktioun iwwer 2.200 MWh e groussen Deel vum volatile Stroum exportéiert ginn (positiv Wäerter). Dës exportéiert Produktioun däerf awer an déi eege Verbrauchsstatistik bilanzéiert ginn, esou dat d'Illusioun entsteet, dat e méi héijen Undeel vu volatiler Energie am nationale Stroumverbrauch erreecht gëtt an technesch méiglech wier.

Wann elo eméi am Green Deal virgesinn d'volatil Stroumproduktioun soll verstäerkt ausgebaut ginn, a bei der beschriwwener synchroner europäescher Wandproduktioun d'Leeschtungsiwwerschëss quasi iwwerall gläichzäiteg optrieden, dann ass de Stroumaustausch tëschent de Länner eméi bis elo awer net méi méiglech, an dee Moment platzt d'Illusioun vun der volatiler Energiewend.

Mä schonn haut ass d'Nofro no volatilen Iwwerschëss kleng. Dës Iwwerschëss destabiliséiere net nëmmen d'Stroumnetzer, mä och de Stroumhandel. Bei engem verstäerkten Ausbau vu volatile Stroumquelle ginn och d'Stroumpräisser ëmmer méi volatil : bei enger niddreger Wandstroumproduktioun par rapport zu der Demande, wou eng héich Residuallaascht vu konventionelle Kraaftwierker muss gedroe ginn, do klëmmt de Präis ; an ëmgedréint fir eng héich Wandstroumproduktioun bei där d'Residuallaascht fält, do fale gläichzäiteg och d'Stroumpräisser.

Huele mer zum Beispill ganz konkret d'Situatioun an Däitschland déi éischt Hallschent vum Februar 2020 :



D'Residuallaascht, déi vu reegelbare Stroumquelle muss ausgeglach ginn, ass also op der Grafik déi wäiss Fläch déi tëschent dem Laaschtverlaf (schwaarz Linn) an dem ieweschte Niveau vun der volatiler Leeschtung läit (gréng Wandenergie a giel Fotovoltaik). Et gesäit ee gutt an dëser Grafik, wéi héich an abrupt d'Schwankungen vun der Residuallaascht sinn.

Wann d'Gesamtleeschtung net op d'Gesamtlaascht perfekt ofgestëmmt ass, da kënnt et onweigerlech zu engem Blackout. Op dëser Grafik gëtt also däitlech wat reegelbar Kraaftwierker Dag fir Dag a Stonn fir Stonn leeschte musse fir dat et net esouwäit kënnt.

Op der Grafik gesäit een zum Beispill fir Freides 07.02.2020 géint 8 Auer Moies :

- déi gesamt geliwwert volatil Leeschtung läit just op 5% vun hirer gesamter installéierter Leeschtung vun 110 GW ; **d'Wand- a Fotovoltaikanlage falen also quasi alleguer zesumme gläichzäiteg aus** ;
- 50 GW bei der Residuallaascht musse vu konventionelle Kraaftwierker geliwwert ginn, also den Equivalent vu ronn 50 Kuelekraaftwierker oder Atomkraaftwierker ;

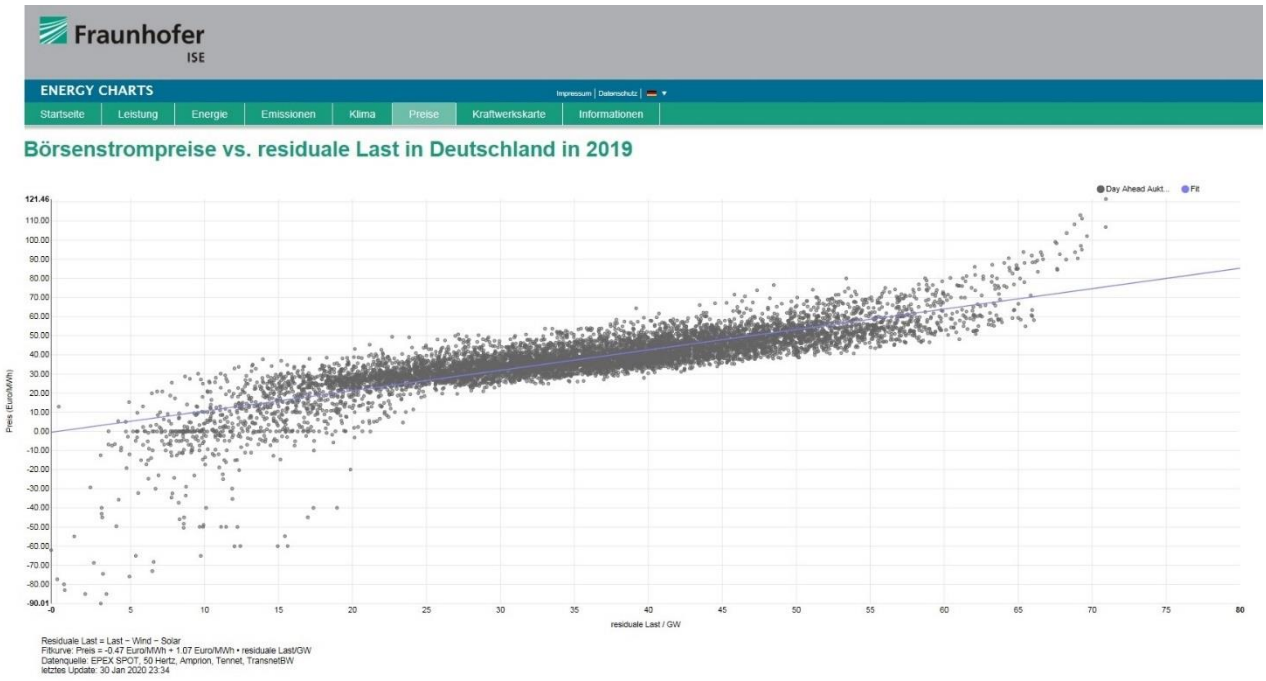
- de kuerzfristege Maartwäert vum Stroum klëmmt bei dëser niddreger volatiler Leeschtung bis op 73 Euro pro Megawattstonn.

Just zwee Deeg méi spéit, Sonndes 09.02.2020 ëm d'Mëttesstonn ass d'Situatioun awer eng ganz aner: déi duerch d'Stuermdéif Ciara geliwwert Leeschtung vun alle Wandanlagen plus d'Fotovoltaik liwwere bal 90% vun der Laascht.

Dat ass dann ee vun de puer Momenter am Joer, wou an der ëffentlecher Diskussioun da prompt déi „iwwerfälleg" Schléissung vun de konventionelle Kraaftwierker gefuerdert gëtt.

D'Grafik weist, dat dee Sonndeg Mëtteg mat héije volatile Leeschtungsspëtzten de kuerzfristege Stroumpräis bis op MINUS 42 Euro pro Megawattstonn gefall ass. Dat heescht dat een 42 Euro dofir BEZUELT huet, fir dat e Keefer engem de Stroum ofhëlt. Dorënner leide natierlech och déi konventionell Kraaftwierker déi hir Produktioun an esou Momenter net komplett op Null kënnen zeréckfueren, well ëmmer e gewëssen Undeel vu konventioneller Leeschtung gebraucht gëtt fir d'Netzfrequenz stabil ze halen, a well d'Kraaftwierker net séier genuch prett wieren, fir nees héichgefuer ze ginn wann de Wand an d'Sonn méi spéit nees abrupt noloossen. Eng komplett Ofschaltung ass ëmmer och mat héije Käschte verbonnen.

De kuerzfristege Stroumpräis fluktuéiert also mat der Residuallaascht. Och heifir gëtt et an Däitschland ganz konkret a systematesch Opzeechnungen : op der folgender Grafik gëtt eng Punktwollek duergestallt, op där all Punkt eng vun den 8760 Stonnen am Joer 2019 duerstellt mat hirer respektiver Residuallaascht (horizontal Achs) an dem betreffende kuerzfristegen Handelspräis vum Stroum (vertikal Achs).



D'Grafik weist (nieft der héijer Korrelatioun tëschent Residuallaascht a Stroumpräis), dat de kuerzfristege Maartwäert quasi déi ganz Zäit ënner dem duerchschnëttleche Niveau vum plangwirtschaftlechen Akafspräis vun der volatiler Stroumproduktioun läit, a NEGATIV gëtt wann d'Residuallaascht ënner 20 GW läit, bis zu MINUS 90 Euro pro MWh.

De vollekswirtschaftleche Schued deen an Däitschland bei dëser Wäertvernichtung entsteet muss all Joer vun der Bundesnetzagentur am viraus ofgeschätzt ginn, fir ze berechnen wéi héich déi sougenannt „EEG-Umlage“, mat där de subventionéierte Stroum finanzéiert gëtt, fir den däitsche Stroumverbraucher ausfält. Dëse Finanzéierungsmodell, deen d'Differenz tëschent plangwirtschaftlechem Aspeisetarif an dem reelle Maartwäert op den Endverbraucher ëmverdeelt, gëtt grad esou gutt an Däitschland applizéiert wéi och zum Beispill a Frankräich oder zu Lëtzebuerg.

Ouni Perspektiv op Energiespäicher gëtt et haut also just eng **„Pufferstrategie“** mat Hëllef vu konventionelle Kraaftwierker, an enger begrenzter Méiglechkeet fir e grenziwwerschreidende Stroumaustausch. Wann dës Strategie laangfristeg bei engem héije volatilen Ausbau iwwerhaapt nach technesch opgeet, ass se op alle Fall vun engem vollekswirtschaftleche Standpunkt aus alles anescht ewéi akzeptabel.

Wa keng vun all den uewe genannte Strategië méi gräift, da bleift ouni Späicher just nach d'Ofreegelung vun de net brauchbare Leeschtungsspëtzten : dat bedeit bei der observéierter Heefegkeetsverdeelung vun de Leeschtungswäerter dann eng Perte vun iwwer 50% vun der Stroumproduktioun. Dat entsprécht am Kontext vun enger Lëtzebuerger STROUMwend dee Moment der Produktioun vun iwwer 600 sënnlos opgeriichten industrielle Wandanlagen, gläichbedeitend mat enger sënnloser Investitioun vu ronn 3 Milliarden Euro, an engem sënnlose Ressourcëverbrauch vu ronn 3 Milliounen Tonne Baumaterial.

Well duerch déi héich Volatilitéit e groussen Deel vum Stroum net kann an d'Netz agespeist ginn, a well et weder eng technesch nach eng wirtschaftlech Perspektiv fir eng quantitativ adequat Späicherung gëtt, kann et op dëser Basis also guer keng relevant regenerativ Stroumproduktioun ginn. Hei hëlleft kee blannen Technikglawen – physikalesch Gesetzer kann een och net mat politeschem Wëllen ëmgoen.

Mir hunn elo engersäits d'Problematik vun de net integréierbare LeeschtungsSPËTZE gesinn, mee wéi kann een elo op der anerer Säit mat de LeeschtungsDEFIZITER ëmgoen déi een déi meeschten Zäit huet ?

D'Grafik (op Säit 1) mat dem potenzielle Leeschtungsverlaf vun der Wandenergie fir Lëtzebuerg weist, dat ee mat dem „100% Zenario“ trotz héijem Undeel heefeg „Deckungslücken“ an der Stroumversuergung behält : ronn 60% vun der Zäit geet d'Leeschtung effektiv net duer, an d'Residuallaascht muss vu konventionelle reegelbare Kraaftwierker geliwwert ginn. Wéilt een an dësem Zenario déi induzéiert Defiziter vu ronn 2 TWh méi „nohalteg“ mat Biogas ausgläichen, misst een dofir sämtlech Lëtzebuerger Agrarfläche fir den Ubau vun Energieplanzen mobiliséieren : dat wier natierlech eng ekologesch Katastroph.

An der Praxis gesäit e kloer : Wann d'Wandenergie ëm e Facteur X ausgebaut gëtt wuesse just d'Leeschtungsspëtzten, mee d'Leeschtungsdäller kënne net gefëllt ginn. X mol Null ass Null. Et gëtt also keng Verstetegung vun dem Leeschtungsverlaf duerch e méiglechst groussen Ausbau. Dës dacks formuléiert Behaaptung ass ganz einfach falsch. An der Praxis ass ganz kloer nogewisen, dat ebe just de Contraire de Fall ass : d'Leeschtungsschwankunge ginn ëmmer méi grouss an onbeherrschbar.

Hei nach eng Kéier am Resumé den techneschen Opwand deen um Terrain misst bedriwwe ginn, just nëmme fir den HAITEGE STROUMBEDARF zu Lëtzebuerg „nohalteg a propper“ ze produzéieren :

- Ronn 2.500 Wandanlagen vu ronn 3 MW, d.h. am Schnëtt flächendeckend all 700m eng Wandanlag op alle Fräiflächen onofhängeg vun Topographie, Wandverhältnesser, Naturschutzgebidder,…etc. (eenzegen Optiméierungspotenzial : wesentlech méi héich Anlagen mat nach méi héijen Impakter);
- Ronn 2.000 Power to gas Zentralen an der Gréisstenuerdnung vun der beispillhaft gewisener Anlag an Däitschland (hei kann ee nach net emol vun Optiméierungspotenzial schwätzen : et gëtt guer keng Perspektiv fir eng Technik op engem industrielle Niveau an deem gebrauchten Ëmfang) ;
- Ronn 700 Kugelgastanken (Duerchmiesser 30m) als Methanspäicher ;
- Ronn 3 Gaskraaftwierker an der Gréisstenuerdnung vun der fréierer Twinerg, en Ausbau vum Stroumnetz…etc.

Wat wiere komplementar Stroumquellen zu der Wandenergie ?

Alternativ kann an dësem System eng eenzel Wandanlag vun 3 Megawatt och ersat ginn duerch e ganze Fotovoltaikpark mat enger Fläch vu ronn 8 ha, dat heescht also an der Gréisst vu ronn enger Dosen Fussballfelder (vun der Gréisstenuerdnung hier kee signifikativen Optiméierungspotenzial).

2.500 Wandanlagen entspriechen also enger Gesamtfläch mat Fotovoltaikparke vun ongeféier 20.000 ha.

Konkret Beispill : e Mix aus 60% Wandenergie a 40% Fotovoltaik entsprécht um Terrain also engem Wandpark mat ronn 1.500 industrielle Wandanlage vun 3 MW an engem Fotovoltaikpark vun ongeféier 8.000 ha, just fir eisen haitege Stroumbedarf ofzedecken (also 13% vum haitegen Endenergieverbrauch).

Fir d’volatil Stroumproduktioun vun enger eenzeger 3MW-Wandanlag mat grondlaaschtfäegem Biogas ze ersetzen, bräicht ee Felder mat Energieplanzen vun ongeféier 200 ha bis 300 ha. **Fir eise gesamten haitege Stroumverbrauch mat Biogas ofzedecken, bräicht een also Felder mat Energieplanzen déi ongeféier déi dräifach Gréisst vun de gesamte Lëtzebuerger Agrarfläche géingen ausmaachen**. Bioenergien hu nieft alle bekannten ekologeschen an ethesche Problemer also och e ganz begrenzt technescht Potenzial.

All déi beschriwwen Equipementer zeechne sech duerch en héije Flächen- a Ressourcëverbrauch aus, an hunn onweigerlech grouss negativ Impakter op Natur, Biodiversitéit, Landschaft a Liewensqualitéit.

Wa gewosst ass, dat d’Potenzial vun dëse Stroumquellen esou begrenzt ass, an d’Impakter esou héich, wisou ginn dës Instrumenter dann ëmmer nach esou staark politesch a finanziell gefërdert ?

Wéi ass et zum Beispill ganz konkret mat der Ëmsetzbarkeet vun der Stroumwend an Däitschland ?

Am Laf vun der Stroumwend sinn an Däitschland **parallel Strukturen** entstanen. Déi volatil Struktur mat Wand- a Solarenergie koum dobäi, ouni dat déi konventionell Struktur wéinst de beschriwwene Grënn konnt ofgebaut ginn. Däitschland leescht sech haut e konventionelle System deen d‘Grondlaascht dréit an d’Volatilitéit puffert, an zousätzlech e volatile System, deen éischter kontraproduktiv ass.

Effektiv ass de volatile System kontraproduktiv, ewéi déi héich negativ Impakter an der Praxis weisen :

Ressourcëverbrauch (Baumaterialien) :

Déi volatil Stroumproduktiounsanlage verbrauchen op déi real produzéiert Energie bezunn enorm Ressourcë bei der Hierstellung (eng bis zwou Gréisstenuerdnungen iwwer de konventionelle Kraaftwierker) mat Konsequenzen op d'Biodiversitéit, CO2 Emissiounen bei der Fërderung vu Rohstoffer, dem Traitement vu Materialien, dem Transport vu Baukomponenten an der Hierstellung/Ofrëss/Recyclage vun den Anlagen.

Technesch Impakter/Netzstabilitéit :

Däitschland kritt duerch de verstäerkten Ausbau vu volatile Stroumquellen an duerch de gesetzlech festgeluechten Ofbau vu reegelbare Kraaftwierker seng Netzer net méi aus eegener Kraaft stabiliséiert, mat ëmmer méi heefege negativen Impakter op d'europäescht Verbondnetz. Konkret gouf et zum Beispill am Juni 2019 de 6. , 12. a 25. e Leeschtungsdefizit vu bis zu 6.000 Megawatt am däitsche Stroumnetz, an en Zesummebrieche vum europäesche Verbondnetz konnt nëmmen duerch Noutagréff vun de Nopeschlänner verhënnert ginn. Wann aner Länner Däitschland imitéieren, ass d'europäescht Netz net méi stabil ze halen.

Vollekswirtschaftlech Käschten an de Paradox beim Klimaschutz :

Betribswirtschaftlech gi regenerativ Energien aktuell interessant, well d'Produktiounskäschte vum Stroum op e Niveau vu konventionelle Kraaftwierker kommen. Iwwer hir ganz Lafzäit gekuckt hu Wandanlagen (mat engem CAPEX vu ronn 1.600 bis 1.700 Euro pro installéiert KW a mat 20% Volllaaschtstonnen) op den aktuelle Wäert erofgezënsten Produktiounskäschten (LCOE) vun ongeféier 80 Euro pro MWh.
Bleift ofzewaarden wéi d'Produktiounskäschten sech entwéckelen, wann d'Equipementer fir volatile Stroum net méi aus bëlleger asiatescher Masseproduktioun komme sollen, wou se op der Basis vu bëllegem Kuelestroum an ouni gréisser Ëmweltkäschten bis elo hiergestallt goufen.

Vollekswirtschaftlech gesäit et awer ganz anescht aus : Et wier falsch d'Produktiounskäschten vu regenerativen Energien op der Basis vum Levelized cost of energy (LCOE) direkt mat dem LCOE vu konventionelle Kraaftwierker ze vergläichen, well des Kraaftwierker jo quasi zu 100% als Backup weiderbestinn an duerch regenerativ Anlagen net kënnen ersat ginn. An dem alternative System mat duebele Strukturen bleiwen also Investitiounen a fix Betribskäschte vu konventionelle Kraaftwierker bestoen. Fir all GWh konventionelle Stroum deen z.B. duerch Wandstroum ersat gëtt, kann een also just den LCOE vun enger Wandanlag vergläiche mat de marginale Käschten (notamment Brennstoffkäschten) vum konventionelle Kraaftwierk, déi bei der vermiddener GWh entstane wieren.
Des Grenzkäschten leien haut op engem héije Niveau bei Gaskraaftwierker mat ronn 40 bis 80 Euro pro MWh a ginn erof op ronn 10 Euro pro MWh bei Atomkraaftwierker, déi di nidderegste Grenzkäschten hunn. Bei enger Wandanlag mat engem LCOE vun 80 Euro pro MWh kascht also all eenzel duerch Wandenergie "agespuerten" MWh vollekswirtschaftlech gesinn am Verglach mat Atomenergie quasi eng Gréisstenuerdnung méi deier ewéi an engem reng konventionelle System, well d'Atomkraaftwierker mat hire fixe Käschten (a Folgekäschten) als Backup musse weiderbestoen.

Wann een iwwer en Undeel vu ronn 30% volatile Stroum beim Verbrauch erauskënnt, an et viséiert een eng komplett regenerativ Energieversuergung un, da geet et mat der simpeler "Pufferstrategie" awer net méi duer, an et kënnt ee net laanscht weider System- an Integratiounskäschten : e verstäerkte Netzausbau, Elektrolyse a Methanatioun fir Power to Gas, Energiespäicher, 100% Backup Kraaftwierker, an zousätzlech eng Majoratioun vun der Zuel vu Wand- a Fotovoltaikanlagen fir d'Wierkungsgradverloschter vu *Power to X* ze kompenséieren (Gréisstenuerdnung mol 2). Wann een all déi uewen opgezielten **zousätzlech Equipementer a Wierkungsgradverloschter** an d'Berechnung vum **globalen LCOE** afléisse léisst, da ginn **d'Produktiounskäschten vun enger ugangs volatiler MWh vun der Gréisstenuerdnung hier mat engem Facteur dräi bis véier multiplizéiert fir dat dës MWh duerno reegelbar gëtt**. Dës Produktiounskäschte leien dee Moment also och largement iwwer deene vun aktuelle konventionelle Kraaftwierker.

Dat heescht an der Konsequenz, dat mat volatile Stroumquellen d'Energiekäschte wuessen, an dat de Klimaschutz mat de méi héijen CO2-Vermeidungskäschten also da méi deier gëtt. Mat begrenzte finanzielle Ressourcen gëtt also manner CO2 agespuert, an et gëtt domat also MANNER Klimaschutz bedriwwen.

De konkrete Bäitrag vu volatile Stroumquellen fir de Klimaschutz kann an der Praxis net nogewise ginn :

Effektiv mussen thermesch Kraaftwierker d'Volatilitéit vum wiederofhängege Stroum ausgläichen, wat zousätzlech CO_2 Emissiounen induzéiert. Dëst gesäit ee ganz konkret z.B. a Spuenien mat engem parallelen Opbau vu volatile Stroumquellen a Gaskraaftwierker, oder an Däitschland an a Frankräich am Kontext vun dem Ofbau vun der Kärenergie (d'Exploitatioun vun der Kärenergie ass natierlech diskutabel, mä d'Praxis weist leider, dat hiren Ofbau aus physikalesche Grënn d'Notzung vu fossile Brennstoffer férdert).
D'CO_2 Emissioune gi mat Hëllef vu volatilen Energië net reduzéiert, wa se am Kader vum Emissiounshandel wéinst fräigesaten Emissiounszertifikater just sektoral a geographesch verlagert ginn. Wéinst der duebeler Kraaftwierksstrukur maache volatil Energien de Klimaschutz duerch relativ héich CO_2-Vermeidungskäschten manner effizient, am Géigesaz zum Emissiounshandel, mat negative wirtschaftlechen a sozialen Impakter.

Fossil Rohstoffer gi weltwäit weiderhin onofhängeg vun der Wandindustrie ofgebaut a verkaf, an et ass dës global gefërdert Quantitéit vu Brennstoffer déi d'CO_2 Emissioune bestëmmt, net eise lokalen Energieverbrauch an Europa. Zousätzlech kann eng reduzéiert europäesch Nofro d'Weltmaartpräisser vu fossille Brennstoffer reduzéieren, a stimuléiert esou hire Verbrauch ausserhalb vun Europa.

Duerch déi kleng Energiedicht an déi héich Volatilitéit gëtt den technesche Potenzial vun dëser net bedarfsgerechter Stroumproduktioun physikalesch staark begrenzt, a kann esou vum Volume hier ni e relevant Instrument am Klimaschutz ginn.

Ëmweltimpakter :

Wéinst der klenger Energiedicht, der klenger Flächeproduktivitéit, a wéinst den disproportionéierten Dimensiounen (100m bis 160m Rotorduerchmiesser, 200m bis 250m Gesamthéicht, Tendenz steigend), ass d'Zerstéierungspotenzial vun den industrielle Wandanlagen an der Natur a fir d'Landschaften enorm. An Däitschland z.B. gëtt de ländleche Raum progressiv a Wandindustriezonen transforméiert (cf. Bild) :

Zu Lëtzebuerg gëtt et fir industriell Wandanlage weder Plan sectoriel nach Mindestofstänn zur Bebauung.

D'Beanträchtegung vun der Integritéit vun der Landschaft an de Noweis vum Interêt general sinn am Text vum Naturschutzgesetz keng relevant Geneemegungskrittären fir industriell Wandanlagen. D'Industrialiséierung vun de Gréngzonen duerch de verstäerkten Ausbau vu volatilen Energië steet awer an engem krasse Widdersproch zu de grondleeënde Prinzippien vum Natur- a Landschaftsschutz.

Fazit vum Plausibilitéits-Check :

Déi noutwendeg Krittäre vun der Versuergungssécherheet an der globaler Wirtschaftlechkeet si net erfëllt, a mat dem niddregen technesch méiglechen Ausbaupotenzial ass d'Klimawierksamkeet nëmme marginal.

Wéinst der klenger Energiedicht an der héijer Volatilitéit kënnt d'Wandenergie a kengem Land op der Welt iwwer en Undeel am Endenergieverbrauch vun e puer Prozent eraus.

Dowéinst ass d'Wandenergie éischter e politescht Symbol an der Energielandschaft.
A Länner mat engem verstäerkten Ausbau, ewéi z.B. an Däitschland, gesäit een dat d'Wandenergie awer scho längst kee Symbol méi ass fir de Klimaschutz. D'Wandenergie ass an dëser realgelieftener Energiewend elo zum Symbol ginn fir eng onsécher Stroumversuergung, fir Plangwirtschaft, fir eng Wirtschaftsblos mat prekären Aarbechtsplazen, fir héich Energiepräisser, fir Materialverschwendung, fir Recyclingproblemer, fir de Wäertverloscht vun Immobilien, fir juristesch a mënschlech Konflikter, fir potenziell gesondheetlech Schiedegung, fir en ineffikasse Klimaschutz, a leider och e Symbol fir Natur- a Landschaftszerstéierung.

Mir liewen an enger Illusioun, a sinn am Gaang Zäit ze verléieren. Den éischte Schrëtt ass ze gesinn, dat mer d'Léisung nach net fonnt hunn. Reell Alternative fanne mer awer net duerch déi aktuell Plangwirtschaft an duerch Energiekonzepter aus enger virindustrieller Zäit, mä duerch Innovatioun an technesche Fortschrëtt.

ANHANG 4.2.

VGB POWERTECH

VGB-Studie

Windenergie in Deutschland und Europa. Status quo, Potenziale und Herausforderungen in der Grundversorgung mit Elektrizität

Teil 1: Entwicklungen in Deutschland seit dem Jahr 2010

Thomas Linnemann und Guido S. Vallana

Erschienen in VGB POWERTECH 6 (2017)

Windenergie in Deutschland und Europa

Status quo, Potenziale und Herausforderungen in der Grundversorgung mit Elektrizität

Teil 1: Entwicklungen in Deutschland seit dem Jahr 2010

Thomas Linnemann und Guido S. Vallana

Abstract

Wind energy in Germany and Europe
Status, potentials and challenges for baseload application
Part 1: Developments in Germany since 2010

In Germany the installed nominal capacity of all wind turbines has increased eightfold over the last 16 years to 50,000 megawatts today. In the 18 most important European countries using wind energy today, the nominal capacity rose by twelve times to more than 150,000 megawatts.

One essential physical property of wind energy is its large spatiotemporal variation due to wind speed fluctuations. From a meteorological point of view, the electrical power output of wind turbines is determined by weather conditions with typical correlation lengths of several hundred kilometres. As a result, the total wind fleet output of 18 European countries extending over several thousand kilometres in north-south and east-west direction is highly volatile and exhibits a strong intermittent character. An intuitively expectable significant smoothing of this wind fleet output to an amount, which would allow a reduction of backup power plant capacity, however, does not occur. In contrast, a highly intermittent wind fleet power output showing significant peaks and minima is observed not only for a single country, but also for the whole of the 18 European countries. Wind energy therefore requires a practically 100 % backup. As the (also combined) capacities of all known storage technologies are (and increasingly will be) insignificant in comparison to the required demand, backup must be provided by conventional power plants, with their business cases fundamentally being impaired in the absence of capacity markets.

Autoren

Thomas Linnemann
Guido S. Vallana
VGB PowerTech e.V., Essen, Deutschland

Die installierte Nennleistung sämtlicher Windenergieanlagen in Deutschland hat sich in den letzten 16 Jahren, von Anfang 2001 bis Ende 2016, auf 50.000 Megawatt (MW) verachtfacht. In 18 betrachteten europäischen Ländern, die Windenergie heute nutzen, erhöhte sich die Nennleistung im gleichen Zeitraum um das Zwölffache auf mehr als 150.000 MW.

Eine wesentliche physikalische Eigenschaft der Windenergie ist ihre starke raumzeitliche Variation aufgrund der Fluktuationen der Windgeschwindigkeit. Meteorologisch betrachtet wird die aus Windenergieanlagen eingespeiste elektrische Leistung durch Wetterlagen mit typischen Korrelationslängen von mehreren hundert Kilometern bestimmt. Im Ergebnis ist die aufsummierte eingespeiste Leistung der europaweit über mehrere tausend Kilometer sowohl in Nord-Süd- als auch Ost-West-Richtung verteilten Windenergieanlagen hoch volatil, gekennzeichnet durch ein breites Leistungsspektrum.

Die intuitive Erwartung einer deutlichen Glättung der Gesamtleistung in einem Maße, das einen Verzicht auf Backup-Kraftwerksleistung ermöglichen würde, tritt allerdings nicht ein. Das Gegenteil ist der Fall, nicht nur für ein einzelnes Land, sondern auch für die große Leistungsspitzen und -minima zeigende Summenzeitreihe der Windstromproduktion 18 europäischer Länder. Für das Jahr 2016 weist die entsprechende Zeitreihe (Stundenwerte) einen Mittelwert von 33.000 MW und ein Minimum von weniger als 6.500 MW auf. Dies entspricht trotz der europaweit verteilten Windparkstandorte gerade einmal 4 % der in den betrachteten 18 Ländern insgesamt installierten Nennleistung.

Windenergie trägt damit praktisch nicht zur Versorgungssicherheit bei und erfordert 100 % planbare Backup-Systeme nach heutigem Stand der Technik.

Die VGB-Geschäftsstelle ist Fragen zur Windenergienutzung in Deutschland und 17 europäischen Nachbarländern nachgegangen und hat im Rahmen eines Faktenchecks Plausibilitätsbetrachtungen durchgeführt.

Die Betrachtungen beruhen auf frei zugänglichen Realdaten zur elektrischen Leistungseinspeisung aus Windenergie für 18 Länder, veröffentlicht durch die nationalen und europäischen Übertragungsnetzbetreiber im Internet.

Die VGB-Windstudie 2017 besteht aus zwei Teilen: Im ersten Teil geht es um langjährige Entwicklungen in Deutschland im Zeitraum von 2010 bis 2016. Der zweite Teil behandelt die Windenergienutzung in 18 Ländern Europas im Jahr 2016 und geht der Frage nach, ob im europäischen Netzverbund gemäß dem Motto „irgendwo weht immer Wind“ ausreichende gegenseitige Ausgleichsmöglichkeiten bestehen.

Einleitung

Vor dem Hintergrund internationaler Klimaschutzverpflichtungen verfolgt die deutsche Bundesregierung einen als Energiewende [1)] bezeichneten ambitionierten Umbau vor allem der Elektrizitätsversorgung, der mit einem Verzicht auf jahrzehntelang bewährte Kraftwerkstechnik einhergeht und auf die Bereitstellung elektrischer Energie aus regenerativen Energien ausgerichtet ist.

Aus diesen energiepolitischen Zielvorgaben resultiert ein Mangel an kraftwerkstechnischen Alternativen für eine bedarfsgerechte Grundversorgung mit Elektrizität sowie an nutzbaren Energieträgern, dem die momentane Konzentration auf Solarenergie (Photovoltaik) und Windenergie als Hoffnungsträger der Energiewende geschuldet ist:

Kernenergie ist hierzulande wie **Braun- und Steinkohle** [2)] energiepolitisch unerwünscht.

[1] Unter dem Begriff der Energiewende ist eigentlich eine Stromwende zu verstehen: Der Anteil elektrischer Energie am Endenergieeinsatz in Deutschland beträgt heute 21 %, der Anteil der dafür in den Kraftwerken eingesetzten Primärenergie am Primärenergieaufkommen Deutschlands beträgt 31 %, so dass Deutschland nach vollständiger Umsetzung der Stromwende erst ein überschaubares Teilstück des Gesamtweges zurückgelegt haben wird [1, 2].

[2] Diese Aussage gilt mangels öffentlicher Akzeptanz auch für Kraftwerkstechnologien mit Abscheidung von Kohlendioxid aus dem Rauchgas und nachgelagerter Speicherung des Kohlendioxids im Untergrund.

Erdgas gilt vor dem Hintergrund der Klimaschutzbestrebungen Deutschlands allenfalls als Brückentechnologie, da auch bei seiner Nutzung und Verbrennung sowohl Kohlendioxid- als auch Methan-Emissionen entstehen, allerdings in etwas geringerem Umfang als bei anderen kohlenwasserstoffbasierten Brennstoffen. Ein weiterer Aspekt: Bei künftig verstärkter Nutzung dieses heute vorwiegend für Prozesswärme- und Heizzwecke sowie als Grundstoff in der chemischen Industrie eingesetzten Primärenergieträgers im Stromsektor würde sich Deutschlands ohnehin schon hohe Abhängigkeit von Importenergien weiter erhöhen. Weitere Nachteile sind hohe Kosten, die für diesen zusätzlichen Nutzungszweck fehlenden Erdgasspeicher und die mangelnde Akzeptanz gegenüber der für eine Erweiterung der heimischen Erdgasförderung notwendigen Fracking-Technik.

Biomasse ist nur eingeschränkt verfügbar, begünstigt die Entstehung und Ausweitung von Monokulturen mit absehbaren Konsequenzen für die Biodiversität und steht in Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion. Abseits daraus ableitbarer ethischer Fragen muss Biomasse aus Sicht der Wissenschaft zukünftig perspektivisch eher für die Versorgung Deutschlands mit Kraft- und Treibstoffen zur Verfügung stehen.

