

VIK-Position

zu

Industrial Smart Grids

Wirtschaftliche Anreize zur Netzstabilisierung durch industrielle Verbraucher

07.03.2012

Zusammenfassung

Der Umbau des Energieversorgungssystems mit dem beschleunigten Ausstieg aus der Kernenergie sowie dem starken Ausbau der fluktuierenden Stromerzeugung erneuerbarer Energien bringt große Herausforderungen für den Betrieb der Stromnetze mit sich. Um die Stabilität der Stromnetze als Rückgrat einer sicheren Elektrizitätsversorgung in Deutschland auch zukünftig gewährleisten zu können, müssen alle verfügbaren Beiträge zur Stabilität genutzt werden. Industrielle Verbraucher können hierzu wesentliche Beiträge leisten, die auch kurzfristig erbracht werden können, beispielsweise durch Lastverschiebung oder kurzfristige Lastreduktionen. Um diese Potenziale zu erschließen, ist ein jedoch geeigneter rechtlicher Rahmen erforderlich, der die notwendigen Anreize für netzstabilisierendes Verhalten setzt. Dazu sind Änderungen im Bereich der Stromnetzregulierung (v.a. StromNEV) erforderlich. VIK unterbreitet im Folgenden Vorschläge für entsprechende Änderungen in den Bereichen Regelenergieerbringung, atypische Netznutzung, kurzfristiger Lastabwurf, kontinuierliche Netznutzung und Netzreservekapazität für dezentrale Erzeugung.

1. Ausgangslage – erhöhter Bedarf an netzstabilisierenden Maßnahmen

Die gegenwärtige und noch mehr die zukünftige Stromversorgung, in der der Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien gemäß § 1 EEG bis auf 50 % im Jahr 2030 und darüber hinaus noch weiter ansteigen soll, muss mit immer volatilere Stromflüssen fertig werden. Das stellt Anforderungen an das Ausregeln des Erzeugungs- und Entnahmegleichgewichts, die bisher für die Netzbetreiber weitgehend fremd waren. Bisher war für sie die wesentliche Kenngröße die Nachfrage, während sich die Erzeugung genau danach zu richten hatte. Die Volatilität der erneuerbaren Energien und die gleichzeitige Einspeisegarantie führen nun zu einer Schwerpunktverlagerung: Die Erzeugung aus erneuerbaren Energien wird als gegeben hingenommen. Damit bestimmt die Einspeiseseite immer stärker den Ausregelungsbedarf des Netzes, da die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien - mit Windkraft als quantitativ bedeutsamstem Anteil - erzeugungsseitig stark schwankt, generell ausschließlich vom Wind- bzw. Sonnenscheindargebot abhängt und darüber hinaus auch im Kurzfristbereich nicht hinlänglich sicher prognostiziert werden kann. Diese schwankende Einspeisung muss zukünftig viel stärker auch durch die Verbrauchsseite ausgeglichen werden.

Neben der zunehmenden Einspeisung erneuerbarer Energien ergeben sich weitere Herausforderungen für die Stabilität der Stromnetze als Rückgrat einer sicheren

Stromversorgung. So liegt eine zweite große Herausforderung in der kurzfristigen Abschaltung großer Erzeugungskapazitäten. Die Stilllegung von 8 Kernkraftwerken mit zusammen fast 9.000 MW Leistung im Frühjahr 2011 als Folge der sog. „Energiewende“ hat zu erheblichen Veränderungen der Lastflüsse im deutschen Stromnetz geführt. Beide Effekte erhöhen die Anforderungen an das gesamte Versorgungssystem und erfordern immer häufigere Eingriffe seitens der Übertragungsnetzbetreiber. So ist die Anzahl der notwendigen Eingriffe durch den Übertragungsnetzbetreiber nach §13 Abs. 1 EnWG in den vergangenen Jahren exorbitant angestiegen, im Jahr 2011 ist darüber hinaus eine Verdopplung der durchschnittlichen Anzahl von Eingriffen pro Tag ab dem Tag des Kernkraftwerksmoratoriums erkennbar. Diese Situation wird durch die Stilllegung von weiteren 12.500 MW Kernkraftwerkskapazitäten stufenweise bis 2023 weiter verschärft. Hinzu kommen auch die Überalterung des im Einsatz befindlichen Stromerzeugungsparks wegen des Neubaustaus im konventionellen Bereich und die Wiederinbetriebnahme älterer Kohlekraftwerke (Kaltreserve) mit erhöhter Störanfälligkeit.

Auch die Bundesnetzagentur (BNetzA) weist in ihrem Bericht über die Auswirkungen des Kernkraftwerks-Moratoriums auf die steigenden Probleme für die Netz- und Versorgungssicherheit hin.

Dies macht deutlich, dass die zur Verfügung stehenden Potenziale, insbesondere die kurzfristig verfügbaren, genutzt werden sollten, um die Qualität der Stromversorgung aufrechtzuerhalten.

2. Netzstabilisierende Potenziale im Industriebereich

Während übliche Maßnahmen zur Systemstabilisierung (Netzverstärkungen und -ausbau, Beschleunigung der Genehmigungsverfahren für Großkraftwerke, Entwicklung von Smart Grids im Haushaltskundenbereich, Erweiterung der Möglichkeiten zur kurz- und langfristigen Speicherung von Strom etc.) erst langfristig zur Wirkung kommen, können die Beiträge industrieller Verbraucher zur Netzstabilisierung innerhalb eines wesentlich kürzeren Zeithorizonts genutzt werden. Zudem sind die in diesem Bereich noch weitgehend schlummernden Potenziale durchaus erheblich. Dazu zählen insbesondere die folgenden Bereiche:

1. Bereitstellung von Regel- und Ausgleichsleistungen, insbesondere Lieferung positiver und negativer Minutenreserve,
2. Reduzierung des Verbrauchs in Zeiten höchster Netzbelastung und Verschiebung des Verbrauchs in Schwachlastzeiten,
3. Vermeidung starker, systembelastender Schwankungen durch Bezug von gleichmäßig hoher Grundlast aus dem Netz,
4. Erschließung von Netzstabilisierungs- und Flexibilisierungspotenzialen in geschlossenen Verteilernetzen,
5. Möglichkeit zum kurzfristigen Lastabwurf zur Vermeidung von Blackouts in kritischen Netzsituationen,
6. Betrieb dezentraler, verbrauchsnahe Erzeugungsanlagen mit der Folge reduzierter Abnahme aus dem öffentlichen Netz.

