



System- und Elektrizitätsnetzberatung
System and Electricity Grid Consulting

NeldnerConsult
Dregerhoffstraße 112
D 12557 Berlin Germany
Cell +49 (172) 32 72 22 0
Umsatzsteuer-ID-Nummer:
DE 276124776

wolfgang.neldner@neldnerconsult.eu

Kurzgutachten:

“Der Systemstabilisator” – ein wesentlicher Garant für eine wirksame Energiewende und die gleichzeitige Stärkung des Wirtschaftsstandortes Deutschland

(Teil eines gesamtsystematischen Ansatzes)

Eine Kurzstudie von NeldnerConsult- System-und Elektrizitätsnetzberatung im Auftrag der IGBCE Hannover

Berlin, der 31.1.2012

Autor: Diplom-Ingenieur Wolfgang Neldner

Danksagung:

Ich danke der 50 Hertz Transmission GmbH, der Deutschen Energie-Agentur GmbH, der Brandenburger Technischen Universität, der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, der Technischen Universität Berlin, dem VDE(FNN), der Eurogrid GmbH, der FGH, CORESO Brüssel, der consentec, der VE G&M, der GridLab GmbH und vielen weiteren Partnern für die vielfältigen Fachgespräche und für die Nutzungs- und Bewertungs-möglichkeiten von Daten und Systeminformationen, sowie den Analyse-möglichkeiten des Systemtrainers .

Abkürzungen:

- GAU - größter anzunehmender Unfall
- EVS - Elektrizitätsversorgungssystem
- ENTSO- E - European Network of Transmission System Operators (for Electricity)
- ÜNB/TSO - Übertragungs (system-)netzbetreiber/Transmission System Operator
- SoS - Security of Supply/ Versorgungssicherheit

Gliederung:

1. Das Elektrizitätssystem- Einordnung und Komplexität
2. Das Elektrizitätssystem- physikalische und rechtliche Anforderungen
3. Das Elektrizitätssystem- der „Systemstabilisator“ als neuer Teil eines gesamtsystematischen Ansatzes
 - das zweistufige Zulassungsverfahren;
 - die Haupt- und Zusatzkriterien;
 - zukünftige Untersuchungsschwerpunkte
4. Das Elektrizitätssystem- organisatorische Aspekte als ein sehr kurzfristig umsetzbarer Systemteil
5. Das Elektrizitätssystem- Netzverstärkung und bundesweiter Leitungsneubau mit wirksamer Durchsetzung und Kompensation
6. Das Elektrizitätssystem- regenerative und konventionelle Erzeugung, Nutzung vorhandener und Bau neuer Speicher
7. Das Elektrizitätssystem- die (nachfragenden) Verbraucher
8. Kernaussagen und Ausblick

Literatur

Anhang

1. Das Elektrizitätssystem- Einordnung und Komplexität

Das Elektrizitätsversorgungssystem(EVS) ist nicht nur eine besondere Infrastruktur, es ist eine einzigartige Schlüsselinfrastruktur. Dies gilt im besonderen Maße für Deutschland als größtes und stärkstes EU-Mitgliedsland, vor allem aber als ausgeprägten Industrie- und Exportstandort.

Hauptvoraussetzung dafür ist zweifelsfrei eine ausreichende, umweltverträgliche, preisgünstige und sichere Stromversorgung. Dies erfordert ein robust zu erhaltendes, bzw. mit der 2011 eingeleiteten Energiewende eine Transformation zu einem neuen ausbalancierten und in sich stabilen Gesamtsystem.

Dieser Schlüsselzusammenhang erklärt sich unmittelbar, wenn man bedenkt, dass Ausfälle bei der (kritischen) Infrastruktur „Elektrizitätssystem“ neben den offensichtlichen wirtschaftlichen Auswirkungen, innerhalb weniger Stunden über die Störungen der öffentlichen Sicherheit oder den Vertrauensverlust in die ordnungspolitische Vorsorge weitere dramatische Folgen für das staatliche Gemeinwesen in Deutschland und Europa generieren würden.

Als Experte, Gutachter und basierend auf 30 Jahre praktische Erfahrung als Führungskraft in der Elektrizitätswirtschaft muss hinzugefügt werden, dass es bei der Transformation zum naturstrombasierten Zukunftssystem, in der realen Umsetzung der Energiewende grundsätzlich um den Ausschluss eines Elektrizitäts-GAU, einer Mangelversorgung oder einer unberechenbaren und unzuverlässigen Stromversorgung gehen muss. Im Lichte der Ziele der Energiewende garantiert nur dieser Grundsatz eine breite Akzeptanz aller Akteure des EVS, so auch seitens der Industrie und der Klein-und Mittelständischen Unternehmen (KMU). Dazu ist im Anhang, Seite 2, eine Übersicht beigefügt.

Ein stabiles System hat vor allem die Fähigkeit, bei jeglichen Störeinflüssen in den normierten Betriebszustand zurückzukehren.

Diese entscheidende Fähigkeit des EVS muss zwingend über den gesamten Transformationszeitraum aktiv erhalten werden.

Wird dies, im Umkehrschluss, nicht ausreichend gefordert und unterstützt, nimmt der Stressbetrieb des EVS zu. Dies äußert sich sowohl in der Häufigkeit als auch in der Intensität der Stressbelastungen. Wenn sich dieser Umstand auf einen (geographischen, elektrischen)

Punkt des Systems bezieht, kann ein großes Verbundsystem dies kompensieren. Das zeitgleiche Auftreten von häufigen, intensiven oder sogar anhaltenden Stresssituationen an mehreren Stellen führt dagegen zu einer zunehmenden Wahrscheinlichkeit schwerer Störungen bis hin zum Verlust der Systemstabilität und schließlich zum Verlust des Gesamtsystems.