Wasserkraft ist hierzulande ebenfalls nur eingeschränkt verfügbar. Ihr Ausbaupotenzial ist begrenzt und heute praktisch weitgehend ausgeschöpft.

Geothermie weist im Vergleich mit Wasserdampfkreisläufen konventioneller Kraftwerke deutlich niedrigere Temperaturniveaus auf und kommt allenfalls in bestimmten Regionen Deutschlands für eine Stromerzeugung über andere Arbeitsmedien als Wasser [3)] sinnvoll in Betracht. Ihr Ausbaupotenzial ist äußerst begrenzt, und ihr Beitrag zur Stromversorgung dürfte in absehbarer Zukunft überschaubar bleiben.

Weitere Optionen wie **Deponie-, Klär- und Grubengas** oder **Hausmüll (biogener Anteil)** liefern heute einen begrenzten Beitrag von etwa 5 % zur Stromversorgung Deutschlands. Ihr Ausbaupotenzial dürfte ebenfalls überschaubar sein.

Damit verbleiben unter den heutigen energiepolitischen Rahmenbedingungen praktisch nur Solarenergie (Photovoltaik) und Windenergie als weiter ausbaufähige Technologien für die angestrebte Energiewende.

Solarenergie ist allerdings allein unzureichend und erfordert Komplementärtechnologien zur Überbrückung von Tages- und Jahreszeiten, in denen Solarstrahlung nur in geringem Umfang oder gar nicht verfügbar ist: Tagsüber – etwa bei dichter Bewölkung – kann der Beitrag der Photovoltaik zur Stromversorgung sehr deutlich eingeschränkt sein, während nachts kein Beitrag möglich ist. In Wintermonaten liefert die Photovoltaik zudem deutlich geringere Beiträge zur Stromversorgung als in Sommermonaten.

Windenergie ist ebenfalls allein unzureichend, denn als dargebotsabhängige Energieform ist sie unstet verfügbar. Eine wesentliche physikalische Eigenschaft der Windenergie ist ihre starke raumzeitliche Variation aufgrund der Fluktuationen der Windgeschwindigkeit. Meteorologisch betrachtet wird die aus Windenergieanlagen in das Stromnetz eingespeiste elektrische Leistung durch Wetterlagen mit typischen Korrelationslängen von mehreren hundert Kilometern bestimmt.

Im Ergebnis ist die aufsummierte Leistung aus Windenergieanlagen hoch volatil und durch ein breites Leistungsspektrum gekennzeichnet, das große Leistungsspitzen und Leistungsminima zeigt. Für eine gleichermaßen sichere wie zuverlässige Elektrizitätsversorgung ist die dargebotsabhängige Windenergie wie Photovoltaik auf Komplementärtechnologien angewiesen, die bei Abweichungen von prognostizierten Leistungseinspeisungen, Schwachwindphasen oder Sturmabschaltungen kurzfristig einspringen können müssen.

Als Komplementärtechnologien für diese Backup-Funktion kommen heute grundsätzlich in Bereitschaft vorgehaltene konventionell fossil befeuerte Kraftwerke, Kernkraftwerke oder Pumpspeicherkraftwerke in Frage.

Kernkraftwerke, Braun- und Steinkohlekraftwerke sind hierzulande allerdings politisch nicht mehr erwünscht und Erdgaskraftwerke als Brückentechnologien allenfalls für begrenzte Zeiträume politisch vertretbar, da sie weiterhin Kohlendioxid freisetzen und mit ihnen die ohnehin bereits hohe Abhängigkeit von der Importenergie Erdgas weiter zunehmen würde.

Ein Ausbau jahrzehntelang erprobter und bewährter Pumpspeicherkraftwerke, der bisher einzigen großtechnisch verfügbaren Speichertechnologie, wäre zwar wünschenswert, ist aufgrund der topografischen Gegebenheiten Deutschlands jedoch sehr begrenzt möglich und stößt aufgrund sichtbarer Umwelteingriffe bei den zu errichtenden Speicherbecken nicht selten auf Akzeptanzprobleme, vor allem in der Lokalbevölkerung.

Ein weiterer Aspekt: Heutige Pumpspeicherkraftwerke waren seit jeher auf den Bedarf von konventionellen Kraftwerken ausgerichtet und für den kurzfristigen Spitzenlastausgleich über den Tagesverlauf [4)] ausgelegt. Für einen zukünftig verstärkt notwendigen saisonalen Ausgleich wären Pumpspeicherkraftwerke mit großen Speicherbecken für Arbeitsvolumina im ein- bis zweistelligen Terawattstundenbereich erforderlich. Die entscheidende Frage lautet, ob sich für saisonale Zwischenspeicherzwecke ausgelegte Großanlagen überhaupt rentabel betreiben ließen.

Hierzulande können alle Pumpspeicherkraftwerke zusammengerechnet im Turbinenbetrieb mit einem vollständigen Entladezyklus über rund sechs Stunden eine elektrische Leistung von rund 7.000 MW erbringen und rund 0,04 Terawattstunden (TWh) an elektrischer Energie liefern. Danach sind die oberen Speicherbecken erst wieder im Pumpbetrieb unter Aufnahme elektrischer Energie aufzufüllen. Dazu ein beispielhaft-perspektivischer Ausblick auf Deutschland: Allein zur Überbrückung einer hierzulande nicht seltenen zweiwöchigen Schwachwindphase im Winterhalbjahr („Dunkelflaute“) wären rund 21 TWh zur Deckung des Strombedarfes über ein Backup-System bereitzustellen [5)].

Sollten diese 21 TWh aus Pumpspeicherkraftwerken mit einer Leistung von durchschnittlich rund 200 MW [6)] über einen maximal möglichen sechsstündigen Turbinenbetrieb gedeckt werden, wären 17.500 zusätzliche Pumpspeicherkraftwerke dieser Größe vonnöten. Zum Vergleich: Das derzeit größte Pumpspeicherkraftwerk Deutschlands im thüringischen Goldisthal mit einer Nennleistung im Turbinenbetrieb von 1.060 MW liefert im Anforderungsfall über maximal acht Stunden rund 0,009 TWh Energie. Vergleichbar günstige topografische Standorte sind in Deutschland allerdings äußerst rar.

Der mitunter propagierte mehrstufige chemisch-verfahrenstechnische Umwandlungsprozess einer Wasserstoff-Elektrolyse mit nachgeschalteter Methanisierung des Wasserstoffgases unter Zufuhr von Kohlendioxid, auch als Power-to-gas-Verfahren bezeichnet, ist bei seriöser Bewertung nicht als Energiespeicherprozess zu bezeichnen, sondern „Energievernichtung“: Während bei Pumpspeicherkraftwerken etwa 25 % der Eingangsenergie verloren gehen und somit 75 % nach der Speicherung als Nutzenergie zur Verfügung stehen, sind beim mehrstufigen Power-to-gas-Umwandlungsprozess von der Wasserstoff-Elektrolyse über die Methanisierung und Speicherung im Gasnetz bis zum Brennstoffeinsatz in Gaskraftwerken Verluste

[3] Aufgrund des geringen zur Verfügung stehenden Temperaturgefälles zwischen Wärmequelle und -senke kommen häufig organische Fluide mit relativ niedrigen Siedetemperaturen zum Einsatz, weswegen solche Kreisprozesse im englischsprachigen Raum auch Organic Rankine Cycle (ORC) heißen.

[4] Bedarfsspitzen treten jeweils etwa zur Mittagszeit und in den frühen Abendstunden auf. In den späten Nachtstunden erreicht die Nachfrage nach elektrischer Energie regelmäßig ihr Minimum.

[5] Bei einem inländischen Gesamtstromverbrauch (inklusive Netzverluste) von rund 550 TWh pro Jahr beträgt der zu deckende durchschnittliche Tagesbedarf 1,5 TWh.

[6] Dies entspricht der durchschnittlichen Leistung eines deutschen Pumpspeicherkraftwerks im Turbinenbetrieb.

von mindestens vier Fünfteln der elektrischen Eingangsenergie zu erwarten, wenn intermittierende Betriebsweise sowie Herkunft und Energieaufwand des Kohlendioxids für den Methanisierungsschritt seriös einkalkuliert werden [3]. Die Kosten der elektrischen Ausgangsenergie müssten in diesen Fällen um mindestens das Fünffache höher sein als die Kosten der elektrischen Eingangsenergie.

Dazu ein Beispiel: Für jede EEG-geförderte [7] elektrische Kilowattstunde aus Windenergie war im zurückliegenden Jahr 2016 eine Vergütung von durchschnittlich 9 €Ct/kWh fällig. Der Markterlös betrug 2 €Ct/kWh, so dass nicht-privilegierte Endverbraucher in Deutschland Mehrkosten von 7 €Ct/kWh zu tragen hatten [4].

Eine Kilowattstunde (kWh) elektrischer Ausgangsenergie aus einer Power-to-gas-Anlage würde heute bei wirtschaftlicher Betriebsweise mit Windstrom als elektrischer Eingangsenergie demnach mindestens 45 €Ct/kWh kosten müssen. Darin sind weder notwendige Gewinne des Power-to-gas-Anlagenbetreibers, noch die Netzentgelte, Steuern und weitere staatliche Abgaben (ohne EEG-Umlage) enthalten, für die allein ein Durchschnittshaushalt mit einem Jahresbedarf von 3.500 kWh im zurückliegenden Jahr knapp 57 % des Endkundenstrompreises zu zahlen hatte [4].

Für das Power-to-gas-Verfahren sprechen die im deutschen Gasnetz speicherbare Energie von mehr als 200 TWh und vielfältige sektorielle Einsatzmöglichkeiten. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass die bestehende Infrastruktur mit Leitungen und Untertage-Gasspeichern auf Belange heutiger Gasverbraucher ausgelegt ist, so dass bei erweiterter Nutzung dieser Infrastruktur als Backup-System für den Ausgleich von Windenergie und Photovoltaik ein deutlicher Ausbau unabdingbar wäre.

Ohne Berücksichtigung der beträchtlichen Umwandlungsverluste und damit verbundener ökonomischer Auswirkungen könnten die zum Ausgleich intermittierender regenerativer Energiesysteme (iRES) wie Windenergie und Photovoltaik benötigten Energiemengen über chemische Speicherung in Kohlenwasserstoffen aus technischer Perspektive möglich sein: Bei Ausweitung des Betrachtungshorizontes auf andere Sektoren wie Verkehr (Kraftstoffe), Haushalte, Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (Heiz- und Prozesswärme) wäre synthetisiertes Methan oder Methanol (Kraftstoff) auch an vielen anderen Stellen sinnvoll einsetzbar. Das könnte den zuletzt zu beobachtenden bundesministerialen und öffentlich-medialen „Hype“ um das Thema Sektorkopplung [8] erklären helfen.

Die entscheidende Frage lautet, ob die deutsche Bevölkerung willens und in der Lage ist, die mit einer Sektorkopplung verbundenen zusätzlichen wirtschaftlichen und persönlichen Konsequenzen [9] tatsächlich mitzutragen, wenn deren Ausmaß sichtbar wird und sich im alltäglichen Lebensumfeld der Bürger auswirkt.

Weitere als Alternative zum Aufbau der benötigten Backup-Systeme diskutierte Optionen sind die Absenkung (Effizienzsteigerungen) und Steuerung des Endenergieverbrauches (Lastmanagement). Angesichts der Entwicklungen beim Bruttoinlandsstromverbrauch in Deutschland in den letzten 16 Jahren, der bei beträchtlichen Effizienzanstrengungen um durchschnittlich 0,2 % pro Jahr gestiegen ist, und gleichzeitiger Zukunftsstrategien, die zum Beispiel für einen Ausbau der Elektromobilität oder elektrisch betriebener Wärmepumpen plädieren, mit denen die Nachfrage nach Elektrizität weiter ansteigen würde, scheint mehr Realismus angeraten, insbesondere hinsichtlich der Bereitschaft der Bevölkerung für ein auf Suffizienz ausgerichtetes Grundverhalten.

Andere öffentlich und medial diskutierte Speicheroptionen wie Batterien, Elektromobilität, Betonkugeln am Meeresboden oder Ringwallspeicher verkennen gemeinhin die Dimension künftig ein- und auszuspeichernder Energiemengen sowie technischer Herausforderungen und werden absehbar weder im erforderlichen Umfang noch zu wirtschaftlich vertretbaren Kosten verfügbar sein, so dass der konventionelle Kraftwerkspark die benötigte Backup-Funktion weiterhin übernehmen muss.

Durch den gesetzlichen Einspeisevorrang der regenerativen Energien und die mit ihrem Ausbau verbundene zunehmend geringere Ausnutzung der benötigten Backup-Systeme (zurzeit: konventionelle Kraftwerke) ist deren Wirtschaftlichkeit hierzulande vielfach heute schon in Frage gestellt. Oder anders ausgedrückt: Die „Stromwende“ in Deutschland nach dem heutigen Stand der Technik ist durch eine Doppelstruktur geprägt. Diese besteht aus einem wachsenden regenerativen Kraftwerkspark, der einen Ausbau der Stromnetze in allen Spannungsebenen erfordert, und einem konventionellen Backup-Kraftwerkspark von etwa gleicher Leistungsgröße wie der heutige konventionelle Kraftwerkspark [10] zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, allerdings bei sinkender Auslastung.

Im Jahr 2016 haben Windenergie und Photovoltaik mit rund 116 TWh oder 21 % zum inländischen Gesamtstrombedarf von 550 TWh (inklusive Netzverluste) beigetragen.

Zur Umsetzung der „Stromwende“ nach heutigem Stand der Technik liegt der Fokus auf den intermittierenden regenerativen Energiesystemen (iRES) Windenergie und Photovoltaik.

Analysen zur Stromversorgung Deutschlands mit einem postulierten iRES-Anteil von 100 % auf Basis einer definierten Jahresliefermenge von 500 TWh zeigen [5 bis 8], dass dafür eine installierte iRES-Nennleistung von durchschnittlich 330.000 MW aufzubauen wäre [11]. Etwa ein Viertel dieser Liefermenge würde mindestens als Überschussenergie anfallen. Zusätzlich wären von einem Jahr auf das andere Jahr wetterbedingte Schwankungen dieser Liefermenge von etwa ±15 % einzukalkulieren.

Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit und im Sinne einer zusammenfassenden Betrachtung wären außerdem Backup-Leistungen von etwa 89 % der Jahreshöchstlast in Deutschland vorzuhalten.

Weitere Analysen [1] zur Speicherung der volatilen elektrischen Leistungsabgabe aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen in Deutschland geben zusätzliche Hinweise, wie groß diese Herausforderungen sind.

Die hierzulande geübte Praxis eines Kapazitätsmarktes „im stillen Kämmerlein“, bei dem die Bundesnetzagentur zur Abschaltung angemeldete konventionelle Kraftwerke aus Sicht der Stromnetzstabilität als systemrelevant einstuft und Vorhaltkosten für diese Kraftwerke über Netzentgelte auf alle Endverbraucher umlegt, erscheint als sehr fragwürdiger Ansatz. Hier wäre anstelle staatlicher Eingriffe und im Verbraucherinteresse eine Rückbesinnung auf Wettbewerb und Kosteneffizienz angezeigt, zum Beispiel über einen wettbewerblich ausgerichteten (kompetitiven) Kapazitätsmarkt.

Hinzu kommt, dass das deutsche Stromversorgungssystem bereits heute nur noch durch einen dargebotsabhängigen, vorübergehenden Export erheblicher Überschussleistungen, wie zum Beispiel am 26. Dezember 2016 mit 15 GW, zu immer häufiger negativen Strompreisen stabil zu betreiben ist. Sobald direkte Nachbarländer Deutschlands einen ähnlichen Ausbaugrad der Windenergienutzung erreicht haben werden, wird diese Option entfallen.

Bei allen Betrachtungen zur Stromversorgung Deutschlands muss die Versorgungssicherheit im Blickpunkt des Interesses stehen [12], denn Produktion und Verbrauch von Elektrizität sind jederzeit in einem strengen Gleichgewicht zu halten, um Netzausfälle zu vermeiden.

---

7 EEG: Erneuerbare-Energien-Gesetz

8 Die Vernetzung der drei Sektoren der Energiewirtschaft – Elektrizität, Wärmeversorgung und Verkehr – wird als Sektorkopplung bezeichnet.

9 Beispiele für mögliche Konsequenzen sind: dargebotsabhängige Nutzung der elektrischen Energie, noch höhere Strompreise für Privathaushalte als heute (In Europa belegt Deutschland heute den zweiten Rang. Nur in Dänemark ist der Strompreis höher.).

10 Inklusive notwendiger Reserve zur Gewährleistung des vorgegebenen Versorgungssicherheitsniveaus.

11 Zum Vergleich: Am Jahresende 2016 war in Deutschland eine iRES-Nennleistung von rund 90.000 MW installiert.

12 Weitere energiewirtschaftliche Zielkriterien sind Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Akzeptanz.

Vor diesem Hintergrund kündigte das Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) im Juni 2015 eine Zeitenwende bei der Versorgungssicherheit an und teilte öffentlich mit [9], in Zukunft werde Deutschland bei der Stromversorgung noch enger mit seinen europäischen Nachbarn zusammenarbeiten. So trage der Stromaustausch über Ländergrenzen hinweg dazu bei, die sichere und kosteneffiziente Versorgung bei Verbrauchsspitzen und Flauten bei der Einspeisung zu gewährleisten, zum Beispiel, weil der Wind nicht weht oder die Sonne nicht scheint. Wie die Erfahrung zeige, trete die höchste Nachfrage nach Strom in den Ländern nicht gleichzeitig auf und auch der Wind wehe fast immer irgendwo in Europa. Es gehe um reale Synergien: Im regionalen Verbund werde weniger gesicherte Leistung benötigt. Der Verbund ermögliche erhebliche Kosteneinsparungen.

Ein Artikel in der Zeitschrift „Energiewirtschaftliche Tagesfragen“ im Dezember 2015 [10] stellte hingegen öffentlich und medial häufig formulierte Aussagen in Frage, der weitere Ausbau der Windenergie führe zur Glättung der eingespeisten elektrischen Leistung und ermögliche das Abschalten konventioneller Kraftwerksleistung. Die Leistungsspitzen des deutschen Windparks [13]) seien durch den Ausbau seit dem Jahr 2010 stetig angestiegen, während die jährlichen Leistungsminima trotz eines Nennleistungszuwachses um 40 % von 2010 bis 2014 unverändert in einem Bereich von etwa 100 MW lägen. Aufgrund der Korrelation der Einspeisungen aus den deutschlandweit verteilten Windenergieanlagen sei keine Glättung erkennbar, und beim Ausbau der Windenergie seien weiter wachsende Fluktuationen zu erwarten.

Die VGB-Geschäftsstelle nahm diese Veröffentlichungen zum Anlass, diesen und weiteren Aussagen zur Windenergienutzung in Deutschland und 17 europäischen Nachbarländern nachzugehen und im Zuge eines Faktenchecks Plausibilitätsbetrachtungen durchzuführen. Die Betrachtungen beruhen auf frei zugänglichen Realdaten zu den Leistungseinspeisungen aus Windenergie, die nationale und europäische Übertragungsnetzbetreiber im Internet veröffentlichen.

Die VGB-Windstudie 2017 besteht aus zwei Teilen: Im ersten Teil geht es um langjährige Entwicklungen in Deutschland im Zeitraum von 2010 bis 2016. Der zweite Teil behandelt die Windenergienutzung in 18 Ländern Europas im Jahr 2016 und geht der Frage nach, ob im europäischen Netzverbund gemäß dem Motto „irgendwo weht immer Wind“ ausreichende gegenseitige Ausgleichsmöglichkeiten bestehen.

VGB-Windstudie 2017

Eine ausführliche Darstellung zu Ergebnissen der VGB-Studie zum Status quo der Windenergie in Deutschland und Europa sowie zu Potenzialen und Herausforderungen in der Grundversorgung mit Elektrizität ist in Folienform über die VGB-Homepage abrufbar:

Teil 1: Entwicklungen in Deutschland seit dem Jahr 2010

Teil 2: Europäische Situation im Jahr 2016

Methodik

Ausgangspunkt der VGB-Auswertungen bildeten im Internet zugängliche Transparenzdaten des Verbandes europäischer Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E [14]) und der deutschen Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz Transmission, Amprion, Tennet TSO und Transnet BW sowie der Leipziger Börse EEX [15]) [11 bis 16].

Über diese Transparenzplattformen sind Zeitreihen zur eingespeisten elektrischen Leistung unterschiedlicher Kraftwerksarten, darunter Photovoltaikanlagen, Windenergieanlagen an Land (onshore) und auf dem Meer (offshore), sowie zur Nachfrage der Verbraucher (Last) in viertelstündlicher bis stündlicher Auflösung abrufbar.

Der Verband europäischer Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E hatte seine Transparenzplattform zum Jahresanfang 2015 neu aufgebaut und alle Transparenzdaten zeitlich synchronisiert, ein wichtiger Faktor, wenn Zeitreihen einzelner Ländern zeitlich korrekt zu überlagern und Analysen zum jeweils momentanen Leistungsgleichgewicht zwischen Verbrauch (Last) und Erzeugung durchzuführen sind.

Mit der neu strukturierten ENTSO-E-Transparenzplattform war somit ein einheitlicher Abruf der Datenpunkte dort erfasster Länder gemäß der koordinierten Weltzeit UTC [16]) möglich.

Da Zeitreihen einzelner Länder dort nicht für mehrere Jahre verfügbar waren, erfolgten die Auswertungen zur Windenergienutzung in Deutschland von 2010 bis 2016 anhand von Daten der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und der EEX-Transparenzplattform.

Die dort abgerufenen Datenpunkte (Viertelstundenwerte) für die elektrischen Leistung aus inländischen Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen repräsentieren Hochrechnungen auf Basis einer begrenzten Anzahl gemessener Referenzstandorte [13].

Insgesamt basierte die Auswertung zur mehrjährigen Windenergienutzung in Deutschland auf rund fünf Millionen Datenpunkten. Im Rahmen der Überprüfung der Vollständigkeit der Zeitreihen waren folgende Fälle zu beachten:

- Datenpunkte mit niedrigen Leistungen im Bereich von 0 MW, die unverändert blieben, wenn direkt benachbarte Datenpunkte ebenfalls niedrige Werte aufwiesen (Kriterium: hohe Plausibilität für eine Schwachwindphase oder Flaute).
- Fehlende Datenpunkte mit direkten Nachbardatenpunkten, die Leistungswerte deutlich oberhalb einiger hundert bis tausend Megawatt aufwiesen. Solche Fehlstellen traten bei 0,1 % aller Datenpunkte auf. In diesen Fällen erfolgte eine Korrektur der Nullwerte durch den arithmetischen Mittelwert der benachbarten Datenpunkte (Kriterium: hohe Plausibilität für fehlerhaften Wert).
- Zusammenhängende Lücken von Datenpunkten über mehrere Viertelstunden, Stunden oder Tage. Solche Fehlstellen traten bei 0,01 % aller Datenpunkte auf. Eine Korrektur erfolgte wahlweise über lineare Interpolation (kleine Lücken) oder anhand von Daten vergleichbarer Wochentage in direkt benachbarten Wochen.

Diesem ersten Schritt schloss sich ein zweiter Überprüfungs- und Plausibilisierungsschritt an. Dieser umfasste einen Vergleich der aus den einzelnen Zeitreihen errechneten Jahresarbeit mit den für Deutschland verfügbaren energiewirtschaftlichen Statistikdaten der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) [2], des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) [17, 18], des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) [4] und des Bundesverbandes Windenergie (BWE) [19].

Für die Analysen zur Windenergienutzung in Europa im Jahr 2016 fiel die Auswahl für den Datenabruf von der ENTSO-E-Transparenzplattform auf die Rangfolge der wichtigsten 18 Länder nach Nennleistung mit weitgehend intakten Zeitreihen, hier in alphabetischer Reihenfolge: Belgien, Dänemark, Deutschland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Großbritannien, Irland, Italien, Niederlande, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Rumänien, Schweden, Spanien und Tschechien.

Bei der anschließenden Datenauswertung waren wegen des im Vergleich zu Deutschland kurzen Zeitraums von einem Jahr lediglich rund 1,2 Millionen Datenpunkte zu überprüfen und zu plausibilisieren.

[13] Unter dem Begriff „deutscher Windpark“ oder „Windpark“ ist in diesem Artikel durchweg die Summe aller Windenergieanlagen in Deutschland zu verstehen.

[14] ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators

[15] EEX: European Energy Exchange

[16] UTC: Coordinated Universal Time

Das Vorgehen bei der Überprüfung der Daten entsprach dem Vorgehen für Deutschland. Die energiewirtschaftlichen Statistikdaten des BP Statistical Review of World Energy 2017 bildeten die Grundlage für die Überprüfung und Plausibilisierung der Zeitreihen [20].

Ergebnisse

Nachfolgend sind Ergebnisse der Auswertungen zur Windstromproduktion in Deutschland im Zeitraum von 2010 bis 2016 dargestellt. Die Ergebnisse zur Windstromproduktion in 18 Ländern Europas im Jahr 2016 werden Gegenstand eines Folgeartikels sein [21].

Am Jahresende 2010 verfügte der deutsche Windpark über eine kumulierte installierte Nennleistung P_N von knapp 27.000 MW [18]. Davon entfielen 99,7 % auf Windenergieanlagen an Land (onshore) und 0,3 % auf Windenergieanlagen auf dem Meer (offshore).

Bis zum Jahresende 2016 kamen auf dem Land rund 19.000 MW Nennleistung hinzu und auf dem Meer rund 4.000 MW Nennleistung, so dass der Windpark über eine installierte Nennleistung von insgesamt rund 50.000 MW verfügte. Etwa 92 % davon entfielen auf Onshore-Windenergie und die verbleibenden 8 % auf Offshore-Windenergie.

Die Zeitreihe der im Jahr 2016 stündlich eingespeisten elektrischen Leistung des deutschen Windparks und die auf Onshore-Windenergie sowie Offshore-Windenergie entfallenden Leistungsbeiträge sind im Bild 1 dargestellt.

Die Leistung des Windparks zeigt über den gesamten Jahresverlauf große Fluktuationen, die in vielen Stunden bei Onshore- und Offshore-Windenergie simultan auftreten. Darüber hinaus sind ausgeprägte Schwachwindphasen erkennbar, in denen der Leistungsoutput des Windparks rapide bis auf wenige Prozent der installierten Nennleistung zurückfällt.

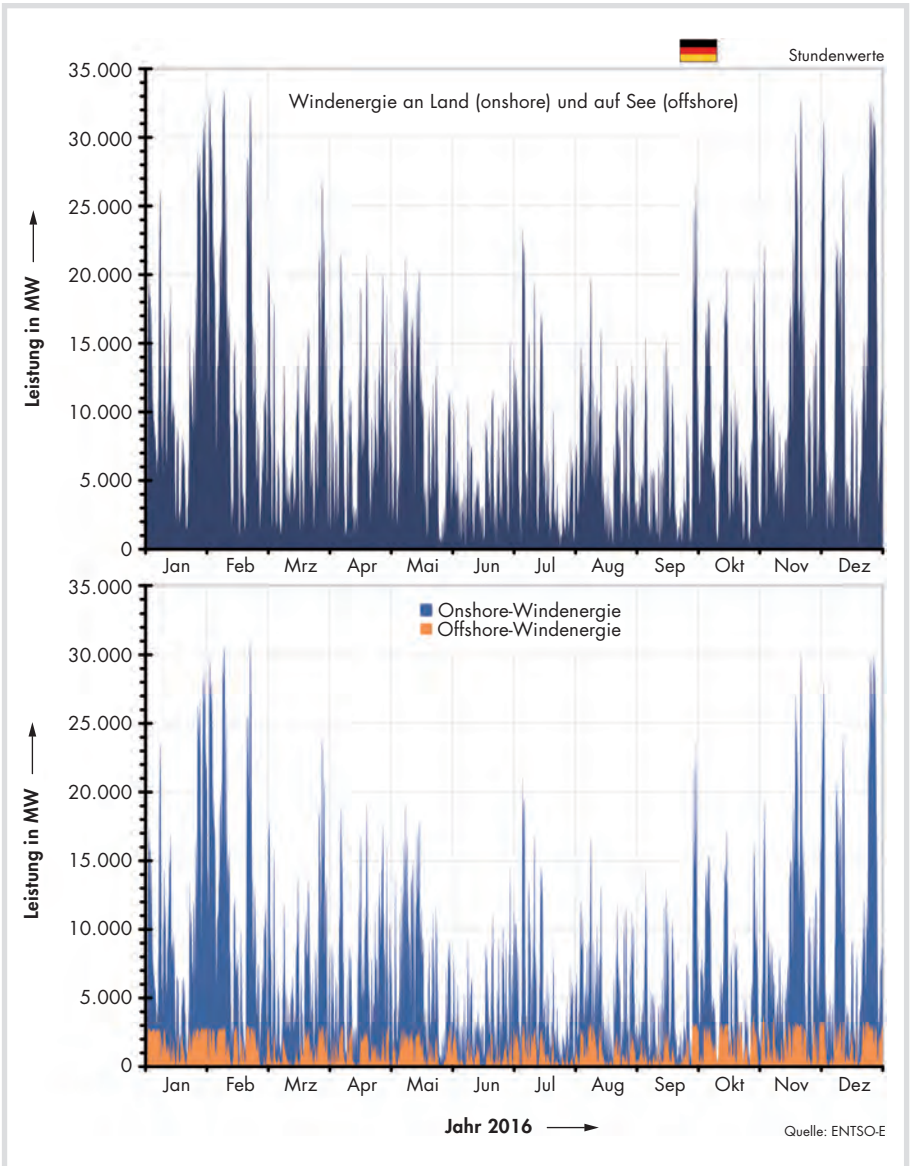


Bild 1. Zeitreihen der Stromproduktion 2016 aus Windenergie in Deutschland (oben) sowie der auf Windenergie an Land und auf dem Meer entfallenen Leistungsbeiträge (unten).

Im Jahr 2016 trat das Minimum P_{Min} von 135 MW (Stundenwert) bzw. von 141 MW (Viertelstundenwert) am 24. Juli 2016 auf. An diesem Sommertag lieferte der Windpark in sieben der 24 Stunden durchgehend weniger als 500 MW, also weniger als 1 % der am Jahresanfang bereits installierten Nennleistung. Ähnlich niedrige Werte über jeweils mehrere aufeinanderfolgende Stunden traten auch im Januar, Mai, Juni, August, September, Oktober und Dezember 2016 auf.

Entgegen anderslautender Aussagen, Offshore-Windenergie sei prinzipiell grundlastfähig und könne konventionelle Kraftwerksleistung ersetzen, fiel die Leistung des Offshore-Windparks im Jahr 2016 in 256 der 8.784 Stunden auf 1 % seiner Nennleistung oder weniger ab (2015: 290 Stunden). Solche Schwachwindphasen traten im letzten Jahr somit durchschnittlich fünfmal pro Woche auf, ein für den Ausbau der Offshore-Windenergie wichtiger Umstand, denn ansonsten wären die Windturbinen kaum auf See zu errichten.

Bei ausgeprägten Flauten im Juni und Dezember 2016 sank die Leistung des Offshore-Windparks zeitweise sogar bis auf 0 MW ab. Im Jahr 2015 hatte es ähnliche Flauten im Januar und August gegeben. Das belegt, dass Schwachwindphasen ganzjährig auftreten können, sowohl an Land als auch auf dem Meer.

Die permanent verfügbare Offshore-Leistung lag somit in den letzten zwei Jahren jeweils bei 0 MW. Offshore-Windenergie lieferte keinen Beitrag zur gesicherten Leistung und benötigte praktisch ein 100 %-Backup durch konventionelle Kraftwerke.

In den Wintermonaten sind erfahrungsgemäß die höchsten Leistungswerte zu beobachten. Das Leistungsmaximum P_{Max} des gesamten deutschen Windparks von 33.834 MW trat im Februar 2016 auf und erreichte umgerechnet knapp 75 % der zum Jahresanfang installierten Nennleistung. Ähnlich hohe Leistungswerte über mehrere aufeinanderfolgende Stunden waren auch im November und Dezember 2016 zu verzeichnen.

Aus der im Bild 1 dargestellten Zeitreihe der stündlichen Leistungswerte des deutschen Windparks ergibt sich eine aufsummierte Jahresproduktion von 76,9 TWh. Im Vergleich dazu weist die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen für die deutsche Stromerzeugung aus Windenergie einen Jahreswert von 77,4 TWh aus [2]. Die Jahreswerte weichen nur um 0,6 % voneinander ab und sind somit plausibel.

Im Bild 2 sind relevante Kennzahlen für die Entwicklung der Windenergie in Deutschland im Zeitraum von 2010 bis 2016 dargestellt.

Demnach hat sich die kumulierte installierte Nennleistung des deutschen Windparks von 26.903 MW am Jahresende 2010

bis zum Jahresende 2016 fast verdoppelt. Die Anzahl der Windenergieanlagen, jeweils zum Jahresende und gerundet, erhöhte sich zeitgleich von 21.600 auf 28.200 Aggregate.

Die durchschnittliche Nennleistung jeder neu zugebauten Onshore-Windenergieanlage lag im Jahr 2010 bei 2,0 MW. Bis zum Jahr 2016 erhöhte sich dieser Durchschnittswert auf 2,8 MW (Offshore-Windenergie: 5,2 MW pro Anlage).

Neben der kumulierten installierten Nennleistung des deutschen Windparks sind im Bild 2 jährliche Maxima P_{Max}, Minima P_{Min} und arithmetische Mittelwerte P_{μ} der Zeitreihen der elektrischen Leistung des deutschen Windparks (Viertelstundenwerte) ausgewiesen.

Zunächst fällt auf, dass die aufsummierte Leistung der Windenergieanlagen in Deutschland in den letzten sieben Jahren durchweg jährliche Maxima unterhalb der Anlagenauslegung im Bereich von knapp 68 bis 81 % der kumulierten Nennleistung erreichte.