Voraussetzung zur Nutzbarmachung dieser Potenziale sind zuverlässige wirtschaftliche Anreize. Diese müssen aus Sicht des VIK im Netzbereich geschaffen werden, in Form

angemessener Netzzugangsregeln sowie sachgerechter Vergütungen, da nur bei Vorliegen ausreichender Planungssicherheit und wirtschaftlicher Attraktivität die notwendigen - teilweise kostenträchtigen - Maßnahmen umgesetzt werden. Hier bestanden in der Vergangenheit erhebliche Defizite, zum einen durch unzureichende gesetzliche Vorgaben, zum anderen dadurch, dass relativ allgemeine Vorgaben in Gesetz und Verordnung durch die aktuelle Regulierungspraxis nicht zielführend umgesetzt bzw. ausgefüllt wurden.

Im Rahmen der EnWG-Novelle im Sommer 2011 hat der Gesetzgeber einen ersten Schritt unternommen, diese Defizite ansatzweise zu beseitigen. In § 24 S. 2 Nr. 4 wurde eine allgemeine Verordnungsermächtigung in das novellierte EnWG aufgenommen, wonach im Rahmen der Netzentgelte Anreize zu netzentlastender Einspeisung und zu netzentlastendem Energieverbrauch gesetzt werden können. Damit ist die Voraussetzung geschaffen, dass der Ordnungsgeber bzw. die Regulierungsbehörden die Rahmenbedingungen für die Nutzung industrieller Flexibilitäten verbessern können. Zudem wurde in § 13 Abs. 4a erstmals gesetzlich ein Anreiz für Netzbetreiber geschaffen, vertragliche Vereinbarungen über ab- und zuschaltbare Lasten abzuschließen, um auf dieser Basis bei Gefährdung des sicheren Netzbetriebs eine Anpassung von Stromeinspeisungen und -abnahmen vornehmen zu können. Dabei bleibt auch hier die konkrete Ausgestaltung dem Ordnungsgeber überlassen. Beide Neuregelungen sind zu begrüßen. Die konkrete Ausgestaltung durch den Ordnungsgeber muss nun aber kurzfristig und konsequent erfolgen, damit sich die Regelungen möglichst schnell auch in der Praxis Wirkung entfalten können

3. Notwendige Anpassung der Rahmenbedingungen zur Nutzung der industriellen Potenziale

Der derzeit bestehende Rechtsrahmen bzw. seine Umsetzung in der Praxis bietet noch keine ausreichenden wirtschaftlichen Anreize für Industrieunternehmen, sich entsprechend zu verhalten bzw. schafft sogar Gegenanreize und Hindernisse. Um die bestehenden Potenziale ausschöpfen zu können, sind deshalb Veränderungen der Rahmenbedingungen und Vorgaben in den Verordnungen, insbesondere in der StromNEV, erforderlich, um der BNetzA den notwendigen Spielraum zu geben, zielführende Anreize zu setzen, damit industrielle Flexibilitäten im Sinne einer Stabilisierung der Netze genutzt werden können. Zudem bietet es sich an einigen Stellen an, die bereits heute bestehenden Möglichkeiten für die BNetzA zu präzisieren, um sicherzustellen, dass die derzeit prinzipiell bestehenden Festlegungsmöglichkeiten auch in einer zielführenden Art und Weise wahrgenommen werden. Hier bietet sich eine Win-Win-Situation, denn auch die Industrie könnte damit im Hinblick auf wettbewerbsfähigere Strombezugskosten Vorteile generieren.

Im Einzelnen beziehen sich sinnvolle Ansätze zur verbesserten Nutzung industrieller Potenziale auf die nachstehenden Aspekte, zu denen in Folge einer solchen Verordnungsermächtigung Änderungen der bestehenden Verordnungen, insbesondere der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV), vorgenommen werden müssten:

3.1 Beseitigung von Hindernissen bei der Bereitstellung von Regelenergie.

Das novellierte EnWG sieht die Befreiung neuer Speicherkraftwerke und anderer Stromspeicher von Netzentgelten vor. Diese Entgeltbefreiung erscheint als sinnvolle Maßnahme, da Stromspeicher für die Systemstabilität von hoher Wichtigkeit sind. Jedoch muss – wie bereits oben beschrieben – berücksichtigt werden, dass die Bereitstellung negativer Regelenergie - mit Ausnahme herkömmlicher Kraftwerke - nicht nur durch Pumpspeicherkraftwerke oder andere Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie erfolgen kann. Auch industrielle Verbraucher können aufgrund steuerbarer

Produktionsprozesse einen erheblichen Anteil negativer Regelenergie bereitstellen, indem z.B. Verbrauchseinheiten aktiviert werden oder indem von einer internen auf eine externe Stromversorgung (Abschalten eigener Kraftwerke) übergegangen wird. Die dena-II-Studie identifiziert dieses Potenzial mit immerhin 485 MW im Jahresdurchschnitt. Dies ist bereits mit bestehenden Anlagen möglich und dürfte nur geringe Investitionen erfordern. Bei weiter steigenden Einspeisungen aus erneuerbaren Energieanlagen - wie z.B. aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen - muss heute schon ein Großteil des „Überschussstroms“ über die Grenzen ins benachbarte Ausland geleitet werden. Durch den deutschen Stromverbraucher hochsubventionierter Strom wird so zu „Schleuderpreisen“ ins Ausland abgegeben. Diese Strommengen beeinträchtigen zudem auch dort die Stromnetze und die Fahrweise der dort heimischen Kraftwerke und haben somit auch direkten Einfluss auf diese Märkte. Sollte der weitere Stromtransit möglicherweise zukünftig eingeschränkt werden, müssen in Spitzenzeiten EEG-Anlagen abgeschaltet werden – wobei der Vergütungsanspruch weiterhin bestehen bleibt – oder es muss verstärkt negative Regelenergie aufgerufen werden. Hierzu müssten dann die bestehenden technischen Potenziale, insbesondere der Industrie, gehoben werden.

