

OPERATIVER NETZBETRIEB FÜR SMART GRIDS – NOCH IM TRAINING

Bernhard Fenn¹, Detlef Thoma², *Stefan Geidel², Dieter Metz³, France Mengapche⁴

¹ HSE-AG, D 64293 Darmstadt, Frankfurter Landstraße 110, +49-6151-701-0, bernhard.fenn@hse.ag, www.hse.ag

² VNB RMN, D 64295 Darmstadt, Frankfurter Landstraße 10,+49-6151-404-2000, detlef.thoma@vnb-rmn.de, stefan.geidel@vnb-rmn.de, www.vnb-rmn.de

³ Hochschule Darmstadt, FB EIT, D 64295 Darmstadt, Birkenweg 8-10, +49-6151-16-8231, metz@eit.h-da.de, www.eit.h-da.de

⁴ aX grid solutions GmbH, D 63303 Dreieich, Otto-Hahn-Straße 36, +49-6103-92426-10, darlusfrance.mengapche@automationX.com, www.aXgrid.com

(*) Nachwuchsautor

Kurzfassung: Im Beitrag wird untersucht, welche neuen Aufgaben sich konkret in Smart Grids, beispielsweise im künftigen Netz des Verteilnetzbetreibers VNB RMN der HSE-AG des Jahres 2020 stellen und wie diese bearbeitet werden können. In Kooperation mit dem Fachbereich EIT der Hochschule Darmstadt wurde der wahrscheinliche Netz-Ausbauzustand mit allen künftigen regenerativen Einspeisungen und den Lasten für das Jahr 2020 hochgerechnet. Dieses Netz ist im Trainingssimulator der Hochschule Darmstadt implementiert und an ein Standard-Leitsystem angeschlossen. Die neuen Aufgaben für den künftigen Netzbetrieb im Smart Grid wurden ermittelt und das Leitsystem pilotmäßig um neue, hilfreiche Leitsystemfunktionen erweitert. Die Aufgaben und Lösungen werden dargestellt. Mit diesem dynamischen Trainingssystem, werden die Mitarbeiter der Leitstelle an die neuen, kommenden Aufgaben schrittweise herangeführt. Hierfür sind spezielle Trainingsübungen entwickelt, die ebenfalls in Auszügen vorgestellt werden. Die Mitarbeiter können so risikolos Erfahrungspotential für künftige Arbeiten aufbauen.

Keywords: Smart Grids, SCADA, energy management, operational control, power system training

1 Einführung

In der kommenden Struktur der Stromversorgung mit Smart Grids werden die Aufgaben der Netzführung gerade auch in den Verteilnetzen der Mittel- und Niederspannung verändert [1,2]. In diesen Netzen wird die Vielzahl der regenerativen Einspeiser integriert. Hier entsteht je nach Wetterlage eine Lastflussumkehr, hier ist die Spannungsqualität in Gefahr, hier sind die Arbeitsabläufe plötzlich auch von wind- und wetterabhängig. Traditionsgemäß werden bis heute aus diesen Netzen aber nur wenige Daten online gemeldet und nur wenig Fernsteuerung besteht. Einen „Blindflug“ über diese Netze darf es aber nicht geben, für die Anlagen und die Versorgungsqualität der Kunden entstehen neue Gefahren.

Welche neuen Aufgaben stellen sich nun konkret in den künftigen Netzen? Mit welchen Strategien, Methoden, Werkzeugen können diese effizient bearbeitet werden? Welche Messungen sind erforderlich? Wie kann man die Mitarbeiter der Leitstelle auf die neuen Aufgaben heranzuführen? Für diese Fragen werden im Folgenden Antworten erarbeitet.

Zunächst wurden eingehende Netzuntersuchungen vom Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik mit dem örtlichen Verteilnetzbetreiber Rhein-Main-Neckar (VNB RMN) der HSE-AG in Darmstadt durchgeführt. Vorweggenommen wird der wahrscheinliche Ausbauzustand des Netzes für das Jahr 2020 mit allen künftig denkbaren, regenerativen Einspeisungen, neuen Betriebsmitteln und wahrscheinlichen Lasten. Das entsprechend so erweiterte Netz wurde in den Trainingssimulator der Hochschule Darmstadt implementiert und an ein Standard-Leitsystem angeschlossen. Bereits während der ersten Tests wurden neue Aufgaben und Probleme für den künftigen Netzbetrieb erkannt [3].