Die Differenz zwischen Nennleistung und jährlichem Maximalwert hat offenkundig mit dem Ausbau zugenommen. Die Ursachen für diesen Zusammenhang sind uns nicht bekannt. Möglicherweise sinkt mit zunehmender Anzahl deutschlandweit verteilter Anlagenstandorte die Wahrscheinlichkeit, dass Höchstwerte zeitgleich deutschlandweit auftreten. Ein weiterer beitragender Faktor könnte sein, dass Standorte mit guten Windhöffigkeiten [17] frühzeitig zum Zuge kamen und somit nicht mehr für den weiteren Ausbau zur Verfügung stehen, so dass mehr und mehr auf weniger windhöffige Standorte zurückzugreifen ist.

Der arithmetische Mittelwert ist ein Maß für die jährlich bereitgestellte Energie und spiegelt die konstante Leistung wider, die ein Kraftwerk für diese Energie bei konstanter Fahrweise über ein Jahr erbringen müsste. Definitionsgemäß müssen im Betrachtungszeitraum alle Leistungsanteile oberhalb des Mittelwertes (Überschüsse) aufintegriert dieselbe Energie ergeben wie die aufintegrierten Leistungsanteile unterhalb des Mittelwertes (Unterdeckung).

Die Mittelwerte der Zeitreihen stiegen im Zeitraum von 2010 bis 2014 mit durchschnittlich 11 % pro Jahr auf 5.840 MW an. Für das Jahr 2015 ist dagegen ein nahezu fünffach höherer Anstieg von 52 % gegen-

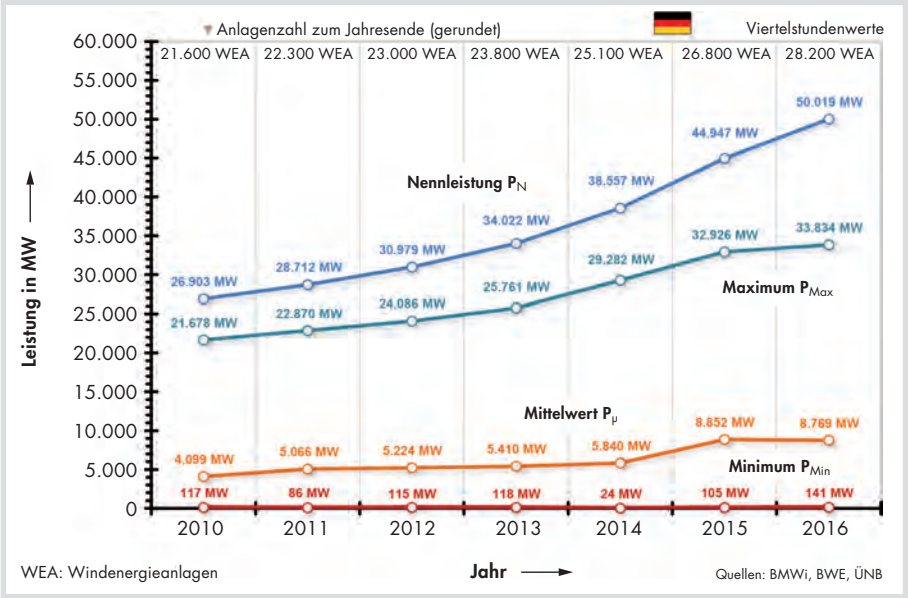


Bild 2. Kennzahlen zur Windenergienutzung in Deutschland von 2010 bis 2016.

über dem Vorjahreswert auf 8.852 MW zu verzeichnen. Der sprunghafte Anstieg ist auf das sehr gute Windjahr mit einem überdurchschnittlichen Winddargebot zurückzuführen [4]: Im November und Dezember erreichte die monatliche Stromproduktion jeweils neue Allzeithochs jenseits der zuvor noch nie überschrittenen Marke von 10 TWh. Darüber hinaus war die Stromproduktion in elf der zwölf Monate des Jahres 2015 höher als im Vorjahr.

Der Mittelwert des Folgejahres 2016 lag mit 8.769 MW zwar auf vergleichbar hohem Niveau. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass in diesem Jahr aufgrund des kontinuierlichen Ausbaus des deutschen Windparks knapp ein Drittel mehr Nennleistung als im Jahr 2014 zur Verfügung stand, so dass eher von einem durchschnittlichen Windjahr zu sprechen ist. Die 10-TWh-Marke der monatlichen Windstromproduktion wurde im Jahr 2016 trotz des Nennleistungszuwachses nicht wieder erreicht.

Bei den vorherigen Betrachtungen sind zwei Einflussfaktoren gemeinsam berücksichtigt: Das Winddargebot und der Nettozubau von Windenergieanlagen über den Jahresverlauf. Die Frage, ob der sprunghafte Anstieg des Mittelwertes im Jahr 2015 plausibel ist, lässt sich bei Normierung auf eine repräsentative Nennleistung des betreffenden Jahres klären. Das resultierende Verhältnis aus mittlerer Leistung zu potenzieller Leistung (Nennleistung) wird auch als Ausnutzung η_A bezeichnet. Die Ausnutzung ist dimensionslos und als Maß für die Anzahl der Jahresstunden zu verstehen, in denen der Windpark umgerechnet seine Nennleistung erbrachte. Multipliziert mit der Anzahl der Jahresstunden [18] ergeben sich die Volllaststunden [19] des Windparks im betreffenden Jahr.

Ein Vergleich langjähriger Daten zur Ausnutzung des deutschen Windparks seit dem Jahr 1990 (Bild 3) bestätigt, dass im

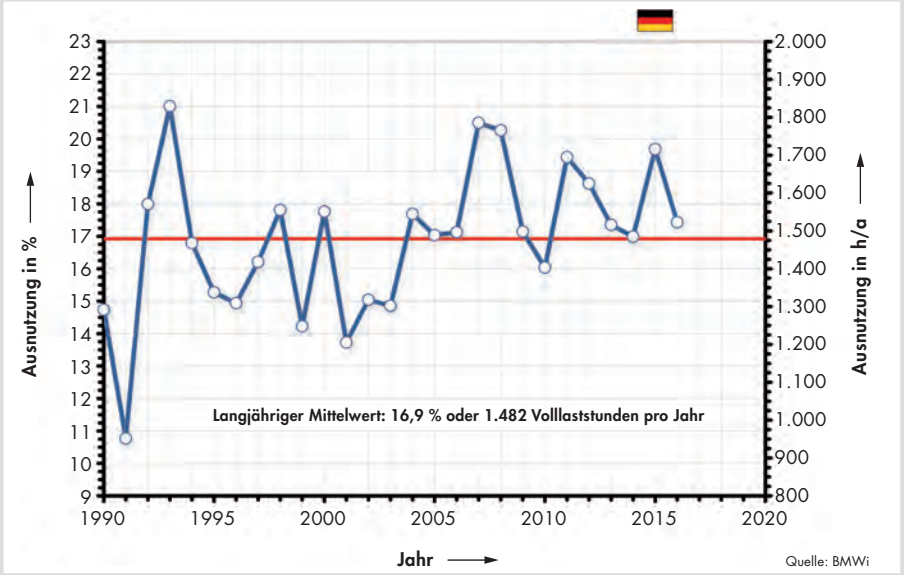


Bild 3. Ausnutzung des deutschen Windparks von 1990 bis 2016.

[17] Eignung von Windstandorten für eine hohe Energieausbeute.

[18] In einem Normaljahr sind es 8.760 Stunden, in einem Schaltjahr 8.784 Stunden.

[19] Darunter ist die Anzahl der Stunden in einem Jahr zu verstehen, in denen eine Windenergieanlage mit ihrer installierten Nennleistung laufen müsste, um die tatsächlich gelieferte Jahresenergie exakt zu erbringen.

Jahr 2015 tatsächlich gute Windbedingungen herrschten und im Jahr 2016 durchschnittliche [18].

Im langjährigen Mittel verzeichnet der deutsche Windpark eine Ausnutzung von 16,9 %. Der bisherige Höchstwert von 21,0 % ist für das Jahr 1993 zu verzeichnen, gefolgt von 20,5 % im Jahr 2007 und 20,3 % im Jahr 2008. Die im Jahr 2015 erreichte Ausnutzung von 19,7 % entspricht dem viertbesten Wert seit 1990.

Von 2010 bis 2016 erreichte die Ausnutzung einen Durchschnittswert von rund 18 %. Die Jahresstromproduktion aus dem deutschen Windpark erhöhte sich zeitgleich von 38 TWh auf mehr als 77 TWh [2].

In der statistischen Gesamtschau der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) zur Bruttostromerzeugung in Deutschland finden sich für das Jahr 2010 lediglich Beiträge aus Windenergieanlagen an Land (onshore). Sichtbare Beiträge aus Windenergieanlagen auf dem Meer (offshore) sind dort erstmals für das Jahr 2013 mit 0,9 TWh ausgewiesen [2].

Im zurückliegenden Jahr 2016 lieferte Offshore-Windenergie hierzulande bereits mehr als 12 TWh Strom, bei einer Ausnutzung von 33 %. Dies entsprach knapp 2 % der Bruttostromerzeugung in Deutschland von 648 TWh.

Bei der Beantwortung der Frage, welche Rolle die Windenergie hierzulande künftig in der Grundversorgung mit elektrischer Energie spielen könnte, lohnt auch ein Blick auf Europa und die in dieser Studie untersuchten 18 Länder: Dort hat sich die installierte Nennleistung von insgesamt rund 83.000 MW am Jahresende 2010 bis zum Jahresende 2016 auf rund 152.000 MW ebenfalls nahezu verdoppelt, während sich die jährliche Stromproduktion aus Windenergie ausgehend von rund 148 TWh bis auf 297 TWh mehr als verdoppelte. Zum Vergleich: Die jährliche Stromerzeugung in diesen europäischen Ländern liegt heute auf einem Niveau von rund 3.200 TWh [20, 22]. Die Windenergie erreicht damit einen Anteil von rund 10 % an der Stromproduktion dieser Länder.

Im Bild 4 ist die jeweilige Ausnutzung der Windparks ausgewählter europäischer Länder als Bandbreite mit überlagerter Ausnutzung des deutschen Windparks dargestellt [20].

Es fällt auf, dass die Ausnutzung des Winddargebotes in vielen anderen europäischen Ländern signifikant höher ist als in Deutschland: Die Ausnutzung des deutschen Windparks beträgt im Zeitraum von 2000 bis 2016 durchschnittlich 1.526 Volllaststunden im Jahr.

Der irische Windpark erreicht mit 2.262 h/a eine um rund 48 % höhere Ausnutzung als der deutsche Windpark, gefolgt von Großbritannien, Norwegen und Dänemark (+45 %), Griechenland (+41 %), Spanien (+35 %) und Portugal (+33 %).

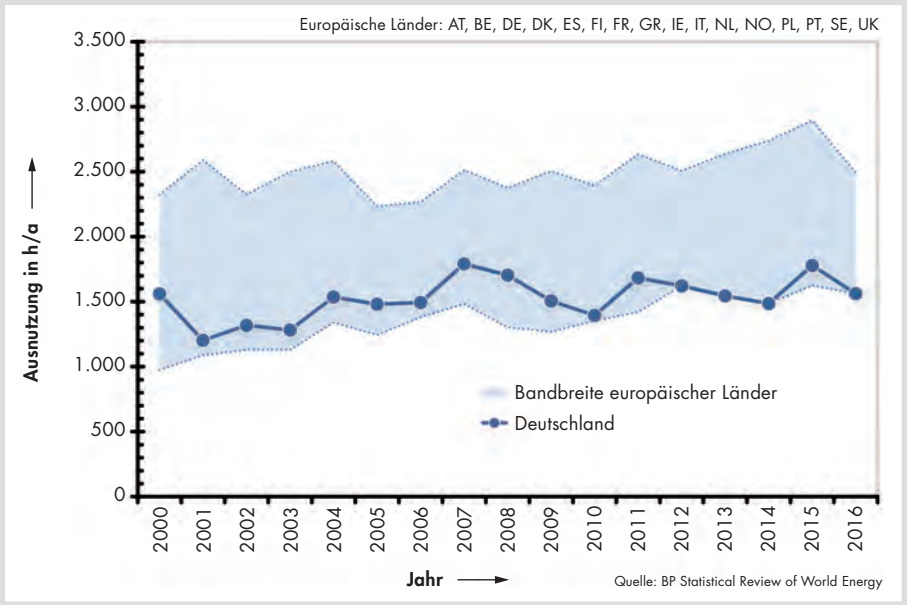


Bild 4. Effizienz der Windstromproduktion in Europa von 2000 bis 2016: Bandbreite der Ausnutzung in Europa und in Deutschland in Volllaststunden pro Jahr.

Weitere Länder Europas wie Finnland (+25 %), Schweden (+23 %), Niederlande (+21 %) und Polen (+17 %) sowie Österreich (+16 %) und Belgien (+10 %) erreichen im Durchschnitt ebenfalls eine höhere Ausnutzung ihrer Windparks als Deutschland, während die mittlere Ausnutzung des französischen Windparks (+4 %) und die des italienischen Windparks (+2 %) mit der Ausnutzung des deutschen Windparks vergleichbar sind.

Im Vorgriff auf den zweiten Teil der VGB-Windstudie 2017 [21] ist erwähnenswert, dass die aus den Zeitreihen für die aufsummierte elektrische Leistung aus Windenergie in den obigen europäischen Ländern für das Jahr 2016 abgeleiteten Minimalwerte (stündlich) und somit die permanent verfügbaren Leistungen gleichzeitig allesamt kleiner als 1,1 % der in diesen Ländern jeweils installierten Nennleistung waren. Demnach besteht aus Sicht der Versorgungssicherheit praktisch kein Unterschied zu Deutschland.

Hinsichtlich einer effizienten Nutzung des Winddargebotes in Europa ist Deutschland somit als Windstandort (onshore) nicht prädestiniert. Da in den letzten Jahrzehnten bereits viele windhöffige Standorte an Land für die Windenergie genutzt wurden, stehen in Deutschland heute weniger windhöffige Standorte für den weiteren Ausbau der Windenergie zur Verfügung.

Die Nennleistung des deutschen Windparks ist indes noch um ein Mehrfaches zu steigern, wenn das Ziel einer weitgehend auf regenerativen Energien basierenden Versorgung Deutschlands mit elektrischer Energie erreichbar bleiben soll. Dies könnte aktuelle Bestrebungen einiger Bundesländer erklären, den Bau von Windenergieanlagen zunehmend sogar in Wäldern, Naherholungs- und Naturschutzgebieten in Betracht zu ziehen und durch baurechtliche Veränderungen voranzutreiben, teilweise unter Vernachlässigung anerkannter Kriterien des Arten-, Umwelt- und Naturschutzes und unter Berufung auf eine zustimmende Mehrheit der Bevölkerung zur Umsetzung der Energiewende [23].

Auf dem Meer (Nord- und Ostsee) sind Winddargebot und Ausnutzung insgesamt besser und Standorte für einen Weiterausbau vorhanden. Im Gegensatz zu Deutschland erreichen viele andere europäische Länder mit ihren Windparks eine deutlich höhere Ausnutzung. Bei sachlicher Abwägung eines europäischen Windenergieausbaus und aus Gründen der Kosteneffizienz wären solche europäischen Standorte deutschen eigentlich vorzuziehen.

Da in den letzten Jahren in Deutschland verstärkt Offshore-Windenergieanlagen mit einer Ausnutzung von typischerweise mehr als 30 % ihren Betrieb aufgenommen haben, könnte sich der langjährige Mittelwert der Ausnutzung des deutschen Windparks beim weiteren Ausbau des Offshore-Windparks trotz der großen Hebelwirkung der bereits vorhandenen Onshore-Windenergieanlagen künftig erhöhen.

Hinsichtlich des Beitrags der Windenergie zur Versorgungssicherheit gibt insbesondere die Entwicklung der jährlichen Minima der Leistungszeitreihen gemäß Bild 2 Aufschluss: Diese Werte liegen seit 2010 erstaunlicherweise auf unverändert niedrigem Niveau von durchschnittlich 100 MW, obwohl sich die Nennleistung des deutschen Windparks zeitgleich fast verdoppelt hat.

Offenbar hat sich die intuitive Erwartung, dass der Minimalwert bei einem Ausbau deutschlandweit verteilter Windenergieanlagenstandorte nach dem Motto „irgendwo weht immer Wind“ ansteigt und der Ausbau der Windenergienutzung in zunehmendem Maße eine Substitution konventioneller Kraftwerksleistung ermöglicht,

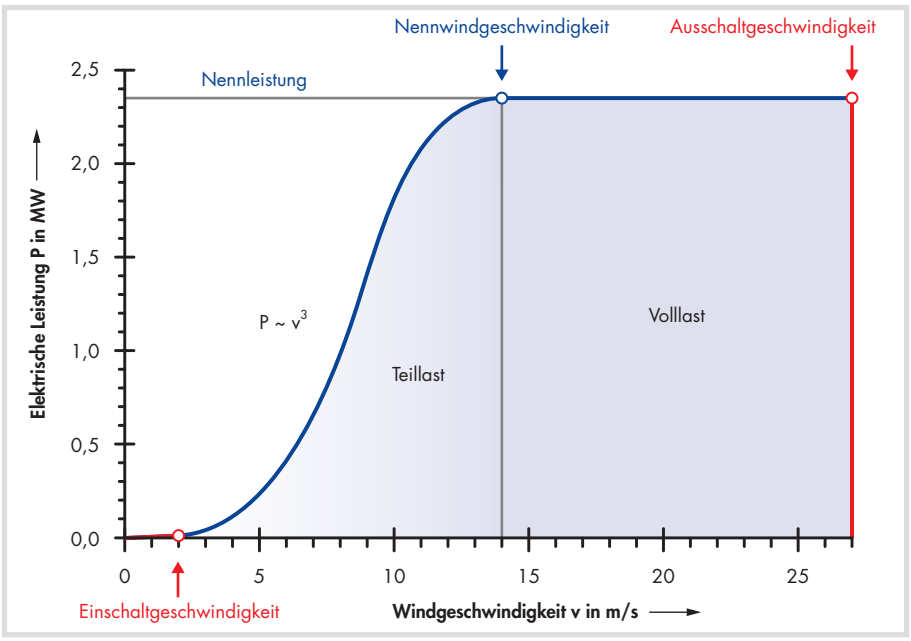


Bild 5. Typische Kennlinie einer modernen Windenergieanlage.

nicht erfüllt: Der Ausbau in den letzten sieben Jahren hat konventionelle Kraftwerksleistung von etwa 100 MW ersetzt. Zum Vergleich: Im Jahr 2015 trat die Jahreshöchstlast am 24. November um 17:30 Uhr auf und betrug 78.200 MW [24].

Die permanent verfügbare (gesicherte) Leistung des deutschen Windparks lag damit immer deutlich unter einem Prozent seiner Nennleistung oder anders ausgedrückt: Im jedem Jahr gab es immer mindestens eine Viertelstunde, in der mehr als 99 % der Nennleistung des deutschen Windparks nicht verfügbar waren und praktisch ein Bedarf an 100 % planbarer Backup-Leistung herrschte. Dies findet sich durchgängig auch in den Berichten der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zu den Leistungsbilanzen von 2012 bis 2016 wieder, die zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast in Deutschland für den deutschen Windpark trotz des deutlichen Zubaus von einer Nichtverfügbarkeit von unverändert 99 % ausgehen [24].

Darüber hinaus finden sich im Leistungsbilanzbericht 2015 ergänzende Aussagen, dass für die Nachfrage (Last) in den Ländern Europas aufgrund der Gleichzeitigkeit ein positiver länderübergreifender Ausgleichseffekt zum kritischsten Zeitpunkt des Jahres nachweislich nicht sicher gegeben sei. Die übertragbare Leistung zwischen einzelnen Ländern sei nicht beliebig hoch und sinke an manchen Grenzen mit steigender Last oder hoher Windstromeinspeisung.

Vor dem Hintergrund des heute schon erreichten hohen Ausbauniveaus ist Windenergie allein nicht für eine zuverlässige Grundversorgung Deutschlands mit Elektrizität geeignet und immer auf Komplementärtechnologien angewiesen, die im Bedarfsfall kurzfristig als Backup einspringen können müssen („Feuerwehrfunktion“).

Eine technische Ursache für das seit Jahren unverändert niedrige Niveau der Minimalwerte der elektrischen Leistungsabgabe könnte die Schwachlastfähigkeit heutiger auf maximale Energieausbeute ausgelegter Windenergieanlagen sein (Bild 5): Deren Rotoren nehmen erst bei Windgeschwindigkeiten von ca. 2 bis 4 m/s Fahrt auf (Einschaltgeschwindigkeit).

Die Leistungsabgabe bei kleinen Windgeschwindigkeiten ist außerdem nicht proportional zur installierten Nennleistung. Im Teillastbereich steigt die Leistungsabgabe einer modernen Windenergieanlage annähernd proportional zur dritten Potenz der Windgeschwindigkeit an. Bei verdoppelter Windgeschwindigkeit verachtfacht sich die Leistung und bei halbierter Windgeschwindigkeit fällt sie auf ein Achtel des vorherigen Wertes zurück.

Mit dem Erreichen und Überschreiten der Nennwindgeschwindigkeit liefert die Anlage dann solange ihre installierte Nennleistung auf konstantem Niveau, bis die Ausschaltgeschwindigkeit erreicht wird.

Neben dieser technischen Ursache für das niedrige Niveau der Minimalwerte dürften auch Aspekte der Energiemeteorologie eine Rolle spielen. Die Energiemeteorologie widmet sich unter anderem der Beschreibung und Modellierung der raumzeitlichen Charakteristik und statistischen Verteilung von Windfeldern. Vor diesem Hintergrund kommen auch statistische Betrachtungen für eine Erklärung der Minimalwerte in Frage: Ein Blick auf die Häufigkeitsverteilung bzw. Wahrscheinlichkeitsdichte [20)] der Leistung des deutschen Windparks im Jahr 2016 (Bild 6) belegt, dass keine Normalverteilung vorliegt und geringe Leistungen offensichtlich wesentlich häufiger auftreten als hohe Leistungen.

Bei der statistischen Bewertung von Zufallsvariablen (hier: viertelstündliche Leistungswerte) spielen der arithmetische Mittelwert μ (Erwartungswert) und die Standardabweichung σ als Maß für die Breite der Häufigkeitsverteilung der betrachteten Zufallszahlen eine Rolle.

Aus der Leistungszeitreihe des deutschen Windparks im Jahr 2016 (Viertelstundenwerte) ergeben sich ein arithmetischer Mittelwert von 8.769 MW und eine Standardabweichung von 6.854 MW. Aus der Häufigkeitsverteilung der elektrischen Leistung des deutschen Windparks für das Jahr 2016 (Bild 6) lassen sich kumulierte Eintrittswahrscheinlichkeiten von 60 % für Leistungen unterhalb des Mittelwertes ableiten und von 40 % für Leistungen oberhalb des Mittelwertes. Darüber hinaus be-

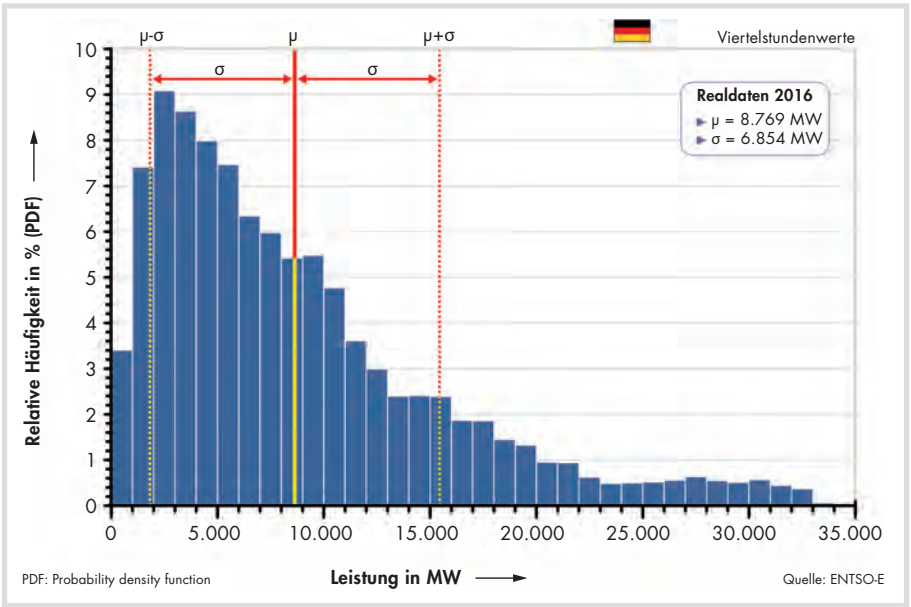


Bild 6. Häufigkeitsverteilung der Leistung des deutschen Windparks im Jahr 2016.

[20] Probability density function

trägt die kumulierte Eintrittswahrscheinlichkeit für Leistungen von 0 bis 2.000 MW, entsprechend einer Abweichung um eine Standardabweichung vom Mittelwert nach unten (μ – σ) oder weniger, rund 10 % aller Viertelstundenwerte des Jahres 2016. Umgerechnet entspricht dies einer kumulierten Dauer von etwa 37 Tagen.

Zusammengefasst ist somit festzustellen: Elektrische Leistungen nahe Null werden schon bei geringen Abweichungen vom arithmetischen Mittelwert nach unten von einer Standardabweichung erreicht und sind im Mittel dreimal monatlich zu erwarten.

Im Bild 7 ist der Verlauf der arithmetischen Mittelwerte der Leistungseinspeisungen des deutschen Windparks für die Jahre 2010 bis 2016 mit jeweils einer Standardabweichung vom Mittelwert nach oben und unten zur Verdeutlichung der obigen Aussagen dargestellt.

Ferner ist im Bild 7 neben einem repräsentativen Verlauf der Normalverteilung der aus den Realdaten abgeleitete Verlauf der Häufigkeitsverteilung der Leistungseinspeisungen aus dem Windpark abgebildet. Aus dieser Darstellung ist die relativ hohe Wahrscheinlichkeit für Minimalwerte der Leistung nahe Null ersichtlich: Der arithmetische Mittelwert und die Standardabweichung sind in allen betrachteten Jahren etwa gleich groß, so dass das als Variationskoeffizient bezeichnete Verhältnis von Standardabweichung zum Mittelwert, ein dimensionsloses Maß für die Streuung, immer Werte nahe Eins annimmt.

Analysen zur Häufigkeit von Schwachwindphasen im Auswertezeitraum im Rahmen dieser Studie belegen, dass seit dem Jahr 2010 in Deutschland rund 160 Fünftagesphasen mit Leistungen des Windparks von weniger als 5.000 MW aufgetreten sind. Darüber hinaus gab es in jedem Jahr seit 2010 zusammenhängende zehn- bis 14-tägige Schwachwindphasen.

Bei einem täglichen Strombedarf von durchschnittlich 1,5 TWh in Deutschland wären somit ohne heutigen konventionellen Kraftwerkspark Backup-Systeme vorzuhalten, die jederzeit über ein abrufbares Arbeitsvolumen von 10 bis 15 TWh und eine Durchschnittsleistung von bis zu etwa 50.000 MW verfügen müssten (Schwankungsbreite: ca. 30.000 bis 70.000 MW).

Darüber hinaus sind hierzulande regelmäßig drei- bis vierwöchige Schwachwindphasen mit Windparkleistungen unterhalb der 5.000-MW-Marke aufgetreten, zum Beispiel im Juni 2010, im November 2011, im August 2012, im Juli 2014 und im Juni 2016.

Bei Berücksichtigung dieser nicht seltenen Windbedingungen müsste das Backup-System sogar über Arbeitsvolumina von 30 bis 40 TWh und eine Leistung von durchschnittlich bis zu etwa 50.000 MW auf Abruf sicher erbringen können.

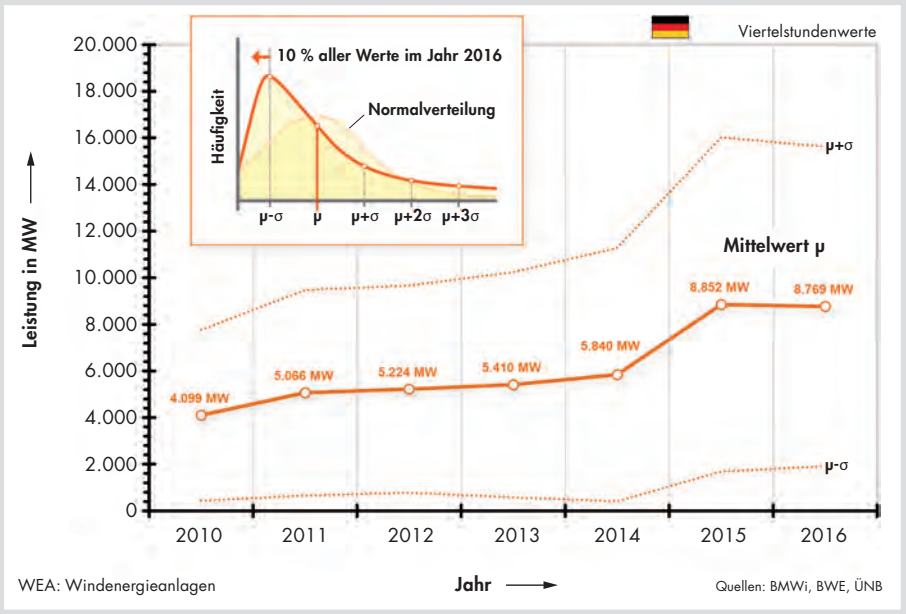


Bild 7. Arithmetischer Mittelwert der Leistung des deutschen Windparks von 2010 bis 2016 inklusive jeweils einer Standardabweichung vom Mittelwert noch oben und unten.

Als abschließendes Beispiel für Deutschland soll hier der Monat Dezember 2016 dienen, in dem der Windpark über eine Nennleistung von rund 50.000 MW verfügte (Bild 8), während die Verbraucherlast tageszeitlich und wöchentlich in einem Bereich von ungefähr 40.000 bis etwas mehr als 70.000 MW variierte.

Aus der Zeitreihe des Jahres 2016 (Stundenwerte) für die Last P_L in Deutschland ergibt sich ein Durchschnittswert von 54.769 MW und eine aufaddierte Jahresenergie von 481 TWh.

Laut Definition des Verbandes der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E lässt sich diese Last ausgehend von der Bruttostromerzeugung errechnen, wenn sukzessive der Kraftwerkseigenbedarf, das Saldo aus Stromimporten und Stromexporten und die Leistung für den Pumpbetrieb von Pumpspeicherkraftwerken (Pumparbeit) abgezogen werden.

Aus statistischen Daten des Jahres 2016 für Deutschland ergibt sich bei Berücksichtigung der obigen Berechnungsvorschrift das folgende Ergebnis: Ausgehend von der letztjährigen Bruttostromerzeugung (rund 648 TWh) sind der elektrische Eigenbedarf der Kraftwerke (36 TWh), das Import-Export-Saldo (54 TWh) und die Pumparbeit (8 TWh) abzuziehen. Vom resultierenden Gesamtstromverbrauch (550 TWh), der noch Netzverluste beinhaltet, sind die hierzulande nicht von den Übertragungsnetzbetreibern erfassten Beiträge aus der Eigenerzeugung der Bahn, aus industrieeigenen Kraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung, aus kleinen Blockheizkraftwerken und aus regenerativen Kleinanlagen (Eigenverbrauch) abzuziehen (zusammen

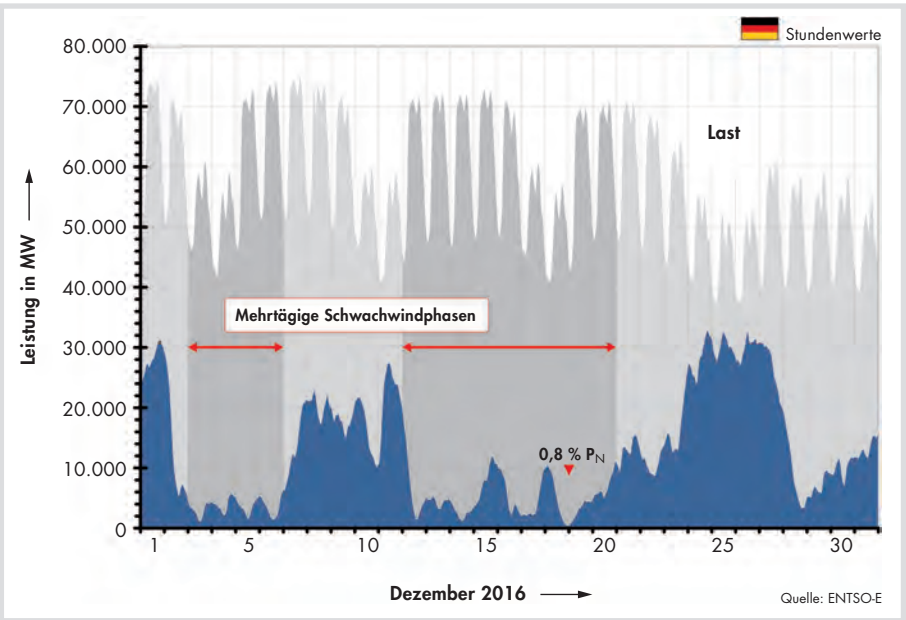


Bild 8. Verbraucherlast und Windstromproduktion in Deutschland im Dezember 2016.

etwa 62 TWh), so dass ein Gesamtstromverbrauch von 488 TWh resultiert. Dieser Wert weicht lediglich um 2 % vom Integral der ENTSO-E-Zeitreihe ab. Diese Abweichung ist mit Blick auf die Unsicherheiten der Datenerfassung erklärlich, die Größenordnung der Last erscheint somit als plausibel.

Im Dezember 2016 traten zwei Schwachwindphasen mit Leistungen des Windparks von durchschnittlich weniger als etwa 5.000 MW auf: eine vom 3. bis 6. Dezember 2016 (viertägig) und eine vom 12. bis 20. Dezember 2016 (neuntägig). In der Nacht vom 18. auf den 19. Dezember sank die eingespeiste elektrische Summenleistung des Windparks auf einen Minimalwert von 0,8 % der Nennleistung P_N ab. Dies bestätigt den bisherigen Ansatz der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, im Sinne der Kriterien Versorgungssicherheit und Netzstabilität bei Betrachtungen zur Jahreshöchstlast von einer Nichtverfügbarkeit des Windparks von 99 % auszugehen.

