

Fachbeitrag zum Thema: Risiken und Lösungsansätze bei der Anlagenzertifizierung von Windparks für den SDL-Bonus von M.O.E. Jochen Möller

Die Rechtsverordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (SDLWindV) ergänzt seit dem 11. Juli 2009 das Erneuerbare-Energien-Gesetz. Durch die SDLWindV werden umfangreiche technische Anforderungen an Windenergie-Erzeugungsanlagen gestellt. Werden diese Anforderungen erfüllt, winken dem Betreiber ein SDL Bonus von 0,5 Cent pro eingespeiste kWh zusätzlich für den Zeitraum der hohen Anfangsvergütung. Ab dem 1. April 2011 müssen diese Anforderungen erfüllt werden, weil ansonsten der Netzbetreiber die Auszahlung der EEG-Vergütung verweigern kann.

Erfahrungen aus der Erstellung von Anlagenzertifikaten in den Jahren 2009 bis 2010 im Umgang mit der SDLWindV haben bei M.O.E. gezeigt, dass es einen technischen Anpassungsbedarf der SDLWindV gibt. Diese Anpassungen sollten bis Ende des Jahres 2010, spätestens zum 01.04.2011 erfolgt sein, da es ansonsten zu einer nachhaltigen negativen Beeinflussung des weiteren Ausbaus der Windenergie kommen kann, weil viele Windparks an den bisherigen Anforderungen scheitern.

In diesem Sinne müssen die folgenden Probleme angefasst und gelöst werden. Um eine Anpassung zu erreichen, haben wir eine Initiative ins Leben gerufen, welche in den letzten Monaten ein Positionspapier von FGW, BWE und VDMA zu den notwendigen Anpassungen der SDLWindV erarbeitet und abgestimmt hat. Der Anpassungsbedarf ist bei allen beteiligten Parteien unumstritten. Im Folgenden werden die wichtigsten und konsensfähigsten Punkte dargestellt. Betreiber und Hersteller sollten über die Punkte Bescheid wissen, um Gegenmaßnahmen möglichst rechtzeitig einzuleiten und um finanzielle Risiken besser einschätzen zu können.

Genereller Ablauf des Anlagenzertifikats für WEA mit der Inbetriebnahme ab 01.01.2009:

Der Anspruch auf den SDL-Bonus und in Zukunft auf die EEG-Vergütung erhält der Betreiber dann, wenn er den unabhängigen Nachweis erbringt, dass sein Windpark alle Anforderungen aus der SDLWindV erfüllt. Hierfür müssen die verbauten WEA-Typen ein Einheitenzertifikat nach FGW TR8 Rev. ≥02 (Neuanlagen) besitzen. Mit dem Einheitenzertifikat, den weiteren verbauten elektrischen Komponenten, den Netzdaten und den abgestimmten Schnittstellen zwischen Netzbetreiber und Parkbetreiber wird dann das Anlagenzertifikat von einer Zertifizierungsstelle erstellt. Mit dem weiterhin zu erstellenden Konformitätsnachweis, dass der Windpark entsprechend dem Anlagenzertifikat (Planungsgutachten) errichtet wurde, ist der Nachweis erbracht.

Oberschwingungen:

Die Oberschwingungsströme verursachen an der Netzimpedanz Spannungsfälle, welche sich mit der Grundschiwingungsspannung überlagern und so die Netzspannung verzerren. Das heißt, dass sich die typische sinusförmige Netzspannung in der Form verändert und dies bei anderen Betriebsmitteln zu Störungen und Verlusten führen kann. Der wirtschaftliche Schaden durch den Ausfall von Betriebsmitteln kann immens sein.

Daher sind im Netz Oberschwingungen grundsätzlich so gering wie möglich zu halten. Allerdings verursachen alle modernen elektrischen Geräte und somit auch WEA mehr oder weniger Oberschwingungen im Netz.

Die größte Hürde zu einem rechtsicheren Anlagenzertifikat stellt zurzeit die Einhaltung der Oberschwingungsgrenzwerte dar. Dieses ist zum Teil in dem Bewertungsverfahren begründet.

Für die Beurteilung der Oberschwingungen am Netzverknüpfungspunkt (Eigentumsgrenze zwischen WEA-Betreiber und Netzbetreiber) sollen grundsätzlich die messtechnisch ermittelten Werte aus der Vermessung der WEA gemäß FGW TR3 herangezogen werden. Zurzeit liefert die Oberschwingungsmessung gemäß FGW TR3 Rev. 21 oder älter noch keine ausreichende Grundlage, um zu einer realistischen Bewertung der Oberschwingungsemissionen am Netzverknüpfungspunkt zu kommen.