2 Hochrechnung für das Netz im Jahre 2020

Da künftige Netz und künftig mögliche Szenarien des Jahres 2020 dem Training zu Grunde liegen sollen, war es entsprechend der Energiewende erforderlich, sowohl das Netz selbst, als auch die Last- und Einspeisesituation mit viel regenerativen Anteilen für das Jahr 2020 hochzurechnen. Darüber hinaus wurde die Kommunikationsstruktur auf fast jede Ortsnetzstation als erweitert angenommen.

Zunächst zur Lastentwicklung: Aus der Vergangenheit extrapoliert, ist im Mittel ein leichter Zuwachs zu erwarten, sowohl in der Höhe der Lastspitze als auch für die Jahresenergie. Ein weiterer Einfluss ist zu berücksichtigen: Die Geräteeffizienz im Haushaltsbereich wird weiter verbessert, beispielsweise bei TV-Geräten, Leuchtmitteln und bei Kühlgeräten. Zu untersuchen war auch der wahrscheinliche Einfluss der Elektromobilität. Ausgehend von den optimistischen Planungen, im Jahr 2020 in der Bundesrepublik Deutschland eine Million Elektrofahrzeuge im täglichen Verkehr zu haben, so kommen doch im betrachteten Netzbereich im Jahre 2020 nur knapp 10000 Fahrzeuge an die Steckdosen, was bei einem Verbrauch von 20 kWh je Nutzungstag einen jährlichen Mehrverbrauch von rund 75 GWh bedeutet. Das entspricht einem Energiezuwachs im niedrigen, einstelligen Prozentbereich. Der Industrieverbrauch wird stark von der wirtschaftlichen Entwicklung abhängen. Ein im Mittel leichter Zuwachs ist im Netzgebiet zu erwarten. Mit diesen Randbedingungen wurden Last-Szenarien für Sommer-, Übergangszeit- und Winterlast und für verschiedene Wochentage, kombinierbar mit Wind- und Besonnungssituationen festgelegt. Basis bildeten jeweils die Viertelstundenwerte der Energie.

Zur Entwicklung der regenerativen Erzeugung, der RES (Renewable Energy Sources) im Netz: Hierzu wurden zunächst die Potentiale in der Region für Windkraft, Biogasanlagen und Photovoltaik Anlagen untersucht und geeignete Orte und Anschlusspunkte ermittelt. Weiterhin wurden die Pläne für externe Beteiligungen an RES berücksichtigt, beispielsweise für Offshore-Windparks. So ist die Planung: Im Jahr 2011 bestehen rund 260 MW an RES Installationen mit rund 680 GWh jährlicher Stromproduktion. Die Planung bis 2015 sieht in Summe 450 MW an RES vor, die etwa 1200 GWh RES an Jahreserzeugung erwarten lässt. Der geplante Anstieg an regenerativer Erzeugung im Zeitraum 2016-2020 ist nicht so stark und sieht einen weiteren Ausbau auf 550 MW vor, wobei dann im Jahre 2020 etwa 1400 GWh aus regenerativen Quellen erzeugt werden, was einem RES-Anteil von über 30% des Jahresverbrauchs entspricht.

Zur Kommunikations-Infrastruktur: Für die Szenarien wird davon ausgegangen, dass an fast jedem Ortsnetztransformator Leistungs- und Spannungswerterfassungen und an jeder wichtigen Leitung Flussmessung installiert sind. Über die erweiterte Leittechnik werden entsprechende Messwerte und Grenzwert-Meldungen erfasst. Jede Ortsnetzstation ONS besitzt einen Mikrogrid Manager, der die Kommunikation zur Leitstelle und zu den Smart Metern ausführt. Er übernimmt auch Aufgaben des Spannungsmanagements im zugeordneten Verteilnetz übernimmt. Im Verteilnetz wird ein kompletter Ausbau der Smart Meter bei den Kunden angenommen. Nur die Mikrogrid Manager der ONS haben eine Kommunikationsschnittstelle mit der Leitstelle, nicht die Smart Meter.

