

Grundsätzliches zur Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland

Herausforderungen an einen städtischen Netzbetreiber

Dietrich Graf

Abstract

Fundamentals about the development of the electricity supply in Germany – Challenges to a municipal power company

First, some basics of the power system to recall. The description of the separately operating links of network operators in the value chain follows. Lack matching to the boundaries of these chain links are shown and it will specifically address the challenges of the “Energiewende”. Its aim of the fullest possible renewable and distributed generation urgently needs to develop technical solutions and significant changes in the regulatory model.

The roles of the different types of operators are described and particularly pointed out the duties of a municipal system operator to various examples. The implementation of the energy transition will require a fundamental change in behaviour of the customers. The possibilities of the network operator will be essentially limited to the stimulation of this change in behaviour through information and transparency.

Finally, attention is drawn to the unique, publicly accessible portal that the production and consumption situation in Hamburg is transparent in real time showing at district level.

Wertschöpfungskette in der Stromerzeugung

Durch die Verwirklichung des europäischen Binnenmarktes für Energie und die daraus folgende Liberalisierung des deutschen Strommarktes ist die Wertschöpfungskette von der Erzeugung bis zum Verbraucher (Kunde) in einzelne, unabhängig voneinander operierende Stufen aufgeteilt worden (siehe Bild 1). Jede Stufe optimiert sich nach eigenen Randbedingungen, auch wenn sie zum gleichen Konzern oder Eigentümer gehören. Dies ist vom ordnungspolitischen Ansatz auch so gewollt und wird durch die Unbundling-Regelungen im Energiewirtschaftsgesetz umgesetzt. Diese Einzeloptimierung führt aber gerade bei den Herausforderungen der Energiewende – zum Beispiel bei einer möglichst hohen dezentralen, regenerativen Stromerzeugung – zu erheblichen, noch nicht gelösten Problemen.

Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber

Den einzelnen Stufen der Wertschöpfungskette fallen abgegrenzte Aufgaben zu, die bei einer Betrachtung des Gesamtsystems klar zugeordnet werden müssen. Am Beispiel der kaskadierten Netzbetreiberebenen bedeutet dies, dass es allein in der Verantwortung von Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) liegt, den Ausgleich zwischen Verbrauch und Erzeugung in ihren Netz-

gebieten (Regelzone – in Deutschland vier Regelzonen) praktisch ohne Zeitverzug herzustellen. Nur so ist das international verbundene Elektroenergiesystem stabil zu betreiben.

Dazu dient im Sekundenbereich die simple aber äußerst wirkungsvolle Leistungs-Frequenzregelung. Es ist die Abweichung vom 50-Hz-Sollwert das Maß für das Ungleichgewicht. Bei einer Frequenz unter 50 Hz besteht ein Erzeugungsmangel, der ausgeglichen werden muss – und umgekehrt. Neben einem Ausgleich im Minutenbereich mit Hilfe von Regelkraftwerken durch den ÜNB wird die Frequenz kurzfristig maßgeblich durch die Schwungmassen der Turbosätze in den Großkraftwerken stabilisiert (Zeitkonstante ca. 10 sec). Ohne diese Schwungmassen wäre die ohnehin nur durch ständige Regeleingriffe stabil gehaltene Frequenz deutlich stärkeren Schwankungen ausgesetzt. Es gibt Beispiele aus der Praxis, wo in größeren isolierten Netzen fehlende Schwungmassen ein Aufschaukeln der Frequenzabweichungen bewirkt haben.

Gelingt es dem Übertragungsnetzbetreiber nicht, innerhalb kurzer Zeit (15 min) einen Ausgleich herzustellen, kommt es in der Regel zum Trennen des (internationalen) Verbundnetzes, was letztlich zu einem Absinken der Frequenz in der betroffenen Regelzone auf 0 Hz (Blackout) führen wird.

Eine beliebige Reduzierung der Schwungmassen der Turbosätze in Großkraftwerken – gleich welcher Art der Dampferzeugung

Dietrich Graf war bis Ende 2015 Sprecher und techn. Geschäftsführer der Stromnetz Hamburg GmbH.

Autor
Dr. Ing. Dietrich Graf
Hamburg, Deutschland



Bild 1. Aufteilung der Wertschöpfungskette in der Elektroenergieversorgung.

Die Sicherstellung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch in seinem Netzgebiet (Regelzone) obliegt dem Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB).