In den ersten Bewertungen von EZAs gemäß Mittelspannungsanschlussrichtlinie BDEW 2008 Kapitel 2.4.3 und den weiterführenden Verweisen kam es bei zirka 8 von 10 Windparks zu einer Überschreitung der geforderten Emissionswerte am Netzverknüpfungspunkt.

Hauptprobleme sind wie folgt:

Die anteilige Aufteilung der zulässigen Oberschwingungsemissionswerte, die nur schwer einschätzbaren realen Impedanzverläufe über die Frequenz und die vereinfachte Aufsummierung der Oberschwingungswerte einzelner EZE lassen hier eine unzulässige Vereinfachung vermuten. Weiterhin könnte die Qualität der Prototypenvermessung unzureichend sein.

Einige Vermessungen von Windparks am Netzanschlusspunkt haben in der Vergangenheit deutliche Abweichungen zu den theoretisch bestimmten Werten ergeben.

Um hier Lösungen herbeizuführen, wurde schon sehr früh vom Fachausschuss Elektrische Eigenschaften der FGW eine Arbeitsgruppe mit Oberschwingungs-Experten (OS) eingesetzt, um Lösungen zu erarbeiten. Die Expertenrunde setzt sich aus allen beteiligten Parteien zusammen (Betreiber, Hersteller, Messinstitute, Zertifizierungsstellen, Hochschulen, Netzbetreiber, Zulieferer etc.).