In Abb.1 ist eine Schaltanlage mit einer Übergabe zum Verbund dargestellt, in die auch die externen regenerativen großen Kraftwerke (Windpark und PV-Großanlage) sowie ein Spitzenlast-Gaskraftwerk einspeisen. In Abb. 2 ist die Netzübersicht des Netzes Mitte mit den Ortsnetzstationen dargestellt.

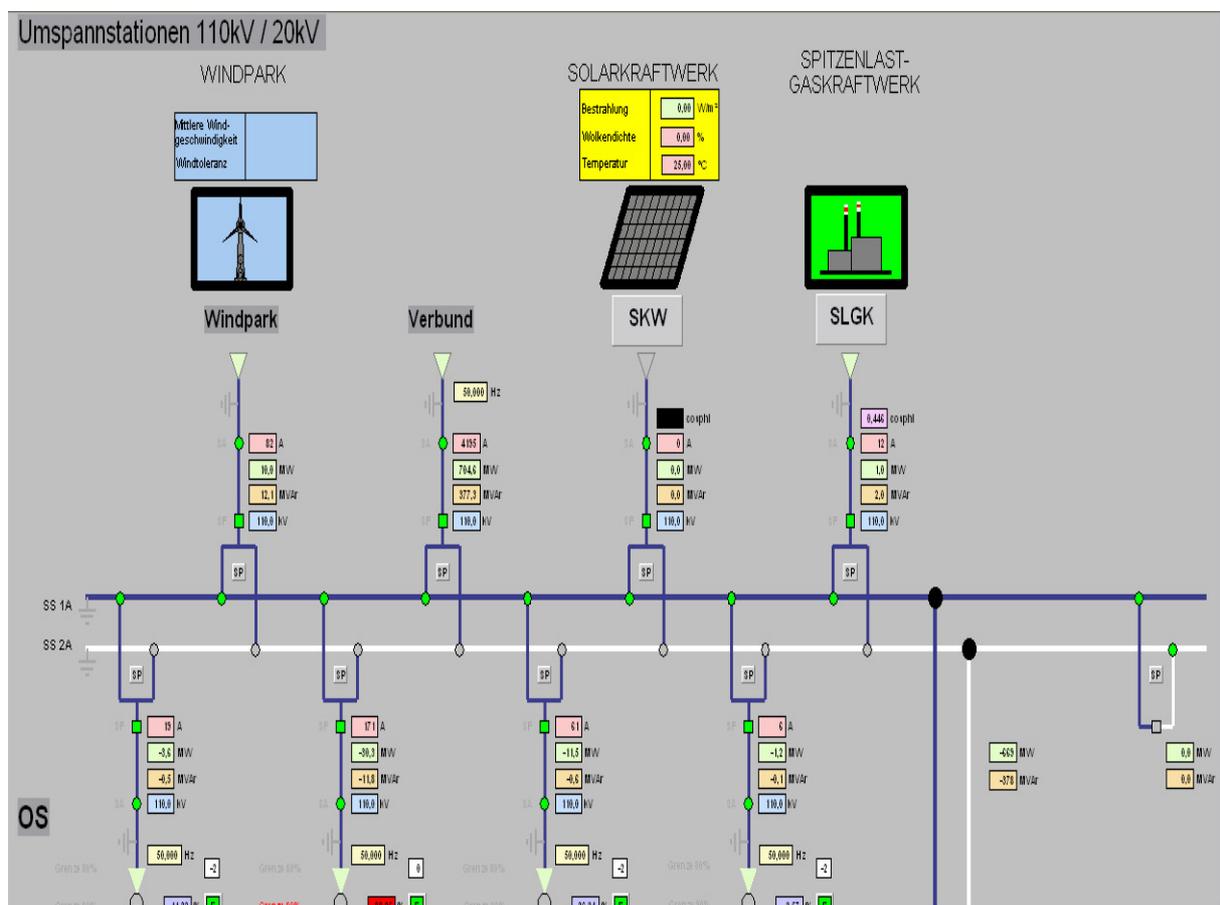


Abb. 1: Übergabestation mit externem Windpark, externer größere PV-Anlage und externem Spitzenlast-Gaskraftwerk

In den Ortsnetzstationen sind die jeweils im zugeordneten 0,4-kV Verteilnetz eingebauten PV-Anlagen und Mikro-Hauskraftwerke zusammengefasst deklariert. Ebenso wird von einer Verteilung von kleinen Batteriespeichern im 400V-Netz ausgegangen. Diese können gruppenweise per Signal angesteuert werden.