Kurzfristige Stabilisierung der Frequenz durch die Schwungmassen der Generatoren und langfristige Stabilisierung durch Regel(Reserve)kraftwerke.



Die Sicherstellung der Versorgungsqualität (Beseitigung lokaler Störungen, Anschluss neuer Kunden) und Ausführen von Stabilisierungsmaßnahmen auf Anforderung des ÜNB obliegt dem Verteilungsnetzbetreiber (VNB).



Foto: Netzführung Hamburg

Die Verantwortung für die Einhaltung der Spannungsgrenzwerte (z.B. Blindleistungsmanagement) und der Betriebsmittelbelastung hat jeder Netzbetreiber in dem von ihm geführten Netz.

Bild 2. Aufgaben der Netzbetreiber ÜNB und VNB.

– ist solange nicht möglich, wie Windgeneratoren und Solaranlagen keinen Betrag zur Frequenzstabilisierung liefern. Der Mindestanteil der so bezeichneten „Must-run“-Kraftwerke in einem Netzgebiet ist derzeit nicht wissenschaftlich belegt und daher Gegenstand intensiver Forschungen. Es ist zukünftig nicht nur das technische Problem zu lösen, es sind zusätzlich auch Markt-, Vergütungs- und Umsetzungsregeln in noch unbekannter Weise zu ändern. Letztere müssen die Grenzen der Wertschöpfungsstufen übergreifend gelöst werden.

Der Vollständigkeit halber sei erwähnt, dass ein Rückgang der Menge an Schwungmassen zudem Auswirkungen auf das Kurzschlussverhalten des Netzes hat. Diese Problematik kann vermutlich durch Weiterentwicklungen der Schutztechnik beherrscht werden.

Eine weitere, in der Öffentlichkeit besser bekannte Aufgabe der ÜNB liegt in der Schaffung von überregionalen und internationalen Transportkapazitäten. Durch die Verlagerung der Erzeugungsschwerpunkte von Großkraftwerksstandorten hin zu Offshore und Onshore Windgeneratoren-Parks und zu dezentralen Aufspeisungen aus den regionalen Netzen sind umfangreiche Ausbaumaßnahmen zu bewältigen. Dazu dient der NEP (Netzentwicklungsplan), der quasi Gesetzescharakter hat. Trotz aller politischen Unterstützung sind Netzbauvorhaben bei der lokalen Bevölkerung umstritten und werden verzögert. Zumal auch ein Technologiewettbewerb zwischen Kabel und Freileitung einerseits und Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ) und bekannter Höchstspannungsdrehstromtechnik besteht.

Aufgaben der Verteilungsnetzbetreiber

Andererseits haben die unterlagerten Verteilungsnetzbetreiber (VNB – in Deutschland ca 900) die Aufgaben Sicherstellung einer

hohen Versorgungsqualität (Erläuterungen siehe Bild 2) und Unterstützung der ÜNB bei den aktiven Stabilisierungsmaßnahmen. Alle Lieferanten-Wechselvorgänge von Kunden werden von den VNB organisiert und bilanziell vollzogen. Bei der wachsenden Anzahl von dezentralen Einspeisern haben die VNB auch die Konsolidierung der Einspeisedaten vorzunehmen. Die unmittelbare Datenentstehung erfolgt im Netz der VNB während die Auswirkungen in der Netzführung der ÜNB Berücksichtigung finden müssen.

Die VNB unterscheiden sich bei der Versorgungsaufgabe jedoch in ländliche Netzbetreiber, die die Vielzahl von volatilen, regenerativen Einspeisungen aufnehmen und städtische Netzbetreiber die eine möglichst hohe entsprechende Variabilität des Verbrauchs in ihrem Netzgebiet stimulieren sollen (siehe Bild 3).

Beide Aufgaben stellen die Netzbetreiber im Zuge der Energiewende vor bisher nur teilweise gelöste Herausforderungen. So werden regenerative Erzeugungsanlagen naturgemäß in elektrotechnisch nicht erschlossenen Gebieten errichtet, was einen

erheblichen Netzausbau und damit höhere Netzentgelte von den wenigen dort ansässigen Verbrauchern zur Folge hat. Da in der Fläche eben keine entsprechende Verbraucherlast vorhanden ist, kommt es zu einer Energierichtungsumkehr. Die Energie fließt von den niedrigeren Spannungsebenen, wo die dezentralen Erzeuger angeschlossen sind zur höheren Spannungsebene und wird regelmäßig sogar in das Übertragungsnetz weitergeleitet (siehe Bild 4). Die Energierichtungsumkehr bewirkt im Primärnetz Verletzungen der Spannungsbänder. Dem muss durch den Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren und Netzverstärkungsmaßnahmen entgegen gewirkt werden.