In der ersten Schwachwindphase war aus Windenergie vier Tage lang eine Leistung von durchschnittlich 3.347 MW verfügbar, die sich zur einer elektrischen Arbeit von 0,3 TWh aufaddierte, während die Residuallast, das heißt die Differenz aus der Nachfrage und der Windstromproduktion, im Mittel 54.763 MW betrug (Arbeit: 5,3 TWh).

In der zweiten Schwachwindphase lieferte die Windenergie über neun Tage eine Leistung von durchschnittlich 5.126 MW (Arbeit: 1,1 TWh). Die Residuallast lag in dieser Zeit bei durchschnittlich 54.713 MW (Arbeit: 11,8 TWh).

Dieses Beispiel zeigt, dass die Herausforderungen der Energiewende beim angestrebten künftig verstärkten Ausbau intermittierender regenerativer Energiesysteme (iRES) groß sind, insbesondere in Wintermonaten mit geringen bis verschwindend geringen Beiträgen aus Photovoltaik (spätnachmittags).

In Fällen, in denen Windenergie und Photovoltaik gleichzeitig ausfallen („Dunkelflaute"), müssen andere Kraftwerkssysteme als Backup einspringen und zu 100 % verfügbar sein.

Zusammenfassung und Ausblick

Unter den aktuellen energiepolitischen Rahmenbedingungen, die vor dem Hintergrund der internationalen Klimaschutzverpflichtungen Deutschlands auf einen Verzicht jahrzehntelang bewährter Kraftwerkstechnik und eine weitgehende Bereitstellung elektrischer Energie aus regenerativen Energien abzielen, verbleiben hierzulande für die angestrebte Energiewende kurz- und mittelfristig praktisch nur Solarenergie (Photovoltaik) und Windenergie als weiter ausbaufähige Technologien.

Die Ergebnisse der Auswertungen und Analysen zur Entwicklung und Betriebscharakteristik des deutschen Windparks im Zeitraum von 2010 bis 2016 haben gezeigt, dass sich die installierte Nennleistung des Windparks im Betrachtungszeitraum auf rund 50.000 MW verdoppelt hat. Die jährliche Windstromproduktion erhöhte sich zeitgleich auf 77 TWh und hat sich damit sogar mehr als verdoppelt.

Trotz des deutschlandweiten Windparkzubaus und entgegen der intuitiven Vermutung, dass eine weiträumige Verteilung von Standorten zur Windenergienutzung zum Ausgleich oder zu einer Glättung der elektrischen Summenleistung aller Windenergieanlagen führen sollte, ist seit dem Jahr 2010 kein Anstieg der jährlichen Minimalwerte (viertelstündlich bis stündlich erfasste Leistungseinspeisedaten) zu erkennen. Diese betrugen auch im Jahr 2016 unverändert weniger als 150 MW oder 1 % der kumulierten installierten Nennleistung des deutschen Windparks.

Aus Sicht der Versorgungssicherheit hat die Windenergie in Deutschland damit bisher konventionelle Kraftwerksleistung von maximal 150 MW ersetzt. Zum Vergleich: Für die Stabilität des Stromnetzes wird hierzulande zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast, die meist spätnachmittags an einem Tag im Zeitraum von November bis Februar auftreten kann und vorab unbekannt ist, eine Kraftwerkskapazität von etwa 77.000 bis 82.000 MW benötigt.

Die permanent verfügbare (gesicherte) elektrische Leistung des deutschen Windparks lag damit immer deutlich unter einem Prozent der installierten Nennleistung oder anders ausgedrückt: Im jedem Jahr gab es immer mindestens eine Viertelstunde, in der mehr als 99 % der Nennleistung des deutschen Windparks nicht verfügbar waren und praktisch ein Bedarf an 100 % planbarer Backup-Leistung herrschte. Diese Aussagen gelten auch für die Offshore-Windenergie.

Für diese unverändert niedrigen Minimalwerte lassen sich mit der Schwachlastfähigkeit der bislang auf maximale Energieausbeute (EEG-Förderung) ausgelegten Windenergieanlagen technische Gründe anführen. Daneben spielen meteorologische Aspekte und die starke raumzeitliche Variation der Windenergie aufgrund der Windgeschwindigkeitsfluktuationen eine Rolle. Die Windstromproduktion ist durch Wetterlagen mit typischen Korrelationslängen von mehreren hundert Kilometern bestimmt. Die für Deutschland resultierende Summenleistung ist hoch volatil und außerdem nicht normalverteilt. Aus den Variationskoeffizienten der betrachteten sieben Zeitreihen der Windstromproduktion von 2010 bis 2016, die alle Werte von nahe Eins erreichen und auf hohe Volatilität bzw. Streuung hinweisen, ergibt sich zudem eine hohe Wahrscheinlichkeit für niedrige Summenleistungen.

Begleitende Auswertungen zur Häufigkeit von Schwachwindphasen im Zeitraum von 2010 bis 2016 haben ergeben, dass in diesem Zeitraum insgesamt rund 160 Fünftagesphasen mit Leistungen des Windparks von weniger als etwa 5.000 MW auftraten und es in jedem Jahr zusammenhängende zehn- bis 14-tägige Schwachwindphasen gab. Bei einem täglichen Strombedarf von durchschnittlich 1,5 TWh in Deutschland wären ohne die konventionellen Kraftwerke Backup-Systeme vorzuhalten, die über ein jederzeit abrufbares Arbeitsvolumen im mittleren zweistelligen TWh-Bereich verfügen müssten.

Im zweiten Teil der Studie wird vor dem Hintergrund der bisherigen Erkenntnisse die Frage im Vordergrund stehen, ob im europäischen Netzverbund gemäß dem Motto „irgendwo weht immer Wind" ausreichende gegenseitige Ausgleichsmöglichkeiten bestehen.

Danksagung

Die Autoren danken Professor Dr. Dr. h.c. mult. Friedrich Wagner vom Max-Planck-Institut für Plasmaphysik in Greifswald für wertvolle Anregungen und Diskussionsbeiträge zu dieser Veröffentlichung.

Literatur

[1] Sinn, H.-W.: *Buffering Volatility: A Study on the Limits of Germany's Energy Revolution. Center for Economic Studies (CES), Leibniz Institute for Economic Research at the University of Munich (IFO)*, CESIFO Working Paper No. 5950, May 2017. www.cesifo-group.de/DocDL/cesifo1_wp5950.pdf

[2] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB): www.ag-energiebilanzen.de, Februar 2017

[3] Pütter, H.: *Power-to-Gas, Baustein oder Stolperstein der deutschen Energiewende?* Vortrag zur Vortragsreihe „Technik, Umwelt, Klima", Schwerpunkt „Deutschland unter Strom, Herausforderung Elektroenergie" vom 18. November 2014, Alfried Krupp Wissenschaftskolleg Greifswald.

[4] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW): *Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken.* Energie-Info vom 18. Februar 2016. www.bdew.de

[5] Wagner, F.: *Surplus from and storage of electricity generated by intermittent sources.* European Physical Journal Plus (2016) 131: 445. https://epjplus.epj.org, DOI 10.1140/epjp/i2016-16445-3

[6] Wagner, F.: *Considerations for an EU-wide use of renewable energies for electricity generation*. Eur. Phys. J. Plus (2014) 129: 219. https://epjplus.epj.org, DOI 10.1140/epjp/i2014-14219-7

[7] Wagner, F.: *Electricity by intermittent sources: An analysis based on the German situation 2012*. Eur. Phys. J. Plus (2014) 129: 20. https://epjplus.epj.org, DOI 10.1140/epjp/i2014-14020-8

[8] Wagner, F.: *Features of an electricity supply system based on variable input*. EPJ Web of Conferences 54, 01009 (2013). www.epj-cvonferences.org, DOI: 10.1051/epjconf/20135401009

[9] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): *Zeitenwende bei der Strom-Versorgungssicherheit*. Newsletter vom 16. Juni 2015, www.bmwi-energiewende.de

[10] Ahlborn, D.: *Glättung der Windeinspeisung durch Ausbau der Windkraft?* Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 65. Jahrgang (2015), Heft 12, Seiten 37-39.

[11] *ENTSO-E Transparency Platform*, https://transparency.entsoe.eu

[12] 50 Hertz, www.50hertz.com

[13] Amprion, www.amprion.net

[14] Tennet TSO, www.tennet.eu

[15] Transnet BW, www.transnetbw.de

[16] EEX Transparency, www.eex-transparency.com

[17] BMWi-Gesamtausgabe der Energiedaten, www.bmwi.de

[18] *BMWi-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland von 1990 bis 2016*, www.erneuerbare-energien.de

[19] Bundesverband Windenergie (BWE), www.wind-energie.de

[20] *BP Statistical Review of World Energy 2017* – data workbook: www.bp.com

[21] Linnemann, Th.; Vallana, G.S.: *Windenergie in Deutschland und Europa: Status quo, Potenziale und Herausforderungen in der Grundversorgung mit Elektrizität, Teil 2: Europäische Situation im Jahr 2016*, geplante Veröffentlichung.

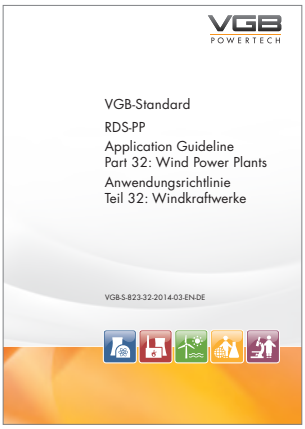
[22] Pineda, I.; Tardieu, P.: Wind in power. *2016 European statistics*. WindEurope, Brussels, Belgium, https://windeurope.org

[23] www.vernunftkraft.de

[24] *Berichte der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zu den Leistungsbilanzen 2012 bis 2016*. https://www.amprion.net/Netzkennzahlen/Leistungsbilanz

VGB-Standard

RDS-PP®
Application Guideline – Part 32: Wind Power Plants
Anwendungsrichtlinie – Teil 32: Windkraftwerke



Ausgabe/Edition 2014 – VGB-S-823-32-2014-03-EN-DE
DIN A4, 314 Seiten, Preis (Grundwerk): VGB-Mitglieder* 280,– €, Nichtmitglieder 375,– € + Versandkosten und MwSt.
DIN A4, 314 pages, price (Basis edition): VGB members* € 280.–, Non members € 375.– + shipping, handling and VAT

Das VGB REFERENCE DESIGNATION SYSTEM FOR POWER PLANTS | RDS-PP®

Das Reference Designation System for Power Plants, kurz RDS-PP®, ist das bei VGB PowerTech entwickelte international normenkonforme Kennzeichensystem für alle Arten von Anlagen zur Stromerzeugung.

Diese RDS-PP® Anwendungsrichtlinie für Windkraftwerke wurde von einer Projektgruppe des Arbeitskreises „Anlagenkennzeichnung und Dokumentation" in enger Zusammenarbeit mit Herstellern, Betreibern, Forschungseinrichtungen und Instandhaltern aus der Windbranche erarbeitet.

Die Anpassung der Anwendungserläuterung ist auf Grund von Marktanforderungen, technischen Weiterentwicklungen in der Windenergiebranche sowie Anpassungen an internationale Normen, insbesondere IEC 81346-2 von 2009, erforderlich geworden. In den jeweiligen Abschnitten sind die wesentlichen Abweichungen zur ersten Ausgabe dieser Richtlinie (Rev. 0) dargestellt.

Der VGB-Standard VGB-S-823-32-2014-03-EN-DE ersetzt die Publikation VGB-B 116 D2. Für Bestandssysteme verbleibt die VGB-B 116 D2 weiterhin im Lieferangebot.

Für die Anwendung des VGB-Standards VGB-S-823-32-2014-03-EN-DE werden neben dem Grundwerk als Print- und eBook-Version auch geeignete Pakete mit weitergehenden Nutzungsrechten angeboten.

VGB-Publikationen zum RDS-PP®

VGB PowerTech bietet zum RDS-PP® die folgenden Publikationen in deutscher und englischer Sprache an:

» Neuerscheinung: VGB-S-821-00-2016-06-DE: Referenzkennzeichensystem für Kraftwerke RDS-PP® Kennbuchstaben für Kraftwerkssysteme Systemschlüssel), 2017, Hardcover ISBN: 978-3-86875-943-3, Ringordner ISBN: 978-3-86875-972-3, eBook ISBN: 978-3-86875-944-0 (auch in Englisch lieferbar)

» VGB-B 101: Referenzkennzeichensystem für Kraftwerke RDS-PP® Kennbuchstaben für Kraftwerkssysteme (Systemschlüssel), 2011, (für Bestandssysteme weiterhin lieferbar)

» VGB-B 102: RDS-PP® – Referenzkennzeichensystem für Kraftwerke, Kennbuchstaben für Grundfunktionen und Produktklassen, 2012, ISBN: 978-3-86875-352-3

» VGB-S-823-01: (in Vorbereitung) RDS-PP® Application Guideline, Part 01: Power Plants General
RDS-PP® Anwendungsrichtlinie, Teil 01: Kraftwerke allgemein

» VGB-S-823-31: (in Vorbereitung) RDS-PP® Application Guideline, Part 31: Hydro Power Plants
RDS-PP® Anwendungsrichtlinie, Teil 31: Wasserkraftwerke

» VGB-S-823-32-2014-03-EN-DE: RDS-PP® Application Guideline, Part 32: Wind Power Plants
RDS-PP® Anwendungsrichtlinie, Teil 32: Windkraftwerke
2014, ISBN: 978-3-86875-693-7

* Für Ordentliche Mitglieder des VGB ist der Bezug von eBooks im Mitgliedsbeitrag enthalten.

VGB PowerTech Service GmbH
Verlag technisch-wissenschaftlicher Schriften
Deilbachtal 173 | 45257 Essen | P.O. Box 10 39 32 | Germany
Fon: +49 201 8128-200 | Fax: +49 201 8128-302 | E-Mail: mark@vgb.org | www.vgb.org/shop

Download @ https://bit.ly/2CWEHut (Studienteil 1)
Download @ https://bit.ly/2D1c3Ir (Studienteil 2)

VGB POWERTECH

VGB PowerTech e.V.
Deilbachtal 173
45257 Essen | Germany

Tel: +49 201 8128–200
Fax: +49 201 8128–302
www.vgb.org | pr@vgb.org

VGB-Studie

Windenergie in Deutschland und Europa. Status quo, Potenziale und Herausforderungen in der Grundversorgung mit Elektrizität

Teil 2: Europäische Situation im Jahr 2017

Thomas Linnemann und Guido S. Vallana

Erschienen in VGB POWERTECH 10 (2018)

Windenergie in Deutschland und Europa

Status quo, Potenziale und Herausforderungen in der Grundversorgung mit Elektrizität

Teil 2: Europäische Situation im Jahr 2017

Thomas Linnemann und Guido S. Vallana

Abstract

Wind Energy in Germany and Europe
Status, potentials and challenges for baseload application

Part 2: European situation in 2017

In Germany the installed nominal capacity of all wind turbines has increased twelvefold over the last 18 years to 56,000 megawatts today. In comparison to this, peak load amounts to about 84,000 megawatts. Together with 17 other European countries, the nominal capacity rose by eighteen times to nearly 170,000 megawatts. Therefore Germany hosts still today one third of every European wind power nominal megawatt.

One essential physical property of wind energy is its large spatiotemporal variation due to wind speed fluctuations. From a meteorological point of view, the electrical power output of wind turbines is determined by weather conditions with typical correlation lengths of several hundred kilometres. As a result, the total wind fleet output of 18 European countries extending over several thousand kilometres in north-south and east-west direction is highly volatile and exhibits a strong intermittent character. An intuitively expectable significant smoothing of this wind fleet output to an amount, which would allow a reduction of backup power plant capacity, however, does not occur. In contrast, a highly intermittent wind fleet power output showing significant peaks and minima is observed not only for a single country, but also for the whole of the 18 European countries. Between 2015 and 2017 the European wind fleet's power utilization factor resulted in annual mean values between 22 % to 24 % and continuously available (secured) annual minima between theoretically 4 % and 5 % of its nameplate capacity despite tens of thousands of wind turbines distributed throughout Europe. Wind energy therefore requires a practically 100 % backup as long as the wind fleet's nameplate capacity has not exceeded the cumulative load of these 18 countries considered, plus reserves. As the, also combined, capacities of all known storage technologies are and increasingly will be insignificant in comparison to the required demand, backup must be provided by conventional power plants, with their business cases fundamentally being impaired in the absence of capacity markets.

Autoren

Dipl.-Ing. Thomas Linnemann
Dipl.-Phys. Guido S. Vallana
VGB PowerTech e.V.
Essen, Deutschland

Die installierte Nennleistung sämtlicher Windenergieanlagen in Deutschland hat sich in den letzten 18 Jahren, von Anfang 2000 bis Ende 2017, auf rund 56.000 Megawatt (MW) mehr als verzwölffacht.

Die Jahreshöchstlast liegt im Vergleich dazu aktuell bei etwa 84.000 MW.

Zusammen mit 17 weiteren europäischen Ländern erhöhte sich die kumulierte installierte Nennleistung sämtlicher Windenergieanlagen zeitgleich um etwa das 18-Fache auf nahezu 170.000 MW. Damit verfügt allein Deutschland über ein Drittel der europaweit installierten Windenergieanlagenleistung.

Eine wesentliche physikalische Eigenschaft der Windenergie ist ihre starke raumzeitliche Variation aufgrund der Fluktuationen der Windgeschwindigkeit.

Meteorologisch betrachtet wird die aus Windenergieanlagen eingespeiste elektrische Leistung durch Wetterlagen mit typischen Korrelationslängen von mehreren hundert Kilometern bestimmt.

Im Ergebnis ist die aufsummierte eingespeiste Leistung der europaweit über mehrere tausend Kilometer sowohl in Nord-Süd- als auch Ost-West-Richtung verteilten Windenergieanlagen hoch volatil, gekennzeichnet durch ein breites Leistungsspektrum.

Die intuitive Erwartung einer deutlichen Glättung der Gesamtleistung in einem Maße, das einen Verzicht auf Backup-Kraftwerksleistung ermöglichen würde, tritt allerdings nicht ein. Das Gegenteil ist der Fall, nicht nur für ein einzelnes Land, sondern auch für die große Leistungsspitzen und -minima zeigende Summenzeitreihe der Windstromproduktion 18 europäischer Länder.

Für die Jahre 2015 bis 2017 weisen diese Summenzeitreihen Jahresmittelwerte zwischen 22 und 24 % der Nennleistung auf. Die Jahresminimalleistungen (Stundenwerte) erreichen trotz europaweit verteilter Windparkstandorte rechnerisch 4 bis 5 % der in den betrachteten 18 europäischen Ländern insgesamt installierten Nennleistung.

Windenergie trägt damit praktisch nicht zur Versorgungssicherheit bei und erfordert planbare Backup-Systeme nach heutigem Stand der Technik von fast 100 % der Nennleistung des „europäischen Windparks“, solange dessen Nennleistung die kumulierte Jahreshöchstlast der betreffenden Länder zuzüglich Reserven noch nicht überschritten hat.

Die VGB-Geschäftsstelle ist Fragen zur Windenergienutzung in Deutschland und 17 europäischen Ländern nachgegangen und hat im Rahmen eines VGB-Faktenchecks Plausibilitätsbetrachtungen durchgeführt.

Die Betrachtungen beruhen auf frei zugänglichen Realdaten zur elektrischen Leistungseinspeisung aus Windenergie für 18 Länder einschließlich Deutschland, veröffentlicht durch die nationalen und europäischen Übertragungsnetzbetreiber im Internet.

Die VGB-Windstudie 2017 besteht aus zwei Teilen: Im ersten Teil [1] geht es um langjährige Entwicklungen in Deutschland von 2010 bis 2016, während der zweite Teil die Windstromproduktion in 18 europäischen Ländern einschließlich Deutschland im Jahr 2017 beleuchtet und insbesondere der Frage nachgeht, ob im europäischen Stromnetzverbund gemäß dem Motto „irgendwo weht immer Wind“ ausreichende gegenseitige Ausgleichsmöglichkeiten bestehen.

Einleitung

Windenergie ist ein Eckpfeiler des hierzulande als Energiewende bezeichneten Umbaus der Stromversorgung zu einem regenerativen System. Sie ist skalierbar, kann jedoch als intermittierende regenerative Energie immer nur ergänzend im Verbund mit planbaren, steuerbar und somit bedarfsgerecht regelfähigen Backup-Systemen zuverlässig (gesichert) rund um die Uhr elektrische Leistung liefern, wie Auswertungen der Betriebserfahrungen in Deutschland von 2010 bis 2016 im ersten Teil der VGB-Windstudie [1] gezeigt haben. Dort heißt es unter anderem: Trotz

des forcierten Ausbaus der Windenergienutzung an Land (onshore) und auf dem Meer (offshore) auf gut 50.000 MW am Jahresende 2016, von denen etwa 92 % auf Onshore-Windenergie und 8 % auf Offshore-Windenergie entfielen, und entgegen der intuitiven Vermutung, dass eine weiträumige Verteilung von etwa 28.000 Windenergieanlagen („deutscher Windpark“) eine Vergleichmäßigung der Summenleistung bewirken sollte, ist seit dem Jahr 2010 kein Anstieg der Jahresminimalwerte erkennbar – alle waren kleiner als 1 % der Nennleistung.

Die jährlichen Minimalwerte, hier auf der Basis viertelstündlicher bis stündlicher Leistungsdaten ermittelt, spiegeln die permanent verfügbare (gesicherte) elektrische Summenleistung des deutschen Windparks wider, um die konventionelle Kraftwerksleistung dauerhaft vermindert werden könnte. Oder anders ausgedrückt: Von 2010 bis 2016 gab es in jedem Jahr mindestens eine Viertelstunde, in der mehr als 99 % der Nennleistung des deutschen Windparks nicht verfügbar waren und praktisch ein Bedarf an 100 % planbarer Backup-Leistung herrschte, obwohl sich dessen Nennleistung zeitgleich fast verdoppelte. Die intuitive Erwartung einer Glättung der Windstromproduktion in einem Maße, das einen Verzicht auf planbare Backup-Leistung ermöglichen würde, hat sich damit nicht erfüllt.

Planbare Backup-Leistung wird benötigt, um die zeitlich stark schwankenden Leistungseinspeisungen aus Windenergieanlagen im Verbund mit anderen Kraftwerken ins Stromnetz und den Abruf elektrischer Leistung durch Verbraucher aus dem Stromnetz permanent in einem stabilen Gleichgewicht zu halten (Frequenzregelung).

Zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität sind außerdem Systemdienstleistungen notwendig, zum Beispiel Primärregelleistung oder große rotierende Schwungmassen, um weiträumig schwingende Abweichungen der Frequenz (Netzpendelungen) zu begrenzen – Eigenschaften, über die konventionelle Kraftwerke mit ihren Turbogeneratoren per se verfügen [2], die bei einer weitestgehend regenerativen Stromversorgung auf Basis von Wind- und Solarenergie (Photovoltaik) jedoch gesondert als zusätzliche Systemdienstleistungen bereitzustellen sind.

Hinzu kommt die durch Leistungseinspeisungen regenerativer Energiesysteme zunehmend erforderliche Blindleistungskompensation, um regionale Schieflagen des europäischen Hochspannungsdrehstromsystems auszugleichen.

Für die Stabilität des Stromnetzes wird hierzulande zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast, die üblicherweise im Zeitraum von November bis Februar zwischen 17:30 Uhr und 19:30 Uhr auftritt und nie vorab bekannt ist, eine gesicherte Kraftwerksleistung inklusive der Kraftwerksleistung für Netzreserve und Sicherheitsbereitschaft von derzeit etwa 84.000 MW benötigt [3]. Wird die Windenergienutzung gemäß den Zielvorgaben der Bundesregierung weiter ausgebaut, so dürfte die Nennleistung allein des deutschen Windparks in einigen Jahren diese gesicherte Kraftwerksleistung überschreiten. Ab diesem Zeitpunkt wäre die vorzuhaltende planbare Backup-Leistung etwa auf das Niveau der gesicherten Kraftwerksleistung zu deckeln. Dafür wäre die gesamte vorhandene gesicherte Kraftwerksleistung auf Basis von Braun- und Steinkohle, Kernenergie, Gas, Wasserkraft und Biomasse einzusetzen.

Solarenergie (Photovoltaik) als weiterer skalierbarer, politisch auserkorener Eckpfeiler der Energiewende ist in den für die Jahreshöchstlast relevanten Jahres- und Tageszeiten und ganzjährig nachts übrigens immer zu 100 % unverfügbar und kann zur gesicherten Kraftwerksleistung daher per se nichts beitragen [3].

Zum Jahresende 2017 waren deutschlandweit nahezu 1,7 Millionen Photovoltaikanlagen mit rund 42.400 MW Nennleistung (Peak) installiert, die ganzjährig 40 TWh elektrischer Energie lieferten [4]. Dies entsprach einer durchschnittlichen Ausnutzung von 11 %.

Der Nettostromverbrauch betrug im Vergleich dazu rund 540 TWh. Darin sind das Saldo aus Stromimporten und Stromexporten von knapp 55 TWh [5], der Kraftwerkseigenbedarf von rund 34 TWh [6] und Netzverluste über alle Spannungsebenen von etwa 26 TWh [7] nicht mit enthalten. Somit leistete die Photovoltaik einen Beitrag von 7,4 % zur Deckung des inländischen Nettostromverbrauchs.

Analysen mehrjähriger viertelstündlicher Zeitreihen der Wind- und Solarstromproduktion in Deutschland, auf eine Nennleistung von durchschnittlich 330.000 MW hochgerechnet, um 500 TWh Strom aus diesen zwei intermittierenden regenerativen Energiesystemen (iRES) pro Jahr zu erhalten, lassen einen weiterhin hohen Bedarf an planbarer Backup-Leistung von 89 % der Jahreshöchstlast erwarten [8, 9]. Von dieser iRES-Nennleistung würden durchschnittlich 51 % auf Onshore-Windenergie entfallen, 14 % auf Offshore-Windenergie und 36 % auf Photovoltaik. Die Jahrliefermenge von 500 TWh entspräche dem inländischen Nettostromverbrauch zuzüglich der Netzverluste, abzüglich planbarer regenerativer Energiesysteme auf Basis von Lauf- und Speicherwasser, Biomasse und Geothermie.

Die unter diesen Bedingungen eingesparte Backup-Leistung von 11 % der Jahreshöchstlast ist im Wesentlichen der regelmäßigen nächtlichen Lastabsenkung geschuldet, denn mit Photovoltaik sind tagsüber selten hohe Backup-Leistungen erforderlich. So entfielen beispielsweise in den Jahren 2015 bis 2017 durchschnittlich 13 % der Jahresstunden, in denen iRES-Leistungen von weniger als 10 % der iRES-Nennleistung auftraten, auf Tageszeiten zwischen 8:00 Uhr und 16:00 Uhr.

Da mit etwa 130 TWh etwas mehr als ein Viertel der iRES-Jahresstromproduktion in Zeiten geringer Nachfrage (Überschuss) anfallen würde und deswegen nicht direkt nutzbar wäre, müsste das planbare Backup-System das Äquivalent dieser iRES-Überschüsse bei einer sehr geringen Ausnutzung von maximal 20 % zeitversetzt bereitstellen.

Von einem auf das andere Jahr wären außerdem wetterbedingte Schwankungen der iRES-Jahresstromproduktion von mindestens ±15 % einzukalkulieren [8], mit Rückwirkungen auf die Backup-Leistung bei weiterhin angestrebt hohem Versorgungssicherheitsniveau.

Die Zuverlässigkeit des deutschen Stromnetzes ist laut Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik des VDE-Forums Netztechnik/Netzbetrieb [10] nach wie vor außerordentlich hoch. Dies belege zum Beispiel die Unterbrechungsdauer von 11,5 Minuten pro Stromkunde im Jahr 2016. Auf dieser Basis habe das Versorgungssicherheitsniveau der Letztverbraucher in Deutschland durchschnittlich 99,998 % betragen.

Die Ergebnisse der zuvor genannten Analysen hochgerechnet iRES-Stromproduktionsdaten basieren auf einer optimal ausbalancierten Mischung von Windenergie und Photovoltaik bei einem iRES-Deckungsgrad von 100 % am Nettojahresstromverbrauch von 500 TWh, bei der die vom Backup-System bereitzustellende Jahresenergie minimal wird. Unter diesen Bedingungen hätte das Backup-System mit 130 TWh etwas mehr als ein Viertel der Inlandsjahresnachfrage zu decken, Photovoltaik etwa ein Fünftel, Windenergie den Rest.

Bei verlustfreier Energiespeicherung mit einer unbeschränkten Leistungsaufnahme sowie einer auf neun Zehntel der Jahreshöchstlast gedeckelten Leistungsabgabe würden die iRES-Produktionsüberschüsse von durchschnittlich 130 TWh als Backup ausreichen.

Bei Ausweitung der Betrachtung auf acht [11] oder 27 europäische Länder [12] lassen sich zwei Grenzfälle unterscheiden:

– Im ersten Grenzfall ohne Netzkuppelstellen reicht eine separate Länderbetrachtung aus, und jedes europäische Land hat durchschnittlich 23 % [11] bzw. 24 % [12] seiner iRES-Jahresstromproduktion über ein landeseigenes planbares Backup-System bereitzustellen. Dieser theoretische Grenzfall unterstellt innerhalb der Länder in jeder Transportrichtung ausreichende Stromübertragungskapazitäten. Solche „nationalen Kupferplatten“ sind sicherlich in keinem Fall realistisch.

– Im zweiten (theoretischen) Grenzfall, zusätzlich durch die bestmögliche europäische Vernetzung über Netzkuppelstellen mit unendlich großer Übertragungsleistung ohne Übertragungsverluste charakterisiert, reduziert sich der Durchschnittswert auf 16 % [11] bzw. 15 % [12].

Die Absenkung der Backup-Jahresenergie von 23 auf 16 % [11] bzw. 24 auf 15 % [12] spiegelt den maximal erzielbaren Nutzen bei optimaler europäischer Vernetzung wider.

Die erforderliche Backup-Leistung würde bei dieser bestmöglichen Vernetzung in Europa um durchschnittlich 13 % der Jahreshöchstlast weiter absinken [11]. Für Deutschland wäre damit bei bestmöglicher europäischer Vernetzung von einer insgesamt um etwa ein Viertel der Jahreshöchstlast reduzierten Backup-Leistung auszugehen. Rund 46 % dieser Gesamtreduktion entfielen auf den Inlandseffekt, 54 % auf den Europaeffekt.

Für die Netzkuppelstellen bei bestmöglicher Vernetzung wären Übertragungsleistungen von 831.000 MW aufzubauen, was dem Zwölffachen der transnationalen Übertragungsleistung Europas des Jahres 2011 entspräche. Der Nutzen der europaweiten Vernetzung würde sich indes bereits bei versechsfachter transnationaler Übertragungsleistung der Netzkuppelstellen gegenüber dem Stand von 2011 bis auf 97 % des maximal möglichen Wertes annähern [12].

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass die Berechnungen von Wagner [11] auf Zeitreihen zur Wind- und Solarstromproduktion 2012 basieren, die als Transparenzdaten der Übertragungsnetzbetreiber im Internet abrufbar sind, während Rodriguez et al. [12] auf europäische Wetterdaten von 2000 bis 2007 als Input für ihre Modellrechnungen zur iRES-Stromproduktion zurückgreifen.

Damit ist hierzulande selbst bei einer gegenüber dem heutigen Stand etwa vervierfachten iRES-Nennleistung und europaweit bestmöglich ausgebauten Netzkuppelstellen mit einer vergleichsweise geringen Ersparnis an planbarer Backup-Leistung und mit einer geringen Ausnutzung des Backup-Systems zu rechnen, mit Rückwirkungen auf dessen Rentabilität.

Rückblick auf die Windstromproduktion in Deutschland seit 2010

Der erste Teil der VGB-Windstudie [1] umfasste Auswertungen zur Windstromproduktion im Zeitraum von 2010 bis 2016 in Deutschland. Inzwischen liegen weitere Betriebsdaten für ein ganzes Jahr vor, die eine Aktualisierung nahelegen, bevor Europa in den Blickpunkt rückt.

Im Jahr 2017 hat sich die Nennleistung des deutschen Windparks um 12 % gegenüber dem Vorjahr auf ungefähr 56.000 MW weiter erhöht (Bild 1), von denen rund 90 % auf Onshore-Windenergie entfielen und rund 10 % auf Offshore-Windenergie.

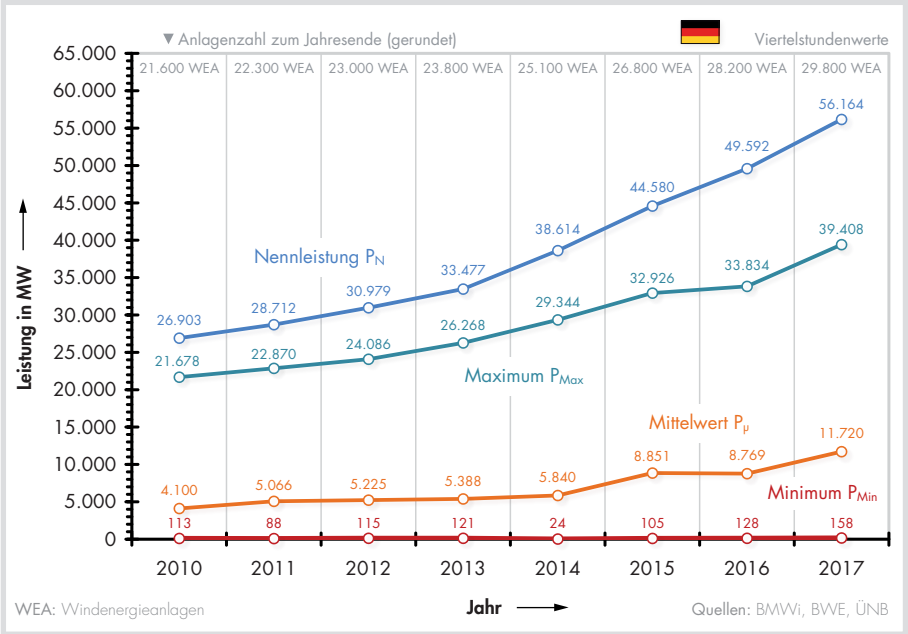


Bild 1. Kennzahlen zur Windenergienutzung in Deutschland seit 2010 mit dem Jahresendwert der Nennleistung P_N des deutschen Windparks, dem jährlichen Maximalwert P_{Max} und dem jährlichen Minimalwert P_{Min} sowie dem Mittelwert P_μ der Leistungszeitreihen.