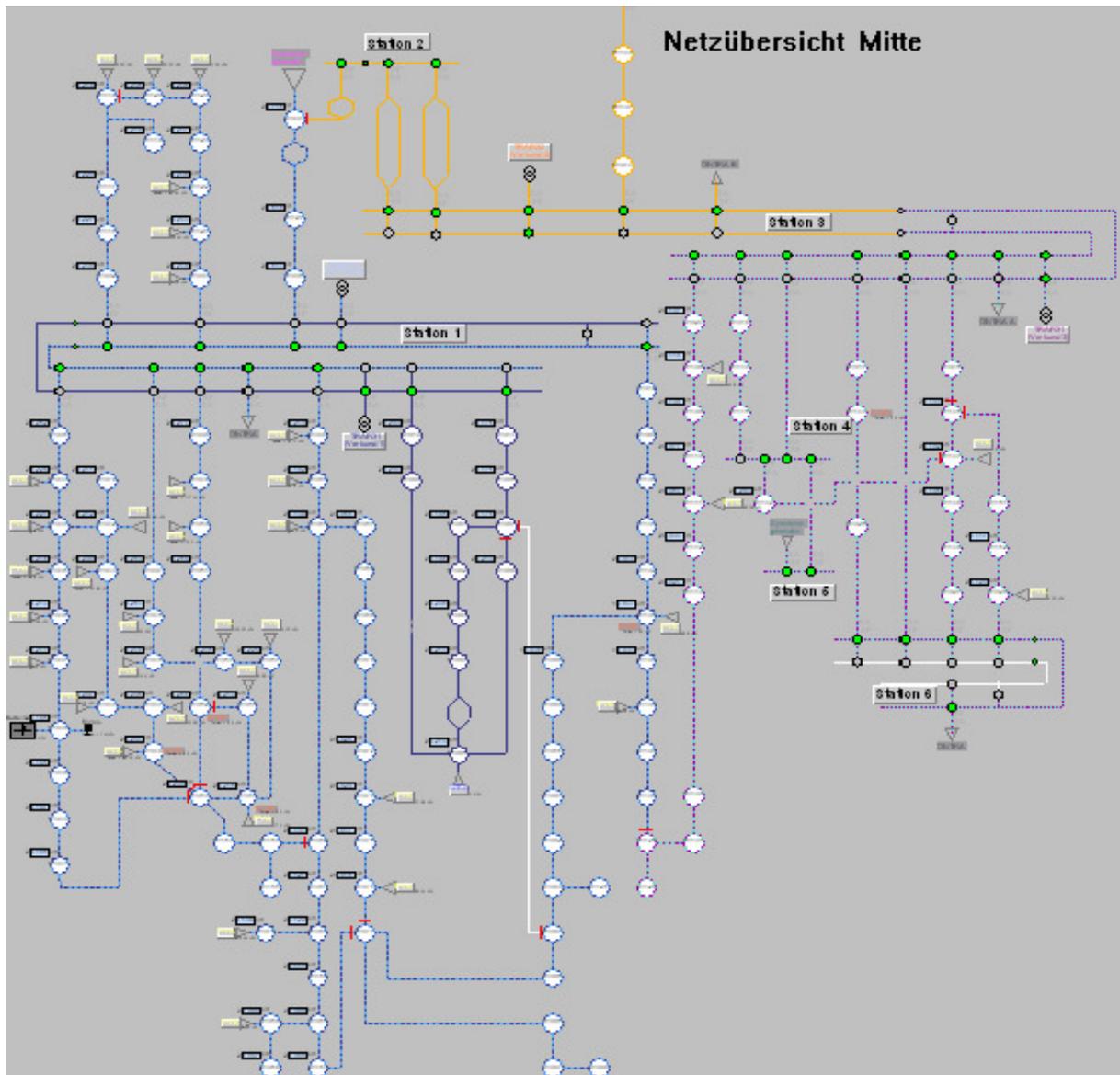


Abb.2: Netzgebiet Mitte mit vielen dezentralen regenerativen Einspeisungen

Zum Netz: Es liegt nahezu 100% Kabelnetz in den städtischen Bereichen vor, ergänzt mit hauptsächlich Kabeln und wenigen Freileitungen im ländlichen Gebieten. Geplante Änderungen im Netz dienen der Vereinfachung der Struktur sowie der Bereitstellung neuer Anschlusspunkte für neue RES-Anlagen. In einigen ONS sind spannungsregelnde Ortsnetztransformatoren angenommen. Im Mittelspannungsnetz wird eine Reihe von mittelgroßen Batteriespeichern im 100 kW Bereich als installiert angenommen.