Die Netzbetreiber in den Verbrauchsschwerpunkten haben dagegen die Aufgabe den Verbrauch so zu stimulieren, dass er den volatilen Einspeisungen möglichst kongruent folgt. Dezentrale Erzeugungsanlagen in den städtischen Gebieten decken in der Regel nicht einmal den lokalen Bedarf. Es besteht deshalb in den städtischen Verbrauchsschwerpunkten nicht die Notwendigkeit eines vergleichbaren Netzausbaus. In Einzelfällen kann – zumindest theoretisch – sogar ein Netzurückbau durch dezentrale Erzeugung möglich sein.

Das bisher bewährte Bedarfsdeckungsprinzip „die Erzeugung folgt der Last“ müsste umgekehrt werden in „die Last folgt der Erzeugung“. Das ist in vollem Umfang allerdings nicht erreichbar, schon gar nicht ohne auf gewohnten Komfort - im Sinne von spontaner Energienutzung - zu verzichten. Es jedoch versucht werden, mit einem Mix aus unterschiedlichen Bausteinen dies annähernd umzusetzen. Bereits vor mehreren Jahrzehnten – also lange vor dem Ansatz der Energiewende – wurde unter dem Oberbegriff Demand-Side-Management an der Stimulation einer Verhaltensänderung der Verbraucher geforscht, jedoch ohne dass es zu einer dauerhaften Etablierung solcher Systeme gekommen ist. Jetzt wird quasi gezwungenermaßen

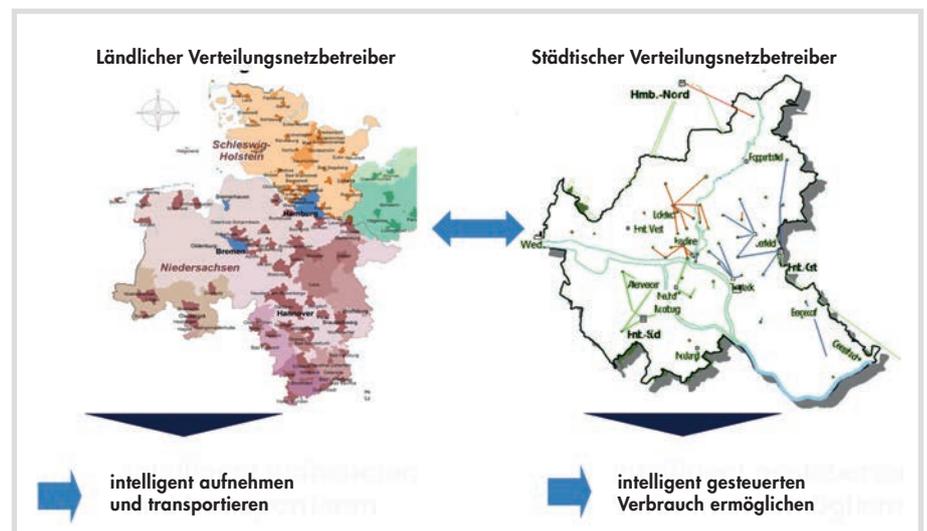


Bild 3. Anforderungen an städtische und ländliche Verteilungsnetze.