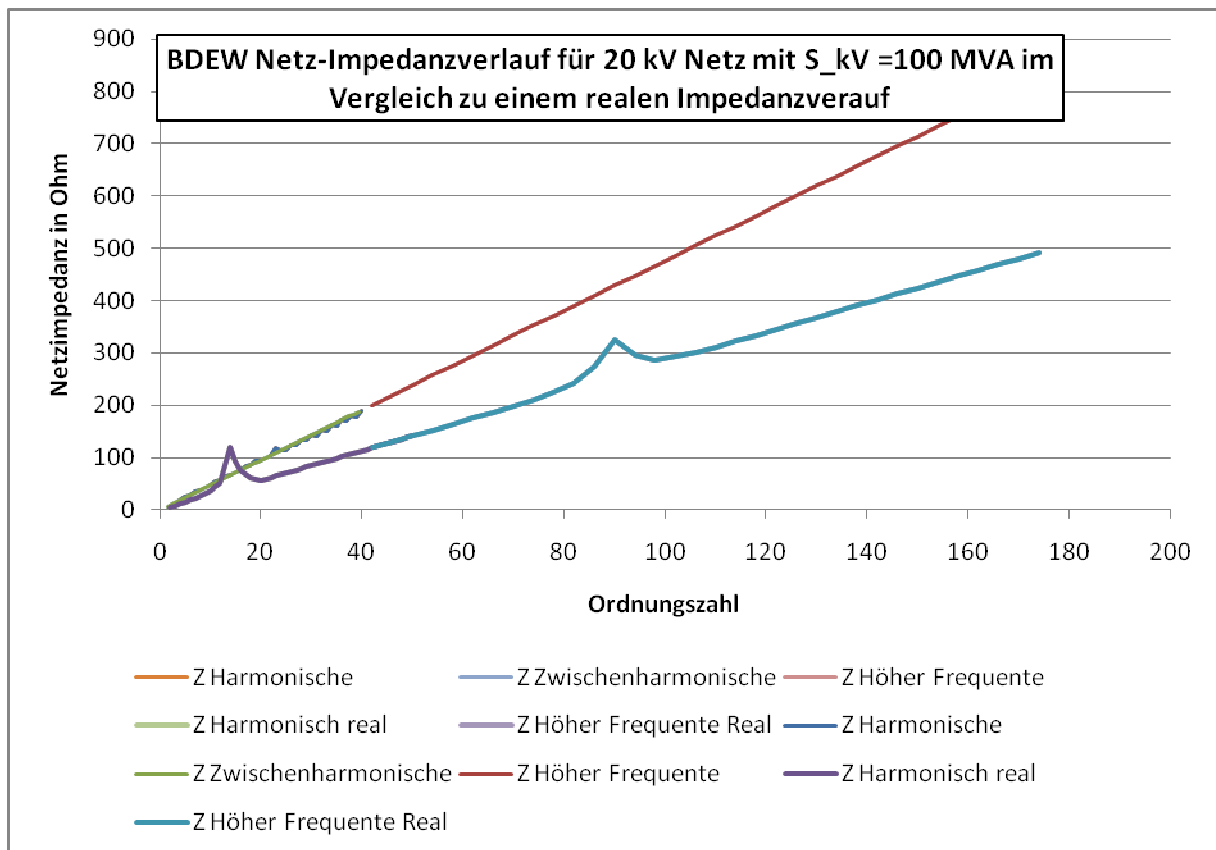


Bild 1: Möglicher tatsächlicher und theoretischer Netzimpedanzverlauf gemäß BDEW

Es gibt in der Arbeitsgruppe schon erste Ansätze für die Verbesserung des Bewertungsverfahrens und der Messvorschriften. Allerdings benötigt die Ausarbeitung und Erprobung dieser optimierten Verfahren Zeit.

Die Arbeitsgruppe benötigt hochwertige Oberschwingungsvermessungen an Windparks, um eine bessere Einschätzung zu bekommen für die Validierung der Bewertungsverfahren.

Bis zum 01.04.2011 ist das bisherige Oberschwingungsbewertungsverfahren ausgesetzt in der BDEW und FGW TR8.

Der Zeitraum, der der Arbeitsgruppe durch diese Übergangsregelung der FGW TR8 Zertifizierungsrichtlinie und der BDEW 2008 Mittelspannungsrichtlinie eingeräumt wird, ist leider zu kurz, um ein belastbares Bewertungsverfahren aufzustellen, welches für alle beteiligten Parteien akzeptabel ist.

Außerdem sind die Verweise in der SDLWindV statisch, somit haben diese vereinbarten Übergangsregelungen nur eine untergeordnete Relevanz.

Daher ist der Bedarf an eine Anpassung in der SDLWindV groß, um Rechtsicherheit zu schaffen. Die Experten gehen von einem benötigten Zeitraum von zirka 3 Jahren aus.

In der Zwischenzeit müssen sinnvolle Übergangsregelungen gefunden werden, damit weiter neue Windparks bzw. Erweiterungen ans Netz gehen können.

In der Diskussion befinden sich die folgenden Möglichkeiten:

1. Aussetzung der OS-Anforderung in der SDLWindV bis eine Lösung vorliegt
2. Verringerte Anforderung an die Einhaltung OS-Grenzwerte
3. Zweistufigkeit in der Nachweisführung für die Windparks. Die Windparks, die bei der ersten theoretischen Betrachtung die OS-Grenzwerte nicht einhalten, erhalten die Möglichkeit den Nachweis mit Hilfe einer Messung am Netzanschlusspunkt nachträglich nachzuweisen. Eine Messung am Netzanschlusspunkt ist erst nach der Inbetriebnahme möglich. Eine Nachreichung der Einhaltung der Oberschwingungswerte würde somit mit Abschluss und Bewertung der Messergebnisse am NAP erfolgen.
4. Optimierung der Prototypenvermessung durch Modellierung der WEA und einer Validierung durch Vermessung
5. Eine Kombination aus den vorgenannten Möglichkeiten wäre ebenfalls denkbar.

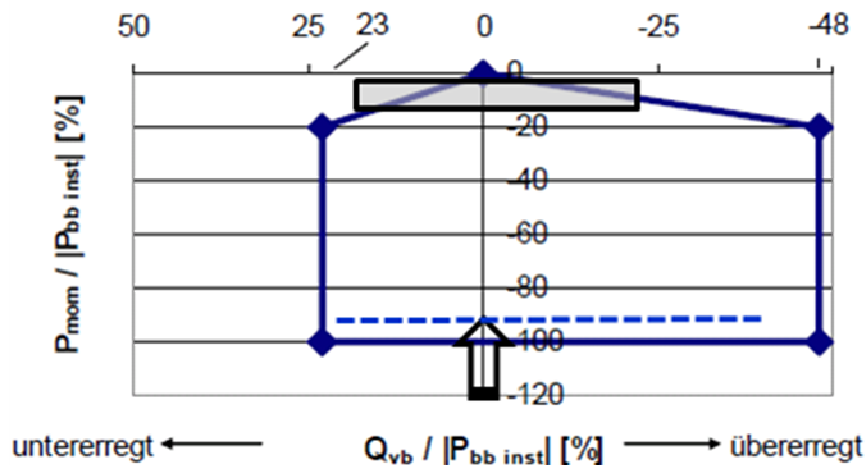
Für die Übergangsanlagen, welche das Anlagenzertifikat für den SDL-Bonus nach der Inbetriebnahme bis zum 30.09.2011 nachreichen können, macht es unter bestimmten Umständen Sinn, vorab eine Oberschwingungsvermessung am Netzanschlusspunkt durchzuführen. Dieses verschafft den Betreibern einen wichtigen Zeitvorteil im Rennen um den SDL-Bonus. Allerdings ist hierbei auf die richtige Wahl der Einsatzmittel für die OS-Messung und die fachmännische Bewertung zu achten, da es sonst schnell zu einer Fehlinterpretation der Messergebnisse kommen kann. Dieses kann dazu führen, das Oberschwingungsfilter überflüssigerweise verbaut, nicht oder falsch dimensioniert werden ohne die OS-Werte nachhaltig zu begrenzen.