Dazu muss insbesondere der Gegenanreiz beseitigt werden, dass die Erbringung negativer Regelenergie zu höheren Netzentgelten für einen Erbringer aus der Verbrauchergruppe führt und damit unwirtschaftlich wird. Denn die Tatsache, dass die Erbringung negativer Regelleistungen durch Stromverbraucher zu individuellen Lastspitzen führen kann, die eine Erhöhung der zu zahlenden Netzentgelte zur Folge haben, ist ein wesentliches Hindernis für industrielle Verbraucher für die Teilnahme am Regelenergiemarkt, da dies die wirtschaftlichen Anreize zur Teilnahme am Regelenergiemarkt (insbesondere negative Minutenreserve) auflöst. Es ist energiewirtschaftlich nicht nachvollziehbar, dass systemnotwendige Maßnahmen wie die Regelenergieerbringung durch Verbraucher mit erhöhten Netzentgelten „pönalisiert“ werden, während die gleiche Regelenergieerbringung durch Kraftwerke nicht mit solchen Kosten belastet wird. Vor diesem Hintergrund ist es aus Sicht des VIK energiewirtschaftlich notwendig, Regelungen zu treffen, nach denen individuelle Lastspitzen - die durch die Erbringung von Systemdienstleistungen entstehen - bei der Ermittlung der abrechnungsrelevanten Jahreshöchstlast unberücksichtigt bleiben.

Lediglich im Rahmen des § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV sieht der Leitfadener BNetzA eine Regelung vor, nach der für sog. atypische Netznutzer die Lieferung negativer Regelenergie netzentgeltfrei gestellt wird. Aufgrund der Restriktionen des § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV bleiben allerdings weiterhin große Potenziale ungenutzt.

Um diese Diskriminierung industrieller Verbraucher zu beheben, wäre es nur folgerichtig, dass die Aktivierung von Verbrauchern zur Erbringung negativer Regelenergie grundsätzlich netzentgeltfrei gestellt wird. Hierzu schlägt VIK folgende Formulierung vor:

Einfügung eines neuen Abs. 2 b in § 17 StromNEV:

Jahreshöchstleistungen eines Netznutzers, die auf Anforderung des Netzbetreibers verursacht werden, etwa durch Erbringung negativer Regelleistung, werden abweichend von Abs. 2 bei der Ermittlung der abrechnungsrelevanten Jahreshöchstlast nicht berücksichtigt.

Zudem müssen die Zugangsbedingungen für die Teilnahme an den Märkten für Regelenergie (v.a. Minutenreserve, Sekundärregelung) noch weiter verbessert und so ausgestaltet werden, dass neue Teilnehmer als Anbieter auf diesen Märkten auftreten

können. Entsprechende Potenziale sind im Industriebereich vorhanden, sowohl im Bereich industrieller Stromerzeuger als auch im Bereich industrieller Verbraucher. Erforderlich sind hier insbesondere geringe Mindestangebotsgrößen sowie Ausschreibungszeiträume und -intervalle.

Daneben behindert derzeit die Aufteilung Deutschlands in vier Regelzonen die Erbringung von Regelleistung durch industrielle bzw. generell kleinere Anbieter, da bislang zwar eine regelzonenübergreifende Poolung von Minutenreserve und Sekundärregelleistung zur Erreichung der Mindestangebotsgröße erlaubt ist, die Erbringung bei Aufruf aber nach wie vor regelzonenscharf erfolgen muss, wodurch dem Markt wertvolle Kapazitäten verloren gehen. Um diese Beschränkungen auflösen zu können, sollte die BNetzA kurzfristig von der in § 12 Abs. 1 EnWG vorgesehenen Ermächtigung Gebrauch machen und die Übertragungsnetzbetreiber zur Bildung einer einheitlichen Regelzone verpflichten

3.2 Verbesserung der Regelung der atypischen Netznutzung

Derzeit wird die Antragstellung zur atypischen Netznutzung lediglich für Letztverbraucher ermöglicht, für Netzbetreiber aber ausgeschlossen. Dies ist aus netzwirtschaftlicher Sicht nicht konsistent: Atypische Netznutzung liegt immer dann vor, wenn zwei direkt hintereinanderliegende Netze / Letztverbraucher ein jeweils entgegengesetztes Lastverhalten aufweisen. Wenn umgekehrt ein Netznutzer das Netz dominiert, weist er ein typisches Verhalten auf, so dass (nur) der Anschlussnetzbetreiber gegenüber dem ihm vorgelagerten Netzbetreiber ein atypisches Verhalten aufweist und einen Antrag nach § 19 Abs. 2 S. 1 stellen können sollte. Denn dann hat sein atypisches Entnahmeverhalten entlastende Wirkung auf das ihm wiederum vorgelagerte Netz. In diesem Sinne ist atypische Netznutzung kaskadierbar. Eine solche Gleichbehandlung von Letztverbrauchern und Netzbetreibern (sowohl Betreibern von geschlossenen Verteilernetzen als auch von Netzen der allgemeinen Versorgung) ist auch in § 14 StromNEV angelegt. VIK schlägt daher folgende Änderung in §19 Abs. 2 StromNEV vor:

Anpassung von §19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV wie folgt:

*Ist auf Grund vorliegender oder prognostizierter Verbrauchsdaten oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich, dass der Höchstlastbeitrag eines **Letztverbrauchers Netznutzers** vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht, so haben Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen diesem **Letztverbraucher Netznutzer** in Abweichung von § 16 ein individuelles Netzentgelt anzubieten, das dem besonderen Nutzungsverhalten des **Netzkundennutzers** angemessen Rechnung zu tragen hat und nicht weniger als 20 Prozent des veröffentlichten Netzentgelts betragen darf.*

Dies erfordert eine Folgeänderung in §19 Abs. 2 Satz 4 StromNEV:

*Der Antrag kann auch durch den **Netznutzer** oder den **Letztverbraucher** gestellt werden.*

Aufgrund der derzeitigen restriktiven Umsetzung des § 19 Abs. 2 StromNEV im Zeitfenstermodell der BNetzA bestehen für viele Industrieunternehmen, für die eine Lastverlagerung von Hoch- in Schwachlastzeiten technisch möglich wäre, zu große Hindernisse und damit kein Anreiz, ein solches atypisches, d.h. netzentlastendes, Verbrauchsverhalten zu implementieren. Um hier wirksame Anreize zu setzen, müsste die

Definition dessen, was als „atypisches Netznutzungsverhalten“ gilt, pragmatisch angepasst werden. VIK schlägt folgende Formulierung vor:

Einfügen der neuen Sätze 1 b, 1 c und 1 d in § 19 Abs. 2 StromNEV:

Für das individuelle Netzentgelt gilt als abrechnungsrelevante Entnahmhöchstlast des Netznutzers seine Last innerhalb der Höchstlastzeitfenster. Die Höchstlastzeitfenster werden monats-scharf aus allen Viertelstunden des Tages ermittelt, in denen die maximale Netzhöchstlast des Monats oberhalb eines Schwellenwertes von 95 % der Jahreshöchstlast des Referenzzeitraums (grundsätzlich Monate September bis Dezember des Vor-Vorjahres sowie Monate Januar bis August des letzten Kalenderjahres) der betreffenden Netzebene liegt. Für zusammenhängende Höchstlastzeitfenster von mehr als 8 Stunden Dauer hat der Netzbetreiber in diesem Zeitfenster eine Kernzeit von maximal 8 zusammenhängenden Stunden festzulegen und dem Netznutzer eine vertragliche Regelung anzubieten, wonach die Last des Netznutzers im Zeitfenster, aber außerhalb der Kernzeit, nicht abrechnungsrelevant wird und der Netznutzer auf Anforderung des Netzbetreibers seine Last in diesem Zeitraum im Einzelfall reduziert.