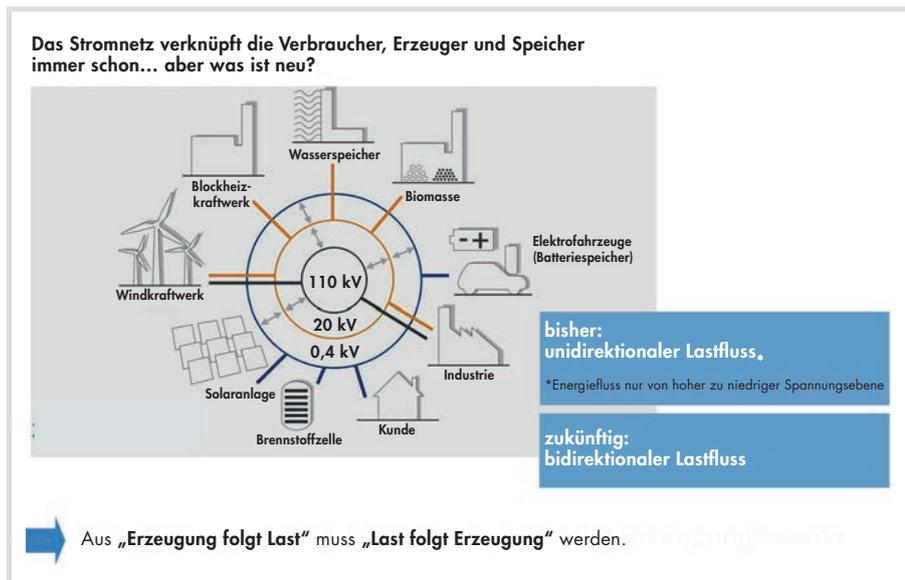


Bild 4. Umkehrung der Energieflussrichtung und Umkehrung des Bedarfsdeckungsprinzips.

ein neuer Versuch der Umkehrung des Bedarfsdeckungsprinzips notwendig.

Speicherkapazität

In der Diskussion wird immer wieder angeführt, dass die Diskrepanz zwischen Erzeugung und Verbrauch auch durch den Einsatz von Energiespeichern gelöst werden kann. Dabei wird eine Vielzahl von technischen Lösungsmöglichkeiten vorgeschlagen. Sogar Schwungmassenspeicher sind im Gespräch, was interessanterweise auch die eingangs erwähnte Frequenzstabilisierungswirkung hätte. Man wird sicher ohne eine deutliche Erhöhung der Speicherkapazität nicht auskommen, allerdings ist der Wirkungsgrad der unterschiedlichen Speicher – und damit verknüpft auch die Wirtschaftlichkeit - derzeit nur beim Prinzip der Pumpspeicherwerke akzeptabel. In Bild 5 wird anhand zweier Szenarien der Bedarf an Speicherkapazität exemplarisch abgeschätzt. Während die Variante „Prämisse“ nur zur Orientierung dient, ist die Variante „reduzierte Prämisse“ für das nächste Jahrzehnt realistisch. Ein Vergleich mit dem Ist-Zustand zeigt, dass die einzige gegenwärtig großtechnisch verfügbare und erprobte Speichertechnologie bei Weitem nicht ausreicht und dringend eine Vielzahl von alternativen Speichertechnologien entwickelt werden müssen.

Städtisches Smart Grid

Bisweilen wird die Entwicklung der Netze zu einem Smart Grid als notwendig angesehen. Abgesehen davon, dass unter Smart Grid – also intelligentes Netz – sehr unterschiedliche Vorstellungen existieren, ist ein Netz immer so „smart“, wie es die derzeitige Versorgungsaufgabe erfordert. Die oben erwähnte Leistungs-Frequenzregelung ist ein zutreffendes Beispiel für eine schon lange vorhandene Existenz von „smarter“

Eigenschaft und dies ganz ohne aufwändige Kommunikationstechnik, allein durch Auswertung der Netzfrequenz. Gleichwohl ist mit der Veränderung der Versorgungsaufgabe auch eine Weiterentwicklung des Status des Smart Grid erforderlich

Speichertechnik

Die städtischen Netze müssen mehr Speicherfunktionalität entwickeln. Leider erschweren die Aufteilung der Wertschöpfungskette und die Unbundlingregelungen dieses Ziel. Ein Netzbetreiber darf gesetzlich nicht mit Energie handeln, was aber bei einem Einsatz von Speichern naturgemäß notwendig wäre. Andere Stufen der Wertschöpfungskette sehen im Einsatz von Speichern jedoch derzeit kein tragbares Geschäftsmodell.

Zudem werden aus eigentlich überwundenen Vorurteilsgründen Speicherheizungen weiter zurückgedrängt. Speicherheizungen wurden eingeführt, um die „Nachttäler“ der Kernkraftwerke mit Verbrauch zu füllen. Aus dieser Zeit stammen die Vorbehalte gegen das Heizen mit Strom. Der Schritt diese vorhandene, inzwischen auch deutlich verbesserte Speicher- und Steuer-

ungstechnologie in Richtung einer Windstromspeicherheizung zu entwickeln, wird von der Öffentlichkeit leider nicht akzeptiert.

Bild 6 zeigt den zeitlichen Zusammenhang des Windstromanfalls und des Wärmebedarfs. Die Umwandlung von elektrischer Energie in Heizwärme findet mit dem optimalen Wirkungsgrad von 100 % statt und die Speicherung der Wärme ist technisch einfach und erprobt. Warum also nicht verstärkt mit (Wind-)Strom heizen.

Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sind sogar für die städtischen KWK-Anlagen (Kraft-Wärme-Kopplung) derzeit so schwierig, dass ein Ausbau dieser effizienten Kopplung von Fernwärme- und Stromnetzen nicht zu erwarten ist. Allerdings kommen vereinzelt elektrisch betriebene Fernwärmespeicher zum Einsatz, die bei hoher regenerativer Einspeisung aufgeladen werden.

Netzlastabsenkung durch dezentrale Erzeugung

Die verbrauchsnahe, dezentrale Erzeugung kann zu einer Netzentlastung und damit zu einem reduzierten Netz(ausbau) führen. So wurde an einem Wohnquartier mit einem dezentralen Motor-BHKW mit angeschlossenem Wärmespeicher nach einer periodenübergreifenden Optimierungsphase eine dauerhafte Netzlastreduzierung von 314 kW auf 269 kW erzielt. Die Lastabsenkung betrug in diesem Beispiel ca. 15 % (siehe Bild 7). Es könnte also ein reduzierter Kabelquerschnitt für den Netzanschluss des Quartiers und eine reduzierte Transformatorengröße (10 kV auf 400 V) eingesetzt werden. Allerdings ergeben sich regulatorische Hemmnisse bei der Zurechnung möglicher Einsparung im Netzentgelt. Auch folgt die in der Praxis verwendete Stufung der technischen Betriebsmittelgrößen dieser relativ geringen Absenkung der Höchstlast in der Regel nicht.

Einsatz von Smart Meter

Ein direkter Eingriff des Netzbetreibers in das Verbrauchsverhalten der Kunden

Prämisse
 Vollversorgung mit erneuerbaren Energien (!)
 Gesamtenergieverbrauch von 550 TWh ist komplett regenerativ abgedeckt
 Jahreshöchstlast von PJH = 78 GW muss über 2 Wochen gespeichert werden

$$E_{100\%} = 78 \text{ GW} \cdot 14 \cdot 24 \text{ h} = 26.208 \text{ GWh} = 26 \text{ TWh}$$

Reduzierte Prämisse
 50 % von 550 TWh regenerativ erzeugt: 275 TWh
 70 % der erneuerbaren Energien über eine Woche nicht verfügbar
 35 % von PJH = 78 GW über eine Woche speichern

$$E_{35\%} = 78 \text{ GW} \cdot 0,35 \cdot 7 \cdot 24 \text{ h} = 4.586,4 \text{ GWh} = 4,6 \text{ TWh}$$

Zur Zeit existieren in Deutschland aber nur ca. 0,06 TWh Pumpspeicherkapazität

Quelle: Prof. Schulz HSU Hamburg

Bild 5. Notwendige Speicherkapazität.

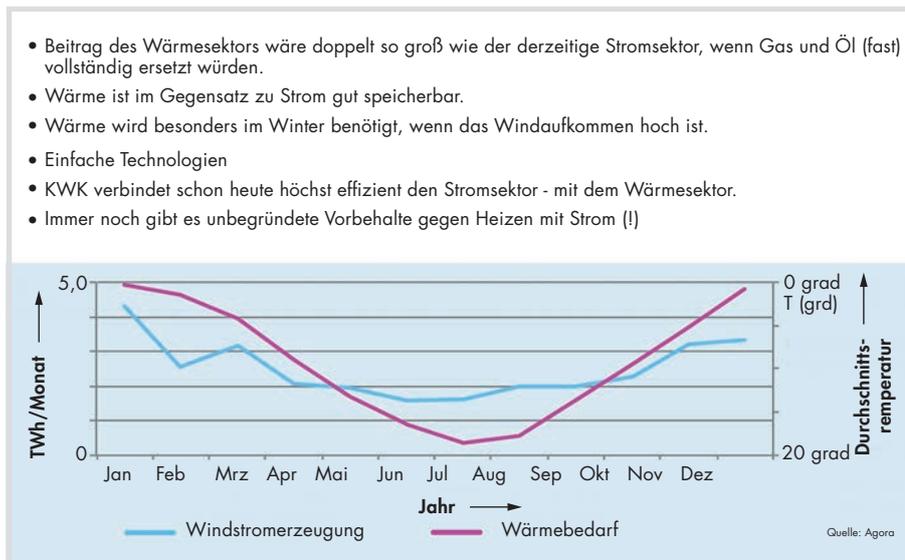


Bild 6. Eine verstärkte Integration des Strom- und Wärmesektors ist notwendig.