Insgesamt bestand der deutsche Windpark am Jahresende aus knapp 30.000 Anlagen. Dies entspricht einem Zuwachs um etwa 6 % gegenüber dem Vorjahreswert.

Die Jahresmaximalleistung P_{Max} erreichte im Jahr 2017 mit fast 40.000 MW ein neues Allzeithoch. Dieses Allzeithoch trat am 28. Oktober 2017 zwischen 18:15 Uhr und 18:30 Uhr auf.

Hinweis: Sofern nicht anders ausgewiesen, sind alle nachfolgenden Zeitangaben im Zusammenhang mit viertelstündlichen oder stündlichen Leistungseinspeisungen durchgängig in koordinierter Weltzeit (UTC: Coordinated Universal Time) ausgewiesen.

Am Nachmittag und Abend dieses Oktobertags zog das Sturmtief „Herwart“ mit schweren bis orkanartigen Sturmböen sowie Orkanböen über den Norden und Osten Deutschlands, verursachte in Dänemark, Polen und Tschechien ebenfalls Windböen bis Orkanstärke und führte auch dort zu äußerst hohen Leistungseinspeisungen aus Windenergieanlagen.

Durch die über weite Teile Deutschlands und seiner Nachbarländer an diesem Oktobertag zeitweise herrschenden hohen, jedoch nicht zu hohen Windgeschwindigkeiten speisten umgerechnet 70 % der Windenergieanlagen in Deutschland ihre Nennleistung ins Stromnetz ein. Annähernd hohe Leistungen traten hierzulande außerdem noch am 18. März 2017 im Verlauf des Sturmtiefs „Eckart“ mit schweren Sturmböen über Berlin und Brandenburg auf.

Die Windgeschwindigkeiten dürfen nicht zu hoch sein, da bei Windgeschwindigkeiten von üblicherweise etwa 25 m/s die Sturmabschaltung der Windenergieanlagen als vorbeugende Schutzmaßnahme auslöst.

Auch ohne die zuvor genannten Frühjahres- und Herbststürme war das Jahr 2017 äußerst windstark. Der Mittelwert P_μ der elektrischen Summenleistung des deutschen Windparks als Maß für die jährlich bereitgestellte elektrische Energie erhöhte sich um 34 % gegenüber dem Vorjahr auf 11.720 MW.

Dies entspricht einer Jahresstromproduktion von 103 TWh. Windenergie durchbrach damit erstmals die Jahresproduktionsschwelle von 100 TWh.

Der jährliche Minimalwert P_{Min} (Viertelstundenwert) verharrte mit 158 MW – wie in den sieben Vorjahren – deutlich unterhalb von 1 % des Jahresendwertes der Nennleistung P_N und trat am 6. Juli 2017 in der Zeit zwischen 7:15 Uhr und 7:30 Uhr auf.

Vergleichbar geringe Leistungen über mehrere aufeinander folgende Stunden bis 1 % der Nennleistung bzw. knapp 562 MW waren im Januar, Juni, Juli, August, September und Oktober und damit in sechs Monaten des windstarken Jahres 2017 zu verzeichnen.

Für das laufende Jahr ist bisher ein Minimalwert von 229 MW zu verzeichnen, bei einer Gesamtnennleistung von rund 58.700 MW, von der rund 90 % auf Onshore-Windenergie entfallen und 10 % auf Offshore-Windenergie (Stand: Oktober 2018).

Da die geringen Leistungen sowohl tagsüber als auch nachts auftreten können, lassen sich Fragen nach der künftigen Bereitstellung der gesicherten Leistung nicht mit

einem Ausbau der Solarstromerzeugung (Photovoltaik) beantworten.

Die Übertragungsnetzbetreiber weisen in ihren jährlichen Leistungsbilanzberichten darauf hin, dass verlässliche Aussagen über eventuell nicht verfügbare Leistung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast bei dargebotsabhängigen Einspeiseleistungen aus volatilen regenerativen Energien nur schwer zu treffen sind. In ihrer Verantwortung für einen sicheren Netzbetrieb fordern sie, dass dargebotsabhängige Einspeiseleistung zu mindestens 99 % eines Jahres verfügbar sein muss, um als gesicherte Leistung berücksichtigt werden zu können [3].

Dazu werten sie regelmäßig historische Zeitreihen der auf die Nennleistung bezogenen, normierten Einspeiseleistungen in Form geordneter Jahresdauerlinien aus. Daraus leiten sie für den deutschen Windpark eine gesicherte Leistung von maximal 1 % der Nennleistung ab und betonen, auch eine Beschränkung auf die Wintermonate lasse keine signifikante Änderung dieses Ergebnisses erkennen [3].

Diese Vorgehensweise erscheint angesichts der Tatsache, dass die Jahresminimalleistungen des deutschen Windparks seit dem Jahr 2010 (vgl. Bild 1) ausweislich sogar durchweg kleiner als 0,5 % der Nennleistung waren, als gerechtfertigt, wenn das aktuell hohe Niveau der Versorgungssicherheit von 99,998 % [10] aufrechterhalten werden soll.

Erwähnenswert ist die zehntägige „kalte Dunkelflaute“ vom 16. bis 25. Januar 2017, bei der das Wetter hierzulande gleichzeitig von Kälte, Nebel und Windstille geprägt war. Die Wetterlage führte dazu, dass alle Windenergie- und Photovoltaikanlagen in Deutschland über diese zehn Tage bei einer Gesamtnennleistung von rund 90.000 MW lediglich eine Durchschnittsleistung von knapp 4.600 MW ins Stromnetz einspeisten. Von dieser Durchschnittsleistung entfielen drei Viertel auf Windenergie.

Der deutsche Windpark lieferte an mehreren Tagen zeitweise über mehrere aufeinander folgende Stunden Leistungen von weniger als 1.800 MW bzw. 2 % seiner Nennleistung, während Biomasse, Wasserkraft und Geothermie eine weitgehend konstante Leistung von 6.300 MW beisteuerten.

Alle regenerativen Energiesysteme (RES) deckten im Verlauf der zehntägigen kalten Dunkelflaute zusammen 15 % der Nachfrage nach elektrischer Energie und erbrachten eine Durchschnittsleistung von 11.000 MW.

Der RES-Minimalwert von etwa 7.000 MW trat am 23. Januar 2017 zwischen 00:00 Uhr und 00:45 Uhr auf. Dies entsprach etwa 6 % der RES-Nennleistung [4].

Die Last variierte während der kalten Dunkelflaute zwischen 42.000 und 75.000 MW (Durchschnittswert: 61.000 MW), so dass konventionelle Kraftwerke mit Leistungen von 33.000 bis 67.000 MW den Hauptbeitrag zur Deckung der Nachfrage leisteten [13].

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass unter der Last hier die Verbraucherlast gemäß Definition des Verbandes europäischer Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators) zu verstehen ist. Diese lässt sich aus der Bruttostromerzeugung errechnen. Dazu sind von ihr der Kraftwerkseigenbedarf, das Import-Export-Saldo und die Leistungsaufnahme von Pumpspeicherkraftwerken abzuziehen.

Zu dieser Verbraucherlast, die Netzverluste beinhaltet, sind hierzulande nicht von den Übertragungsnetzbetreibern erfasste Beiträge aus der Eigenerzeugung der Deutschen Bahn, aus Industriekraftwerken, aus kleinen Blockheizkraftwerken und aus regenerativen Kleinanlagen hinzuzurechnen, die insgesamt etwa 10 % der Verbraucherlast ausmachen dürften [1]. Da ihr zeitlicher Verlauf unbekannt ist, wird die Verbraucherlast hier stellvertretend für den inländischen Lastverlauf unverändert genutzt.

Die zuvor genannten Daten charakterisieren die Anforderungen, die an ein Backup-System zu stellen sind, das den konventionellen Kraftwerkspark bei weiterem iRES-Ausbau künftig ersetzen muss, wenn das Stromnetz weiterhin stabil und versorgungssicher betrieben werden soll.

Dass anhaltende Schwachwindphasen nicht nur in Deutschland, sondern auch in anderen Ländern Europas auftreten, belegen öffentliche Diskussionen zur Windstromproduktion in Großbritannien: Dort fiel die Windstromproduktion im Juli 2018 um 40 % geringer aus als im entsprechenden Vorjahresmonat. Der Gesamtoutput des Windenergieanlagenkollektivs bewegte sich wochenlang in einer Bandbreite von einigen hundert bis maximal 3.000 MW und erreichte im Monatsdurchschnitt 9 % der Nennleistung. Bei guten Windbedingungen ist in Großbritannien ein Output von 9.000 bis 10.000 MW typisch [14].

Im Bild 2 sind kumulierte Wahrscheinlichkeiten der normierten, auf die Nennleistung P_N am Jahresende bezogenen, stündlichen Leistung P des deutschen Windparks für die Jahre 2010 bis 2017 dargestellt.

Die Abkürzung CDF steht für cumulative distribution function bzw. kumulierte Häufigkeitsverteilung. Das Verhältnis des Mittelwertes P_μ zur Nennleistung P_N ist als Ausnutzung η_A definiert.

Es fällt sofort auf, dass die kumulierten Häufigkeitsverteilungen nicht in chronologischer, dem Windenergieausbau entsprechender Reihenfolge verlaufen. So wurde die minimale Ausnutzung $\eta_{A,Min}$ von 15 % im Jahr 2014 mit einer installierten Nennleistung von knapp 39.000 MW erreicht und nicht im früheren Jahr 2010 mit einem geringeren Ausbaustand von rund 27.000 MW.

Die höchste Ausnutzung $\eta_{A,Max}$ von 21 % war im äußerst windstarken Jahr 2017 mit dem höchsten Ausbaustand des Windparks zu verzeichnen. In der Rangfolge windstarker Jahre folgen absteigend die Jahre 2015, 2016, 2011, 2012, 2013, 2010 und 2014.

Das Bundeswirtschaftsministerium [4] und die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen [5] weisen für die jährliche Windstromproduktion im Zeitraum von 2010 bis 2014 zum Teil höhere Werte aus als sich aus der Integration der viertelstündlichen Leistungszeitreihen ergeben, die die Übertragungsnetzbetreiber auf ihren Transparenzplattformen im Internet veröffentlichen. Dadurch können sich je nach Daten-

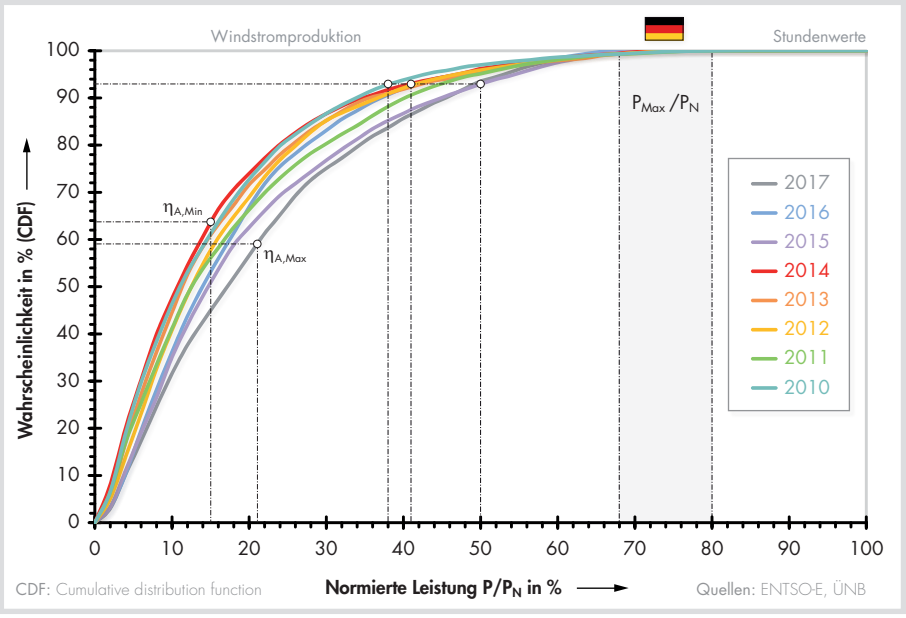


Bild 2. Kumulierte Wahrscheinlichkeiten der auf die Nennleistung P_N zum Jahresende normierten stündlichen Leistung P des deutschen Windparks von 2010 bis 2017.

quelle unterschiedliche Werte der Ausnutzung für einzelne Jahre ergeben. Ab dem Jahr 2015 sind diese Abweichungen durchweg kleiner als 5 % der Jahresarbeit.

In dieser Arbeit kommen hierfür durchgängig die aus den Leistungszeitreihen ermittelte Jahresarbeit aus Windenergie und der Jahresendwert der Nennleistung zum Einsatz, sofern nicht anders angegeben.

Bei dynamischem unterjährigen Ausbau ist die Verwendung des Jahresmittelwertes der Nennleistung zielführender. Für den im letzten Jahr stark ausgebauten Offshore-Windpark errechnet sich mit dem Jahresendwert der Nennleistung von 5.400 MW eine Ausnutzung von 37 % und mit dem Jahresmittelwert von 4.800 MW eine deutlich höhere Ausnutzung von 42 %. In letzterer ist angemessener berücksichtigt, dass die unterjährig zugebauten Anlagen jeweils nur zeitanteilig Leistung einspeisen konnten.

Bei der Betrachtung des gesamten deutschen Windparks ergibt sich für das Jahr 2017 mit dem Mittelwert der Leistung von 11.700 MW und dem Jahresendwert der Nennleistung von 56.000 MW eine Ausnutzung von 21 %. Mit dem Jahresmittelwert der Nennleistung von 53.000 MW resultiert aufgrund des geringen Hebels neu zugebauter Nennleistung im Vergleich zum Bestand eine geringfügig höhere Ausnutzung von 22 %.

Beim Vergleich mit der Ausnutzung der Windstromproduktion in anderen europäischen Ländern interessieren ausschließlich relative Unterschiede, so dass die Berechnungen bei solchen Betrachtungen für alle Länder einheitlich durchzuführen sind.

Obwohl die Ausnutzung des deutschen Offshore-Windparks im letzten Jahr praktisch fast doppelt so hoch wie die Ausnutzung des gesamten deutschen Windparks war, sank die viertelstündliche Leistungsabgabe des deutschen Offshore-Windparks in zusammengerechnet rund 261 Stunden der 8.760 Jahresstunden auf 1 % seiner Nennleistung oder weniger ab. Im Jahr 2016 waren es 259 Stunden (2015: 304 Stunden).

Solche Schwachwindphasen traten in jedem Monat des letzten Jahres auf, darunter ausgeprägte mehrstündige Phasen im Januar, März, April, Juni, Juli, August und September. Zeitweise sank die Leistung des deutschen Offshore-Windparks im Januar, April, Juli, August und September auf 0 MW. Für das Gesamtjahr waren 29 viertelstündliche Nullwerte zu verzeichnen.

Damit gilt: Der deutsche Offshore-Windpark ist im bisher erreichten Ausbauzustand ausweislich nicht grundlastfähig und ersetzt keine konventionelle Kraftwerksleistung.

Während sich die Nennleistung des deutschen Windparks seit dem Jahr 2010 inzwischen mehr als verdoppelt hat, hängt das Windaufkommen von meteorologischen Einflussgrößen ab und kann von Jahr zu Jahr beträchtlich variieren. Dies belegen langjährige Daten zur Ausnutzung des deutschen Windparks mit jährlichen Schwankungen in einer Bandbreite bis etwa ±20 % gegenüber dem langjährigen arithmetischen Mittelwert [4].

Der Einfluss der Meteorologie ist gemäß Bild 2 beispielsweise daran erkennbar, dass der deutsche Windpark in den windstarken Jahren 2015 und 2017 in 93 % der Jahresstunden Leistungen bis 50 % der Nennleistung erbrachte, in den windschwachen Jahren 2010 und 2014 in 93 % der Jahresstunden jedoch höchstens 38 % bzw. 41 % der Nennleistung erreichte. Dies entspricht einer wetterbedingten Streubreite von rund zwölf Prozentpunkten.

Bei geringen kumulierten Wahrscheinlichkeiten und geringen normierten Leistungen sind solche Unterschiede zwischen einzelnen Jahren aufgrund meteorologischer Einflüsse kaum mehr erkennbar.

Kumulierte Wahrscheinlichkeiten von 100 % wurden hierzulande in den letzten Jahren bei Windparkleistungen von 68 bis 80 % der Nennleistung erreicht. Dies bedeutet, dass der deutsche Windpark in den letzten acht Jahren Jahresmaximalwerte von etwa 68 bis 80 % seiner Nennleistung verzeichnete. Hierzulande speisen also niemals alle Windenergieanlagen zeitgleich ihre Nennleistung ins Stromnetz ein. Doch gilt das auch in anderen europäischen Ländern? Lässt sich aus deren Leistungszeitreihen ein ähnliches Verhältnis zwischen dem Jahresmaximalwert P_{max} und der Nennleistung P_N ableiten?

Auf der Basis von 108 Zeitreihen zur On- und Offshore-Windstromproduktion europäischer Länder im Zeitraum von 2010 bis 2017 [13] lässt sich über Regressionsanalysen folgender Zusammenhang zwischen dem Jahresmaximalwert P_{max} und dem Jahresendwert der Nennleistung P_N mit einem Bestimmungsmaß der linearen Regressionsanalyse von 99 % ableiten: $P_{Max} = c_{Max} \cdot P_N$. Für den Steigungsfaktor der Geraden gilt:

$$c_{Max} = 0{,}726 \pm 0{,}014.$$

Langjährige Betriebserfahrungen in diversen Ländern Europas inklusive Deutschland lassen somit in guter Näherung erwarten, dass bestenfalls knapp 74 % der Nennleistung eines Windenergieanlagenkollektivs in einem europäischen Land zeitgleich zur Maximalleistung beitragen. Mit dem Ausbau der Windenergienutzung wird der Abstand zwischen der Nennleistung und dem Jahresmaximalwert folglich immer größer, siehe auch Bild 1.

Auch für den Mittelwert P_μ lässt sich aus der zuvor genannten Datenbasis näherungsweise eine lineare Abhängigkeit von der Nennleistung P_N mit einem Bestimmungsmaß von 96 % der linearen Regression ableiten: $P_\mu = c_\mu \cdot P_N$. Für den Steigungsfaktor der Geraden gilt:

$$c_\mu = 0{,}179 \pm 0{,}009.$$

Langjährige Betriebserfahrungen belegen hier, dass in guter Näherung bestenfalls knapp ein Fünftel der Nennleistung eines Kollektivs von Windenergieanlagen in einem beliebigen europäischen Land zur Jahresstromproduktion beiträgt.

Nicht zuletzt lässt sich aus der zuvor genannten Datenbasis näherungsweise auch für die Standardabweichung P_σ als Maß für die Streuung der Leistung um den Mittelwert P_μ eine lineare Abhängigkeit von der Nennleistung P_N mit einem Bestimmungsmaß von fast 99 % der linearen Regression ableiten: $P_\sigma = c_\sigma \cdot P_N$. Für den Steigungsfaktor der Geraden gilt:

$$c_\sigma = 0{,}145 \pm 0{,}0036.$$

Aus langjährigen Betriebserfahrungen lässt sich in diesem Fall eine proportionale Zunahme der Leistungsschwankungen zur Nennleistung mit einem Faktor von nahezu 0,15 ableiten. Beim Windenergieausbau sind also weiter steigende Leistungsschwankungen zu erwarten.

Damit ist festzuhalten: Die Betriebserfahrungen des Jahres 2017 bestätigen die im ersten Teil der VGB-Windstudie für Deutschland getroffenen Aussagen [1], dass Windenergie aus der Perspektive der Versorgungssicherheit bisher keine konventionelle Kraftwerksleistung ersetzt hat. Ferner gilt, dass eine deutschlandweite Verteilung von Windenergieanlagen offenbar allein keine Lösung für eine zuverlässige und sichere Stromversorgung darstellt. Dazu benötigt Windenergie Komplementärtechnologien. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob eine europaweite Verteilung von Windenergieanlagen weiterhelfen könnte.

Windstromproduktion 18 europäischer Länder

Zur Beantwortung dieser Frage lohnt zunächst ein Blick auf die in 18 Ländern Europas am Jahresende 2017 installierte Windenergieanlagenleistung bzw. Gesamtnennleistung von knapp 170.000 MW, von der rund 91 % auf Onshore-Windenergieanlagen und 9 % auf Offshore-Windenergieanlagen entfielen (Bild 3) [15]. Im Jahr 2017 waren Offshore-Windenergieanlagen lediglich in Belgien, Dänemark, Deutschland, den Niederlanden und dem Vereinigten Königreich im Einsatz.

Ausgewählt wurden Länder mit weitgehend intakten Zeitreihen zur Windstromproduktion, die 94 % der europaweiten Nennleistung am Jahresende 2017 widerspiegeln [13, 15].

Den Ausgangspunkt für die Analysen bildeten im Internet zugängliche Transparenzdaten des Verbandes europäischer Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E [13], der deutschen Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz Transmission, Amprion, Tennet TSO und Transnet BW sowie der Energiebörse EEX [16 bis 20]. Über diese Transparenzplattformen sind Zeitreihen zur Einspei-

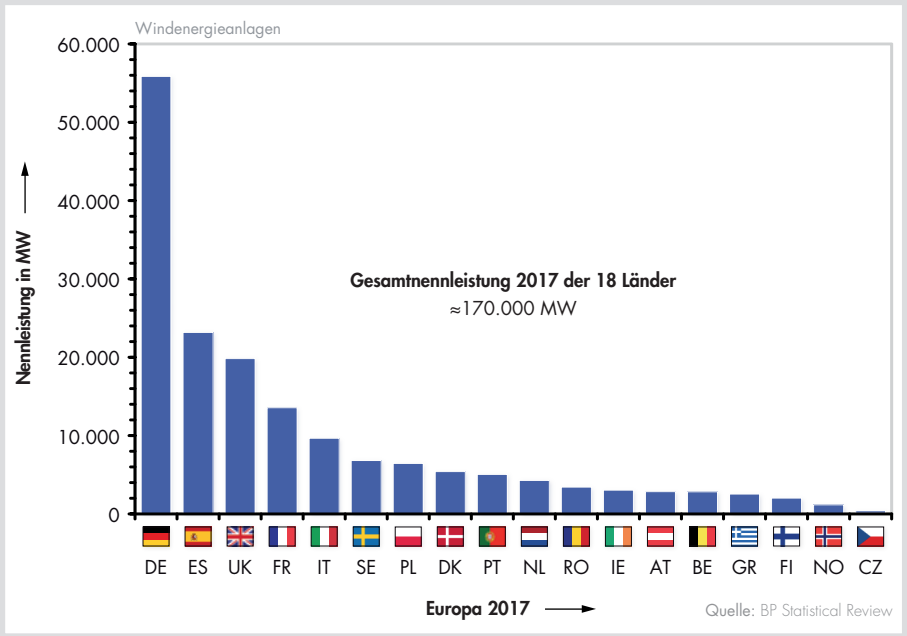


Bild 3. Installierte Windenergieanlagenleistung in 18 Ländern Europas am Jahresende 2017.

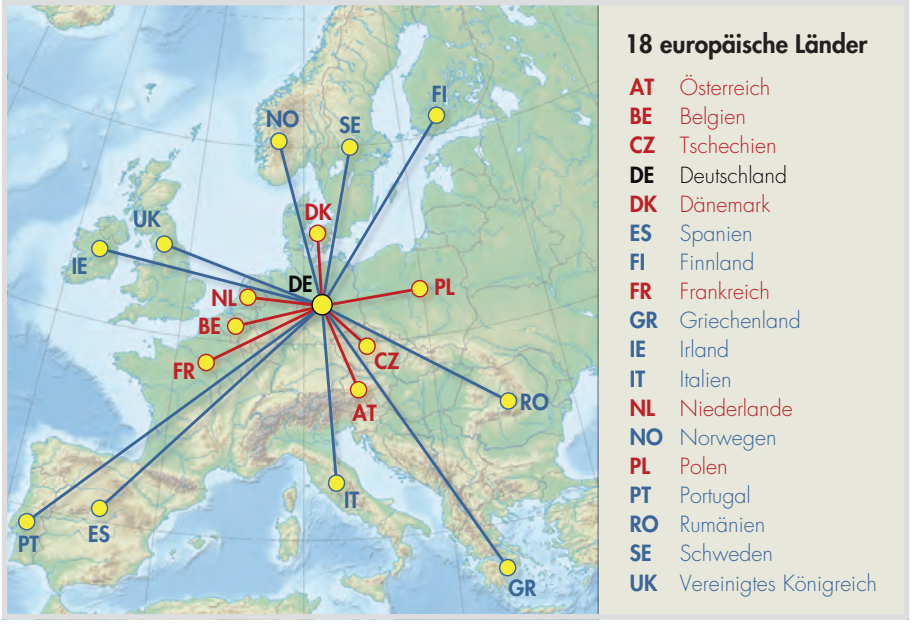


Bild 4. Übersicht über 18 ausgewertete Länder in Europa. Direkte Nachbarländer Deutschlands sind in roter Schrift gekennzeichnet, weiter entfernt gelegene Länder in blauer Schrift.

sung elektrischer Leistung aus diversen Kraftwerkskategorien, darunter Windenergie- und Photovoltaikanlagen, ebenso wie zur Nachfrage der Verbraucher (Last) in viertelstündlicher bis stündlicher Auflösung abrufbar.

Über die ENTSO-E-Transparenzplattform waren alle Zeitreihen ab dem Jahr 2015 zeitlich synchronisiert abrufbar, ein wichtiger Faktor für Auswertungen zum Leistungsgleichgewicht zwischen Verbrauch und Erzeugung in unterschiedlichen Ländern. Dies ermöglichte einen einheitlichen Abruf aller Daten gemäß der koordinierten Weltzeit.

Ergänzende Hinweise zur Methodik der Datenqualifizierung und -plausibilisierung sind im ersten Teil der VGB-Windstudie veröffentlicht [1].

Bild 3 verdeutlicht: Auf Deutschland allein entfiel mit rund 56.000 MW knapp ein Drittel der Gesamtnennleistung des europäischen Windparks, mit Abstand gefolgt von Spanien (14 %) und Großbritannien (12 %) sowie Frankreich (8 %) und Italien (6 %).

Im Bild 4 ist eine Europakarte der hier betrachteten 18 europäischen Länder dargestellt. Die direkten Nachbarländer Deutschlands sind in roter Schrift gekennzeichnet und alle weiter entfernt gelegenen Länder in blauer Schrift. Auf die sieben direkten Nachbarländer Deutschlands (AT, BE, CZ, DK, FR, NL, PL) entfällt aktuell etwa ein Fünftel der Nennleistung des europäischen Windparks und auf die anderen zehn weiter entfernt gelegenen Länder (ES, FI, GR, IE, IT, NO, PT, RO, SE, UK) die Hälfte der Gesamtnennleistung.

Die gelben Punkte in der Europakarte symbolisieren die Schwerpunkte der Windparks der einzelnen Länder, ermittelt auf Basis von Geokoordinaten der größten Windpark-Cluster im Jahr 2016 [21]. Der Schwerpunkt des deutschen Windparks und des aus den 18 Ländern gebildeten europäischen Windparks sind mit 140 Kilometern (km) Abstand fast deckungsgleich.

Die größte Entfernung zwischen Windparkschwerpunkten weist das Länderpaar Finnland und Portugal mit fast 3.300 km auf, gefolgt von Spanien und Finnland (3.100 km) sowie Griechenland und Irland (3.000 km). Portugal und Rumänien sowie Griechenland und Norwegen weisen ebenfalls sehr große Entfernungen von jeweils 2.900 km auf.

Unter der Annahme, dass sich alle Länder gegenseitig mit Windstrom aushelfen sollen, ergibt sich bei 18 betrachteten Ländern aus 153 möglichen Länderpaaren eine mittlere Transportdistanz von 1.500 km zwischen zwei Windparkschwerpunkten.

Der Überlagerung der Leistungseinspeisungen der Windenergieanlagenkollektive in den hier betrachteten 18 europäischen Ländern liegt die stark vereinfachende Annahme einer Kupferplatte über Europa unter Vernachlässigung jeglicher Verluste in den Transport- und Verteilnetzen zugrunde. Oder anders ausgedrückt: Die Summenleistung ist quasi an einer punktförmigen Einspeisestelle abgreifbar.

Im Bild 5 sind Summenzeitreihen der stündlichen Windstromproduktion für Deutschland (oben), für Deutschland plus sieben direkte Nachbarländer (Mitte) sowie für Deutschland plus 17 europäische Länder (unten) im Jahr 2017 dargestellt.

In der Tabelle 1 sind zudem ergänzende Betriebsparameter und energiestatistische Größen aufgeführt.

Zunächst ist erkennbar, dass nicht nur die Summenzeitreihe der Windstromproduktion in Deutschland (DE), sondern auch die der Windstromproduktion in Deutschland plus sieben (DE+7) oder 17 Ländern (DE+17) beträchtliche zeitliche Schwankungen aufweisen.

Augenscheinlich sind auch die Summenleistungen mehrerer Länder korreliert, wie die ausgeprägten Leistungsmaxima und -minima belegen, die offenbar häufig in vielen Ländern gleichzeitlich auftreten. Hier stellt sich die Frage, ob beim Übergang von einem einzelnen Land auf mehrere Länder Glättungseffekte identifizierbar sind.

Die Frage lässt sich in einem ersten Ansatz anhand der Spannweite zwischen den größten und kleinsten Leistungswerten in Relation zur Nennleistung P_N bewerten.

Diese relative Spannweite, hier als Variationsbreite bezeichnet, ist als Verhältnis der Differenz der Mittelwerte der größten

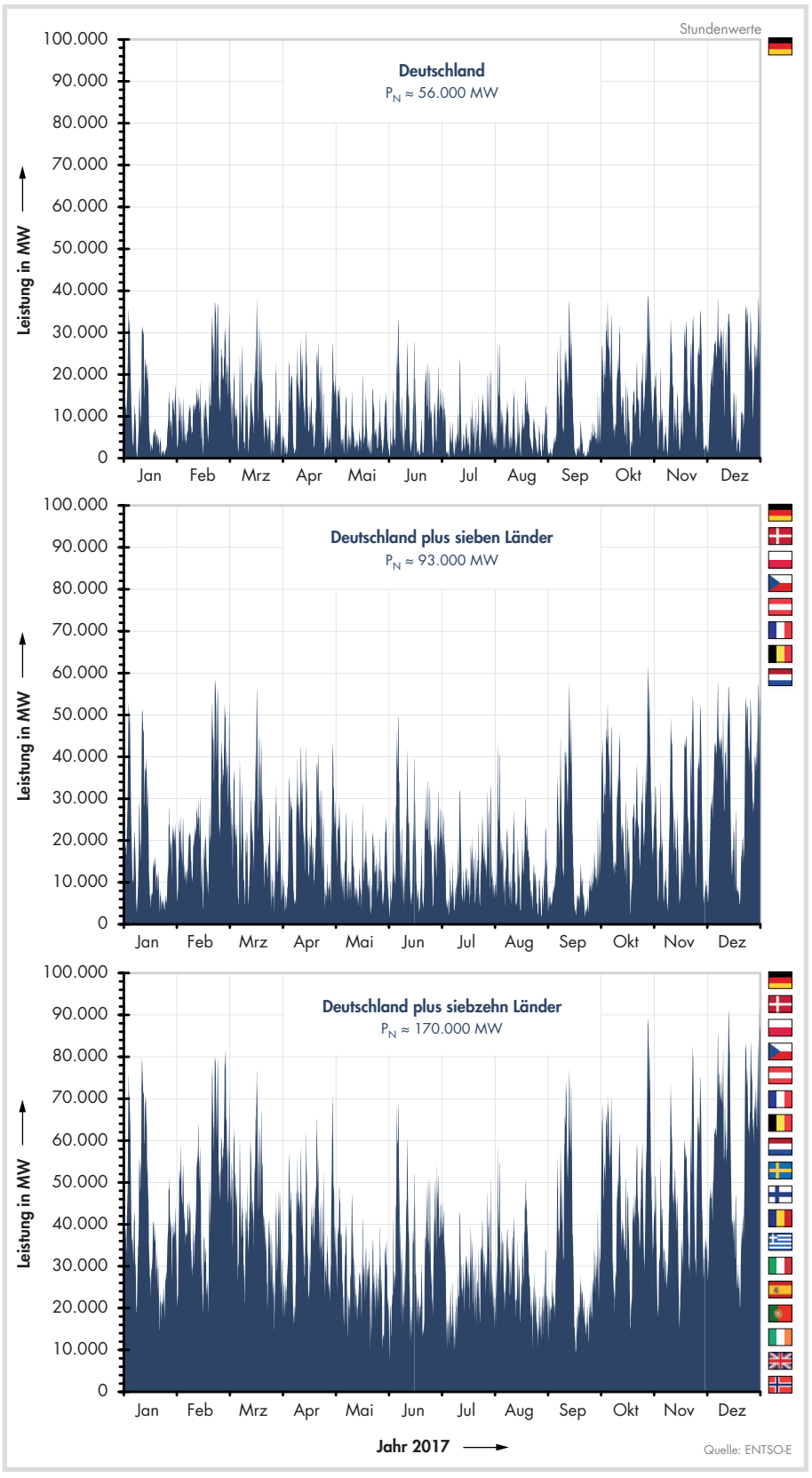


Bild 5. Summenzeitreihen der Windstromproduktion 2017 für Deutschland (oben), für Deutschland plus sieben direkte Nachbarländer (Mitte) sowie für Deutschland plus siebzehn Länder (unten).