Die Testrechnungen mit dem Netz erbrachten nicht nur, wie zunächst angenommen, für extreme Wettersituationen eine Reihe von neuen Aufgabenstellungen für die Betriebsführung des restrukturierten Netzes. Auch im Quasi-Normalbetrieb können Konstellationen entstehen, die ein Eingreifen der Netzführung erforderlich machen. Einige davon sind im Folgenden mit den entsprechenden Trainingsszenarien dargestellt. Zur Bewältigung der Aufgaben war es sinnvoll, das Leitsystem pilotmäßig um neue Funktionen zu erweitern. Über die auftauchenden Fragestellungen und deren Lösungen wird im Folgenden berichtet

3 Smart Grid Trainingsszenarien für das Jahr 2020

3.1 Spannungsprobleme im MS-Netz bei hoher RES-Einspeisung

Szenario 1a: Es ist ein wolkenloser Sommertag zur Mittagszeit. Die PV-Einspeisung im Netz ist sehr hoch, wodurch auch die Spannung an den jeweiligen Ortsnetzstationen zu hoch ist. Entsprechende Meldungen laufen ein. Zwei Möglichkeiten gibt es, um die Spannung wieder in den Normalbereich zu senken: (A) Zuschaltung einer Blindleistungskompensationsanlage, (B) Füllen eines Batteriespeichers. Beide Varianten senken die Spannung, Variante A erhöht die Netzverluste wegen des höheren Strombetrags, Variante (B) ist wegen des R/X Verhältnisses wirkungsvoller und verlustärmer.

Szenario 1b: Ein nach Repowering auf 30 MW Einspeiseleistung erhöhter Windpark speist volle Leistung trafofern in das 20-kV-Netz ein. Bei Schwachlast ist die Blindleistungsbereitstellung (induktiver Verbrauch) am Windpark nicht ausreichend, um das Spannungsniveau zu halten. Entsprechende Grenzwertmeldungen kommen aus mehreren Ortsnetzstationen, die zwar spannungsregelnd sind, sich aber am Anschlag befinden. Als Abhilfe kann eine weitere Kompensationsanlage eingeschaltet oder/und ein Batteriespeicher geladen werden.

Zur Erkennung von Spannungsproblemen ist eine automatisierte Überwachung erforderlich.

3.2 Lastflussprobleme im MS-Netz bei hoher Windeinspeisung

Szenario 2: Ein nach Repowering auf 30 MW erhöhte Einspeiseleistung eines Windparks (WKA) speist trafofern ein. Die WKA ist über drei Abgänge an das Netz angeschlossen. Ein Abgang ist durch einen Umbau in einer Anlage, siehe Abb. 3, langfristig nicht verfügbar. Es besteht eine neue Anfrage zur Abschaltung einer weiteren Leitung. Durch die Wetterprognose (wenig Wind) wird dieser Schaltantrag genehmigt und die Leitung (etwa in Bildmitte) freigeschaltet und geerdet, sie ist dann gelb-grün eingefärbt. Entgegen der Wetterprognose entsteht am Tag nun stärkerer Wind. Die Einspeiseleistung der WKA wächst. Die Leistung im übrigen, letzten Abgang führt zur Überlast der Leitung. Zunächst wird die 80% Grenze überschritten, und ein rotes W für Warnung wird gemeldet. Die WKA-Leistung wächst pulsierend weiter. Es steht keine zusätzliche Leitung oder ein Batteriespeicher als Lastzuschaltung in der Nähe zur Verfügung. Sofern die Arbeiten des zuletzt genehmigten Schaltantrags noch abgesagt werden können, ist diese Lösung durchzuführen. Wenn nicht, kann diese WKA-Leistung je nach Windkraftanlagentyp durch Stall- oder Pitch-Regelung (stufenweise) zur Leistungssenkung gebracht werden.