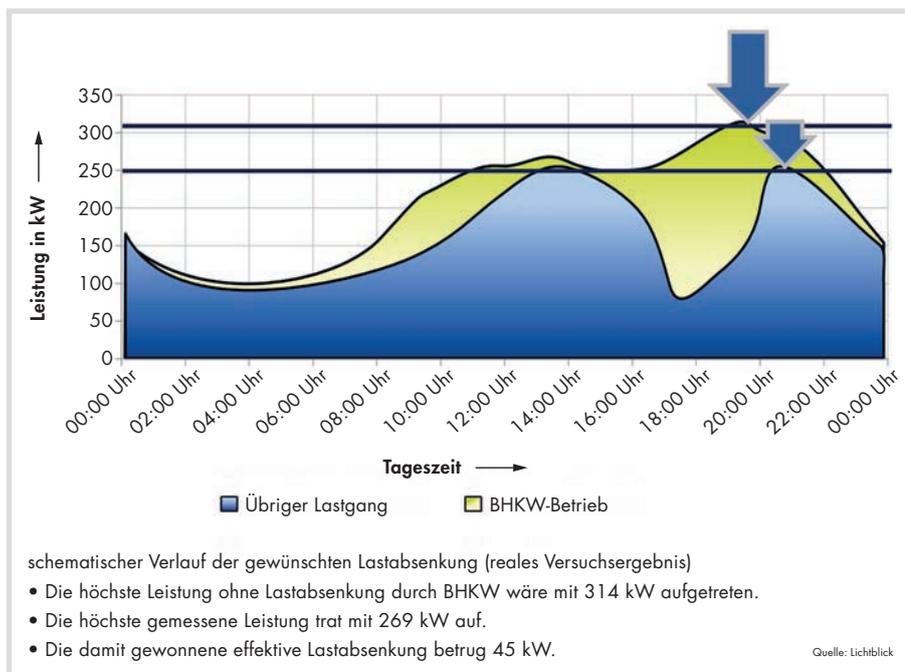


Bild 7. Höchstlastabsenkung durch dezentrale Erzeugung in einem Wohnquartier.

ist nur als Ultima Ratio zur „Rettung“ der Systemstabilität akzeptabel. Daher müssen die Aktivitäten zur Anpassung des Verbrauchs an die Erzeugung von den Kunden ausgehen. Industrielle Kunden optimieren durch Nutzung der schwankenden Energiepreise an der Börse ihren Energieverbrauch in die gewünschte Richtung. Dabei ist natürlich die Möglichkeit der Variabilität der Produktionsprozesse Voraussetzung. Diese ist zum Teil nur mit zusätzlichen Investitionen erreichbar. Insgesamt muss gerade für den industriellen Verbraucher ein wirtschaftlicher Anreiz bestehen, seinen Elektroenergieverbrauch der volatilen Erzeugung anzupassen. Für den gewerblichen und Haushaltsbereich sind stimulierende Tarifstrukturen derzeit nicht eingeführt. Dies ist unter anderem

auf die noch fehlenden Messgeräte – die „Smart Meter“ – zurückzuführen. Diese Zähler müssen den Verbrauch in festgelegten 15-min-Intervallen speichern und zur zeitabhängigen Abrechnung zur Verfügung stellen. Erst dann können die Vertriebe auch etwaige Preisanreize setzen.

Die gesetzliche Einführung derartiger Zähler hat sich mehrfach verzögert, insbesondere weil auch in diesem Fall mehrere Stufen der Wertschöpfungskette gesetzlich koordiniert werden mussten.

In der Zwischenzeit wurden Kundenbefragungen und Pilotprojekte durchgeführt. Die Ergebnisse zeigen, dass es nur eine geringe Motivation unter den Kunden gibt ohne wirtschaftlichen Vorteil eine Variabilisierung (Verlagerung und Einsparung) des Verbrauchs vorzunehmen (siehe Bild 8). Nur eine kleine, engagierte Gruppe von Kunden ist bereit, sich dauerhaft mit ihrem Energieverbrauch aktiv zu beschäftigen und Einsparungs- und Verlagerungsaktivitäten anzugehen. Die Auswertungen ergeben, dass die Mehrzahl der Haushaltskunden aktiv nur kurzzeitig die Visualisierung des eigenen Verbrauchs beobachtet und sich nur verbal interessiert zeigt. Umweltaspekte stimulieren die Verlagerung und Einsparung nur unbedeutend. Erst mit deutlichen finanziellen Anreizen scheint eine Verhaltensänderung erreichbar zu sein.