Für ein technisches Infrastruktursystem wie dem EVS stellt sich diese Stabilität als eine Gesamtfunktion der verzahnten Teilsysteme und der Elemente dieser Teilsysteme dar. Im Anhang, Seite 3, ist ein vereinfachtes Schema der Teilsysteme Physik, Elektrizitätsmarkt und EEG-Abwicklung einschließlich einiger Kontroll- und Aufsichtsgremien dargestellt.

Im Anhang, Seite 4, wird darüber hinaus deutlich gemacht, dass das EVS neben dem prioritären Funktionsprinzip horizontal benachbarter Regelzonen (also elektrischer Gesamtsysteme) vertikal und anlagenkonkret gesehen, wiederum in Teilsysteme unterschiedlicher Spannung gegliedert ist. Dabei stellt die 380 kV-Ebene mittels ihrer Höchstspannungsleitungen den Verbundbetrieb zu den benachbarten Regelzonen und den benachbarten europäischen Verbundpartnern sicher, die Hochspannung dient der Verteilung auf Landesebene und die Niederspannung ist im kommunalen und städtischen Bereich dominierend. Daneben - wie oben schon ausgeführt - sind aber die rechtlich-regulatorischen Aspekte für die regulierten Netzbereiche und die Elektrizitätsmarktaspekte, vorrangig der Wettbewerbsbereiche, zu beachten.

Die Schlüsselfaktoren heißen erstens Mensch und Technik und zweitens ordnungspolitische Rahmenbedingungen.

Im EnWG(1) werden, seit 2005 begrenzt auf den Netzbereich, unter §4 (Genehmigung des Netzbetriebs) Grundanforderungen an die technische, personelle und wirtschaftliche Leistungsfähigkeit, sowie (seit 2005) an die Zuverlässigkeit gestellt.

Ein Umsetzungskonzept für eine ganzheitliche Transformationsphase muss dementsprechend für alle Systemelemente diese Kriterien beleuchten und, gegliedert nach Wichtigkeit und Aspekten der zeitlichen Notwendigkeit und Machbarkeit entsprechende Aktivitäten aufzeigen.

Diese Kurzstudie soll einen Beitrag dazu leisten, insbesondere bezüglich sehr wichtiger, sehr notwendiger und auch kurzfristig machbarer Maßnahmen.

In einem Ausblick werden weitere Schritte angerissen.

Zunächst aber zur Komplexität des ganzheitlich zu betrachtenden EVS. Spätestens seit der Liberalisierung, umgesetzt mit dem Energiewirtschaftsgesetz von 1998, besteht es:

- a) aus dem unverändert die Basis bildenden physikalischen System (Erzeugung, Übertragung, Verbrauch, einschließlich der Systemsteuerung in jeder Regelzone) und
- b) dem nun bereits etablierten Elektrizitäts- Marktsystem, realisiert u.a. über das Bilanz-Kreis Management und den Börsenhandel.

Nach Beendigung der Anfangs- und Integrationszeit der regenerativen Energien steht neben diesen zwei Systemen das Aufnahme-, Verteilungs- und Vermarktungssystem des Erneuerbare-Energien-Gesetz(2). Siehe dazu auch Anhang, Seite 3.

Die Brisanz beim aktuellen EVS ergibt sich:

- Technisch allein aus der Tatsache, dass Elektrizität aktuell und auch auf lange Sicht nicht im großem Umfang speicherbar ist;
- Aus klassischen Zielkonflikten z.B.
 - a) zwischen Elektrizitätsmarkt-Entwicklung und Energieversorgungs-sicherheit;
 - b) Transparenzerfordernissen und Schutzbedürftigkeiten des Netzbereiches(als natürlicher Monopolbereich einerseits und als besondere kritische Infrastruktur andererseits);
- Aus ordnungspolitisch unterschiedlichen Zuständigkeiten bezüglich der Ebene(z.B. EU, Bund, Länder) aber auch der Sache(z. B. Umwelt-, Energie-, Sicherheits- oder Katastrophenaspekte).

Diese Aspekte fest im Blick habend, steht nun – wie eingangs ausgeführt - eine Transformation des EVS an. Im letzten Energiekonzept der Bundesregierung(3) vom 28.9.2010 heißt es dazu treffend:

„Mit dem stetig wachsenden Anteil erneuerbarer Energien muss allerdings das gesamte Energieversorgungssystem – konventionelle, erneuerbare Energien, Netze, Speicher und deren Zusammenspiel – optimiert werden. Ziel ist es, die Transformation für Wirtschaft und Verbraucher wirtschaftlich vernünftig zu gestalten“.

Diese Kernaussage der Ganzheitlichkeit wurde durch den nunmehr beschlossenen Kernenergieausstieg und die damit massiv beschleunigte Transformation gravierend verstärkt. Auch im Abschlussbericht der 2011 tätigen Ethikkommission(4) wird genau dieser Tenor qualitativ untermauert. Es heißt dort auf Seite 21:

„5.4.2 Versorgungssicherheit

Heute liegt die potenziell abrufbare Leistung aller konventionellen, fossil betriebenen Kraftwerke Deutschlands (installierte Bruttokapazität) weit über der Nachfrage nach Energie. Um die Sicherheit der Energieversorgung zu gewährleisten, muss die gesicherte Leistung die Nachfrage deutlich überschreiten; und zwar bei der höchsten „Last“ (Nachfrage), nicht im Mittelwert. Vorgehalten werden müssen zudem noch Sicherheitsreserven und eine Marge für Systemdienstleistungen.“

Gutachterlich ist mit Nachdruck der Zeitfaktor zu unterstreichen, wonach die eingangs beschriebene Stressbelastung des EVS gemäß den Veröffentlichungen der Bundesnetzagentur sowie der gesetzlich für die Regelzonen verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber zugenommen hat.

Nach der seit vielen Jahren bei 50 Hertz geführten Statistik der Eingreif- und Gefährdungstage (Anhang, Seite 5) hat es 2011 eine weitere erhebliche Steigerung gegeben, weit mehr als die Hälfte eines Jahres unterliegt im Nordosten nun bereits Sonder- und Restriktionsmaßnahmen.