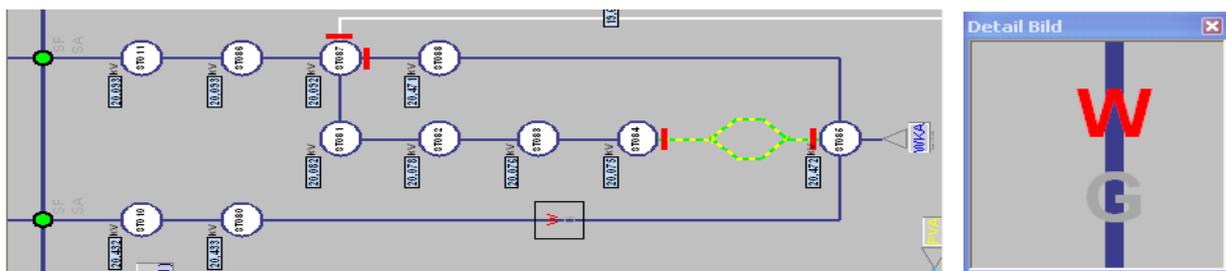


Abb. 3: Lastflussprobleme im MS-Netz bei hoher Windeinspeisung, roter Balken bedeutet offener Lasttrennschalter, weiße Farbe bedeutet spannungslos, gelbgrün bedeutet geerdet.

Zur Kontrolle der Auswirkung von geplanten Schaltungen ist die Simulation des Lastflusses durchzuführen, eine Funktion, die bisher mangels Daten im MS-Netzen nicht möglich war.

3.3 Energiemanagement – Energiedefizite ausgleichen

Szenario 3: Durch unvorhergesehene Witterungsänderung entsteht eine Prognoseabweichung im gesamten Smart Grid, bei dem ein Defizit der Erzeugung für z.B. die nächsten vier Viertelstunden entstehen wird. Es stellt sich die Frage, durch welche der möglichen Maßnahmen diese Defizite ausgeglichen werden können. Da allgemein ein Energieengpass im gesamten Verbund besteht, wären die Kosten der Regelenergie hoch. Denkbare Maßnahmen wären: Einsatz interner Speicher, Aktivierung von Tarifsignalen für ein Demand-Side-Management, Lastabwurf, Einsatz von Gasturbinen, Intra-Day-Handel, usw.

Die Entscheidung ist im Spannungsfeld der Kosten, der CO₂-Emissionen und der Verfügbarkeit zu treffen. Dies ist eine komplexe Entscheidung, die durch ein Software-Assistentensystem im Leitsystem unterstützt werden sollte. Dieses System erstellt eine Vorschlagsliste, die teilweise oder komplett ausgeführt werden kann. Die Arbeitsweise des Assistenten wird an anderer Stelle beschrieben.

3.4 Spannungsspreizungen – Zwei Grenzwerte der Spannungen verletzt

Szenario 4: In einem Speisebereich einer Ortsnetz-Station gibt es mehrere große, private Photovoltaik Anlagen. Die Ortsnetzstation speist mehrere Wohngebiete; es ist ein ländliches, ausgedehntes Gebiet, das viele private PV-Anlagen beinhalten. Der Lastzustand ist recht hoch. Eine Wolkengrenze beschattet ein Teilgebiet, während das restliche Teilgebiet besonnt ist. Im sonnigen Teilnetz kommt es zu einer Spannungsüberhöhung. Eine Senkung der Spannung des (regelbaren) Transformators der Ortsnetzstation würde die Spannung des sonnigen Teilnetzes wieder in die zulässigen Grenzen bringen; die Spannungen im beschatteten Teilnetz würden jedoch unterhalb der zulässigen Grenze absinken. Eine Meldung an die Leitstelle erfolgt. Nur die Zuschaltung eines steuerbaren Batteriespeichers kann das Problem lösen, der im Idealfall am Punkt der extremen Spannung angeschlossen ist, also typischerweise am Ende des Stiches. Liegt der Batteriespeicher im Teilnetz mit der höchsten Spannung, wird er geladen und senkt damit die Spannung. Liegt der Batteriespeicher im Teilnetz mit der niedrigsten Spannung, wird er entladen und hebt damit die Spannung. Die Rückwirkung auf das andere Teilnetz kann zu einer Korrektur der Stufung im Ortsnetztransformator führen. Da diese Thematik in tausenden von Ortsnetzstationen nahezu gleichzeitig auftauchen kann, ist eine automatisierte und lokal gehaltene Ansteuerung sowohl des Speichers als auch der Zielspannung des regelbaren Ortsnetztransformator durch einen Mikrogrid Manager anzustreben. Die Ansteuerung kann aber aus didaktischen Gründen auch manuell in einem Trainingsprozess zur Sensibilisierung des Personals gelöst werden.