(P_{Max} minus 5 % P_N) und kleinsten Leistungswerte (P_{Min} plus 5 % P_N) zur Nennleistung des betreffenden Windparks definiert.

Angewandt auf die betrachteten drei Fälle Deutschland, Deutschland plus sieben Länder sowie Deutschland plus 17 Länder ergibt sich das folgende Bild: Die Variationsbreite der Summenzeitreihe sinkt ausgehend von Deutschland bei gemeinsamer Betrachtung von Deutschland mit sieben Ländern (DE+7) um ein Zehntel auf etwa 61 % der Nennleistung, während sie für Deutschland mit 17 Ländern (DE+17) um ein Drittel auf 46 % zurückgeht. Demnach scheint eine gewisse Glättung in Teilbereichen der Summenzeitreihe einzutreten.

Doch welche Aussagen lassen sich – statistisch – für die gesamte Summenzeitreihe treffen? Der Variationskoeffizient ξ als Verhältnis der Standardabweichung P_σ zum Mittelwert P_μ ist ein dimensionsloses Maß für die Streuung einer Zeitreihe.

Für ein europäisches Einzelland lässt sich der Variationskoeffizient mit Ergebnissen der obigen linearen Regressionsanalyse in guter Näherung zu $\xi = c_\sigma/c_\mu \approx 0{,}81$ abschätzen. Für ein einzelnes europäisches Land führen demnach bereits geringe Abweichungen vom Mittelwert um 1,2 Standardabweichungen nach unten zu Leistungen von 0 MW, wie bereits am Beispiel Deutschlands in [1] erläutert.

Aus der Summenzeitreihe von acht Ländern (DE+7) resultiert indes ein Variationskoeffizient von $\xi_{DE+7} \approx 0{,}63$.

In diesem Fall führen erst Abweichungen um 1,6 Standardabweichungen vom Mittelwert nach unten zu Leistungen von 0 MW. Für die Summenzeitreihe 18 europäischer Länder (DE+17) ergibt sich zu guter Letzt ein noch geringerer Variationskoeffizient von $\xi_{DE+17} \approx 0{,}42$. In diesem Fall führen erst Abweichungen um 2,4 Standardabweichungen vom Mittelwert nach unten zu Leistungen von 0 MW. Diese Betrachtungen legen eine gewisse Vergleichmäßigung der Windstromproduktion bei der Überlagerung der Leistungszeitreihen europäischer Länder bzw. Glättungseffekte nahe.

Bild 6 verdeutlicht diesen Glättungseffekt anhand der kumulierten Wahrscheinlichkeiten der normierten, auf die Nennleistung P_N am Jahresende bezogenen, stündlichen Leistung P des europäischen Windparks für das Jahr 2017 im Vergleich zur Bandbreite kumulierter Wahrscheinlichkeiten für Deutschland von 2010 bis 2017.

Der europäische Windpark (DE+17) erreichte eine Jahresmaximalleistung von 54 % der Nennleistung und eine Ausnutzung von 23 %. Die Summenzeitreihen der stündlichen Leistungsabgabe des deutschen Windparks in einzelnen Jahren weisen im Vergleich dazu Jahresmaximalwerte von 68 bis 80 % der Nennleistung auf (vgl. Bild 2).

Für ein durchschnittliches europäisches Einzelland wären nach der zuvor beschriebenen linearen Regressionsanalyse in guter Näherung Jahresmaximalleistungen von 73 % der Nennleistung zu erwarten.

Der Abstand zwischen der Nennleistung und dem Jahresmaximalwert nimmt demnach bei kumulierter Betrachtung mehrerer Länder stärker zu als bei einem einzelnen Land.

Ein Blick auf den Jahresminimalwert bestätigt, dass selbst bei idealisierender Be-

Tab. 1. Relevante Parameter der Windstromproduktion 18 europäischer Länder im Jahr 2017 mit dem Jahresendwert der Nennleistung P_N, dem Maximalwert P_{Max}, dem Mittelwert P_μ, dem Minimalwert P_{Min} sowie der Standardabweichung P_μ der stündlichen Leistungsabgabe des jeweiligen Landeswindparks. Außerdem ist die aus 8.760 Stundenwerten aufsummierte Jahresenergie E_R ausgewiesen und der im BP Statistical Review of World Energy [15] veröffentlichten Jahresenergie gegenübergestellt.

Land	P_N	P_{Max}	P_μ	P_{Min}	P_σ	E_R	E_R [15]
	in MW	in MW	in MW	in MW	in MW	in TWh	in TWh
DE	**56.164**	**39.231**	**11.720**	**165**	**8.813**	**102,7**	**106,6**
DK	5.476	4.685	1.644	9	1.154	14,4	14,8
PL	6.397	5.234	1.633	28	1.238	14,3	14,9
CZ	308	237	64	1	51	0,6	0,6
AT	2.828	2.679	768	0	676	6,7	6,5
FR	13.759	10.290	2.608	390	1.887	22,8	24,3
BE	2.843	2.082	572	3	471	5,0	6,6
NL	5.070	4.280	1.255	7	1.010	11,0	10,6
DE+7	**92.845**	**61.773**	**20.265**	**1.742**	**12.840**	**177,5**	**184,9**
SE	6.691	5.523	1.976	117	1.092	17,3	17,3
FI	2.113	1.607	470	9	361	4,1	4,8
RO	3.029	2.756	834	0	692	7,3	7,4
GR	2.651	1.702	483	16	336	4,2	5,5
IT	9.479	6.696	2.005	40	1.462	17,6	17,7
ES	23.170	15.564	5.384	420	3.017	47,2	49,1
PT	5.316	4.471	1.367	5	988	12,0	12,3
IE	3.127	2.595	825	0	602	7,2	7,4
UK	18.872	11.394	4.726	431	2.507	41,4	49,6
NO	1.162	975	306	6	184	2,7	2,8
DE+17	**168.455**	**91.638**	**38.639**	**7.855**	**16.384**	**338,5**	**358,8**

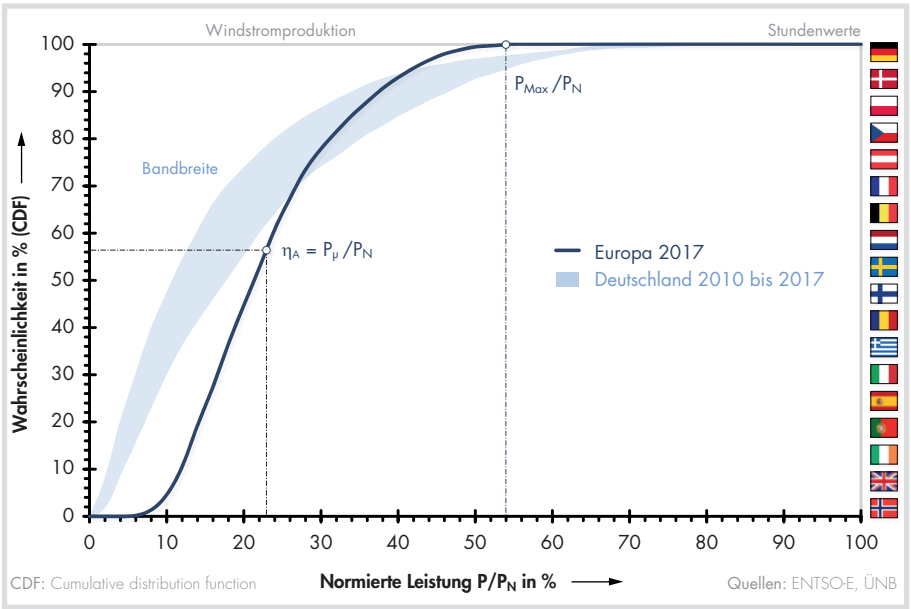


Bild 6. Kumulierte Wahrscheinlichkeiten der auf die Nennleistung P_N zum Jahresende normierten stündlichen Leistung P des europäischen Windparks und die entsprechende Bandbreite kumulierter Wahrscheinlichkeiten für Deutschland im Zeitraum von 2010 bis 2017.

trachtung ohne jegliche Netzverluste relativ geringe permanent verfügbare (gesicherte) Leistungen resultieren: Für den europäischen Windpark waren es im Jahr 2017 rund 5 % der Nennleistung bzw. knapp 7.900 MW. Für Deutschland betrug der Jahresminimalwert im Vergleich dazu 0,3 % der Nennleistung bzw. 165 MW und für Deutschland inklusive seiner sieben direkten Nachbarländer waren es 2 % bzw. knapp 1.800 MW.

Diese Jahresminimalwerte sind allerdings nicht mit einem simplen linearen Hochskalieren nachvollziehbar. So entfiel zum Jahresende 2017 etwa ein Drittel der Nennleistung des europäischen Windparks auf den deutschen Windpark. Die Verdreifachung des deutschen Jahresminimalwertes im Sinne einer Hochrechnung ließe für den europäischen Windpark einen Jahresminimalwert von 495 MW erwarten. Tatsächlich ist dieser Jahresminimalwert um fast das 48-Fache höher. Eine gewisse Vergleichmäßigung tritt somit nachweislich ein.

Buttler et al. [22] werteten Zeitreihen zur Windstromproduktion 2014 in 28 Ländern der Europäischen Union aus und sprechen im Zusammenhang mit der Summenzeitreihe dieses europäischen Windparks von einem statistisch signifikanten Glättungseffekt, der zu einer ganzjährig verfügbaren, grundlastfähigen (gesicherten) Leistung von 4 % der Nennleistung führe. Die unterjährige gesicherte Leistung dieses europäischen Windparks steige bei einer Beschränkung auf die Wintermonate, also zeitweise, auf etwa 9 % der Nennleistung an.

Da die Summenzeitreihe der Last der europäischen Länder in diesen Monaten ebenfalls durch eine deutlich ansteigende Nachfrage geprägt ist, wie anhand der Trendlinie für den stündlichen Lastverlauf dieser Länder im Bild 7 dargestellt (Annahme: keine Netzverluste), fällt das Bewertungsergebnis selbst bei unterjähriger Betrachtung der Windstromproduktion nicht entscheidend günstiger aus.

Der Jahresmittelwert der Summenzeitreihe der stündlichen Last in den 18 Ländern betrug im Jahr 2017 rund 327.000 MW.

Bei Beschränkung auf vier Wintermonate von November bis Februar ergibt sich ein viermonatiger Mittelwert von 366.000 MW. Diesem um 39.000 MW gegenüber dem Jahresmittelwert höheren Mittelwert stünde bei einer winterbedingten Verdopplung der gesicherten Leistung des europäischen Windparks auf 10 % seiner Nennleistung eine zeitweise Erhöhung der Leistungsabgabe des europäischen Windparks um etwa 9.000 MW gegenüber.

Im Jahr 2017 lieferten die Windenergieanlagen in Europa insgesamt rund 340 TWh an elektrischer Energie. Die aus der Summenzeitreihe der stündlichen Last der 18 europäischen Länder errechnete Gesamtnachfrage nach elektrischer Energie betrug rund 2.900 TWh.

Windenergie trug mit 12 % zur Deckung der Nachfrage nach elektrischer Energie bei. Im Vergleich dazu weist die internationale Energiestatistik für die Bruttostromerzeugung der 18 europäischen Länder im Jahr 2017 ein Niveau von knapp 3.300 TWh aus [15].

Die Differenz von rund 400 TWh zwischen der Bruttostromerzeugung und der aus der Last errechneten Nachfrage ergibt sich zum einen aus dem gemäß ENTSO-E-Definition nicht in der stündlichen Last berücksichtigten Kraftwerkseigenbedarf, dem Import-Export-Saldo und der Leistungs-

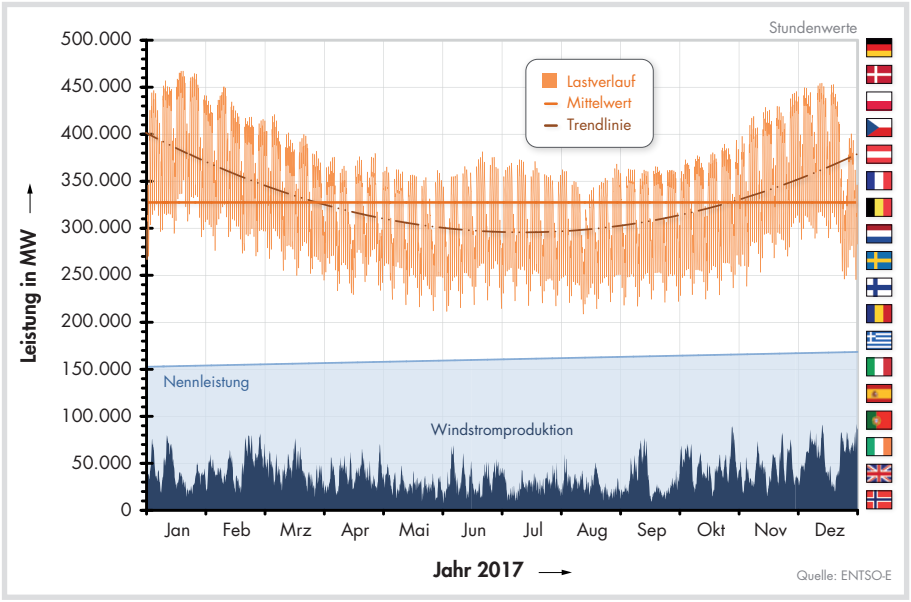


Bild 7. Windstromproduktion und Lastverlauf in 18 europäischen Ländern im Jahr 2017.

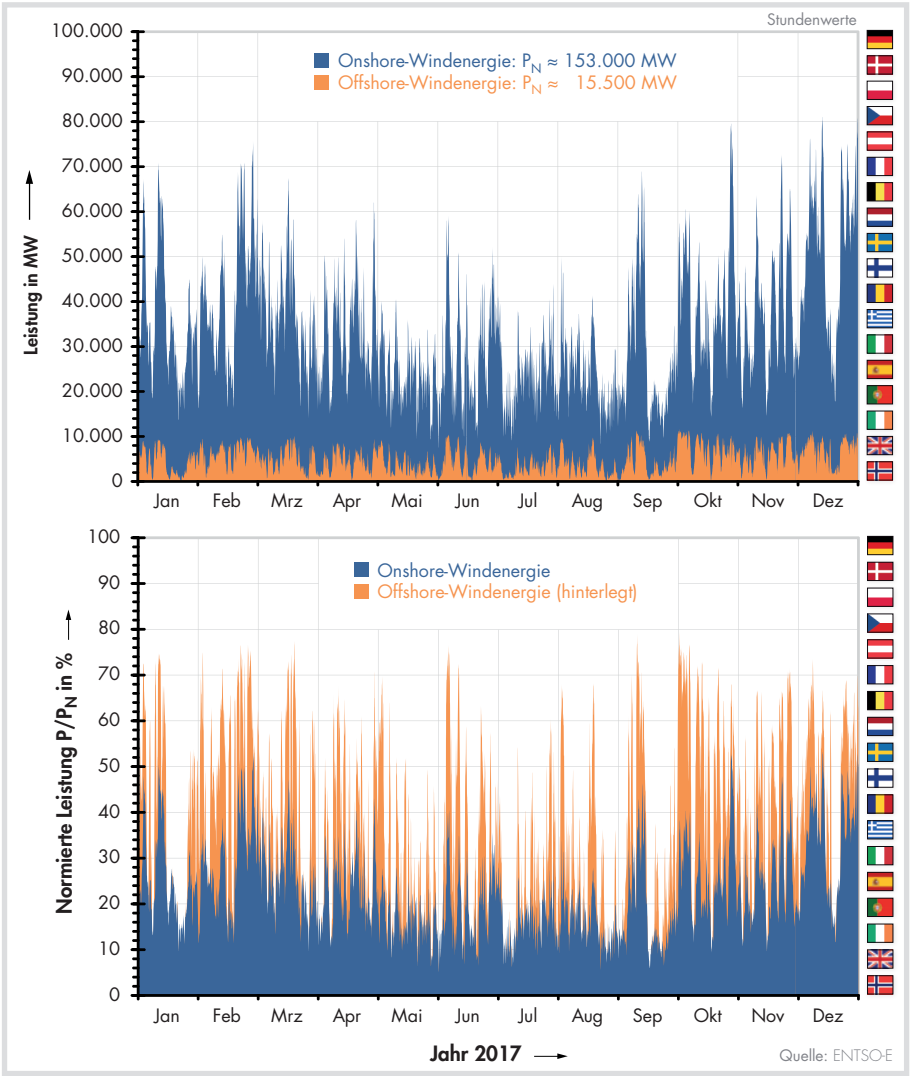


Bild 8. Summenzeitreihen der stündlichen Leistungsabgabe aus Onshore-Windenergie (blau) und Offshore-Windenergie (orange) in 18 europäischen Ländern im Jahr 2017 und normierte Summenzeitreihen unter der Annahme einer unterjährig linear wachsenden Nennleistung von Onshore-Windenergie (blau) und Offshore-Windenergie (orange, hinterlegt).

aufnahme von Pumpspeicherkraftwerken aller 18 Länder. Zum anderen sind nicht alle Verbraucher zu 100 % abgebildet, zum Beispiel der durch eigene Kraftwerke gedeckte Verbauch der deutschen Industrie, der nicht öffentlich erfasst wird.

Die hohe zeitliche Korrelation der stündlichen Lastverläufe in den 18 europäischen Ländern verdeutlicht Bild 7 mit ausgeprägten Wochen- und Tageszyklen ebenfalls. Im Falle einer Lastvergleichmäßigung über alle Länder hinweg dürften diese Zyklen nicht so ausgeprägt erkennbar sein.

Bild 8 zeigt, dass der Leistungsoutput des europäischen Onshore-Windparks (dunkelblau) häufig simultan zum Leistungsoutput des Offshore-Windparks (orange) verläuft und große zeitliche Leistungsschwankungen auftreten.

Während der europäische Onshore-Windpark zum Jahresende 2017 über eine Nennleistung von 153.000 MW verfügte, waren nur in fünf Ländern Offshore-Windenergieanlagen mit einer Nennleistung von 15.500 MW im Einsatz: Belgien, Dänemark, Deutschland, Niederlande und Vereinigtes Königreich.

Anders als in Deutschland fiel der Jahresminimalwert des Offshore-Windparks in Europa aufgrund der weiträumigeren Verteilung der Windenergieanlagen in der Nord- und Ostsee zu keinem Zeitpunkt auf 0 MW ab, sondern betrug 89 MW (Stundenwert).

Dies entspricht knapp 0,6 % der Nennleistung. Geringe Beiträge von 1 % der Nennleistung oder darunter waren in zehn der 8.760 Jahresstunden zu verzeichnen, Summenleistungen von 5 % der Nennleistung oder darunter an 319 Stunden und Summenleistungen von weniger als 10 % in 1.100 Stunden bzw. zusammengerechnet an 45 Tagen.

Damit ist auch der europäische Offshore-Windpark im bisherigen Ausbauzustand praktisch nicht grundlastfähig.

Die normierten Summenleistungen des Onshore-Windparks und des Offshore-Windparks verdeutlichen, dass die bisherige Ausdehnung beider Windparks über Europa offenbar nicht für eine Vergleichmäßigung in einem Maße ausreicht, das einen spürbaren Verzicht auf Backup-Kraftwerksleistung ermöglichen würde: Die dort jeweils hintereinander gelegten normierten Summenleistungen beider Windparks lassen erkennen, welche Leistungslücken sich schließen lassen und welche Leistungsspitzen sich weiter erhöhen. Das Ergebnis ist ernüchternd: Lücken werden nur in überschaubarem Maße gefüllt, Leistungsspitzen nehmen weiter zu. Die Korrelation der Leistungseinspeisungen ist deutlich erkennbar.

Es stellt sich die Frage, ob durch eine verstärkte Einbeziehung weit voneinander entfernt gelegener europäischer Länder bessere Ergebnisse erzielbar wären, wie von Grams et al. [23] und Becker [24] vorgeschlagen. Für eine Bewertung dieses Vorschlags bieten sich eine räumliche Korrelationsanalyse und ein prüfender Blick auf die Netzverluste an.

Räumliche Korrelationsanalyse

Korrelationsanalysen beschäftigen sich aus mathematischer Sicht mit der Frage, wie Daten voneinander abhängen. In diesem Fall geht es um die Frage, ob und in welchem Maße die Summenzeitreihen für die stündliche Leistungsabgabe zweier landesweiter Windparks von ihrer mittleren Distanz voneinander abhängen, also räumlich korrelieren.

Der Korrelationskoeffizient r_K ist allgemein ein Maß für die Richtung und die Stärke einer Korrelation und kann Werte im Bereich zwischen -1 und +1 annehmen. Hierbei sind die folgenden Fälle zu unterscheiden:

- Bei perfekt korrelierten Daten nimmt der Korrelationskoeffizient Werte von +1 (positiv) oder -1 (negativ) an. Die Veränderungen sind exakt gleich stark. Die Richtung ist entweder exakt gleich (+1) oder exakt entgegengesetzt (-1). Ein Beispiel für eine perfekt positive Korrelation wären die Geschwindigkeiten von zwei Fahrzeugen, die über eine Abschleppstange miteinander verbunden sind.
- Bei unkorrelierten Daten gilt für den Korrelationskoeffizienten: $r_K = 0$. Dieses Ergebnis wäre beispielsweise bei einem Vergleich von Hausnummern mit den Schuhgrößen der Bewohner zu erwarten.
- Bei positiver Korrelation nimmt der Korrelationskoeffizient positive Werte von mehr als 0 und kleiner als 1 an. Positive Korrelationskoeffizienten wären etwa bei einem Vergleich von Körper- und Schuhgrößen zu erwarten. Hier ginge es um eine gleichgerichtete Entwicklung. Steigt die Körpergröße, so nimmt in der Regel auch die Schuhgröße zu.
- Bei negativer Korrelation liegt der Korrelationskoeffizient im Bereich oberhalb von -1 bis kleiner als 0. Ein Beispiel für negativ korrelierte Daten sind die Außentemperatur und die Skiurlauberzahl in einer Winterurlaubsregion. Hier geht es um eine entgegengesetzte Entwicklung. Fällt die Außentemperatur, so steigt in der Regel die Skiurlauberzahl an.

Für die hier durchzuführende räumliche Korrelationsanalyse bildeten die 18 Zeitreihen zur Windstromproduktion des Jahres 2016 und die 18 Schwerpunkte der landesweiten Windparks die Basis. Die Gesamtanzahl N möglicher Länderkombinationen lässt sich allgemein mit z Ländern aus folgender Gleichung ermitteln:

$$N = ½ \cdot z \cdot (z-1).$$

Bei 18 Ländern ergeben sich insgesamt 153 mögliche Länderkombinationen und 153 mittlere Distanzen Δx zwischen den Schwerpunkten der landesweiten Windparks.

Da es sich bei den Zeitreihen der 18 Länder ausweislich um nicht normalverteilte Daten handelt, fiel die Wahl auf das Rangkorrelationsverfahren nach Spearman. Das Verfahren ist robust gegenüber Ausreißern und nutzt die in Ränge konvertierten Stundenwerte der Summenzeitreihen der Windstromproduktion von jeweils zwei landesweiten Windparks zur Berechnung des Spearman-Rangkorrelationskoeffizienten r_S für 153 Länderpaare, nachfolgend vereinfachend als Korrelationskoeffizient bezeichnet.

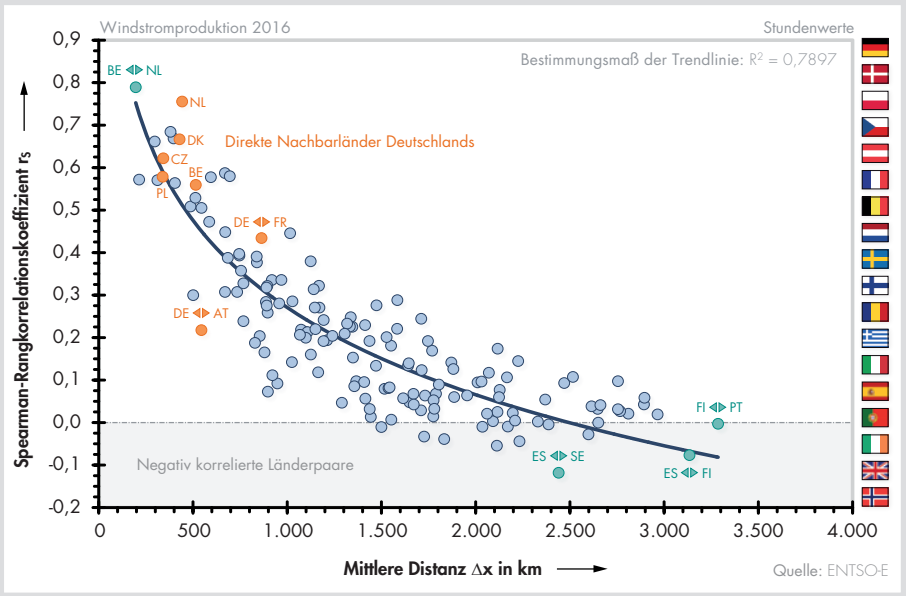


Bild 9. Spearman-Rangkorrelationskoeffizient r_S als Funktion der mittleren Distanz Δx zwischen den Schwerpunkten landesweiter Windparks für 18 Länder, errechnet auf der Basis von stündlichen Zeitreihen zur Windstromproduktion 2016. Neben Belgien und den Niederlanden als Länderpaar mit dem höchsten Korrelationskoeffizienten sind sieben direkte Nachbarländer Deutschlands, Finnland und Portugal als Länderpaar mit der weitesten mittleren Distanz, Spanien und Finnland sowie Spanien und Schweden als die beiden Länderpaare mit den geringsten Korrelationskoeffizienten farblich hervorgehoben.

Für die Bestimmung der mittleren Distanzen zwischen den landesweiten Windparks waren zunächst die Schwerpunkte der Windparks der 18 Länder zu ermitteln. Hierfür bildeten gewichtete Lagekoordinaten der jeweils etwa fünf bis fünfzehn größten Windpark-Cluster des betreffenden Landes im Jahr 2016 die Basis [21].

Anschließend waren 153 mittlere Distanzen für die einzelnen landesweiten Windparks untereinander zu ermitteln. Mit dem Kartendienst Google Maps ließen sich die gesuchten Entfernungen zwischen den Schwerpunkten aller landesweiten Windparks untereinander bestimmen. Das Ergebnis ist im Bild 9 dargestellt.

Den maximalen Korrelationskoeffizienten von 0,8 erreichen Belgien und die Niederlande bei einer mittleren Distanz zwischen ihren Windparkschwerpunkten von rund 200 km.

Mit den Niederlanden, Dänemark, Tschechien, Polen, Belgien und Frankreich weisen sechs direkte Nachbarländer Deutschlands Korrelationskoeffizienten von 0,4 oder mehr bei mittleren Distanzen von knapp 400 bis 900 km auf. Eine Ausnahme bildet Österreich mit einem Korrelationskoeffizienten von lediglich 0,2 bei einer mittleren Distanz von knapp 600 km. Ein Grund für die größere Entkopplung im Vergleich zu den anderen direkten Nachbarländern Deutschlands könnten zum Beispiel die Gebirgszüge der Alpen bzw. die Höhenlage des österreichischen Windparks sein.

Bei allen Korrelationskoeffizienten oberhalb von 0,4 verlaufen die Leistungseinspeisungen aus den landesweiten Windparks einzelner benachbarter Länder weitgehend synchron, so dass Glättungseffekte kaum bzw. allenfalls in überschaubarem Umfang erkennbar sind, wie im Bild 10 am Beispiel der auf die Nennleistung normierten Summenleistungen der stündlichen Windstromproduktion 2016 Belgiens und der Niederlande, Deutschlands und Frankreichs sowie Deutschlands und Österreichs verdeutlicht.

Die jeweils wie zwei Kämme hintereinandergelegten normierten Summenleistungen dieser Länder vermitteln einen Eindruck davon, welche Leistungslücken sich bei einer Kopplung der Windparks dieser Länderpaare schließen lassen und welche der Leistungsspitzen sich weiter erhöhen. Das Ergebnis: Leistungslücken füllen sich kaum auf, und Leistungsspitzen erhöhen sich weiter. Die Korrelation der Leistungseinspeisungen ist gut erkennbar.

Damit lässt sich festhalten, dass Nachbarländer, die mit 200 bis 900 km weit voneinander entfernten Schwerpunkten ihrer landesweiten Windparks durchweg positive Korrelationskoeffizienten von 0,2 bis 0,8 aufweisen, kaum erkennbare Beiträge zur angestrebten länderübergreifenden Vergleichmäßigung der Windstromproduktion leisten können.

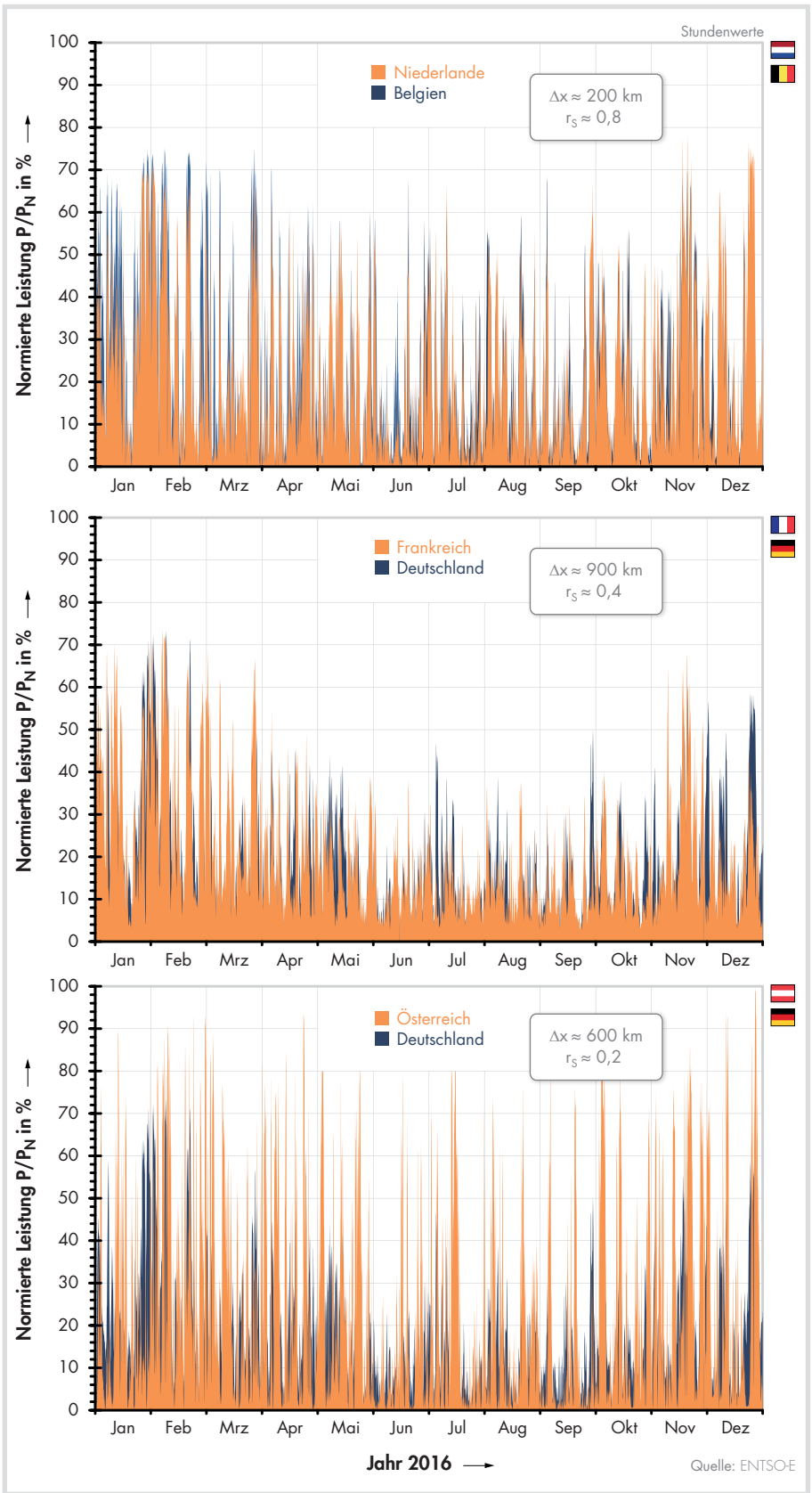


Bild 10. Normierte Summenzeitreihen der stündlichen Windstromproduktion 2016 benachbarter Länder mit positiven Spearman-Rangkorrelationskoeffizienten.

Analysen auf Basis von Messdaten zu Windgeschwindigkeiten an 27 niederländischen Standorten bestätigen derartige Korrelationslängen von mehreren hundert Kilometern [25].

Bei Frankreich fällt im Vergleich mit allen anderen Nachbarländern Deutschlands die hohe Jahresminimalleistung von etwa 2,7 % der Nennleistung auf. Ein Grund könnten die in westlicher (Atlantik) und nordwestlicher Richtung (Ärmelkanal) verlaufenden, ausgedehnten Küstenlinien Frankreichs sein. Auch Spanien und das Vereinigte Königreich weisen Jahresminimalwerte durchweg deutlich oberhalb von 1 %, jedoch bis höchstens 2,3 % der Nennleistung auf.

Intuitiven Erwartungen zufolge müsste eine Vergleichmäßigung der Windstromproduktion am ehesten bei denjenigen Länderpaaren zu finden sein, die möglichst weit voneinander entfernt sind oder möglichst geringe Korrelationskoeffizienten aufweisen. Allerdings treten negative Korrelationskoeffizienten überhaupt nur bei zwölf der 153 Länderpaare auf, die vor allem Kombinationen der Länder Skandinaviens bzw. Nordeuropas mit Ländern der iberischen Halbinsel oder der Ägäis betreffen.