Dies führt nicht nur zu erheblichen Einschränkungen des freien Elektrizitätsmarktes, sondern auch zu erhöhten finanziellen Aufwendungen der Stromverbraucher (siehe dazu auch den Bericht von frontier/ consentec(5) im Auftrag der BNetzA zur Bedeutung von nationalen Gebotszonen).

Auch bei den anderen ÜNB, insbesondere bei tennet sind analoge Entwicklungen zur Zunahme der generellen Stressbelastung erkennbar.

Genau dies entspricht weder der Entwicklung des europaweiten Strommarktes, der weitestgehend vollständigen Nutzung der regenerativen Energien und vor allem auch nicht der weiteren Beibehaltung der heute noch weltweit vorbildlichen Stromversorgungssicherheit mit weniger als 20 Minuten Ausfallzeit pro Jahr(6).

Auf Grund der qualitativen Festlegungen des EEG (u.a. zum Vorrang), der enorm zugenommenen installierten Leistung regenerativer Kraftwerke und der damit verbundenen häufigen und intensiven

Änderungen im EVS sind nunmehr grundsätzliche und für den Echtzeitbetrieb nutzbare Anpassungen des Systembetriebes erforderlich. Im Anhang, Seite 6, ist eine typische naturabhängige 3-Tagesgangkurve von Wind- und PV-Energie von Deutschland dargestellt. Im Vergleich zum nachfragenden Verbrauch sind Überangebote genau wie Mangel-Zeiträume von regenerativer Energie auszugleichen.

Auf Grund des nur schwach ausgebauten innerdeutschen Netzes kommt es darüber hinaus zunehmend zu Beeinträchtigungen der europäischen Nachbarsysteme und damit des Europäischen Verbundsystems ENTSO-E. Im Anhang, Seite 7, sind einige potenzielle grenzüberschreitende Gefährdungspunkte für den Osten Deutschlands schematisch dargestellt.

Wie schon ausgeführt, bedarf es einer Bewertung aller Hauptelemente des EVS um wichtige und kurzfristige Aktivitäten ableiten zu können. Dazu ist im Anhang, Seite 8, eine Übersicht dargestellt.

2. Das Elektrizitätssystem- physikalische und rechtliche Anforderungen

In sehr positiv hervorzuhebender Weise enthält das EnWG(in Übereinstimmung mit den physikalischen Systemerfordernissen) klare Aussagen darüber, welche Parameter als Grundanforderungen entscheidenden Einfluss auf die Sicherheit des EVS haben.

Neben elektrischer Leistung(gemeint ist das Gleichgewicht zwischen Erzeugung- und Verbrauchsleistung zu jeder Zeiteinheit), elektrischer Spannung und der elektrischen Stabilität ist es vor allem der Erhalt des deutschen und Europäischen Verbundbetriebes, die hier genannt werden müssen(EnWG §§1 und 13/3). Für Durchsetzung und Kontrolle sind neben der Bundesnetzagentur die Energieaufsichtsbehörden der Bundesländer zuständig.

Die Brisanz des nun zur Transformation anstehenden EVS ergibt sich vor allem aus der Tatsache, dass es zunehmend zum Konflikt zwischen dem Vorrang von mehrheitlich naturbedingt stochastisch einspeisenden Regenerativ-Kraftwerken einerseits und der fest geplanten und größtenteils vertraglich gesicherten Elektrizitätsnachfrage aller Verbrauchergruppen andererseits kommt.

Je stärker zukünftig konventionelle Kraftwerke vorrangbedingt oder ausstiegsbasiert zurückgefahren oder ganz abgeschaltet werden, desto weniger können sie ausgleichend und stabilisierend wirken oder auch im elektrischen Notfall eingreifen.

Zusätzlich führt die Verkleinerung und die „Lastentfernung“ der zukünftigen Erzeugungseinheiten bei gleichzeitiger höherer Unsicherheit ihrer Einspeisesicherheit zwangsläufig zur Notwendigkeit eines höheren Verknüpfungs-und Vermaschungsgrades, sowie einer leistungsstärkeren Fernübertragungskapazität. Dies bedeutet höchste Anstrengungen bei der Erhaltung des Bestandsnetzes aller Spannungsebenen und drastische Aktivitäten von Bund und Ländern, sowie den Vorhabens Trägern zum bundesweiten Netzausbau.

Im besonderen Maße gilt dies für die Höchstspannungsebene, einerseits für die Verbindungsleitungen zum Ausland wegen dem schon erwähnten Verbundbetrieb, andererseits für den innerdeutschen Transport vor allem zwischen Nord/Nordost und Süd/Südwest.

Allein die Verbindung zwischen West- und Ostdeutschland konnte trotz größter Anstrengungen seit der elektrischen Wiedervereinigung 1995 nicht weiter ausgebaut werden, ist bereits heute regelmäßig „verstopft“ und einer der größten Stolpersteine auf dem Weg zum Naturstrom-EVS der Zukunft.

Damit ist ein weiterer Erfolgsfaktor für die praktische Umsetzung der Energiewende benannt:

Strikte Beachtung der regionalen Besonderheiten bei Erzeugung, Verbrauch und Netzaspekten. Entgegen der noch sehr häufig anzutreffenden Wahrnehmung eines gleichmäßig belasteten Stromnetzes stellt sich die Realität als eine ausgeprägte Asymmetrie dar, mit nachhaltig zunehmenden Erzeugungsüberschuss im Nordosten und einer klar abgezeichneten und ebenfalls nachhaltigen Elektrizitätsnachfrage im Südwesten.

Die (Monitoring-)Berichte der Bundesnetzagentur sowie von ihr in Auftrag gegebene Studien, z.B. zu Abwendung der Gefahr von Preiszonen(5) unterstreichen diese Analyse.