3.3 Vermeidung starker, systembelastender Schwankungen durch Bezug von gleichmäßig hoher Grundlast aus dem Netz

19 Abs. 2 S. 2 StromNEV sieht die Möglichkeit der Beantragung einer Netzentgeltbefreiung für Letztverbraucher vor, die eine sog. intensive Netznutzung aufweisen, d.h. deren Stromabnahme mindestens 10 GWh und deren Benutzungsdauer mindestens 7000 Stunden pro Jahr beträgt. Eine solche Verbrauchsstruktur hat eine netzstabilisierende Wirkung, da ein gleichmäßiger Stromverbrauch Schwankungen im Netz vermeidet. Die energiewirtschaftliche Leistung der begünstigten Kunden liegt sowohl in der Vermeidung von Abnahmespitzen als auch in der Planbarkeit. Diese bildet auch die Möglichkeit für weitere netzstabilisierende Maßnahmen. Eine stabile Grundlast dämpft darüber hinaus die „Frequenzschwankung“ der Netze, indem sie gewissermaßen als implizierte kostenlose Primärregelung funktioniert, soweit Motoren und rotierende Massen betroffen sind. Diese wirken im Fall von Frequenzabweichungen aufgrund ihrer Trägheit in umgekehrter Richtung und tragen damit zur Stabilisierung der Frequenz bei. Zudem zeigt sich aufgrund der zunehmenden Einspeisung erneuerbarer Energien, dass die Schwankungen aus der fluktuierenden Erzeugung größer sind als die Schwankungen, die sich aus dem Verbrauchsverhalten ergeben. Auch hier wirkt ein stabiler Sockel an Grundlastverbrauch netzstabilisierend. Schließlich ermöglicht eine hohe Grundlastabnahme eine hohe Verfügbarkeit von Grundlastkraftwerken und reduziert damit den Bedarf an Kapazitätsmechanismen.

VIK begrüßt daher die Tatsache, dass der Verordnungsgeber klare Anreize gesetzt hat, den Stromverbrauch gleichmäßig auszulegen und das Netz damit von Schwankungen zu entlasten.

3.4 Anwendung der Sonderformen der Netznutzung im Bereich geschlossener Verteilernetze und Kundenanlagen

§19 Abs. 2 StromNEV stellt mit seinen beiden Fallgruppen einer atypischen und intensiven Netznutzung derzeit die wohl bedeutendste Regelung zu Anreizen für netzstabilisierendes Verhalten dar. In der konkreten Umsetzung der Regelung stellen sich aber im Hinblick auf geschlossene Verteilernetzbetreiber Probleme, die einen großen Teil der industriellen Potenziale zur Netzstabilisierung ungenutzt lassen. Daher sind kurzfristig einige Änderungen an der Regelung des § 19 Abs. 2 StromNEV erforderlich. Dies betrifft die folgenden Punkte, die in **Anlage 1** ausführlicher dargestellt werden:

- Einbezug der Betreiber von geschlossenen Verteilernetzen in den bundesweiten Ausgleichsmechanismus der §19-Umlage
- Ermöglichung der Antragstellung auch für Betreiber geschlossener Verteilernetze
- Klarstellung zur Absicherung der Antragstellung von Letztverbrauchern in geschlossenen Verteilernetzen
- Möglichkeit der Zusammenfassung von Entnahmestellen in kleinen, industriell oder gewerblich geprägten Verteilernetzen

3.5 Nutzung kurzfristig abschaltbarer Lasten zur Stabilisierung der Stromnetze

Der neue § 13 Abs. 4a sieht vor, technisch und wirtschaftlich sinnvolle freiwillige Vereinbarungen zu ab- und zuschaltbaren Lasten zu definieren. Es ist sehr zu begrüßen, dass durch die gewählte Konstruktion ein Anreiz für den Netzbetreiber gesetzt wird, solche Vereinbarungen mit Lasten zu treffen. Damit kann die durch abschaltbare Lasten erbrachte Netzstabilisierungsleistung zur Blackoutvermeidung, die bisher im Rahmen des 5-Stufen-Plans ohne Vergütung erfolgte, auf eine energiewirtschaftlich angemessene Basis gestellt werden. Zur konkreten Ausgestaltung dieser Regelungen durch eine Verordnung zu abschaltbaren Lasten vgl. **Anlage 2**.

3.6 Geeignete Regelungen zu Netzreservekapazität für dezentrale Erzeugung

Für Betreiber industrieller Erzeugungsanlagen droht in Zeiten von geplanten Revisionen oder Kraftwerksausfällen eine Lastspitze und damit ein überhöhtes Netzentgelt, das häufig die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen und insbesondere neuer Investitionsprojekte - v.a. auch in hocheffiziente KWK-Anlagen - erheblich beeinträchtigt. In der Praxis finden hier in unterschiedlichen Netzgebieten unterschiedliche Regelungen Anwendung, die zu einer Ungleichbehandlung führen. Deshalb muss eine bundesweit einheitliche Regelung geschaffen werden, die es erlaubt, auch längere Revisionen zu angemessenen Netzentgeltregelungen zu bewerkstelligen. VIK schlägt vor, solche Revisionen/Ausfälle bis zur Dauer von 2500 Stunden wie eine separate Netznutzung gemäß dem allgemeinen veröffentlichten Tarif zu tarifieren. Der entsprechende Leistungspreis wäre unabhängig von einer Inanspruchnahme zu zahlen. Damit würde eine systematisch zum System der Netzentgeltermittlung passende Regelung geschaffen, die außerdem alle Revisionen und Ausfälle verursachungsgerecht und nach gleichen Kriterien behandelt, unabhängig davon, ob im Normalbetriebszustand bereits ein Zusatzfremdstrombezug vorliegt oder nicht. Dazu wird folgende Formulierung vorgeschlagen:

Einfügung eines neuen Abs. 7 b in § 17 StromNEV:

(7b) Netznutzer, die eine oder mehrere Erzeugungsanlage(n) betreiben oder an deren Netz, das nicht der allgemeinen Versorgung dient, eine oder mehrere Erzeugungsanlage(n) angeschlossen ist/sind, können Netzreservekapazität beim Netzbetreiber bestellen. Die maximale Höhe der vom einzelnen Netznutzer bestellten Netzreservekapazität darf die Höhe der an seinem Anschluss, zusätzlich zu Verbrauchern angeschlossenen, vorgelagerten Erzeugungskapazität nicht überschreiten. Für die Gewährung der Netzreservekapazität ist der Leistungspreis entsprechend des allgemeinen Netzentgeltssystems des Netzbetreibers für Benutzungsdauern < 2500 Stunden zu zahlen, multipliziert mit der Höhe der bestellten Netzreservekapazität, unabhängig davon, ob die Netzreservekapazität in Anspruch genommen wird oder nicht. Die Inanspruchnahme der Netzreserveleistung darf nur erfolgen, wenn eine Erzeugungsanlage, für die Netzreservekapazität bestellt wurde, ausfällt bzw. aus technischen Gründen nur eingeschränkt betrieben werden kann, und ist auf maximal 2500 Stunden pro Jahr begrenzt. Beginn und Ende der Inanspruchnahme sind dem Netzbetreiber unverzüglich anzuzeigen. Für die Inanspruchnahme der bestellten Netzreserveleistung ist der Arbeitspreis der allgemeinen Preisregelung des Netzbetreibers für eine Benutzungsdauer < 2500 Stunden zu zahlen. Für die Ermittlung der abrechnungsrelevanten Jahreshöchstlast im Rahmen der allgemeinen Entgeltfindung gelten die üblichen Regelungen, mit der Besonderheit, dass während der Zeit der Inanspruchnahme der Netzreserveleistung die Werte der tatsächlichen Bezugsleistung des Netznutzers, vermindert um die bestellte Netzreservekapazität, herangezogen werden. Netzreserve gilt in den Zeiten (Viertelstunden) als in Anspruch genommen, in denen während des dem Netzbetreiber angezeigten Zeitraums die gemessene Last oberhalb der Jahreshöchstlast liegt, die außerhalb der angezeigten Zeiten auftritt.

VIK-Position

zum

kurzfristigen Anpassungsbedarf bei § 19(2) StromNEV

07.03.2012

Zusammenfassung

Der Umbau des Energieversorgungssystems mit dem beschleunigten Ausstieg aus der Kernenergie sowie dem starken Ausbau der fluktuierenden Stromerzeugung erneuerbarer Energien bringt große Herausforderungen für den Betrieb der Stromnetze mit sich. Um die Stabilität der Stromnetze als Rückgrat einer sicheren Elektrizitätsversorgung in Deutschland auch zukünftig gewährleisten zu können, müssen alle verfügbaren Beiträge zur Stabilität genutzt werden. Industrielle Verbraucher können hierzu wesentliche Beiträge leisten, die auch kurzfristig erbracht werden können, wenn dafür die richtigen Anreize gesetzt werden.

§ 19 Abs. 2 StromNEV stellt mit seinen Vorgaben u.a. zur intensiven Netznutzung derzeit die wohl bedeutendste Regelung zu Anreizen für netzstabilisierendes Verhalten dar. In der konkreten Umsetzung der Regelung, insbesondere durch die von der Bundesnetzagentur erlassene Festlegung zur sog. § 19-Umlage, stellen sich aber gerade im Hinblick auf geschlossene Verteilernetzbetreiber Probleme dar, die

1. einen großen Teil der industriellen Potenziale zur Netzstabilisierung ungenutzt lassen und
2. zu einer Diskriminierung zwischen Letztverbrauchern innerhalb und außerhalb geschlossener Verteilernetze sowie zwischen Betreibern von geschlossenen Verteilernetzen und Netzen der allgemeinen Versorgung führen.

Daher sind aus Sicht des VIK kurzfristig folgende Änderungen an der Regelung des § 19(2) StromNEV erforderlich:¹⁾

¹⁾ Neben dem hier geschilderten kurzfristigen Änderungsbedarf im Zusammenhang mit § 19(2) StromNEV sind auch in anderen Bereichen Änderungen erforderlich, um angemessenen wirtschaftliche Anreiz zur Nutzung industrieller Flexibilitäten zu setzen, z.B. in den Bereichen Regelenergie, atypische Netznutzung oder dezentrale Erzeugung. Das vorliegende Papier beschränkt sich allerdings auf den dringendsten kurzfristigen Reparaturbedarf im Hinblick auf § 19(2) StromNEV.

Kurzfristiger Änderungsbedarf an § 19(2) StromNEV im Zusammenhang mit geschlossenen Verteilernetzen

1. Einbezug der geschlossenen Verteilernetze in den bundesweiten Ausgleichsmechanismus

Der in § 19(2) Satz 6f. angelegte bundesweite Ausgleichsmechanismus der Erlöse, die den Netzbetreibern aufgrund von individuellen Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 StromNEV entgehen, soll entsprechend des Wälzungsmechanismus des § 9 KWKG erfolgen. Dieser Verweis auf das KWKG hat die Bundesnetzagentur dazu bewogen, in ihrer Festlegung zur § 19-Umlage (BK8-11-024) den Betreibern von geschlossenen Verteilernetzen die Möglichkeit zu verwehren, die ihnen entgehenden Erlöse in diesen Wälzungsmechanismus einzubeziehen. Das stellt eine klare Diskriminierung gegenüber den Netzbetreibern der allgemeinen Versorgung dar und führt letztlich dazu, dass nicht-antragsberechtigte Kunden im geschlossenen Verteilernetz die entgangenen Erlöse finanzieren müssen. Da diese Kundengruppe eine sehr kleine ist, steigen deren Netzentgelte überproportional an im Vergleich zu Kunden im Netz der allgemeinen Versorgung, wo die entgangenen Erlöse bundesweit auf eine viel größere Anzahl von Kunden verteilt werden. Dieser Anstieg der Netzentgelte im geschlossenen Verteilernetz kann durchaus existenzgefährdende Größenordnungen annehmen. Er führt auch zu einer Diskriminierung zwischen nicht-antragsberechtigten Kunden innerhalb und außerhalb von geschlossenen Verteilernetzen. Um diese zu beseitigen, muss in § 19 Abs. 2 StromNEV klargestellt werden, dass auch geschlossene Verteilernetzbetreiber in den Wälzungsmechanismus einzubeziehen sind. Dies kann durch folgende Formulierung erreicht werden:

Änderung von § 19 Abs. 2 Satz 6 StromNEV wie folgt:

*Die Betreiber von Übertragungsnetzen sind verpflichtet, entgangene Erlöse, die aus individuellen Netzentgelten nach Satz 1 und Befreiungen von Netzentgelten nach Satz 2 resultieren, nachgelagerten Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen zu erstatten; **diese Verpflichtung gilt auch gegenüber Betreibern von geschlossenen Verteilernetzen gemäß § 110 EnWG.***

Dabei muss diese Änderung rückwirkend Geltung erlangen, um den Betreibern geschlossener Verteilernetze die Erstattung ihrer entgangenen Erlöse zu ermöglichen. Da die Antragstellung nach § 19(2) StromNEV für Letztverbraucher in geschlossenen Verteilernetzen durch die EnWG-Novelle 2011 erfolgt ist, muss sichergestellt werden, dass die Erstattung der entgangenen Erlöse den Zeitraum ab dem Jahr 2011 umfasst.

Neben dieser Änderung, die zur Beseitigung der bestehenden Diskriminierung unbedingt erforderlich ist und kurzfristig erfolgen muss, sollten darüber hinaus Änderungen an nachfolgenden Punkten vorgenommen werden, um in der praktischen Handhabung des § 19(2) StromNEV industrielle Potenziale zur Netzstabilisierung nicht ungenutzt zu lassen:

2. Ermöglichung der Antragstellung auch für Betreiber geschlossener Verteilernetze

Für die Antragstellung nach § 19 Abs. 2 Satz 2 (kontinuierliche Netznutzung) sieht der Leitfaden der BNetzA zur Antragstellung nach § 19 Abs. 2 StromNEV vor, dass zwar ein Kunde im geschlossenen Verteilernetz ein individuelles Netzentgelt nach § 19 Abs. 2 StromNEV beantragen kann, nicht aber der Betreiber des geschlossenen Verteilernetzes selbst. Da im industriellen Bereich aber oftmals die Situation besteht, dass der Betreiber des geschlossenen Verteilernetzes selbst einen erheblichen Stromverbrauch aufweist – in der Regel ist der Betreiber des geschlossenen Verteilernetzes ein Industrieunternehmen, das bestimmte Produkte erzeugt, und nur „nebenher“ auch Betreiber eines geschlossenen Verteilernetzes am Industriestandort ist –, müsste er in seiner Eigenschaft als Letztverbraucher einen entsprechenden Antrag stellen können, sofern er die energiewirtschaftlichen Voraussetzungen der kontinuierlichen Netznutzung des § 19 Abs. 2 Satz 2 erfüllt. Dabei muss - wie in § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV bereits heute vorgesehen - auf den vom Betreiber des geschlossenen Verteilernetzes selbstverbrauchten Strom abgestellt werden, die an Dritte weitergeleiteten Strommengen sind nicht zu berücksichtigen.

VIK schlägt hierzu folgende Formulierung vor:

Einfügung eines neuen Satzes 2b in § 19 Abs. 2 StromNEV:

Als Letztverbraucher im Sinne von Satz 2 gelten auch Betreiber von geschlossenen Verteilernetzen gemäß § 110 EnWG.

3. Klarstellung zur Sicherstellung der Antragstellung von Letztverbrauchern in geschlossenen Verteilernetzen

Darüber hinaus stellt sich im Zusammenhang mit der Schaffung der Kategorie der geschlossenen Verteilernetze das Problem, dass § 19 Abs. 2 StromNEV von der Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung ausgeht. Geschlossene Verteilernetze sind aber gerade keine Netze der allgemeinen Versorgung, sondern werden vom EnWG grundsätzlich (wenn auch mit kleinen Ausnahmen hinsichtlich der Regulierung) als Elektrizitätsverteilernetze angesehen. Das wurde bei der Änderung des § 19 StromNEV im Zuge der EnWG-Novelle übersehen. Es müsste daher klargestellt werden, dass eine Stromabnahme aus einem Elektrizitätsversorgungsnetz gemeint ist, um eine Diskriminierung zwischen Kunden inner- und außerhalb geschlossener Verteilernetze zu vermeiden.

Änderung von § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV:

*Erreicht die Stromabnahme aus dem **Elektrizitätsversorgungsnetz** ~~der allgemeinen Versorgung~~ für den eigenen Verbrauch an einer Abnahmestelle die Benutzungsstundenzahl von mindestens 7.000 Stunden und übersteigt der Stromverbrauch an dieser Abnahmestelle zehn Gigawattstunden, soll der Letztverbraucher insoweit grundsätzlich von den Netzentgelten befreit werden.*

4. Möglichkeit der Zusammenfassung von Entnahmestellen in Industrienetzen / kleinen Verteilernetzen

Im Hinblick auf die Antragstellung nach § 19 Abs. 2 StromNEV durch Letztverbraucher insbesondere in Industrienetzen stellt sich daneben das Problem, dass hier aufgrund der engen elektrischen Verflechtungen ein Letztverbraucher oftmals an mehreren Stellen mit dem geschlossenen Verteilernetz verbunden ist. Dies ist in der Regel der engen Verbundenheit zwischen einzelnen Unternehmen am Standort und dem Betreiber des Industrienetzes geschuldet. In solchen Fällen darf die Antragstellung nicht auf jede Entnahmestelle des Letztverbrauchers im Industrienetz bezogen werden, stattdessen sind alle Verknüpfungspunkte eines Letztverbrauchers mit dem Netz zeitgleich zu saldieren, sofern sie der gleichen Spannungsebene zuzuordnen sind und auf dieser Spannungsebene die Möglichkeit einer galvanischen Verbindbarkeit (auf Seiten des Kunden bzw. des Betreibers des Industrienetzes) besteht.