Die landesweiten Windparks von Finnland und Portugal sind mit 3.300 km am weitesten voneinander entfernt. Für diese Länder ergibt sich ein negativer Korrelationskoeffizient von -0,003. Hier ist von unkorrelierten bis schwach gegenläufigen Zeitreihen auszugehen.

Die Windparkschwerpunkte Spaniens und Finnlands sind mit 3.100 km am zweitweitesten voneinander entfernt. Die Länder weisen zudem einen negativen Korrelationskoeffizienten von -0,077 auf. Spanien und Schweden haben mit -0,118 den geringsten Korrelationskoeffizienten. Ihre Windparkschwerpunkte sind rund 2.400 km voneinander entfernt.

Im Bild 11 sind für diese weit entfernten Länderpaare normierte Summenleistungen der stündlichen Windstromproduktion 2016 erneut wie zwei Kämme hintereinander gelegt. Obwohl der Anteil sichtbarer Blauflächen der jeweils hinterlegten Windstromproduktion im Vergleich zu positiv korrelierten Zeitreihen gemäß Bild 10 zunimmt, lässt sich festhalten, dass sich zahlreiche Leistungslücken selbst bei unkorrelierten ($r_S \approx 0$) bis schwach negativ korrelierten ($r_S < 0$) Stundenwerten der Windstromproduktion kaum vergleichmäßigen und viele Leistungsspitzen nach wie vor miteinander korrelieren.

Somit bleibt ein Großteil der zeitlichen Schwankungen der Windstromproduktion auch bei weit entfernten Ländern erhalten. Eine Nutzung der in überschaubarem Maße erkennbaren Glättungseffekte setzt Stromtransporte über große Distanzen voraus.

Eine Frage der Netzverluste

Diese Betrachtungen verdeutlichen, dass bei einer verstärkten europäischen Vernetzung Stromferntransporte über sehr große Distanzen notwendig werden, um einen, wenn auch geringen, Glättungseffekt zu erreichen. Dies wirft Fragen nach den Netzverlusten auf, da in der Elektrizitätswirtschaft bislang die Devise gilt, Kraftwerke möglichst verbrauchernah zu errichten, um Netzverluste gering zu halten. Diese setzen sich aus lastabhängigen und lastunabhängigen Verlusten, Verlusten aufgrund der Leistungstransformation und Verlusten aus der

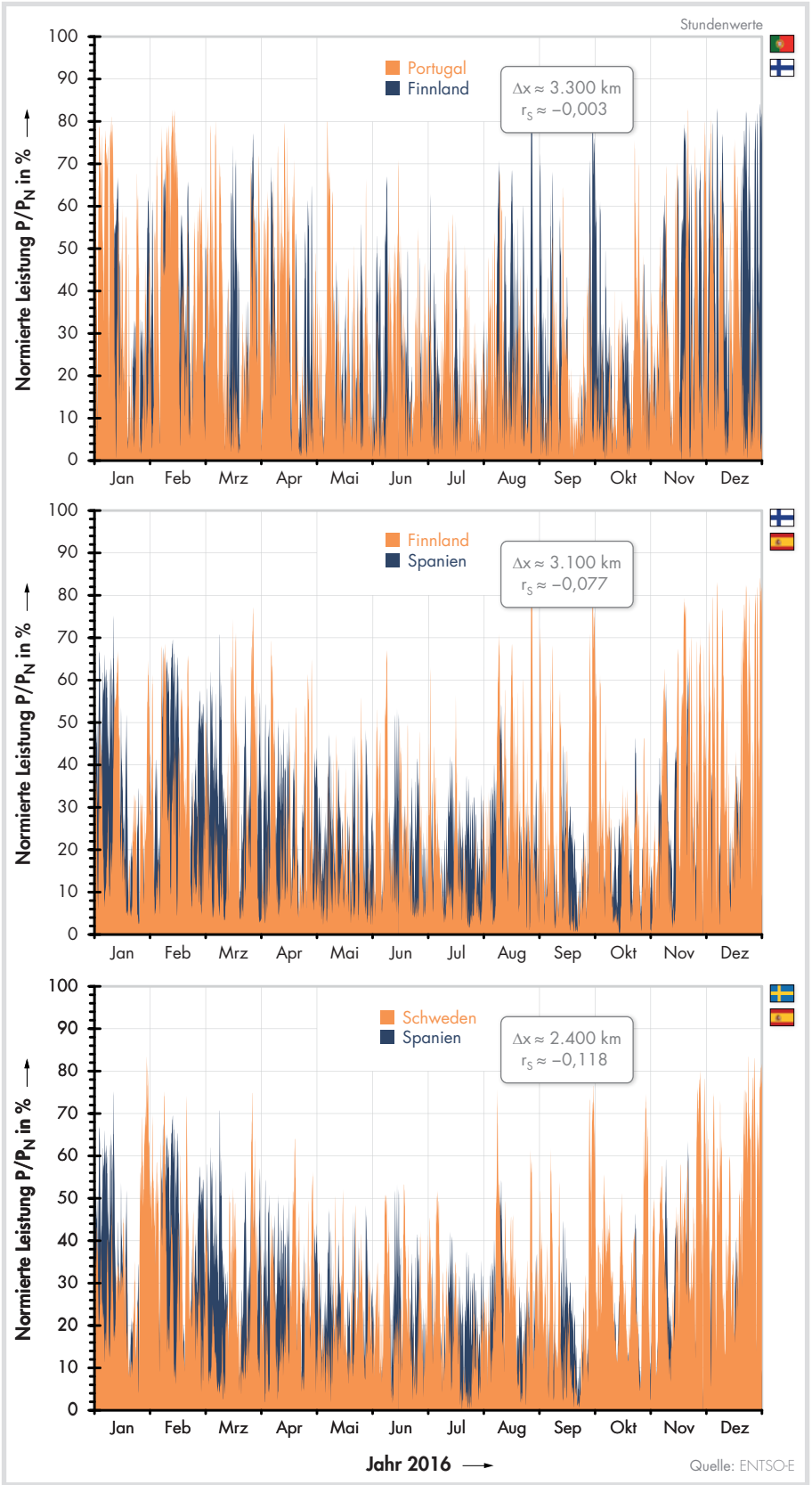


Bild 11. Normierte Summenzeitreihen der stündlichen Windstromproduktion 2016 weit entfernter Länder mit negativen Spearman-Rangkorrelationskoeffizienten.

Blindleistungskompensation zusammen. Der Hauptanteil der Verluste entfällt indes auf Wärmeverluste durch den ohmschen Widerstand der Übertragungsleitungen.

Beim Stromtransport über Freileitungssysteme mit Hochspannungswechselstrom (HVAC: High voltage alternating current) treten spezifische Gesamtverluste von etwa 1 % pro 100 km Transportdistanz auf [26], die über weite Bereiche von Übertragungsleistungen in etwa konstant bleiben.

Heutige technische Grenzen der HVAC-Übertragung liegen bei Höchstspannungen von etwa 765 kV sowie Übertragungsleistungen bis 3.000 MW und Transportentfernungen bis etwa 1.000 km, letztere limitiert durch Übertragungswinkel und Blindleistungsbedarf [27].

Bei etablierter Hochspannungsgleichstromübertragung (HVDC: High voltage direct current) über Freileitungen mit ±500 kV sind spezifische Netzverluste von etwa 0,5 % pro 100 km einzukalkulieren [26]. Hierbei sind an beiden Endpunkten der Übertragungsstrecke Konverterstationen zur Umwandlung von Wechselstrom in Gleichstrom und umgekehrt erforderlich, die weitere Zusatzverluste von jeweils etwa 1 % der Übertragungsleistung verursachen [26, 27].

Aktuell werden HVDC-Übertragungsstrecken per Freileitungssystem für Höchstspannungen von ±800 kV, Übertragungsleistungen von rund 6.400 MW und Transportentfernungen bis etwa 2.000 km ausgelegt. Bei solchen Höchstspannungen reduzieren sich die spezifischen Leitungsverluste auf knapp 0,4 % pro 100 km Transportdistanz. Technische Grenzen der HVDC-Übertragung liegen bei Höchstspannungen von ±1.100 kV, Übertragungsleistungen bis 12.000 MW und Entfernungen bis 3.300 km [28].

Für eine HVAC-Übertragung mittels 380-kV-Freileitungssystem über eine durchschnittliche Transportdistanz von 1.500 km zwischen Schwerpunkten landesweiter Windparks wäre, sofern überhaupt ernsthaft in Betracht gezogen, mit Netzverlusten von mindestens 15 % der Übertragungsleistung zu rechnen. Bei einer HVDC-Übertragung mit ±500 kV wären es knapp 10 % [26, 27].

Für einen Stromferntransport über die hier betrachteten größten Einzeldistanzen zwischen Windparkschwerpunkten peripherer Länder wie Finnland oder Norwegen (Skandinavien), Portugal oder Spanien (Iberische Halbinsel) sowie Griechenland (Ägäis) und Rumänien (Balkanhalbinsel) von rund 3.000 km oder mehr würde eine HVAC-Übertragung vermutlich nicht in Erwägung gezogen, da hohe Netzverluste von 40 % der Übertragungsleistung oder mehr einzukalkulieren wären [26]. Auch im Falle einer HVDC-Übertragung wäre bei solchen Transportdistanzen mit Netzverlusten von einem Fünftel der Übertragungsleistung auszugehen [26].

Hinzuzurechnen wären in allen obigen Fällen weitere Netzverluste für das Einsammeln und Hochtransformieren der Leistungsabgabe der Windenergieanlagen im Produktionsland auf eine geeignete Spannungsebene und die Weiterverteilung der nach dem Ferntransport noch verbliebenen Übertragungsleistung im Zielland über dortige Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetze bis zum Endverbraucher.

Diese Netzverluste lassen sich mit Daten von CEER (Council of European Energy

Regulators), dem Rat der europäischen Energieregulierungsbehörden, und Daten der amerikanischen Energieinformationsbehörde EIA (Energy Administration Agency) für die Jahre von 2010 bis 2015 beziffern (Tabelle 2) [29, 30].

Insgesamt sind für den Transport und die Verteilung elektrischer Energie vom Kraftwerk bis zum Letztverbraucher – über mehrere Jahre und alle 18 Länder gemittelt – Netzverluste von etwa 6,6 % der eingespeisten Jahresenergie für ein durchschnittliches europäisches Land einzukalkulieren. Diese teilen sich auf folgende Spannungsebenen auf: die Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene [7].

Hierzulande beträgt die elektrische Spannung im Höchstspannungsnetz 380 oder 220 kV. Das Höchstspannungsnetz ist heute für weiträumig überregionale Verbindungen zuständig und beliefert regionale Stromversorger und Industriegroßbetriebe. Es ist knapp 37.000 km lang und mit Kuppelleitungen an das europäische Verbundnetz angeschlossen.

Das Hochspannungsnetz wird bei einer Spannung von 110 kV betrieben und ist etwa 97.000 km lang. Dieses regionale Verteilnetz überträgt elektrische Energie insbesondere zu Industriebetrieben, lokalen Stromversorgern oder Umspannwerken. In diesen wird auf Mittelspannung, meist 20 kV, heruntertransformiert, um Industrie- und Gewerbebetriebe zu beliefern. Die Stromkreislänge beträgt ungefähr 520.000 km.

Private Haushalte, Gewerbe und Landwirtschaft verfügen ausschließlich über elektrische Geräte, die für Spannungen von 230 V oder 400 V ausgelegt sind. Die Mittelspannung muss zur Einspeisung ins örtliche Niederspannungsnetz nochmals transformiert werden. Die Niederspannungsnetze sind mit kumulierten Stromkreislängen von rund 1.190.000 km die längsten Versorgungsnetze.

Die Tabelle verdeutlicht: Die weitaus geringsten Transport- und Verteilnetzverluste über alle Spannungsebenen weist Finnland mit etwa 3,3 % der eingespeisten Jahresenergie auf, gefolgt von Deutschland (4,1 %) und Österreich (4,8 %) sowie den Niederlanden (4,8 %).

Den höchsten Wert verzeichnet mit 11,9 % Rumänien, gefolgt von Portugal (9,6 %) und Spanien (9,5 %). Auf den Stromverbrauch bezogen betragen die über mehrere Jahre und alle 18 Länder gemittelten Netzverluste etwa 7,3 %.

In Absolutzahlen addieren sich die auf die eingespeiste Jahresenergie bezogenen Verluste der Transport- und Verteilungsnetze der 18 Länder heute auf rund 200 TWh jährlich [30]. Dies entspricht etwa dem Zweifachen der letztjährigen Solarstromproduktion dieser Länder oder ungefähr 60 % ihrer Windstromproduktion [15].

Tab. 2. Durchschnittliche Netzverluste für Transport und Verteilung in den 18 europäischen Ländern in Prozent der jährlich eingespeisten Energie von 2010 bis 2015.

Land	Durchschnittliche Netzverluste in % der jährlich eingespeisten Energie					
	Transport und Verteilung [1]			nur Transport [2]		
	Ø [3]	2010	2015	Ø [3]	2010	2015
AT	4,8	4,7	4,9	0,9	0,8	0,9
BE	4,9	4,7	5,3	1,7	1,6	1,7
CZ	5,0	5,5	4,9	1,0	0,8	1,1
DE	4,1	4,0	4,3	1,0	0,7	1,4
DK	6,0	6,0	6,0	2,2	2,0	2,3
ES	9,5	9,4	9,9	1,4	1,6	1,5
FI	3,3	2,8	3,0	0,8	0,8	0,8
FR	6,5	6,7	6,5	2,1	2,2	2,1
GR	7,0	7,1	10,2	2,5	2,8	2,5
IE	8,0	8,1	7,9	2,0	2,0	2,0
IT	6,9	6,7	6,8	k.A.	k.A.	k.A.
NL	4,8	5,0	4,7	0,9	1,1	1,0
NO	6,3	7,6	5,6	1,7	1,9	1,5
PL	7,0	8,2	6,7	1,2	1,2	1,2
PT	9,6	8,5	9,9	1,4	1,5	1,3
RO	11,9	12,6	10,9	1,6	1,8	1,5
SE	5,0	4,9	3,4	0,9	1,0	0,9
UK	7,8	7,2	8,4	1,8	1,5	2,1
Ø [4]	**6,6**	6,7	6,6	**1,5**	1,4	1,4

[1] inklusive Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannung
[2] nur Höchstspannung
[3] Mittelung bezüglich der Jahre 2010 bis 2015 und der Quellen CEER [29] sowie EIA [30]
[4] Mittelung bezüglich der 18 europäischen Länder

Beim Transport elektrischer Energie auf der Höchstspannungsebene fallen – über mehrere Jahre und alle 18 Länder gemittelt – Netzverluste von 1,5 % der jährlich eingespeisten Energie für ein durchschnittliches europäisches Land an. Auch hier sind länderspezifische Unterschiede zu beobachten. So weist Finnland mit 0,8 % der eingespeisten Jahresenergie die geringsten Verluste auf, gefolgt von Österreich (0,9 %), Schweden (0,9 %) und den Niederlanden (0,9 %).

Für Deutschland (1,0 %) ist zu ergänzen, dass sich die Verluste im Höchstspannungsnetz von rund 0,7 % im Jahr 2010 bis zum Jahr 2015 auf 1,4 % erhöht und damit verdoppelt haben. Bei spezifischen Gesamtverlusten auf der Höchstspannungsebene von etwa 1 % pro 100 km Transportdistanz lassen sich die Verluste im Höchstspannungsnetz auch als Verdopplung der durchschnittlichen Kraftwerksdistanz zum Endverbraucher von rund 70 auf 140 km in sechs Jahren interpretieren. Der Anteil der Verluste der Höchst- und Hochspannungsnetze an den gesamten Netzverlusten hat sich hierzulande zeitgleich von 33 auf 43 % erhöht [7].

In vielen europäischen Ländern hat der Anteil von dezentralen Stromerzeugungsanlagen an der landesweiten Kraftwerksleistung in den letzten Jahren deutlich zugenommen. Diese Anlagen speisen üblicherweise in die Mittel- und Niederspannungsnetze, teilweise auch in Hochspannungsnetze ein. Tendenziell sollten die Netzverluste abnehmen, wenn dezentrale Kraftwerke näher an die Letztverbraucher heranrücken, da sich nicht nur die Entfernung für den Transport und die Verteilung der elektrischen Leistung reduziert, sondern auch seltener umzuspannen bzw. zu transformieren ist.

Dies gilt allerdings nicht uneingeschränkt, denn die lokale Synchronizität von Erzeugung und Verbrauch hat ebenfalls Einfluss auf die Netzverluste: Ist dezentral bereitgestellter Strom zeitgleich direkt vor Ort vom Verbraucher nutzbar, so sinken die Netzverluste sehr deutlich, da kein Transport zu weiter entfernt gelegenen Verbrauchern erforderlich wird.

In der Realität treten aufgrund wetterabhängiger Leistungseinspeisungen aus regenerativen Energiesystemen jedoch häufig Situationen ein, bei denen dezentral produzierter Strom nicht zeitgleich vor Ort nutzbar ist, so dass im Netz Rückflüsse auftreten, durch die sich die Netzverluste erhöhen. Auch Windparks befinden sich oft nicht in direkter Umgebung der Verbrauchszentren. Ihre Leistung muss in Höchst- und Hochspannungsnetze eingespeist und teilweise über größere Entfer-

nungen transportiert werden, so dass die Netzverluste ansteigen. Auch hier ist der Einfluss der Synchronizität von Erzeugung und Verbrauch nicht vernachlässigbar.

Dass Netzverluste sich bei einem hohen Anteil dezentraler Erzeugung deutlich erhöhen können, zeigt das Beispiel des spanischen Verteilnetzbetreibers Viesgo [29]. Dieser stellte fest, dass sich durch die Windstromproduktion in seinem Verteilnetz die Netzverluste auf der Hochspannungsebene (132 kV) deutlich erhöhten. Je nach den Leistungsflüssen (Leistungsfluss bezeichnet die in einem elektrischen Netz zwischen zwei Knoten übertragene Leistung) in seinem Netzgebiet registrierte der Verteilnetzbetreiber einen Anstieg der Netzverluste von üblicherweise etwa 2 bis 4 % der Summe aus Last und Export-Import-Saldo auf höhere und extreme Werte von bis zu 20 % in Fällen, in denen Nettostromimporte in sein Netzgebiet erforderlich waren. Diese Erkenntnisse verdeutlichen, dass die Netzverluste beim weiteren Ausbau der Windenergienutzung mit europaweiter Vernetzung auch vor dem Hintergrund europäischer Anstrengungen zur Erhöhung der Effizienz nicht vernachlässigbar sind.

Für die Netzverluste bei europaweiter Vernetzung gilt für ein Szenario nach dem Motto „Jeder hilft Jedem“: Im Produktionsland wäre die Leistung aus allen Windenergieanlagen im ersten Schritt einzusammeln und auf das geeignete Spannungsniveau zu transformieren, bevor im zweiten Schritt der Ferntransport wahlweise zum inländischen Verbraucher oder zum Zielland über eine Entfernung von durchschnittlich 1.500 km stattfinden könnte. Dort wäre die Leistung im dritten Schritt auf eine geringere Spannungsebene zu transformieren und schließlich bis zum Endverbraucher weiterzuverteilen. Bei diesem Szenario könnten sich die Netzverluste über alle drei Schritte bei vereinfachender Ingenieurabschätzung auf insgesamt etwa ein Fünftel bis ein Drittel der eingespeisten Summenleistung aufsummieren (Produktionsland: etwa 7 %, Ferntransporte: etwa 10 bis 15 %, Zielland: etwa 7 %).

In der Frage der europaweit verfügbaren gesicherten Leistung aus Windenergie bedeutet dies, dass sich aus dem aufsummierten Leistungsoutput sämtlicher Windenergieanlagen in 18 europäischen Ländern unter stark idealisierender Vernachlässigung der Transport- und Verteilnetzverluste in der Realität geringere Werte ergeben dürften.

Diskussion

Die Analysen der Summenzeitreihen zur Windstromproduktion in den windstarken Jahren 2015 und 2017 deuten für den europäischen Windpark auf gesicherte Leistungen von theoretisch jeweils 5 % der Nennleistung unter der Annahme eines unterjährigen linearen Zubaus hin. Das windschwächere Jahr 2016 führte zu einer gesicherten Leistung des europäischen Windparks von theoretisch 4 % der Nennleistung (Bild 12).

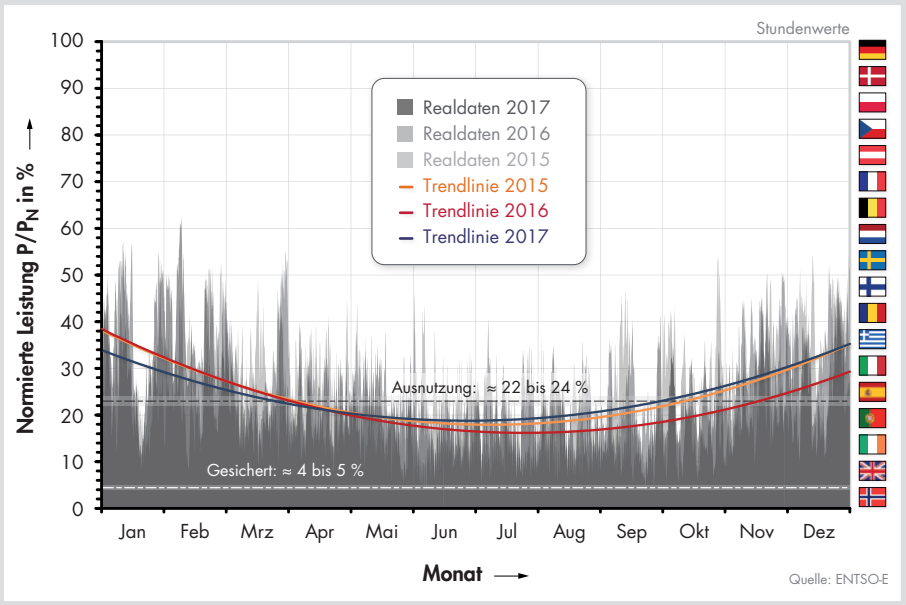


Bild 12. Summenzeitreihen der normierten Leistung des europäischen Windparks für die Jahre 2015 bis 2017 mit Trendlinien der Realdaten, die den saisonalen Charakter der Windstromproduktion verdeutlichen, unter der Voraussetzung, dass die Nennleistung jeweils unterjährig linear zunimmt. Die gesicherte Leistung erreicht theoretisch 4 bis 5 % der Nennleistung, die Ausnutzung 22 bis 24 %.

Der Leistungsoutput des europäischen Windparks im Zeitraum von 2015 bis 2017 liegt in einer Bandbreite von 4 bis 63 % der Nennleistung und weist eine hohe Volatilität auf. Die Trendlinien für die Realdaten der Windstromproduktion dienen der Augenführung und verdeutlichen, dass Veränderungen wesentlich vom jährlichen Winddargebot bestimmt sind. Der aus Deutschland gut bekannte saisonale Verlauf der Windstromproduktion – im Winter höhere Summenleistungen als im Sommer – bleibt bei einer europaweiten Verteilung von Windenergieanlagen erhalten. Effekte einer ausbaubedingt verstärkten europaweiten Verteilung von Windenergieanlagen auf die Jahresminimalleistung sind nicht erkennbar, obwohl die Nennleistung von 141.000 MW zum Jahresanfang 2015 bis zum Jahresende 2017 um ein Drittel auf knapp 170.000 MW anstieg.

Damit gilt: Auch wenn aus europäischer Perspektive statistisch signifikante Glättungseffekte zu verzeichnen sind, so helfen diese Effekte bei der gesicherten Leistung offensichtlich nur bedingt weiter, denn theoretische Werte von 4 bis 5 % der Nennleistung bedeuten mit Berücksichtigung der Netzverluste, dass auch auf der europäischen Ebene planbare Backup-Leistung von praktisch 100 % der Nennleistung des europäischen Windparks vorzuhalten ist, solange dessen Nennleistung die kumulierte Jahreshöchstlast der betreffenden Länder zuzüglich Reserven noch nicht überschritten hat.

Im Jahr 2017 lieferte der europäische Windpark insgesamt rund 339 TWh an elektrischer Energie. In den Jahren 2016 und 2015 waren es knapp 287 TWh bzw. knapp 285 TWh. Die Ausnutzung des europäischen Windparks variierte von 22 bis 24 %.

Mit den Ergebnissen der zuvor beschriebenen linearen Regressionsanalyse lässt sich die Ausnutzung eines Windparks in einem einzelnen europäischen Land in guter Näherung auf durchschnittlich 18 % beziffern. Eine europäische Kopplung lässt also einen Ausnutzungsbenefit von wenigen Prozentpunkten erkennen.

Im Juli 2017 kamen Forscher der ETH Zürich und des Imperial College London auf Basis europäischer Wetterdaten der letzten 30 Jahre und anhand von iRES-Modellrechnungen zu dem Ergebnis [23], dass in Europa regelmäßig Wetterregimes mit räumlichen Skalen von rund 1.000 km und zeitlichen Skalen von mehr als fünf Tagen auftreten, bei denen die Windstromproduktion benachbarter europäischer Länder weiträumig ausfallen könne.

Grams et al. empfahlen, den Ausbau der Windenergie in Europa besser zu koordinieren und zu berücksichtigen, dass in peripheren europäischen Regionen wie der iberischen Halbinsel, in Nordskandinavien, auf dem Balkan oder in der Ägäis häufig gegenläufige Windverhältnisse herrschten, mit denen sich Variationen der elektrischen Summenleistung gesamteuropäisch ausgleichen ließen. Der Ausbau der Windenergie müsste sich demnach verstärkt auf Länder in der Peripherie Europas konzentrieren, um die Windstromproduktion zu vergleichmäßigen. Würden sich die europäischen Länder bei ihrer Ausbaustrategie noch besser abstimmen, könnten sie die

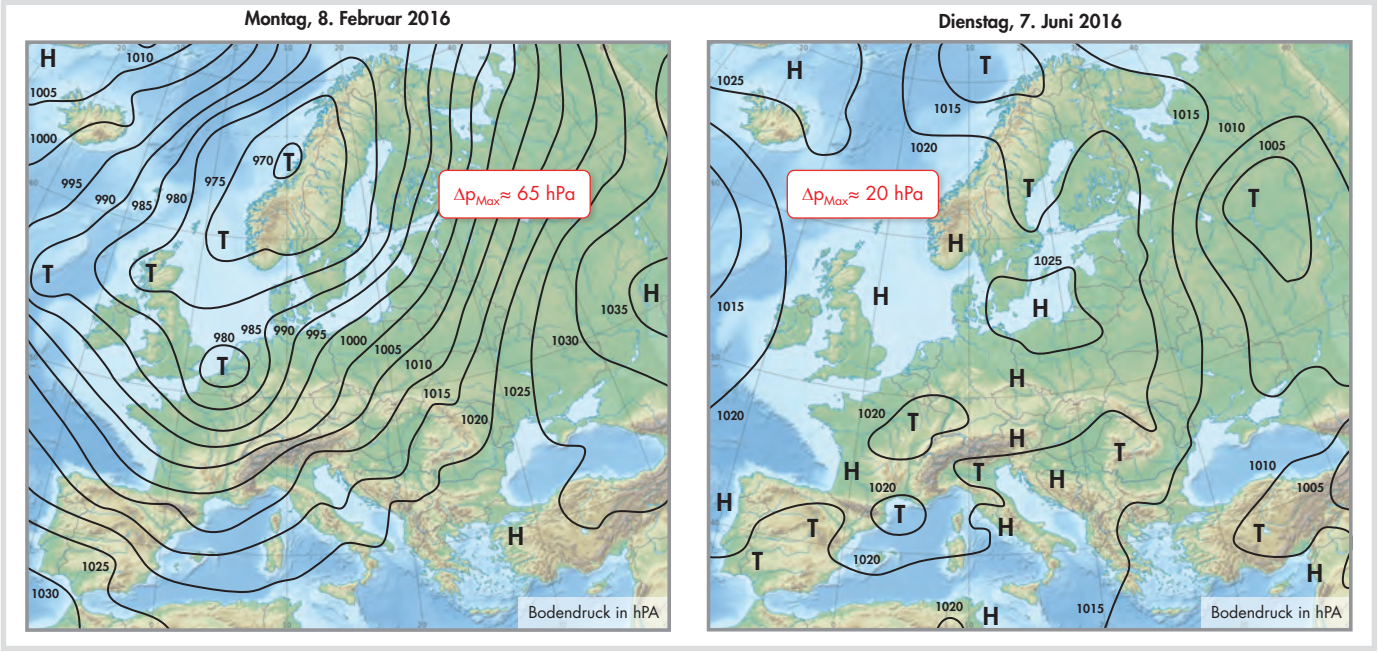


Bild 13. Isobarenkarten vom 8. Februar 2016 (Wintertag) und vom 7. Juni 2016 (Sommertag) als Beispiele ausgeprägter Stark- bzw. Schwachwindphasen über weite Teile Europas.

Windstromproduktion verstetigen. Dann wäre es auch einfacher, ihn in das Energiesystem zu integrieren.

Für den gesamteuropäischen Ausgleich ließe sich nach Aussagen von Grams et al. lokal auch Photovoltaik nutzen (tagsüber). Allerdings wäre die heute vorhandene Nennleistung, etwa 114.000 MW zum Jahresende 2017 in Europa [15], mindestens zu verzehnfachen.

Dass regelmäßig weiträumige Wettergebiete über ganz Europa mit ausgeprägten Phasen auftreten können, in denen zeitgleich über viele europäische Länder hinweg Stark- oder Schwachwind herrscht, ist beispielsweise aus Wetterberichten im Fernsehen bekannt. Treibende Kraft des Windes sind weiträumige Luftdruckunterschiede, aus denen sich auf Basis von Isobarenkarten (Isobaren: Linien konstanten Drucks) Rückschlüsse auf kontinentale Windverhältnisse ziehen lassen, wie im Bild 13 am Beispiel eines Wintertages (8. Februar 2016) mit gutem Wind über weite Teile Europas und eines Sommertages (6. Juni 2016) mit Schwachwind über weite Teile Europas dargestellt.

Am 8. Februar 2016 traten maximale Luftdruckunterschiede Δp_{Max} bis etwa 65 hPa über Europa auf. Die Isobarenlinien dieses Wintertages verlaufen eng gestaffelt nebeneinander. Dies weist auf hohe Gradienten und gute Windverhältnisse hin. Der europäische Windpark speiste im Tagesdurchschnitt eine Leistung von etwa 86.000 MW oder 57 % seiner Nennleistung von rund 152.000 MW ein (Voraussetzung: Kupferplatte über Europa, keinerlei Netzverluste berücksichtigt). Abends von 20:00 Uhr bis 21:00 Uhr erreichte die Leistungsabgabe des europäischen Windparks mit 89.100 MW ihren Jahresmaximalwert (Stundenwert) [13].

Am 6. Juni 2016 traten über Europa maximale Luftdruckunterschiede Δp_{Max} bis 20 hPa auf. Im Bild 13 sind vergleichsweise wenige Isobarenlinien erkennbar, ein Indikator für niedrige Gradienten und Schwachwindverhältnisse über weite Teile Europas. Der europäische Windpark speiste im Tagesdurchschnitt rund 12.200 MW oder 8 % seiner Nennleistung ein. Morgens zwischen 6:00 Uhr und 9:00 Uhr sank seine Leistung auf rund 6.500 MW oder 4 % seiner Nennleistung ab (Voraussetzung: Kupferplatte über Europa, keinerlei Netzverluste berücksichtigt) [13].

Diese Beispiele verdeutlichen, dass immer wieder Situationen eintreten können, bei denen die Windstromproduktion in weiten Teilen Europas gleichzeitig stark oder schwach ist. Das bedeutet in solchen Fällen: Herrschen in Deutschland günstige Windverhältnisse, so ist dies oft auch in benachbarten Ländern der Fall und umgekehrt. Erschwerend kommt hinzu, dass auch die Nachfrage nach Elektrizität in europäischen Ländern in vielen Situationen zeitlich korreliert ist, so dass ein länderübergreifender Ausgleichseffekt zum kritischsten Zeitpunkt des Jahres für die Last nachweislich nicht sicher gegeben ist [31].

Die Synchronizität und Korrelation der Windstromproduktion in benachbarten Ländern Europas ließe sich nach den Analysen von Grams et al. [23] durch Anbindung sehr weit entfernter Länder in der Peripherie Kontinentaleuropas umgehen. Angesichts dafür verstärkt notwendiger Stromtransporte über sehr große Distanzen von mehreren tausend Kilometern und durchschnittlicher iRES-Ausnutzungsgrade von etwa 22 % für Onshore-Windenergie, 32 % für Offshore-Windenergie und 11 % für Photovoltaik wären berechtigte Fragen nach den bei solchen Ausbaustrategien erwartbaren Netzverlusten, nach der Auslastung der mit einem Fokus auf verstärkte europaweite Stromferntransporte neu zu errichtenden Infrastruktur (Ferntransporte) und nach ihrer Rentabilität zu stellen. Die Angaben zur Ausnutzung basieren auf ENTSO-E-Daten der 18 europäischen Länder für die Jahre 2015 bis 2017, auf die jeweils 95 % der Windenergie- und Photovoltaikanlagen-Nennleistung Europas entfallen.

Auch wenn etwa China heute über zahlreiche HVDC-Strecken für Transportdistanzen von ein- bis zweitausend Kilometern verfügt, so sind diese ausnahmslos für die Übertragung elektrischer Leistungen von mehreren tausend Megawatt aus großen Wasserkraftwerken im Landesinneren ausgelegt, um die Verbrauchszentren an den Küsten Chinas mit Elektrizität zu versorgen. Diese Stromübertragungstechnik wird im Englischen folgerichtig auch mit „bulk transmission of electrical power“ umschrieben, ein Indikator für große kontinuierliche Leistungen und durchweg hohe Auslastungen der Übertragungsstrecken – Kriterien, die weder Wind- noch Solarstrom auf europäischer Ebene perspektivisch erfüllen.