Im EnWG §12(1) ist dazu ausgeführt:

“Betreiber von Übertragungsnetzen haben die Energieübertragung durch das Netz unter Berücksichtigung des Austauschs mit anderen Verbundnetzen zu regeln und mit der Bereitstellung und dem Betrieb ihrer Übertragungsnetze im nationalen und internationalen Verbund zu einem sicheren und zuverlässigen Elektrizitätsversorgungssystem in ihrer Regelzone und damit zu einer sicheren Energieversorgung beizutragen.“

Die daraus folgende besondere Verantwortung für das Europäische Verbundnetz und die Einhaltung der ENTSO-E-Regeln ergibt sich auch aus EnWG §1, (3) zur unmittelbaren Umsetzung und Durchführung des Europäischen Gemeinschaftsrechtes.

Daneben ist mit §12(1) – innerhalb Deutschlands - gesetzlich eine besondere Zuständigkeit der ÜNB für „ihre“ Regelzone festgelegt. Vor dem Hintergrund der fehlenden innerdeutschen Übertragungskapazitäten gewinnt dies zunehmend an Stellenwert.

Gemäß der StromNZV, §6 schließt diese Zuständigkeit auch die seltene, aber auf Grund des allgemein angespannten Zustandes nicht auszuschließende, Aufrechterhaltung der Versorgung im Inselbetrieb(gemeint: der Regelzone) ein(12).

Im Anhang, Seite 9, ist in einer vereinfachten übersichtlichen Form dargestellt, dass den sehr gut berechenbaren Elektrizitätsnachfragen aller Verbrauchergruppen zunehmende Unsicherheiten bei der Er-

zeugung und im Elektrizitätsnetz und keinesfalls ausreichende Puffer- und Kompensationskapazitäten bei den aktuellen Speichern und internationalen Verbundleitungen gegenüberstehen.

Während die primäre Verantwortung für das Stromgeschäft, also den möglichst genauen Abgleich zwischen Nachfrage und vertraglich zu sichernden Angebot mittels Energieliefervertrag bei den Bilanzkreisverantwortlichen liegt, erfolgt die zeitechte Überwachung und ggfs. auch Korrektur, in Form der finalen Systemverantwortung durch die jeweiligen ÜNB.

Schematisch für ganz Deutschland zeigt die Übersicht, dass dieses Gleichgewicht zwischen einer minimalen Nachfrage(ca. 30 GW) und einer maximalen Nachfrage(ca. 80 GW) in Abhängigkeit von Jahres-, Wochen – und Tageszeit pendelt.

Die heutige Speicherkapazität (maximal 7 GW für wenige Stunden) kann bei günstiger Systemkonstellation im Stör-oder Havariefallbetrieb kompensierend eingesetzt werden, für den Normalbetrieb ist sie in keinster Weise ausreichend.

Bezüglich der oft zitierten Kompensationsmöglichkeiten vom und zum Ausland über grenzüberschreitende Leitungen muss konstatiert werden, dass unabhängig von der zu hinterfragenden realen Liefer-oder Aufnahme-fähigkeit der EU-Partner die heutige physikalische Kuppelkapazität den aktuellen und zukünftigen Ausgleichserfordernissen nicht entspricht.

Gespiegelt an den bereits zitierten und im Anhang, Seite 9, nochmals dargestellten technischen Grundanforderungen wird im Anhang, Seite 10, eine mögliche Eskalation aufgezeigt, die ohne das Ergreifen wirksam systemstabilisierender Maßnahmen zur Schwächung und Destabilisierung des EVS führen wird.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass es eine weitere Vielzahl von Sicherheits-und Stabilitätskriterien für die Regelzonen und deren Spannungsebenen sowie die Verbindungen zwischen den Regelzonen gibt. Auch ist zu beachten, dass zwischen den dargestellten Parametern enge Abhängigkeiten bestehen, die von den realen und topologischen Gegebenheiten beeinflusst werden.

3. Das Elektrizitätssystem- der „Systemstabilisator“ als neuer Teil eines gesamtsystematischen Ansatzes

Ein Hauptschwerpunkt für das Funktionieren des EVS in der Transformationszeit und für die Erfüllung der o.g. Anforderungen zu jedem Zeitpunkt mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit ist in der Konsequenz die Etablierung von „Systemstabilisatoren“ auf klarer rechtlicher und unternehmerisch berechenbarer Grundlage.

Definiert und zugeordnet zu den Regelzonen geht es um die Anpassung vorhandener oder die Errichtung neuer Einrichtungen, die einen streng vorgegebenen Katalog systemsichernder Eigenschaften erfüllen und damit vorrangig zur Frequenz- und Spannungshaltung sowie zur Bewahrung der Systemstabilität beitragen.

Dabei ist es unerheblich, ob es eine konventionelle, eine regenerative oder eine Kombi- oder Hybrid-anlage ist, ob rekonstruiert, geeignet angepasst oder neu konzipiert und neu errichtet. Auch der Ausgangs(brenn-)stoff ist kein Schlüsselkriterium: Biomasse, Gas, Wasser, Kohle, Geothermie, ...- er muss nur gesichert verfügbar sein.

Entscheidend ist allein die Erfüllung des Kriterienkataloges in einem zweistufigen Verfahren (Anhang, Seite 11):

a) grundsätzliche Zulassung als Systemstabilisator nach einer Präqualifikation durch unabhängige Prüfer mit bundesweiter Zulassung bei nachgewiesener Erfüllung von anlagenkonkreten Mindestkriterien und systemkonkreten Mindestanforderungen

b) zeitkonkrete Einsatzentscheidung zur Vorhaltung und zum dann jederzeit möglichen Einsatzbetrieb nach tagesscharfer Kriterien-Erfüllung und Gewichtung.