Einfügung eines neuen Satzes 2c in § 19 Abs. 2 StromNEV:

Innerhalb von Verteilernetzen, die überwiegend durch industrielle oder gewerbliche Verbrauchsstrukturen geprägt sind, gilt die Gesamtheit aller Entnahmestellen eines Letztverbrauchers mit derselben Spannungsebene dieses Verteilernetzes als Abnahmestelle im Sinne von Satz 2, sofern für diese Entnahmestellen kunden- oder netzbetreiberseitig die Möglichkeit einer galvanischen Verbindbarkeit in dieser Spannungsebene besteht; die Verbrauchswerte der einzelnen Verknüpfungspunkte sind zeitgleich zu saldieren.

VIK-Stellungnahme

zu einer Verordnung zu abschaltbaren Lasten

Auf der Grundlage der AbschaltVO kann die Industrie wirkungsvoll ihren Beitrag zur Energiewende als gesamtgesellschaftliches Projekt leisten

9. März 2012

Zusammenfassung

Der im Rahmen der EnWG-Novelle 2011 eingeführte § 13 Abs. 4a EnWG sieht vor, dass Übertragungsnetzbetreiber einen Anreiz erhalten, technisch und wirtschaftlich sinnvolle freiwillige Vereinbarungen zu ab- und zuschaltbaren Lasten zu schließen, um Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit des Elektrizitätsversorgungssystems zu beseitigen. Zur Umsetzung dieser Vorschrift hat das BMWi eine Rechtsverordnung zu abschaltbaren Lasten erarbeitet (Abschaltverordnung), die im Entwurf vom 23.1.2012 vorliegt.

VIK begrüßt, dass durch die im EnWG gewählte Konstruktion ein Anreiz für den Netzbetreiber gesetzt wird, solche Vereinbarungen zu schließen. Denn die durch abschaltbare Lasten erbrachte Netzstabilisierungsleistung zur Blackoutvermeidung, die bisher im Rahmen des 5-Stufen-Plans nicht vergütet wurde, muss zukünftig auf eine energiewirtschaftlich angemessene und effiziente Basis gestellt werden, die den Anbietern von Abschaltleistung angemessene wirtschaftliche Anreize und ausreichende Planungssicherheit bietet.

Damit werden Angebote der Industrie rechtssicher umgesetzt und die Industrie kann wirkungsvoll ihren Beitrag zur Energiewende als gesamtgesellschaftliches Projekt und somit für die Allgemeinheit leisten. Insofern sehen wir in dem Instrument der Nutzung von Abschaltbarkeit ein Instrument, das über den gesamten Verlauf der Energiewende, bei der Umstellung auf ein neues Stromversorgungssystem mit noch vielen unklaren Variablen, ein ganz bedeutendes Element darstellt. Ein tragfähiges System sollte weniger auf Preissetzung und mehr auf die Schaffung von Anreizen setzen. Vor diesem Hintergrund sprechen wir uns für eine schnelle gesetzliche Umsetzung der Abschaltverordnung als guten Start aus. Insbesondere energieintensive Verbraucher können bereits heute eine verlässliche Abschaltleistung anbieten, da sie mit ihrer Leistung ständig am Netz sind, und damit zur Blackoutvermeidung beitragen. Wir votieren deshalb zusätzlich dafür, eine möglichst schnelle Weiterentwicklung des Systems und der Verordnung in Angriff zu nehmen, mit der die Regelungen zur Abschaltbarkeit auf marktwirtschaftliche Säulen gestellt werden. Wesentliche Punkte dazu haben wir nachfolgend zusammen gestellt.

Unternehmen, die bereit sind, abschaltbare Lasten zur Verfügung zu stellen, müssen ausreichende Sicherheit für ihre ggf. notwendigen Investitionen haben. Sofern marktorientierte Prozesse hierfür nicht ausreichen, muss ein ausreichender Anreiz auf reguliertem Wege erfolgen. Ansonsten würden hier wirtschaftlich sinnvolle und für die Allgemeinheit wichtige Potentiale verschenkt.

Der energiewirtschaftliche Nutzen der Abschaltbarkeit

Im Zuge der Energiewende, die gekennzeichnet ist durch den massiven Ausbau erneuerbarer Energien und den teilweise bereits vollzogenen Ausstieg aus der Kernenergie, wird das Stromnetz in Zukunft stärker wechselnde Stromflüsse und Lastschwankungen aufweisen. Daraus ergeben sich deutlich zunehmende Anforderungen an die Netzbetriebsführung und das Lastmanagement. Um diesen gerecht zu werden, ist die Nutzung aller wirtschaftlich erschließbaren Möglichkeiten zu einer aktiven Verbrauchssteuerung erforderlich. Ein wichtiges Element dabei ist die Nutzung der schnellen Abschaltbarkeit industrieller Verbraucher: Durch Lastabwurf in Gefahrensituationen, d.h. bei drohenden schwerwiegenden Netzstörungen, kann ein Zusammenbruch des Netzes, der erhebliche volkswirtschaftliche Kosten mit sich bringen würde, vermieden werden. Dies wurde beispielsweise bei der großflächigen europaweiten Netzstörung im November 2006 unter Beweis gestellt, als durch die innerhalb von Sekunden erfolgende Abschaltung einzelner Großverbraucher eine weitere Ausdehnung des sich kaskadenartig ausbreitenden Blackouts vermieden und das Netz wieder stabilisiert werden konnte. Dies zeigt den erheblichen nutzenstiftenden Beitrag, den eine Schnellabschaltung von Lasten zum Erhalt der Netzstabilität leisten kann.

Dieser Beitrag wird zukünftig in noch stärkerem Maß erforderlich werden, da die Stromnetze durch den Umbau der Energieversorgung im Zuge der Energiewende immer häufiger an den Rand ihrer Belastbarkeit geraten. Dies wird durch die Situation Anfang Februar 2012 unterstrichen, die dadurch gekennzeichnet war, dass die Regelreserve im gesamten deutschen Netz aufgezehrt war. Bereits ein unvorhergesehener Kraftwerksausfall wäre nicht mehr auszugleichen gewesen und hätte leicht zu einem Blackout führen können. Auch in einem solchen Fall, der zukünftig mit größerer Häufigkeit auftreten dürfte, ist die Abschaltung von Lasten ein wirksamer Beitrag, um Schlimmeres zu verhindern. Schließlich kann die freiwillige vorrangige Abschaltung von industriellen Lasten auch verhindern, dass im Notfall flächendeckend Haushalte von der Stromversorgung getrennt werden. Deshalb geht es hier nicht darum, finanzielle Hilfen an die Industrie zu zahlen, sondern ganz deutlich darum, Dienstleistungen zum Nutzen aller Stromverbraucher in das Versorgungssystem mit einzubeziehen und angemessen zu vergüten.