Information und Transparenz

Eine weitere Aufgabe der Netzbetreiber ist die Bereitstellung von Daten über die Vorgänge im Netz. Diese werden komplexer und sind für die Kunden immer weniger transparent. Dabei sind nicht die speziellen Daten für Bilanzkreis- und Netznutzungsabrechnungen gemeint, sondern eine mehr globale Information über die Netzauslastung. In Hamburg steht als erstes ein öffentliches Online-Portal über die Last und Einspeiseverhältnisse im städtischen Netz zur Verfügung (Bild 9). Aus Datenschutzgründen ist allerdings nur eine summarische Darstellung auf der Ebene der Bezirke möglich. Gleichwohl ist zu erkennen, wie

- **Es besteht Interesse am Messsystem zur Verbrauchskontrolle**
 - Es handelt sich um ein Teilsegment von Kunden, das sich besonders intensiv mit dem Thema Verbrauchskontrolle und Stromsparen auseinander setzt.
 - Der Zusammenhang zwischen eigenem Stromverbrauch und Umweltschonung wird nicht für relevant gehalten.
- **Hauptargument für Smart Meter ist Verbrauchskontrolle zur Einsparung**
- **Umweltschutzaspekte spielen untergeordnete Rolle**
- **Bereitschaft zur Verbrauchsverlagerung nur bei hohem finanziellen Anreiz**
 - An einem Tarif mit günstigem Strom in Zeiftern besteht grundsätzlich hohes Interesse.
 - Tatsächliche Verhaltensänderungen wären aber mit Komforverzicht verbunden, zu dem man nur bei entsprechender finanzieller Belohnung bereit ist.
- **Anstrengungen zur Verbrauchsverlagerung benötigen einen deutlichen inanziellen Anreiz**

Bild 8. Schlussfolgerungen aus „Smart Meter“ Projekten.



Bild 9. Detaillierte Online-Information über die Last- und Einspeisesituation in der Stadt Hamburg.

in es Bezirken ohne industrielle Kunden zu starken Schwankungen der Last zwischen Tag und Nacht kommt, während in Bezirken mit Grundstoffindustrie einen nahezu ausgeglichenen Tag-Nacht-Verlauf gibt.

Es wird die Einspeisung aus dem Übertragungsnetz und die dezentrale Erzeugung separat dargestellt. In weiteren Fenstern wird der Anstieg der dezentralen Erzeugungsanlagen über die letzten Jahrzehnte aufgegliedert nach Typ und Bezirk gezeigt. Die Diskrepanz zur angestrebten vollständigen, verbrauchsnahe dezentralen Erzeugung ist jedoch offensichtlich.

In einer Ganmlinie wird täglich der prognostizierte Verlauf der bundesweiten Wind- und Solarstromerzeugung ange-

zeigt. Für die zurückliegenden Tage erfolgt eine Darstellung des Soll-Ist-Vergleiches.

Für die Standortauswahl von energieintensiven Betrieben wird die freie Netzkapazität in den jeweiligen Umspannungsgebieten veröffentlicht.

Mit dieser transparenten Information soll dem interessierten Kunden spielerisch die Möglichkeit geben werden, sein Wissen über die Stromversorgung einer industriellen Metropole zu erweitern und bei Engagement sein Verbraucherverhalten anzupassen. Aus Kontakten mit Nutzern des Portals ist bekannt, dass sich sogar Unternehmen, die beratend oder aktiv im Energieversorgungsbereich tätig sind, sich der Informationen bedienen.

Fazit

Die frequenzstabilisierende Wirkung der Schwungmassen von Turbosätzen in Großkraftwerken ist derzeit unverzichtbar. Erst durch technische Entwicklungen bei den dezentralen Einspeisern und durch regulatorische Regeländerungen könnte die Notwendigkeit von mitlaufenden Schwungmassen reduziert werden.

Bei einem weiter ansteigenden Anteil volatiler, regenerativer Erzeugung wird der Einsatz von Energiespeichern immer dringender. Jedoch ist ein Ausbau von Pumpspeicherkapazitäten – der einzigen derzeit großtechnisch verfügbare Lösung – nicht erkennbar und wäre auch nicht ausreichend.