Die operativ- praktische Zuständigkeit für das Verfahren, den Aufruf, den Einsatz und die Rücknahme läge – konform zum Regelwerk des EnWG und des EnSiG(7) - beim regelzonenverantwortlichen ÜNB.

Die Rahmenrichtlinien werden durch die BNetzA vorgegeben und streng überwacht, die Prüfungen zur Zulassung erfolgen durch die BAM, den TÜV oder andere anerkannte Stellen bezüglich der technischen

Leistungsfähigkeit und durch zertifizierte Ausbildungs- und Trainingsstätten bezüglich der personellen Leistungsfähigkeit (siehe auch Anhang, Seite 13).

Für operative Testläufe und vorsorgliche Anti-Havarie-Trainings bezüglich des lokalen Zusammenspiels mit den Einsatzkräften des THW, des Katastrophenschutzes und anderer kritischer Infrastrukturen und Dienststellen würde die Federführung bei den Energieaufsichtsbehörden, bzw. den zuständigen Krisenstäben der Länder liegen.

Wesentlicher Gradmesser für das auszuarbeitende Konzept und die Auslegung der anlagenkonkreten Parameter ist die Beschreibung der systemkonkreten Grundanforderungen. Basierend auf grundsätzlichen ENTSO-Regeln, bereits erfolgten Studien, z.B. von FGH, consentec und der IAEW(13) und unverzüglich durchzuführenden weiteren wissenschaftlichen Untersuchungen sind Technische Mindestforderungen für einen sicheren Systembetrieb der Regelzonen verbindlich vorzugeben.

Der Komplexität des EVS in physikalischer, handelsmäßiger und (europa-)rechtlicher Sicht Rechnung tragend sind hier statt fixer Grenzwerte vorrangig korridorartige Handlungsbereiche festzulegen, die in Abhängigkeit noch zu definierender Einflussgrößen stehen.

Wegen der großen Bedeutung für die Frequenzbalance, der Spannungshaltung und dem Systemeigenschutz kommt der Vorhaltung der Leistung eine besondere Bedeutung zu.

Nach den bisher bekannten ersten Untersuchungen(13), aus eigener Betriebserfahrung und gutachterlicher Abschätzung ist - bei Unterstellung des ungestörten und synchronen Betrieb des ENTSO-E-Systems - mindestens eine Leistungsspannbreite von 20- 35 Prozent, je nach Situation der Regelzone und in Abhängigkeit von der Kuppelkapazität und weiteren Einflussgrößen, bezogen auf die Höchstlast normiert vorzuhalten. Die aufzurufenden Tagesleistungen können entsprechend der jeweils aktuellen Situation abweichen. Die finale Parametrierung und Normierung muss den o. g. Untersuchungen vorbehalten bleiben.

Anlagenkonkrete Hauptkriterien für die „Systemstabilisatoren“ sind (siehe auch Anhang, Seite 12):

- eine gesicherte Aufruf- und Startbereitschaft;

- eine situationsgerechte und unverzögerte Leistungs- und Spannungs-Zurverfügungstellung, einschließlich anforderungsgerechter Änderungs- Geschwindigkeiten gemäß den systemkonkreten Mindestanforderungen;
- Echtzeitübertragung aller wesentlichen Anlagen- und Betriebsdaten zum aktuellen Status der Bereitschaft und Verfügbarkeit, sowie zum Betrieb
- Gewährleistung besonderer Anforderungen an die technische Sicherheit der Anlagen(EnWG, §49)
- Konzept zur transparenten und revisionsfesten Dokumentation aller Betriebszustände aller Einheiten des Systemstabilisators

Der Robustheits- und Schutzcharakter für das Gesamtsystem ergäbe sich durch das geforderte Vorhandensein rotierender Massen, die wie ein schwungradmäßiger Kurzzeitspeicher dem System ein größeres Beharrungsvermögen bezüglich Erhaltung oder Wiedererlangung der Stabilität verleihen.

Weitere wesentliche Kriterien(in Analogie und Weiterentwicklung von EnWG, §§ 4, 49 und 50 und über den Netzbereich hinaus) sind:

- eine Beitragswirkung für die gesetzlich für jede Regelzone geforderte Inselbetriebsfähigkeit(StromNZV);
- ein gänzlich autarker oder unterstützter Wiederanfahrbetrieb;
- eine gesicherte Brennstoffbevorratung(EnWG, §50);
- Havarie- Konzepte für einen Mindest-, Alternativ- oder Notbetrieb.

Weniger offensichtliche, aber für den zunehmenden Stressbetrieb und besonders dem Stör- und Notfallbetrieb unverzichtbare Kriterien sind:

- Geprüftes Konzept zur Qualifikation und zum regelmäßigen Training der verantwortlichen Führungskräfte und des operativen Dienst-Personals;
- Nachweis und Testlauf von personellen Aufstockungsmöglichkeiten;

- Nachweis der Abstimmung zu Grenzfahrbetriebsweisen im Not- und Havarie Fall (Schutz- und Kompensationsmaßnahmen, Schnittstellen)

Fragen einer diesbezüglichen Anreizausgestaltung und Wirtschaftlichkeit sind – wie übrigens für den gesamten Transformationsprozess und alle Systemelemente – in weiterführenden Gutachten und Studien kurzfristig zu untersuchen. Dabei sollten auch wirtschaftswissenschaftliche und europarechtliche Untersuchungen in Erwägung gezogen werden, insbesondere im Lichte der Wirkung von Artikel 194 des Vertrages von Lissabon(8).

Die Maßnahmen zum Systemstabilisator sind geeignet zu befristen, bzw. an Konditionen zu binden, wie z.B. den Fortschritt des mittelfristig absehbaren bundesweiten Netzausbaus oder der langfristig nutzbaren Großspeicher oder/ und Wasserstofftechnologien.

Analog zu den Regelungen des EEG und gemessen an den hohen Anforderungen zur technischen, personellen und wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit sowie zur dauerhaften Zuverlässigkeit ist aber auch ein geeigneter Vertrauensschutz für die Betreiber der „Systemstabilisatoren“ zu berücksichtigen.