Derzeit ist eine Abschaltung von Lasten zur Vermeidung von Blackouts im Rahmen des sog. 5-Stufen-Plans verankert. Hierbei erfolgt eine Abschaltung jedoch rein willkürlich und ohne jede Vergütung. Das war schon in der Vergangenheit wo entsprechende Situationen die große Ausnahme waren, ein sehr fragwürdiger Ansatz, und wird es umso mehr in der neuen Situation des deutlich dünneren Sicherheitsnetzes. Heute ist dringend ein neues System gefordert. Es müssen Anreize für Industrieunternehmen geschaffen werden, damit diese an einem solchen Abschaltregime teilnehmen und entsprechend investieren, um die technischen Voraussetzungen zu schaffen.

Anreize zur Bereitstellung abschaltbarer Lasten

Damit die Industrie mit dem Angebot von Abschaltbarkeit ihren Beitrag zur Stabilisierung der Netze leisten kann, sind entsprechende wirtschaftliche Anreize sowie Planungs- und Investitionssicherheit erforderlich: Industrieunternehmen, die heute bereits technisch zu Schnellabschaltungen in der Lage sind, müssen zumindest ihre mit der Abschaltung verbundenen Kosten vergütet bekommen (z.B. Produktionsausfälle). Sofern zur Deckung des Bedarfs darüber hinaus Potenziale erschlossen werden sollen, die bei Unternehmen besondere Investitionen erfordern, um solche Dienstleistungen zur Verfügung stellen zu können (z.B. für Back-Up-Systeme, um Produktionsprozesse im Fall einer Schnellabschaltung kontrolliert herunterfahren und später wieder schnell hochfahren zu können), müssen diese einen ausreichenden Anreiz erhalten, dies auch zu tun. Eine vergütungslose Abschaltung scheidet daher gerade vor dem Hintergrund der Energiewende aus.

Dabei muss eine effiziente Lösung gefunden werden, die nicht nur kurzfristig hilft, sondern auch langfristig dazu beiträgt, dieses Element der Versorgungssicherheit tragfähig in das Stromversorgungssystem mit einzubeziehen.

Eckpunkte zur Ausgestaltung einer Abschaltregelung

Der VIK hält vor diesem Hintergrund den Entwurf der Abschaltverordnung für einen richtigen ersten Schritt, sieht aber noch Möglichkeiten zur Verbesserung des angedachten Systems.

Im Vordergrund steht dabei die Schaffung von Anreizen und von Planungssicherheit. Ein System regulierter Preise scheint diesen Anforderungen nicht gerecht zu werden. Politisch gesetzte Preise bergen inhärent immer die Gefahr einer immer wiederkehrenden kurzfristigen Änderung im politischen Prozess. Hier scheint die Schaffung eines transparenten, funktionierenden Marktes für die Beschaffung von Abschaltleistung durch die Übertragungsnetzbetreiber eine effiziente und marktwirtschaftliche Möglichkeit zu sein, und zwar sowohl unter Effizienzgesichtspunkten als auch aus grundsätzlichen ordnungspolitischen Erwägungen heraus. Sofern sich im aktuellen Prozess der Verordnungsgebung politisch noch entsprechende Erwägungen umsetzen lassen, sollte dies realisiert werden. Sollte diese nicht der Fall sein, müsste zumindest eine kurzfristige Überprüfungs- und Öffnungsklausel in die Verordnung eingefügt werden, die Schritte in Richtung eines effizienten marktbasierten Modells zulässt.

Bei einer weiteren Ausgestaltung der Abschaltregelung sollten folgende Punkte berücksichtigt werden:

- Die Regulierung sollte darauf abzielen, einen definierten Bedarf an Abschaltleistung zu möglichst geringen Kosten zu decken, d.h. die regulatorischen Vorgaben sollten weniger auf die Preise, denn auf die Mengen gerichtet sein. Sinnvoll wäre es daher im ersten Schritt, Abschaltleistung ebenso wie andere Systemdienstleistungen bedarfsorientiert auszuschreiben.

- Der Kreis möglicher Anbieter von abschaltbarer Leistung sollte von Anfang an so groß wie möglich gehalten werden, um Wettbewerb und Effizienz zu garantieren. Eine Beschränkung des Anbieterkreises sollte nur aufgrund zwingender technischer Gründe erfolgen. Nur so kann ein möglichst großes Potenzial an Abschaltleistung genutzt werden.
- Die Mindestgröße für ein Angebot muss auch durch Poolung mehrerer kleinerer Verbraucher erreicht werden können, da die Abschaltung mehrerer zusammengefasster Verbraucher energiewirtschaftlich die gleiche Wirkung entfaltet wie die Abschaltung eines größeren Verbrauchers. Mittelfristig sollte der im EnWG gesetzte Schwellenwert von 50 MW als Mindestangebotsgröße entfallen.
- Angebote für Abschaltleistung müssen auch über kürzere Zeiträume als ein Jahr möglich sein, um das existierende Abschaltpotenzial möglichst weitgehend zu heben. Für viele industrielle Verbraucher ist eine Bindung für ein Jahr nicht realisierbar. Wegen möglicher Revisionen kann oftmals keine durchgehende Verfügbarkeit für einen solchen langen Zeitraum garantiert werden.
- Es muss durch geeignete Kriterien sichergestellt werden, dass eine hohe Verfügbarkeit im Angebotszeitraum gewährleistet ist. Eine Jahresbenutzungsdauer von 7000h als generelles Präqualifikationskriterium ist aber energiewirtschaftlich nicht begründet. Es kommt vielmehr auf eine hohe Verfügbarkeit im jeweils relevanten Angebotszeitraum an.
- Eine Beschränkung von Abschaltleistung auf bestimmte Netzebenen oder das Netz der allgemeinen Versorgung ist weder begründet noch sinnvoll, da dadurch erhebliche Abschaltpotenziale ausgeschlossen werden. Beispielsweise ist in geschlossenen Verteilernetzen und auf Mittelspannungsebene eine Vielzahl industrieller Verbraucher angeschlossen, die die technischen Mindestbedingungen erfüllen können.
- Abschaltungen im Rahmen von Abschaltvereinbarungen müssen gegenüber unentgeltlichen Abschaltungen (5-Stufen-Plan) vorrangig erfolgen und sollten diese möglichst ersetzen. Ansonsten würde eine Ungleichbehandlung resultieren, wenn einige Letztverbraucher für die Abschaltung einer Vergütung erhalten würden und andere nicht.