Die Stromnetze müssen sich an die verändernden Versorgungsaufgaben anpassen, wobei den Netzbetreibern je nach Netzgebiet unterschiedliche Aufgaben gestellt sind.

Die finanziellen Marktanreize müssen so gesetzt werden, dass es zu einer variablen Anpassung des Verbrauches je nach Anfall der regenerativen Energien kommt.

Die Netzbetreiber haben keine direkte Einflussmöglichkeit auf das Kundenverhalten und können daher nur mit Informationen eine Verhaltensveränderung der Kunden stimulieren.

Die Teilung der Wertschöpfungskette in einzelne sich selbst optimierende Stufen zeigt sich mehr und mehr hinderlich für die Umsetzung der politischen Ziele der Energiewende und erfordert weitere regulatorische Eingriffe.

VGB-Standard

Quality requirements for mineral oils in power transformers

Ausgabe/edition 2016 – VGB-S-169-11-2015-11-EN

DIN A4, 26 Seiten, Preis für VGB-Mitglieder € 150,-, für Nichtmitglieder € 200,-, + Versandkosten und MwSt. DIN A4, 26 Pages, Price for VGB members € 150,-, for non members € 200,-, + VAT, shipping and handling.

This VGB Standard, "Quality requirements for mineral oils in power transformers", was created by the VGB Project Group "Transformers". Its compilation was essentially the work of a working group established for that purpose. It was composed of experts in laboratory analysis, planning and operation of power plant transformers. This VGB-Standard should be understood as a guide. In the following, therefore, the terms VGB-Standard and (VGB) guide are used interchangeably.

The VGB-Standard outlines the processes beginning with the procurement of the mineral oil and ending with the commissioning and first start-up of the transformer, and in this context provides information and recommendations regarding the demands on the quality of mineral oils.

The objective of the VGB-Standard is to safeguard the required quality criteria for the complete production processes up to and including commissioning and first start-up. It is intended as a pragmatic aid for the users.

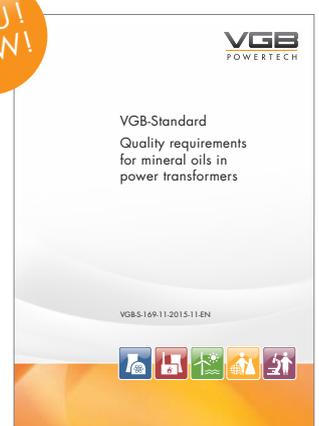
This VGB-Standard has been drawn up to the best of our knowledge, but is by no means exhaustive. In essence, it is a recommendation.

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 | Mail: mark@vgb.org | www.vgb.org/shop



VGB | P O W E R T E C H

International Journal for Electricity and Heat Generation



Please copy >>> fill in and return by mail or fax

Yes, I would like order a subscription of VGB PowerTech.

The current price is Euro 275.- plus postage and VAT.

Unless terminated with a notice period of one month to the end of the year, this subscription will be extended for a further year in each case.

Name, First Name

Street

Postal Code City Country

Phone/Fax

Date 1st Signature

Cancellation: This order may be cancelled within 14 days. A notice must be sent to VGB PowerTech Service GmbH within this period. The deadline will be observed by due mailing. I agree to the terms with my 2nd signature.

Date 2nd Signature

Return by fax to

VGB PowerTech Service GmbH
Fax No. +49 201 8128-302

or access our on-line shop at www.vgb.org | MEDIA | SHOP.

**VGB PowerTech DVD 1990 bis 2015:
26 Jahrgänge geballtes Wissen rund um
die Strom- und Wärmeerzeugung
Mehr als 26.000 Seiten
Daten, Fakten und Kompetenz**

Bestellen Sie unter www.vgb.org > shop



**Jetzt auch als
Jahres-CD 2015
mit allen Ausgaben
der VGB PowerTech
des Jahres: ab 98,- €**

© Sergey Nivens - Fotolia



PowerTech-CD/DVD!

Kontakt: Gregor Scharpey
Tel: +49 201 8128-200
mark@vgb.org | www.vgb.org

**Ausgabe 2015: Mehr als 1.100 Seiten Daten, Fakten und Kompetenz
aus der internationalen Fachzeitschrift VGB PowerTech**

(einschließlich Recherchefunktion über alle Dokumente)

98,- Euro (für Abonnenten der Printausgabe), 198,- Euro (ohne Abonnement), incl. 19 % MWSt. + 5,90 Euro Versand (Deutschland) / 19,90 Euro (Europa)