Anfang März 2018 veröffentlichte der Deutsche Wetterdienst Ergebnisse einer Studie [24], durch einen kombinierten Einsatz von Windenergie und Photovoltaik im europäischen Stromverbund könnten Risiken durch Windflauten und sonnenscheinarme Phasen deutlich reduziert werden. Mit Daten zur räumlichen und zeitlichen Struktur der Wetterverhältnisse von 1995 bis 2015 und Modellen zur Abschätzung der Stromproduktion repräsentativer Windenergie- und Photovoltaikanlagen – ohne Einschränkungen einheitlich über Europa verteilt und jegliche Netzverluste

vernachlässigend – ermittelten die Meteorologen, wie oft die Summenleistung dieses iRES-Anlagenparks über einen zusammenhängenden Zeitraum von jeweils zwei Tagen unterhalb einer Marke von 10 % der Nennleistung gelegen hätte.

Das Ergebnis für Deutschland: Bei Beschränkung auf Onshore-Windenergie seien 23 Fälle pro Jahr zu erwarten. Bei Hinzunahme von Offshore-Windenergie in der deutschen Nord- und Ostsee reduziere sich diese Anzahl auf 13 Fälle pro Jahr, mit zusätzlicher Ergänzung der Photovoltaik seien es zwei Fälle pro Jahr und im Falle einer europaweiten Betrachtung nur noch 0,2 Fälle pro Jahr. Da „das Wetter mache, was es wolle", sei allerdings niemals auszuschließen, dass eine extreme Windflaute zusammen mit einer sonnenarmen Phase über Europa auftrete. Eine verantwortungsvolle Energiepolitik müsse sich daher nicht nur um den Ausbau von Windenergie- und Photovoltaikanlagen kümmern, sondern auch für ausreichend Reservekraftwerkskapazitäten sorgen.

Angesichts der Anforderung für das Stromnetz, Erzeugung und Verbrauch im permanenten Gleichgewicht zu halten, ist hier anzumerken, dass, anders als in der genannten Studie mit Zeiträumen von zwei Tagen betrachtet, Bruchteile von Sekunden bis Minuten ausreichen können, um einen Blackout zu verursachen. Ein Blick auf das Bild 12 verdeutlicht ferner: Eine gedachte Linie von 10 % der Nennleistung des europäischen Windparks (DE+17) lässt erahnen, wie häufig sein stündlicher Leistungsoutput diese Zielmarke im letzten Jahr unterschritten hat: Zusammengerechnet waren es 327 Stunden, verteilt über alle Monate außer Februar und Dezember, darunter 99 Nachtstunden (d.h. kein Solarstrom möglich).

Welche Konsequenzen hätte eine Umsetzung der von Grams et al. [23] und Becker [24] empfohlenen gleichmäßigen europaweiten Verteilung von Windenergieanlagen?

Der Nachholbedarf vieler Länder gegenüber Deutschland ist augenscheinlich beträchtlich, wie das Bild 3 verdeutlicht: So müssten alle 13 Länder in der Nennleistungsrangfolge nach Italien bei möglichst gleichmäßiger Standortverteilung ihre Nennleistung durchschnittlich um das 16-Fache erhöhen, um den Ausbaustand Deutschlands zu erreichen.

Bei Betrachtung aller 17 Länder wäre eine Gesamtnennleistung von rund 840.000 MW neu zu errichten. Mit der bereits vorhandenen Nennleistung der Windenergieanlagen in den 18 Ländern wäre somit von einer Nennleistung des ausbalancierten europäischen Windparks von insgesamt rund 1.000.000 MW auszugehen.

Zum Vergleich: Im Jahr 1995 waren in den hier betrachteten 18 europäischen Ländern Kraftwerke mit einer Nennleistung von etwa 620.000 MW installiert [32]. Im Jahr 2015 waren es bereits rund 970.000 MW Nennleistung, von denen 47 % auf konventionelle Kraftwerke auf Basis fossiler kohlenwasserstoffhaltiger Brennstoffe entfielen, gefolgt von Wasserkraftwerken (16 %), Windenergieanlagen (14 %), Kernkraftwerken (12 %) und Photovoltaikanlagen (10 %).

Bei einem langjährig und über die 18 Länder gemittelten Jahresertrag des europäischen Windparks von rund 2.000 MWh elektrischer Energie pro Megawatt Nennleistung [15] und unter der Annahme, dass sich ertragssteigernde Faktoren wie zunehmend größere Anlagen und Nabenhöhen sowie ertragsmindernde Faktoren wie zunehmend geringere Windhöffigkeiten verbliebener Windstandorte beim weiteren Ausbau ungefähr die Waage halten, wäre für den fiktiven europäischen Windpark von einer Jahresstromproduktion von etwa 2.000 TWh auszugehen. Die Bruttostromproduktion der betrachteten 18 Länder lag im Vergleich dazu im Jahr 2017 bei knapp 3.300 TWh [15].

Bei spezifischen Investitionskosten von 1,5 M€ pro Megawatt Onshore-Nennleistung [33] und 4,0 M€ pro Megawatt Offshore-Nennleistung [34] wären unter der Annahme, dass unverändert 90 % der zuzubauenden Nennleistung auf Onshore-Windenergieanlagen entfallen und der Rest auf Offshore-Windenergieanlagen, für einen derartigen Ausbau der europäischen Windenergienutzung Gesamtinvestitionen von ungefähr 1.500 Milliarden € einzukalkulieren. Dies ist im Vergleich zum Bruttoinlandsprodukt 2015 der 18 Länder von nahezu 11.500 Milliarden € ein beträchtlicher Betrag.

Gleichzeitig wären weitere Milliardeninvestitionen für nach wie vor erforderliche planbare Backup-Systeme und zur Verstärkung der Netzinfrastruktur einzukalkulieren [35].

Nach Einschätzung von ENTSO-E sind etwa vier Fünftel der europaweit identifizierten Netzengpässe regenerativen Energien zuzurechnen. Die Kosten einer Verstärkung und Ertüchtigung der europäischen Netzinfrastruktur zur weiteren Integration regenerativer Energien beziffert der Verband auf knapp 130 Milliarden € [36].

Ein weiterer Punkt: Bei einer unterstellten Einsatzfähigkeit heutiger Windenergieanlagen von durchschnittlich 25 Jahren wäre bei einem Anlagenbestand von rund 1.000.000 MW Nennleistung eine Erneuerungsrate von 40.000 MW pro Jahr erforderlich. Im Vergleich dazu gingen in den 18 Ländern in den letzten sechs Jahren Windenergieanlagen mit einer Nennleistung von durchschnittlich 12.000 MW pro Jahr in Betrieb, im Jahr 2017 waren es etwas mehr als 15.000 MW [15].

Dass die Einsatzfähigkeit von Windenergieanlagen in der Realität auch deutlich geringer ausfallen kann, belegen Auswertungen langjähriger Betriebsdaten aus Großbritannien und Dänemark von 2002 bis 2012, deren Ergebnisse auf Einflüsse der Materialalterung und wirtschaftliche Einsatzfähigkeiten von eher zwölf bis fünfzehn Jahren hindeuten [37].

Eine Bestätigung folgte zum Beispiel im März 2018 [38]: Die dänische Energiegesellschaft Ørsted hatte an rund 2.000 Windenergieanlagen in dänischen und britischen Gewässern, die erst seit dem Jahr 2013 in Betrieb waren, unerwartete Beschädigungen identifiziert. Vorderkanten und Spitzen der Rotorblätter waren durch Einwirkungen von Salzpartikeln und Regentropfen so stark beschädigt, dass sie auszutauschen waren.

Eine weitere Bestätigung folgte im April 2018 [39]: Im Offshore-Windpark Alpha Ventus, rund 45 Kilometer vor Borkum, stürzte eine halbe Gondel einer Windenergieanlage samt Kunststoffverkleidung rund 90 Meter in die Tiefe. Die Anlage war zum Schadenszeitpunkt etwa acht Jahre alt. Als Ursache vermeldete der Windparkbetreiber einen gebrochenen Haltebolzen des Gondelträgers. Informationen, ob es sich hierbei um einen Einzel- oder Serienschaden handelt, gab es nicht. Die übrigen fünf unbeschädigten Anlagen von Alpha Ventus befanden sich seit diesem Schaden vorsichtshalber im Standby-Betrieb und waren für Wartungsarbeiten gesperrt.

Auch wenn Schäden an Offshore-Windenergieanlagen als vergleichsweise junge Technik nicht ungewöhnlich sind, handelt es sich nach NDR-Lesart um einen kapitalen Schaden, der womöglich im Zusammenhang mit Materialermüdung stehen könnte. Da aktuell in der Nordsee mehr als 120 Anlagen dieses Typs in Betrieb sind, sei eine baldige Klärung der Schadensursache erforderlich.

Windenergieanlagen transportieren nicht nur die Intermittenzen des Windes, das heißt kurzzeitig auftretende starke Windböen ins Stromnetz, sondern verstärken diese bei der Konversion in elektrische Leistung sogar noch [40 bis 43].

Zeitlich hoch aufgelöste Messdaten belegen starke Fluktuationen der Windgeschwindigkeit und Leistungsänderungen einer 2-MW-Windenergieanlage um 80 % ihrer Nennleistung in acht Sekunden und eines aus zwölf 2-MW-Windenergieanlagen bestehenden Windparks um 50 % seiner Nennleistung in zwei Minuten an einem norddeutschen Onshore-Standort [40]. Innerhalb einer Viertelstunde können Windenergieanlagen demnach Leistungen von nahe Null bis zur Nennleistung gemäß ihrer Leistungskennlinie durchlaufen.

Die Arbeitsbedingungen von Windenergieanlagen sind von intermittierenden, turbulenten Luftströmungen geprägt, die sich in turbulenten Leistungsschwankungen sowohl einzelner Windenergieanlagen als auch größerer Anlagenkollektive widerspiegeln [41].

Peinke et al. [40] berichten, bei einzelnen Windenergieanlagen könnten ebenso wie bei großen Windparks extreme Fluktuationen, die bei einer Normalverteilung der Windgeschwindigkeit lediglich alle drei Millionen Jahre zu erwarten wären, im statistischen Mittel einmal monatlich auftreten. Diese Eigenschaft sei insbesondere für Netzstabilitätsanalysen und die Auslegung von Windenergieanlagen relevant, die enormen Lastwechseln ausgesetzt seien – vergleichbar mit denen an einem Flugzeug, das sich in einem fiktiven, jahrelangen Landeanflug bei stark turbulentem Wind befinde.

Die Ursache seien Turbulenzen, die sich binnen Sekunden auf die Anlagen auswirkten und deren Fußabdruck sich auch in der elektrischen Leistungsabgabe widerspiegele. Durch solche Leistungsfluktuationen verursachte Netzinstabilitäten dürften mit dem Ausbau der Windenergie zunehmen – ebenso wie der Regelaufwand für ihren Ausgleich [41].

Ein Indikator für Netzinstabilitäten und daraus resultierende regelnde Netzeingriffe sind Redispatch-Maßnahmen der Netzbetreiber. Darunter sind Eingriffe in den marktbasierten, ursprünglichen Fahrplan von Kraftwerken zur Verlagerung der Einspeisung zu verstehen, um Leistungsüberlastungen im Stromnetz vorzubeugen oder zu beheben.

Im Zeitraum von 2010 bis 2015 erhöhte sich die Redispatch-Jahresarbeit aus inländischen Maßnahmen um mehr als das 36-Fache auf 11,2 TWh, sank im Jahr 2016 um ein Drittel auf 7,5 TWh ab und erreichte im Jahr 2017 einen neuen Höchstwert von 11,3 TWh [44]. Hinzuzurechnen ist die von den Kraftwerken des benachbarten Auslandes und im Rahmen grenzüberschreitenden Handels ab dem Jahr 2014 erbrachte Redispatch-Jahresarbeit von etwa 25 bis 50 % der jeweiligen inländischen Jahresarbeit.

Die Entwicklung der letzten Jahre legt einen Vergleich mit der Windstromproduktion nahe: 2015 und 2017 waren windstarke Jahre und 2016 ein deutlich windschwächeres Jahr. Insgesamt ähnelt der Verlauf des Mittelwertes P_{μ} von 2010 bis 2017 gemäß Bild 1 als Maß für die jährlich gelieferte elektrische Energie dem Verlauf der Redispatch-Jahresarbeit, was auf kausale Zusammenhänge hindeuten könnte [44].

Aufgrund der stark zunehmenden Eingriffe in den Netzbetrieb führte die Bundenetzagentur ab dem Jahr 2015 Quartalsberichte zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen mit dem Hinweis ein [45], angesichts der drastischen Zunahme von Netz- und Sicherheitseingriffen sei eine jährliche Erfassung nicht mehr ausreichend. Maßnahmen zur Netzstabilisierung hätten an Bedeutung gewonnen, da die Betreiber der Stromnetze durch den Wandel der Erzeugungslandschaft vor immer größere Herausforderungen gestellt würden. Der Wandel sei vor allem durch den Ausbau und die regionale Verteilung von Windenergieanlagen mit Auswirkung auf den konventionellen Kraftwerkspark geprägt. Wettereffekte wie Sturmtiefs oder lang anhaltende Sonneneinstrahlung führten zusätzlich zu hohen Leistungsspitzen aus Windenergie und Photovoltaik – eine Entwicklung, die auch beim Blick in die Leitwarten der Übertragungsnetzbetreiber deutlich wird: Mussten zuständige Netzführungsingenieure im gesamten Jahr 2003 zwei mal aktiv korrigierend in den Netzbetrieb eingreifen, so sind heute drei bis vier Eingriffe pro Tag die Regel.

Abgesehen von der Tatsache, dass mit jedem Eingriff naturgemäß die Wahrscheinlichkeit menschlicher Fehlhandlungen ansteigt, deutet diese Entwicklung darauf hin, dass solche Ausnahmesituationen im Stromnetz, die Eingriffe erfordern, seit dem Jahr 2003 drastisch zugenommen haben. Dass zeitweise extreme Belastungen im Übertragungsnetz auftreten, bekräftige Dr. Klaus Kleinekorte, technischer Geschäftsführer der Amprion GmbH aus Dortmund, im Juni 2017 [46]. Er sagte, von Dezember 2016 bis Februar 2017 habe es immer wieder Stunden an diversen Abenden gegeben, an denen das Stromnetz am Limit gewesen sei und mehrmals am Rande eines großflächigen Zusammenbruches gestanden habe. Hätte sich in diesen Zeiten nur eine große Leitung aufgrund Überlastung abgeschaltet, so wäre womöglich eine Kaskade von Abschaltungen und Stromausfällen unausweichlich gewesen. Darüber hinaus habe sein Unternehmen am 18. Januar 2017, drei Tage nach dem Beginn der zehntägigen kalten Dunkelflaute in Deutschland, das Bundeswirtschaftsministerium und die Bundesnetzagentur in einer Alarmnachricht schriftlich auf den temporären Verlust der (n-1)-sicheren Netzführung hingewiesen. Spätestens mit dem Wegfall der Kernkraftwerke im Süden Deutschlands werde der hohe Transportbedarf zur Regel werden. Daher sei der notwendige Netzausbau voranzutreiben bzw. weiter zu forcieren.

Zusammenfassung und Ausblick

Die VGB-Geschäftsstelle hat in einem Faktencheck Plausibilitätsbetrachtungen zur Windstromproduktion in Deutschland und 17 europäischen Nachbarländern durchgeführt und ist in diesem Zuge Fragen nachgegangen, ob im europäischen Netzverbund gemäß dem Motto „irgendwo weht immer Wind“ ausreichende gegenseitige Ausgleichsmöglichkeiten bestehen.

Unter den aktuellen energiepolitischen Rahmenbedingungen, die vor dem Hintergrund der internationalen Klimaschutzverpflichtungen Deutschlands auf einen Verzicht jahrzehntelang bewährter Kraftwerkstechnik und eine weitgehende Bereitstellung elektrischer Energie aus regenerativen Energien abzielen, verbleiben für die Energiewende kurz- bis mittelfristig Photovoltaik und Windenergie als weiter ausbaufähige Technologien. Diese sind immer auf Komplementärtechnologien angewiesen.

Für Deutschland lässt sich im Rückblick auf das letzte Jahr festhalten, dass die zusätzlichen Betriebserfahrungen die im ersten Teil der VGB-Windstudie für Deutschland getroffenen Aussagen bestätigen: Aus Sicht der Versorgungssicherheit hat Windenergie trotz forcierten Ausbaus seit dem Jahr 2010 praktisch keine konventionelle Kraftwerksleistung ersetzt. Darüber hinaus ist Offshore-Windenergie im bisherigen Ausbauzustand ausweislich nicht grundlastfähig und kann konventionelle Kraftwerksleistung nicht ersetzen. Deutschlandweit verteilte Windenergieanlagenstandorte sind keine Lösung für eine zuverlässige und sichere Stromversorgung. Dazu benötigt Windenergie planbare Komplementärtechnologien.

Aus der europäischen Perspektive lässt sich vor dem Hintergrund der hier untersuchten 18 Länder festhalten, dass statistisch signifikante Glättungseffekte zwar zu verzeichnen sind, diese in der Frage der gesicherten Leistung jedoch nur bedingt weiterhelfen: Rechnerische 4 bis 5 % der Nennleistung bedeuten mit Berücksichtigung der unvermeidlichen Netzverluste, dass auch auf europäischer Ebene planbare Backup-Leistung von fast 100 % der Nennleistung sämtlicher europaweit verteilter Windenergieanlagen vorzuhalten ist, solange diese die Jahreshöchstlast in Europa zuzüglich Reserven noch nicht überschritten hat.

Insbesondere in einem verstärkten europäischen Netzverbund sind die unvermeidlichen Netzverluste nicht vernachlässigbar: Insgesamt sind für den Transport und die Verteilung elektrischer Energie vom Kraftwerk bis zum Letztverbraucher heute Netzverluste von etwa 6,6 % der eingespeisten Jahresenergie für ein durchschnittliches europäisches Land einzukalkulieren, aufgeteilt auf die Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebenen.

In Absolutzahlen addieren sich die auf die eingespeiste Jahresenergie bezogenen Verluste der Transport- und Verteilungsnetze der 18 Länder heute auf rund 200 TWh jährlich. Dies entspricht etwa dem Zweifachen der letztjährigen Solarstromproduktion dieser Länder oder etwa 60 % ihrer letztjährigen Windstromproduktion.

In der Elektrizitätswirtschaft galt bislang die Devise, Kraftwerke möglichst verbrauchernah zu errichten, um Netzverluste gering zu halten. Soll der Netzverbund in Europa intensiviert werden, um künftig Wind- oder Solarstrom aus peripheren Regionen zu den europäischen Verbrauchszentren zu transportieren, so sind angesichts durchschnittlicher Ausnutzungs-

grade von 22 % für Onshore-Windenergie, 32 % für Offshore-Windenergie und 11 % für Photovoltaik berechtigte Fragen nach den bei solchen Ausbaustrategien erwartbaren zusätzlichen Netztransportverlusten, nach der Auslastung der mit einem Fokus auf verstärkte europaweite Stromferntransporte komplett neu zu errichtenden Infrastruktur (Ferntransporte) und nach ihrer Rentabilität zu stellen.

Die für solche Stromtransporte favorisierte Übertragung per Hochspannungsgleichstrom wird in China, das über zahlreiche solcher Übertragungsstrecken mit Transportdistanzen von ein- bis zweitausend Kilometern verfügt, ausnahmslos zur Übertragung von großen elektrischen Leistungen von mehreren tausend Megawatt aus Wasserkraftwerken im Landesinneren genutzt, um die Verbrauchszentren an den Küsten mit Elektrizität zu versorgen. Dass diese Technik im Englischen mit „bulk transmission of electrical power" umschrieben wird, ist ein Indikator für sehr große kontinuierliche Leistungen und hohe Auslastungen – Kriterien, die weder Wind- noch Solarstrom auf europäischer Ebene perspektivisch erfüllen.

Ein weiterer Aspekt: Der Benefit der europäischen Vernetzung ist begrenzt. Im besten Fall ließe sich die über ein Backup-System zeitversetzt bereitzustellende Jahresenergie lediglich von etwa einem Viertel auf ein Sechstel der Jahresenergie absenken.

Die notwendige Maximalleistung des Backup-Systems würde bei bestmöglicher Vernetzung um durchschnittlich 13 % der Jahreshöchstlast absinken. Für Deutschland wäre selbst bei bestmöglicher Vernetzung von einer lediglich um insgesamt ein Viertel der Jahreshöchstlast reduzierten Maximalleistung des Backup-Systems auszugehen.

Der Branchenverband BDEW stellte kürzlich die Verfügbarkeit ausländischer Kraftwerke für die Stromversorgung in Deutschland in Frage und meldete, alle Nachbarländer stünden wie Deutschland selbst vor der Herausforderung, ihre Versorgungssicherheit bei steigenden Anteilen intermittierender regenerativer Kraftwerksleistung zu gewährleisten. Deutschland werde sich daher in Knappheitssituationen künftig nur bedingt auf Lieferungen aus dem Ausland verlassen können.

Dies lässt nur einen Schluss zu: Jedes Land sollte auch künftig weitgehend selbst für die Bereitstellung ausreichend gesicherter Kraftwerkskapazität in der Verantwortung stehen.

Danksagung

Die Autoren danken Herrn Professor Dr. Dr. h.c. mult. Friedrich Wagner vom Max-Planck-Institut für Plasmaphysik in Greifswald für wertvolle Anregungen und Diskussionsbeiträge zu dieser Veröffentlichung.

Ergänzende Unterlagen

Deutsch- und englischsprachige Fassungen beider Teile der VGB-Windstudie sind mit weiteren ergänzenden Unterlagen (Folien) über die Verbandshomepage abrufbar.

Literatur

[1] Linnemann, Th.; Vallana, G. S.: *Windenergie in Deutschland und Europa: Status quo, Potenziale und Herausforderungen in der Grundversorgung mit Elektrizität, Teil 1: Entwicklungen in Deutschland seit dem Jahr 2010.* VGB PowerTech 97 (2017), Nr. 6, S. 63-73.

[2] Weber, H.: *Versorgungssicherheit und Systemstabilität beim Übergang zur regenerativen elektrischen Energieversorgung.* VGB PowerTech 94 (2014), Nr. 8, S. 26-31.

[3] *Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2016 bis 2020.* Version 1.1 vom 30.01.2018. www.netztransparenz.de

[4] *BMWi-Zeitreihen zur Entwicklung erneuerbarer Energien in Deutschland von 1990 bis 2016.* www.erneuerbare-energien.de

[5] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB): *Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern.* www.ag-energiebilanzen.de

[6] BDEW: *Stromerzeugung und -verbrauch 2017 in Deutschland.* Ausgabe der BDEW-Schnellstatistik vom 14. Februar 2018. www.bdew.de

[7] Bundesnetzagentur: *Monitoringbericht 2017.* www.bundesnetzagentur.de

[8] Wagner, F.: *Surplus from and storage of electricity generated by intermittent sources.* European Physical Journal Plus 131 (2016): 445. https://epjplus.epj.org, DOI 10.1140/epjp/i2016-16445-3

[9] Wagner, F.: *Überschussstrom und Stromspeicherung unter den Bedingungen intermittierender Produktion.* Tagungsband zur Frühjahrssitzung des Arbeitskreises Energie der Deutschen Physikalischen Gesellschaft (DPG), Münster, 2017, S. 54 bis 74. www.dpg-physik.de/veroeffentlichung/ake-tagungsband/tagungsband-ake-2017.pdf

[10] *VDE-Infoblatt Störungsstatistik 2016.* www.vde.com

[11] Wagner, F.: *Considerations for an EU-wide use of renewable energies for electricity generation.* Eur. Phys. J. Plus 129 (2014): 219. https://epjplus.epj.org, DOI 10.1140/epjp/i2014-14219-7

[12] Rodriguez, R. A. et al.: *Transmission needs across a fully renewable European power system.* Renewable Energy, 63 (2014), S. 467 bis 476; DOI 10.1016/j.renene.2013.10.005

[13] *ENTSO-E Transparency Platform.* https://transparency.entsoe.eu

[14] Vaughan, A.: *UK summer wind drought puts green revolution into reverse.* Artikel vom 27. August 2018. www.theguardian.com

[15] *BP Statistical Review of World Energy 2018 – data workbook:* www.bp.com

[16] *50 Hertz Transmission*, www.50hertz.com

[17] *Amprion*, www.amprion.net

[18] *Tennet TSO*, www.tennet.eu

[19] Transnet BW, www.transnetbw.de

[20] *EEX Transparency,* www.eex-transparency.com

[21] *Online-Datenbank zum weltweiten Windenergiemarkt:* www.thewindpower.net

[22] Buttler, A.; Dinkel, F.; Franz, S.; Spliethoff, H.: *Variability of wind and solar power. An assessment of the current situation in the European Union based on the year 2014.* Energy 106 (2016), S. 147 bis 161. DOI 10.1016/j.energy.2016.03.041

[23] Grams, C. M. et al.: *Balancing Europe's wind-power output through spatial development informed by weather regimes.* Nature Climate Change 7 (2017), pp. 557 bis 562, DOI 10.1038/nclimate3338.

[24] Becker, P.: *Wetterbedingte Risiken der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien durch kombinierten Einsatz von Windkraft und Photovoltaik reduzieren.* Deutscher Wetterdienst (DWD), 6. März 2018, Berlin. www.dwd.de

[25] Baïle, R.; Muzy, J.-F.: *Spatial Intermittency of Surface LayerWind Fluctuations at Mesoscale Range.* Physical Review Letters 105 (2010), S. 254501-1 bis 254501-4; DOI 10.1103/PhysRevLett.105.254501

[26] Barrios Büchel, H.; Natemeyer, H.; Winter, S.: *Leistungsflüsse und Netzauslastung im europäischen Übertragungsnetz bis 2050.* Institut für Hochspannungstechnik (IFHT) der RWTH Aachen, Mai 2015. www.ifht.rwth-aachen.de

[27] Wilms, J.: *Das SüdLink-Projekt. Technische Optionen für eine Hochspannungsgleichstromübertragung.* Dialogverfahren zum SüdLink-Projekt Brunsbüttel-Großgartach am 21. Mai 2015 in Schwäbisch-Hall.

[28] Krontiris, A.: *Von HGÜ zu UHGÜ. Entwicklungen und Perspektiven in der großräumigen Gleichstromübertragung.* Vortrag zur Herbstsitzung des Arbeitskreises Energie der Deutschen Physikalischen Gesellschaft (DPG), Bad Honnef, 20. Oktober 2017.

[29] *CEER Report on Power Losses.* Reference C17-EQS-80-03, www.ceer.eu

[30] *U.S. Energy Information Administration*: www.eia.gov/beta/international

[31] *Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2015 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5.* Aktualisiert im Februar 2016, www.netztransparenz.de

[32] European Commission: *EU energy in figures. Statistical pocketbook 2017.* https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/energy-statistical-pocketbook

[33] Lüers, S.; Wallasch, A.-K.; Rehfeldt, K.: *Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland*, Update. Varel, 2015. www.windguard.de

[34] Hughes, G.; Aris, C.; Constable, J.: *Offshore wind strike prices behind the headlines. Global Warming Policy Foundation Briefing 26*, 2017, www.thegwpf.org

[35] Hirschhausen, C. et al.: *Europäische Energiewirtschaft. Hoher Investitionsbedarf für Nachhaltigkeit und Versorgungssicherheit.* DIW-Wochenbericht Nr. 27, 2014.

[36] *ENTSO-E Ten-year network development plan 2012.* www.entsoe.eu

[37] Hughes, G.: *The Performance of Wind Farms in the United Kingdom and Denmark.* Renewable Energy Foundation, 2012. www.ref.org.uk

[38] Wolff, R.: *Haltbarkeit von Windkraftanlagen. Erodierende Rotoren.* Ausgabe der taz vom 5. März 2018. www.taz.de

[39] Schürmeyer, J.: *Windpark Alpha Ventus vor Borkum. Abgestürzte Windpark-Gondel vor Austausch.* Ausgabe der NWZ online vom 27. Juli 2018. www.nwzonline.de

[40] Milan, P.; Wächter, M.; Peinke, J.: *Turbulent character of wind energy.* Physical Review Letters 110 (2013), S. 138701-1 bis 138701-5. DOI 10.1103/PhysRevLett.110.138701

[41] Peinke, J.; Heinemann, D.; Kühn, M.: *Windenergie – eine turbulente Sache?* Physik Journal 13 (2014) Nr. 7, S. 35 bis 41.

[42] Anvari, M.; Lohmann, G.; Wächter, M. et al.: *Short term fluctuations of wind and solar power systems.* New Journal of Physics 18 (2016) 063027, S. 1 bis 14. DOI 10.1088/1367-2630/18/6/063027

[43] Schmietendorf, K.; Peinke, J; Kamps, O.: *On the stability and quality of power grids subjected to intermittent feed-in.* https://arxiv.org/abs/1611.08235

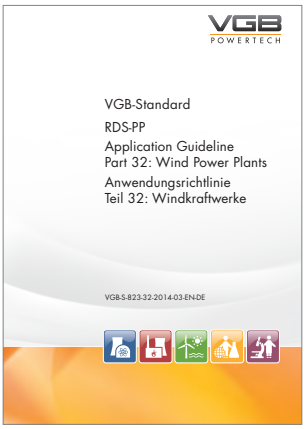
[44] Laux, M.: *Redispatch in Deutschland. Auswertung der Transparenzdaten, April 2013 bis einschließlich Januar 2018.* www.bdew.de

[45] Bundesnetzagentur: *Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen für das dritte Quartal 2015.* www.bundesnetzagentur.de

[46] Mihm, A.: *Energiewende, Stromnetz kurz vor dem Zusammenbruch.* FAZ-Ausgabe vom 9. Juni 2017. www.faz.net

VGB-Standard

RDS-PP®
Application Guideline – Part 32: Wind Power Plants
Anwendungsrichtlinie – Teil 32: Windkraftwerke



Ausgabe/Edition 2014 – VGB-S-823-32-2014-03-EN-DE
DIN A4, 314 Seiten, Preis (Grundwerk): VGB-Mitglieder 280,– €, Nichtmitglieder 375,– € + Versandkosten und MwSt.
DIN A4, 314 pages, price (Basis edition): VGB members € 280.–, Non members € 375.– + VAT, shipping and handling

DAS VGB REFERENCE DESIGNATION SYSTEM FOR POWER PLANTS | RDS-PP®

Das Reference Designation System for Power Plants, kurz RDS-PP®, ist das bei VGB PowerTech entwickelte international normenkonforme Kennzeichensystem für alle Arten von Anlagen zur Stromerzeugung.

Diese RDS-PP® Anwendungsrichtlinie für Windkraftwerke wurde von einer Projektgruppe des Arbeitskreises „Anlagenkennzeichnung und Dokumentation" in enger Zusammenarbeit mit Herstellern, Betreibern, Forschungseinrichtungen und Instandhaltern aus der Windbranche erarbeitet.

Die Anpassung der Anwendungserläuterung ist auf Grund von Marktanforderungen, technischen Weiterentwicklungen in der Windenergiebranche sowie Anpassungen an internationale Normen, insbesondere IEC 81346-2 von 2009, erforderlich geworden. In den jeweiligen Abschnitten sind die wesentlichen Abweichungen zur ersten Ausgabe dieser Richtlinie (Rev. 0) dargestellt.

Der VGB-Standard VGB-S-823-32-2014-03-EN-DE ersetzt die Publikation VGB-B 116 D2.

Für die Anwendung des VGB-Standards VGB-S-823-32-2014-03-EN-DE werden neben dem Grundwerk als Print- und eBook-Version auch geeignete Pakete mit weitergehenden Nutzungsrechten angeboten.

VGB-Publikationen zum RDS-PP®

VGB PowerTech bietet zum RDS-PP® die folgenden Publikationen in deutscher und englischer Sprache an:

» Neuerscheinung: VGB-S-821-00-2016-06-DE: Referenzkennzeichensystem für Kraftwerke RDS-PP® Kennbuchstaben für Kraftwerkssysteme Systemschlüssel), 2017, Hardcover ISBN: 978-3-86875-943-3, Ringordner ISBN: 978-3-86875-972-3, eBook ISBN: 978-3-86875-944-0 (auch in Englisch lieferbar)

» VGB-B 101: Referenzkennzeichensystem für Kraftwerke RDS-PP® Kennbuchstaben für Kraftwerkssysteme (Systemschlüssel), 2011, (für Bestandssysteme weiterhin lieferbar)

» VGB-B 102: RDS-PP® – Referenzkennzeichensystem für Kraftwerke, Kennbuchstaben für Grundfunktionen und Produktklassen, 2012, ISBN: 978-3-86875-352-3

» VGB-S-823-01: RDS-PP® Application Guideline, Part 01: Power Plants General
RDS-PP® Anwendungsrichtlinie, Teil 01: Kraftwerke allgemein

» VGB-S-823-31: RDS-PP® Application Guideline, Part 31: Hydro Power Plants
RDS-PP® Anwendungsrichtlinie, Teil 31: Wasserkraftwerke

» VGB-S-823-32-2014-03-EN-DE: RDS-PP® Application Guideline, Part 32: Wind Power Plants
RDS-PP® Anwendungsrichtlinie, Teil 32: Windkraftwerke
2014, ISBN: 978-3-86875-693-7

Änderungsblätter werden bis zur Veröffentlichung einer neuen Revision kostenlos als Download unter www.vgb.org zur Verfügung gestellt. Abonnieren Sie den VGB-Newsletter unter www.vgb.org, um Hinweise zu Updates und Ergänzungen zu erhalten.

VGB PowerTech Service GmbH
Verlag technisch-wissenschaftlicher Schriften
Deilbachtal 173 | 45257 Essen | P.O. Box 10 39 32 | Germany
Fon: +49 201 8128-200 | Fax: +49 201 8128-302 | E-Mail: mark@vgb.org | www.vgb.org/shop

Download @ https://bit.ly/2D1c3Ir (Studienteil 2)
Download @ https://bit.ly/2CWEHut (Studienteil 1)

VGB POWERTECH

VGB PowerTech e.V.
Deilbachtal 173
45257 Essen | Germany

Tel: +49 201 8128–200
Fax: +49 201 8128–302
www.vgb.org | pr@vgb.org