Statische Blindleistungsbereitstellung

Zweitens stellt sich folgende Frage: Ist die statische Blindleistungsbereitstellung der Windparks von 0% bis 100% der betriebsbereiten installierten Leistung wirtschaftlich sinnvoll? Wenn die WEA nicht in Betrieb sind bleibt in der Regel ein Blindleistungsbetrag, welcher nicht durch die verbauten Erdkabel und Transformatoren kompensiert wird. Die SDLWindV fordert, dass dieser Betrag ständig kompensiert wird auf 0 kvar. Das bedeutet zusätzliche Kompensationen diese Aufgabe übernehmen. Diese Blindleistungskompensationen verbrauchen hierfür Wirkleistung, sprich es entstehen zusätzliche Verluste und Kosten.

Bei den meisten WEA steigt die bereitstellbare Blindleistung in dem Bereich von 0 bis 10% der Nennleistung proportional zu der erzeugten Wirkleistung an. Somit können die einseitigen Blindleistungseinträge der Kabel erst ab Einspeiseleistungen von etwa 10% bis 20% der installierten Leistung gemäß SDLWindV kompensiert werden. Die FGW TR8 sieht eine Bewertung der Blindleistungsbereitstellung erst ab 10% der installierten Leistung vor. In der Ergänzung zur BDEW Richtlinie ist ebenfalls diese Regelung vorgesehen. Im Transmisson Code 2007 (maßgeblich für die Bewertung eines Anschlusses an das Hochspannungsnetz und Höchstspannungsnetz (≥ 110

kV) erfolgt die Bewertung ebenfalls von 0% bis 100% der betriebsbereiten installierten Leistung. Es sind sich hier alle Beteiligten darüber einig, dass eine Bewertung der statischen Blindleistungsbereitstellung auf Einspeiseleistungen zwischen $0,1 P_{\text{nenn}}$ und $1,0 P_{\text{nenn}}$ sinnvoll ist. Hiermit können Investitionskosten für zusätzliche Kompensationen gespart werden. Wir erwarten hier bei Änderung der SDLWindV in diesen Punkt einen großen Konsens zwischen den beteiligten Kreisen.



Transformatoren schränken die Blindleistungsfähigkeit eines Windparks bei Vollast überproportional im Bereich der kapazitiven Blindleistungseinspeisung (übererregt) ein. Dieser Einfluss kann durch den Einbau zusätzlicher Kompensation, durch den Kauf von WEA mit einem größeren Blindleistungsstellbereich (übererregt) bei Nennleistung oder durch Reduzierung der Einspeisewirkleistung kompensiert werden laut FGW TR8 und BDEW. Auch hier lässt die SDLWindV die letzte Möglichkeit nicht zu.

Welche dieser Varianten die technisch und wirtschaftlich günstigere ist, ist projektabhängig zu bewerten. Eine Berechnung des statischen Blindleistungsverhaltens des Windparks durch die Zertifizierungsstelle kann hier eine schnelle und gute Entscheidungsgrundlage bilden. Viele Planer, Betreiber und auch Netzbetreiber wissen zum heutigen Zeitpunkt noch nicht, wie häufig ein bestimmter für den Windpark ungünstiger statischer Blindleistungsbetriebspunkt angefahren werden muss. Daher kann es durchaus Sinn machen, die Investition in eine Kompensationsanlage oder besser ausgerüstete WEA vorerst zu sparen und diese bei Bedarf nachzurüsten.