4. Das Elektrizitätssystem- organisatorische Aspekte als ein sehr kurzfristig umsetzbarer Systemteil

Kurzfristig können vor allem bei allen größeren Verbrauchern der Industrie, des Handels und des Gewerbes die Potenziale zur Stabilisierung des Stromsystems weiter entwickelt werden.

Fragen der Energieeffizienz gehören dabei genauso ernsthaft dazu wie Notfall-und Antihavariepläne bei partiellen oder totalen Ausfällen der Stromversorgung.

Unabhängig von zahlreichen Studien belegen reale Situationen, bei denen nur wenige Minuten oder Stunden ein Stromausfall zu verzeichnen war, dass wenige Vorsorgemaßnahmen gereicht hätten, um Panik, Kriminalität oder wirtschaftlichen Schaden zu vermeiden.

Ebenfalls schnell zu verwirklichen sind Festlegungen und deren Umsetzung zur bereits erwähnten Qualifikation und Training der Diensthabenden und ihrer zuständigen Führungskräfte.

Dabei ist der Tatsache Rechnung zu tragen, dass für einen längeren Abschnitt der Transformation die Angespanntheit und der Stressbetrieb eher zur „Normalität“ werden wird. Dementsprechend sind die Qualifikation und das Training auf alle Betriebszustände des operativen Betriebs großer EVS, also

- Normalbetrieb;
- Stressbetrieb(*Frühwarnung*);
- Störbetrieb(*Alarm*);
- Teil-/Insel-/Totalausfallbetrieb(*Notfall*)
- Wiederaufbaubetrieb(*Schwarzstart*)

auszudehnen. Siehe dazu auch Anhang, Seite 13 und 14.

Als Teil der vorgeschriebenen personellen Leistungsfähigkeit sind ausdrücklich und vorrangig diese Kosten einschließlich des erforderlichen Mehr-Personals zu mindestens bei den regulierten Netzbetreibern als umlagefähig zu deklarieren und gleichzeitig im Rahmen der Qualitätsregulierung oder der Überprüfungen zur Betriebs-genehmigung seitens der zuständigen Stellen geeignet einzubeziehen.

Weiteres ist in den schon angeregten wirtschaftlich weiterführenden Studien zu untersuchen und abzuleiten.

5. Das Elektrizitätssystem- Netzverstärkung, bundesweiter Leitungsneubau mit wirksamer Durchsetzung und Kompensation

An dieser Stelle muss nicht weiter zur Notwendigkeit des Netzausbaues ausgeführt werden.

Es muss aber klar herausgestellt werden, dass es wegen der dargestellten und ausgeprägten Asymmetrie im deutschen Verbundnetz zunehmend zum wirtschaftlichen Parallelschaden kommen wird, in den Überschuss- Regelzonen wegen Zahlungen zum Leistungsausgleich (redispatch nach EnWG) und der voll vergüteten Leistungsabschaltung regenerativer Anlagen (nach EEG), in der Mangel-Regelzone wegen Zahlungen für Lastabschaltungen. Dazu kämen evtl. Forderungen der EU, der Nachbarländer, aber auch eine verheerende Signalwirkung für den Erfolg der Energiewende, der Entwicklung des EU-Binnenmarktes und den weiteren Aktivitäten für den Klimaschutz.

Die rechtlichen Maßnahmen vom Juli/August 2011 zeigen mit dem neuen NABEG (9) für die Zukunft eine gute Richtung vor. Die Umsetzung ist - unter Einbeziehung vieler kompetenter Partner - angelaufen.

Allerdings werden zur dringend notwendigen Abmilderung des zeitweise höchst angespannten Zustandes in Deutschland und der benachbarten ENTSO-E-Nachbarregionen unverzüglich greifende Maßnahmen erforderlich.

Unabhängig vom „Zukunftsprozess“ nach NABEG sind hier vor allem die 24 Vorrangvorhaben des Energieleitungsausbaugesetz/EnLAG(10) zu nennen, deren Notwendigkeit gesetzlich festgeschrieben ist. Viele der Vorhaben befinden sich seit Jahren in langwierigen Verfahren, z. T. mit sehr unterschiedlichen Abläufen bei den bei diesen Vorhaben noch allein zuständigen Behörden der Bundesländer.

Es wird angeregt, für diese wenigen, aber bereits gesetzlich konkret definierten Vorhaben geeignete und sehr transparente Aktivitäten von Bund und Ländern zu starten, um die Gesetzesumsetzung des EnLAG zu beflügeln.

In der o.g. Gesamtkonsequenz gehörte dann auch für diese Leitungen ein Weg aufgezeigt, der die im NABEG für die Zukunft verankerte Kompensation auch für diese EnLAG- Neubauleitungen anwendbar

gestalten könnte. Die Verbraucherfreundlichkeit ergibt sich für diesen Lösungspfad neben seiner Praktikabilität und Schnelligkeit vor allem wegen der nach oben fest berechenbaren und gedeckelten Aufwendungen.

Siehe dazu auch Anhang, Seite 15 und 16.

Weitere begleitende Aktivitäten wie die Informationsoffensive der Regierung oder auch die seitens des Bundeswirtschaftsministerium bundesweit gestarteten Anzeigen „Stromnetze?- ja, bitte“ sind intensiv zu unterstützen, bedürfen aber einer weiteren Vernetzung mit den regional zuständigen Institutionen, Landesregierungen und Vorhabenträgern.

Soweit Energiekonzepte oder analoge Entwicklungspläne der Länder existieren, kann dann auch an dieser Stelle die dringend notwendige Verbindung zu den für die Energiewende ebenfalls unverzichtbaren Aktivitäten für Neubau und Bestandsnetze der anderen Spannungsebenen bei der begleitenden Kommunikation und Akzeptanzverbesserung hergestellt werden.