3.5 Maskierte Überlast in einer Teilstrecke

Szenario 5: In einem Speisebereich eines Transformators bestehen eine Reihe von größeren, dezentralen PV-Anlagen und Industrieverbrauchern, gemischt mit Haushalts-

verbrauchern. Es lassen sich Szenarien aufbauen, bei denen bei gleichzeitig wachsender Last und PV-Einspeisung an der Einspeisestelle des Stiches ein Strom unterhalb des Nennstroms gemessen wird, wobei in tiefer gelegenen Netzabschnitten ein deutlich höherer Strom fließt, der durch die PV-Einspeisung gewissermaßen maskiert wird. Ein solcher Fall kann nur entdeckt werden, wenn im Verteilnetz Strom- oder Flussmessungen überwacht werden. Operativ könnte der Netzbetrieb allenfalls durch Umschaltungen Abhilfe schaffen, wenn das Netz gut vermaschten wäre. Dies setzt aber eine Netzstruktur voraus, die gerade in der letzten Dekade wegen zu hoher Netzkosten weitgehend abgebaut wurde.

3.6 Spannungsprobleme im vorgelagerten Netz

Szenario 6: Der vorgelagerte Netzbetreiber hat Spannungsprobleme. Die Anweisung zur Leistungsreduzierung geht in der Leitstelle des Verteilnetzbetreibers ein. Das Leitstellenpersonal hat nun folgende Möglichkeiten: (A) Abschaltung einer abschaltbaren Lastgruppe zur Leistungsreduzierung im Verteilnetz, (B) Hochfahren eines im Netz befindlichen (Biogas-Blockheiz-) Kraftwerks oder (C) Senden eines Signales zur Leistungsreduktion durch Aktivierung eines Virtuellen Kraftwerks in Form von dezentralen Klein-Einspeisern wie Heizungsanlagen und Warmwasserbereitungsanlagen durch Mikro-Gasturbinen. Die Variante wird situationsbedingt vom Leitstellenpersonal ausgewählt und ausgeführt.

3.7 Frequenzprobleme im Verbund

Szenario 7: Das Netz hat Frequenzprobleme. In klassischer Weise werden bisher im Verteilnetz frequenzgesteuert und gestaffelt bei einer Frequenz unterhalb von 49 Hz Lasten abgeworfen, um die Frequenzstabilität wieder herzustellen. Die gleichen Relais können schon bei kleineren Frequenzabweichungen genutzt werden, um dezentrale Batteriespeicher im Netz auf volle Einspeiseleistung umzustellen, was innerhalb weniger 100 ms erfolgen kann. Diese Batteriespeicher können auf ihre Primärregelungsfähigkeit qualifiziert werden und somit eine Systemdienstleistung zur Frequenzstabilität erbringen. Für das Netz der Bundesrepublik Deutschland als Teilnetz im ENTSO-E / UCTE-Verbund wären je GW anteiliger Primärreserve für das betrachtete Netz intern an aktivierbarer Batterie-Wechselrichterleistung die Leistung von etwa 10 MW zu installieren. Das wäre der Anteil, wenn alle Smart Grids entsprechend ihrer Größe Primär-Regelleistung erbringen müssten.