Die Möglichkeit der Wirkleistungsreduktion zur Einhaltung der Blindleistungsanforderungen in der SDLWindV scheint allen Beteiligten sinnvoll. Die Bewertung ab der Einspeisung von 10% der installierten Leistung und die Leistungsreduktion zu Gunsten der Blindleistung führt zu einem beschleunigten Anlagenzertifizierungsverfahren, was in den Einführungsjahren 2009 bis 2011 der SDLWindV einen großen Zeitvorteil bedeutet. Dieses würde wiederum den Netzen und den weiteren Ausbau der Erneuerbaren zu Gute kommen.

Prototypenregelung:

Planen Sie oder haben Sie einen Prototypen in Ihren Windparks gelten für diesen andere Fristen. Prototypen (in der Regel WEA ohne Einheitenzertifikat) haben Übergangsfristen, damit sie getestet und bewertet werden können und Schluss endlich ein Einheitenzertifikat erhalten.

Zurzeit ist es nicht eindeutig wie mit der Prototypenregelung und der darauffolgenden Nullserie der Erzeugungsanlagen umgegangen werden soll, da die Interpretation der Formulierung der Prototypenphase in der SDLWindV Teil 4 § 6 Absatz 3 Interpretationsspielraum offen lässt. Die Wortwahl Anlage statt Erzeugungseinheit oder Erzeugungsanlage sorgt hier für Verwirrung.

Hersteller sind der Meinung, dass bei einer Auslegung auf nur zwei Jahre ab IB der ersten WEA dieses Typs, dies zu massiven zeitlichen Problemen für die Einheitenzertifizierung von neuen WEA sowie für die Weiterentwicklung und Umsetzung von innovativen Fortschritten der Anlagentechnik führen könnte. Dies könnte zur Folge haben, dass die Prototypen vermehrt im Ausland getestet werden und erst nach Abschluss der Tests in Deutschland installiert werden. Weil in den zwei Jahren nicht nur das Einheitenzertifikat, sondern auch die Anlagenzertifikate erreicht werden müssten. Wird der § 6, wie im Bild 2 dargestellt, interpretiert, hätten die Hersteller zwei Jahre Zeit den Prototypen zu optimieren und zwei Jahre Zeit den letzten Windpark aus der Nullserie nach Inbetriebnahme zu zertifizieren.

Hier wäre eine eindeutige Formulierung hilfreich.

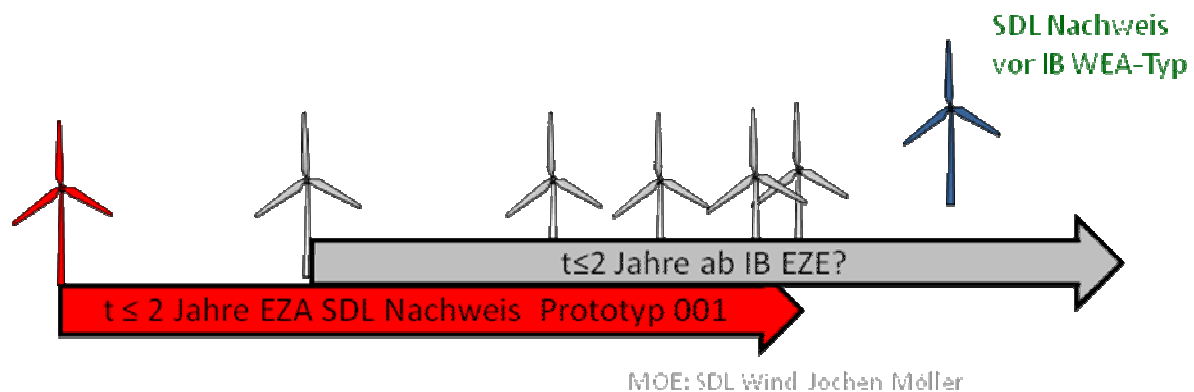


Bild 2: Schematische Darstellung Prototypenregelung §6

Autor

Jochen Möller

Geschäftsführer/Leiter Zertifizierungsstelle nach EN 45011

M.O.E. (Moeller Operating Engineering GmbH)

Fraunhoferstraße 3

D-25524 Itzehoe

Germany

Tel. +49 4821 40 636 10

Fax. +49 4821 40 636 40

Mobile: +49 160 92 88 66 78

Email: info@moe-service.com

www.moe-service.com