Ein Punkt ist explizit hervorzuheben: Die Entwicklung und der Ausbau neuer internationaler Verbindungsleitungen. Die objektkonkrete Forderung ist seit 2006 in den EU-Vorgaben(11) enthalten und im EnLAG auch entsprechend umgesetzt. Für das Zukunfts-EVS ist ein starkes europäisches Verbundnetz unverzichtbar.

Auch hier sind weitere Untersuchungen erforderlich:

- zur europaweiten Marktfähigkeit regenerativer Energien;
- zur Entwicklung internationaler Ost-West- Magistralen neben den Nord-Süd- Kanälen und
- zu europaweiten Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen im Lichte der EU-Energiepolitik.

6. Das Elektrizitätssystem- regenerative und konventionelle Erzeugung, Nutzung vorhandener und Bau neuer Speicher

Wenn die Erzeugung der Zukunft zunehmend und mehrheitlich von regenerativen Kraftwerken erfolgt, bedarf es einer grundsätzlichen Überprüfung und Anpassung des Regelwerkes für regenerative Kraftwerke/Erzeugungseinrichtungen, so:

- zum Kraftwerksanschluss;
- zum Netzanschluss- und Netznutzungsvertrag;
- zur Betriebsführungsgestaltung, einschließlich Vertrag;
- zur Echtzeitdatenübermittlung und des konkreten Leistungsvermögens.

Letztendlich – wie für den Netzbereich heute gesetzlich geregelt, für die „Systemstabilisatoren“ in der Transformations- und Übergangszeit angeregt - sind für diese Anlagen die technische, wirtschaftliche und vor allem personelle Leistungsfähigkeit zu erbringen und nachzuweisen.

Daraus folgt ganz generell, dass der offshore Windnutzung mit einer wesentlich höheren energetischen Ausbeute und einer deutlich besseren Sicherheit der Leistungsbereitstellung gegenüber den diesbezüglich das Gesamtsystem wenig stützenden PV- oder onshore-Anlagen systemseitig ein Vorrang einzuräumen ist.

Dies gilt qualitativ in noch stärkerem Maß für Biomasse, Geothermie und Laufwasser.

Unabhängig von regelzonenspezifischen „Systemstabilisatoren“ gemäß Pkt. 3 werden für eine längere Übergangszeit vorhandene und neue konventionelle Kraftwerke zum Ausgleich der naturgegebenen Merkmale der regenerativen Kraftwerke und zur Sicherstellung des bisherigen Elektrizitätsmarktes benötigt.

Viele Aspekte der zukünftig sehr differenzierten und asymmetrisch zur Stromnachfrage angeordneten regenerativen Erzeugung ließen sich mit einem dramatisch größeren und extrem schnell und sicher regelbaren Speicherpark lösen.

Die Konzepte(z.B. vom Freistaat Thüringen für eine Vielzahl neuer PSW) zeigen mögliche Lösungspfade auf oder sind an vielen Universitäten vorgedacht.

Auch hier bedarf es eines integrierten systematischen Ansatzes insbesondere zur Verbesserung der Motivation und der für diese Großinvestitionen wichtigen Planungssicherheit. Dies gilt vor allem für die diesbezügliche Förderung von Forschung und Entwicklung, vor allem im Hochschul-und Universitätsbereich und im Bereich der regulierten Netzbetreiber.

Es erscheint prüfenswert, über weitere unkomplizierte Förderungen der FuE Aktivitäten nachzudenken und inhaltlich vor allem übergreifende Kooperationen und Arbeitsgemeinschaften von Wissenschaft, Industrie und Netzbetreibern zu unterstützen.

Aus Sicht der Stabilisierung des EVS ist gutachterlich anzuraten, die bestehenden Restriktionen für bestehende KWK und PSW zu überprüfen und so anzupassen, dass deren Einsatzbreite und –möglichkeit zur möglichst vollständigen und systemkonformen Nutzung der regenerativen Kraftwerke vergrößert werden könnte.

7. Das Elektrizitätssystem- die (nachfragenden) Verbraucher

Bei der ganzheitlichen Betrachtung des Zukunfts-EGS ist es erforderlich und zielführend, auch die (Elektrizität nachfragenden) Verbraucher zu analysieren und Vorschläge abzuleiten.

Dies stellt keinen Widerspruch zum eingangs dargelegten Anforderungsprofil eines modernen Industriestaates mit zunehmenden großen finanziellen Verpflichtungen für die Stabilität der EU dar.

Sehr wohl kann aber jede große Verbrauchergruppe: Industrie, KMU und die Bevölkerung für einen Beitrag an den neuen Systemherausforderungen gewonnen oder partiell verpflichtend gebeten werden.

Beim Beispiel Industrie wird deutlich, dass deren Forderung ausreichend sichere Bereitstellung der angeforderten Elektrizität, also elektrische Arbeit, auch dann erfüllbar wäre, wenn die Leistungsinhalte pro Zeiteinheit gewissen technologisch vertretbaren Anpassungen unterworfen werden könnten. Dies, also z.B. auch Schicht oder Intervallararbeit, könnte – wie erste Diskussionen zeigten - zu Konsequenzen bis zum Tarif- und Arbeitsrecht führen. Daher sind auch hier rechtzeitig wissenschaftlich-wirtschaftliche und soziale Untersuchungen erforderlich, um nicht von zwischenzeitlich nicht auszuschließenden Lastrestriktionen während des Transformationszeitraumes überrascht zu werden.

Eine ganz entscheidende Rolle kann und muss hier die Energieeffizienz spielen, die mit diesen Herausforderungen eines effektiven und sicheren Systembetriebes sinnvoll verknüpft werden muss. Dabei geht es – wie bei der Elektromobilität bereits ersichtlich – nicht nur um die Minimierung des Stromverbrauches, sondern in bevorzugter Weise auch um eine systemkonforme Optimierung, die – soweit technologisch vertretbar - den Gegebenheiten der naturstrombedingten Erzeugung und den jeweiligen Speicherkapazitäten Rechnung trägt.

8. Kernaussagen und Ausblick

Gemessen an der installierten Leistung haben regenerative Erzeugungsanlagen heute bereits die Größenordnung der konventionellen Anlagen erreicht, bzw. in einer Regelzone überschritten.

Bei einem unverändert hohen Anspruch der Elektrizität nachfragenden Verbraucher, vor allem seitens der Industrie und der KMU, nach ausreichender und gesicherter Versorgung stößt das heutige EVS zunehmend an seine Grenzen.

Zur Vermeidung der einem anhaltenden Stressbetrieb begleitenden Gefährdungspotenziale wird die Etablierung von „Systemstabilisatoren“ vorgeschlagen. Mit der konzeptionellen Umsetzung sollte unverzüglich begonnen werden.

Die bestehenden Technischen Grundanforderungen gemäß EnWG §13/3 sollten um technisch und qualitativ-quantitativ klar definierte Mindestanforderungen für jede Regelzone ergänzt werden. Dies würde auch zur Milderung der grenzüberschreitenden Anspannungen und der Handlungssicherheit des operativ diensthabenden Personales unmittelbar beitragen.

Das Netz, Ursache und Lösung vieler Aspekte, ist unverzüglich zu verstärken und vor allem bundesweit und leistungsstark auszubauen.

Es wurde aufgezeigt, dass vor allem die EnLAG Projekte vorangetrieben werden müssen, auch um damit das europäische Verbundnetz stressfreier zu gestalten und wieder zu stabilisieren.

Ein wesentlicher und kurzfristig anzugehender Aspekt ist die Qualifikation und das Training aller zuständigen Führungskräfte und Diensthabenden.

Dabei erscheint es unabdingbar, neben den Netzbetreibern alle Akteure im EVS diesen Verpflichtungen zu unterziehen.

Dies gilt auch für die Erstellung und Erprobung entsprechender Notfall – und Antihavariekonzeptionen.

Eine Übersicht aller unter den Punkten 3-7 besonders herausgestellten Maßnahmen ist im Anhang, Seite 17 enthalten.

Für den Erfolg der beabsichtigten Energiewende ist es allerdings erforderlich alle Elemente, alle Anforderungen und gesetzlichen Regelungen einer technisch-wirtschaftlichen Prüfung und transformationskonformen Anpassung zu unterziehen(Anhang, Seite 18).

Wesentlicher Bestandteil muss, gemäß den grundsätzlichen Vorgaben des EU-Vertrages von Lissabon(Art.194) die Konformität zum EU-Recht sein.

Inwieweit eine rechtliche Bündelung mittels eine Elektrizitätsgesetzbuches(oder eines Gesetzbuches für Elektrizität und Gas) für die heutige Werke EnWG, EEG,NABEG, EnSiG u.a. von Vorteil sein kann, muss genau wie die Prüfung der volkswirtschaftlichen Wirkung der Regeln von heute und morgen in weiteren Untersuchungen beleuchtet werden.

Wie ausgeführt, gilt dies auch für die (alleinige)Marktfähigkeit der regenerativen Energien oder mögliche, bzw. erforderliche Restriktionen bei der Lastbeeinflussung.

Entscheidend ist allerdings, dass in der sehr viele Jahre andauernden Transformation das Elektrizitätssystem seine Stabilität und damit Versorgungssicherheit für den Wirtschaftsstandort Deutschland und Europa bewahren kann und muss.

Die Hauptakteure wie die regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber, die regionalen Verteilnetzbetreiber, aber auch die Bundesnetzagentur, die Energieaufsichtsbehörden und – möglicherweise -die „Systemstabilisatoren“ müssen wirksam und wesentlich bei dieser marathonartigen Langzeitaktivität unterstützt werden.

Berlin, den 16.2. 2012

Literatur:

- (1) EnWG- Energiewirtschaftsgesetz 2011, v.7.7. 2005, zuletzt geändert durch Art. 2 v. 28. 7. 2011;
- (2) EEG- Erneuerbare- Energien- Gesetz 2011, v. 29.3. 2000, zuletzt geändert durch Art.4 Satz 2 Erneuerbare- Neuregelungs- Gesetz v.21.4.2004
- (3)Energiekonzept der Bundesregierung für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung vom 28. 9. 2010
- (4)Abschlussbericht der Ethik-Kommission „Sichere Energieversorgung“ vom 30.5.2011, „Deutschlands Energiewende- Ein Gemeinschaftswerk für die Zukunft
- (5)frontier und consentec, Oktober 2011, Bericht für die BNetzA „Bedeutung von etablierten nationalen Gebotszonen für die Integration des europäischen Strommarktes“
- (6) Internetseite der BNetzA Bonn
- (7) EnSiG- Gesetz zur Sicherung der Energieversorgung 1975, v. 20. 12.1974, zuletzt geändert durch Art 164 v. 31.10. 2006
- (8)EU-Vertrag, Grundlagen der Europäischen Union und der Europäischen Gemeinschaften v. 7. 2. 1992, zuletzt geändert durch Vertrag von Lissabon v. 13. 12. 2007, in Kraft ab 1. 12. 2009
- (9)NABEG- Netzausbaubeschleunigungsgesetz vom 28. 7. 2011
- (10)EnLAG- Energieleitungsausbaugesetz vom 21.8. 2009
- (11)EU-Richtlinie 1364 vom September 2006
- (12)StromNZV- Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen vom 25. 7. 2005, zuletzt geändert am 28.7.2011
- (13)IAEW, consentec, FGH- Präsentation zu Ergebnissen und Konsequenzen zur Vorhaltung konventioneller Leistung, 4. Konferenz zur Systemsicherheit in der 50 Hertz-Regelzone Cottbus, 30.und 31.8.11

Anhang

19 Seiten