4 Künftige Netzstruktur und Aufgabenverteilung

Für die verstärkte Nutzung von regenerativ erzeugter elektrischer Energie bildet das Smart Grids eine notwendige Voraussetzung, wobei man eher von einem Smart Grid-System sprechen sollte, denn nur ein System von im Verbund kooperativ arbeitenden, intelligenten Netzzellen kann die anstehenden Aufgaben lösen. Folgendes Marktmodell wird angenommen:

Jedes Smart Grid prognostiziert Last und Erzeugung und setzt für diese Vorschau die internen und bilanzmäßig zugeordneten externen Komponenten ein und meldet den so ermittelten Bezugsfahrplan vorab zum Übertragungsnetz. Dieses ist den Smart Grids überlagert, bilanziert die gemeldeten Fahrpläne und sorgt für den weiteren Ausgleich über

eine Handelsplattform. Für jedes Smart Grid gilt es dann operativ, den zum Übertragungsnetz gemeldeten Fahrplan möglichst einzuhalten. Die Intelligenz im Smart Grid entsteht aus einer bis in den Mittel- und Niederspannungsbereich erweiterten Infrastruktur von Messtechnik sowie aus einer Verdichtung und Auswertung der gemessenen Daten zur Steuerung und Regelung der Komponenten, um den Fahrplan möglichst einzuhalten. Auf eine auftretende Abweichung zum Fahrplan kann mit Ansteuerung von Gasturbinen, mit Virtuellen Kraftwerken, mit Speichereinsatz und mit weiteren Möglichkeiten reagiert werden, um den Ausgleich zwischen Prognose und Realität zu schaffen.

Die Verdichtung der Daten zur lokalen Auswertung ist sehr wichtig, denn der künftige Netzbetrieb verlangt einen höheren Grad an Automatisierung in einer hierarchischen Bearbeitung, beispielsweise für die Spannungshaltung in den Verteilnetzen von vielen tausend Ortsnetzstationen. In jeder Hierarchieebene gilt das Prinzip: Ein lokal identifiziertes Problem sollte zunächst so lokal wie möglich gelöst werden. Nur lokal nicht lösbare Probleme sind der nächst höheren Ebene zu melden.

Damit entsteht eine Netz- und IKT-Überwachungsstruktur, wie in Abb. 4. dargestellt. Die in Abb. 1 unterste Ebene bildet der Speisebereich eines Ortsnetztransformators (ONT), der von Mittelspannung auf Niederspannung transformiert. Die Messwerte der vielen Smart Meter werden von einer lokalen Leittechnik, dem Mikro Grid Manager (MGM), erfasst und weiterverarbeitet, der vollständig automatisiert arbeitet. In den Aufgabenbereich fällt beispielsweise die lokale Spannungshaltung. Dazu werden die Spannungsprofile des 400-V Verteilnetzes ermittelt und gegebenenfalls lokale Komponenten wie Speicher und Kompensationsanlagen spannungsausgleichend eingesetzt. Darüber hinaus wird der Lastverlauf gemessen und die Spannungsübersetzung von regelbar ausgeführten ONT festgelegt.

Die oberste Ebene ist die Smart Grid Ebene, die Überwachung des Netzgebietes eines Netzbetreibers in einer Smart Grid Leitstelle. Hier werden Aufgabenbereiche bearbeitet, die Entscheidungen des Personals erfordern. Hier fällt insbesondere das Energiemanagement an. Hilfe bietet eine Assistentensoftware, die Vorschläge unterbreitet. Die Abweichungen zwischen den im Fahrplan gemeldeten Bezugsverlauf und der Realität werden erkannt und bearbeitet. Sie können beispielsweise mit internen Speichern ausgeglichen werden. Es gibt weitere Möglichkeiten wie den Einsatz Gasturbinen, den Anstoß virtueller Kraftwerke, die Schaltung von Lastgruppen, Tarifsignale an Kunden und manches mehr.

Weil CO₂-Emissionen, Kosten und Verträge zu berücksichtigen sind, entsteht eine komplexe Aufgabe. Hierfür ist eine Leitsystem-Unterstützung durch einen Softwareassistenten zur Einsatzoptimierung nützlich. Wie in Abb. 4 gezeigt, kann eine weitere Kontrollebene zwischen der Smart Grid Ebene und der Mikrogrid Ebene vorgesehen werden, eine Ebene die einen kompletten Transformator Speisebereich überwacht. Hier überwacht eine lokale Automatik für den Speisebereich (SBM) die Spannungen aller ONT und stellt die Stufung des Speisetransformators geeignet ein. Wegen der Fluktuationen in der Erzeugung ist es künftig nicht mehr ausreichend, die Spannung nur mit Messung der unterseitigen Sammelschiene zu regeln. Hier werden auch die gemeldeten Anforderungen der Mikro Grid Manager (MGM) abgefangen und ausgeglichen.

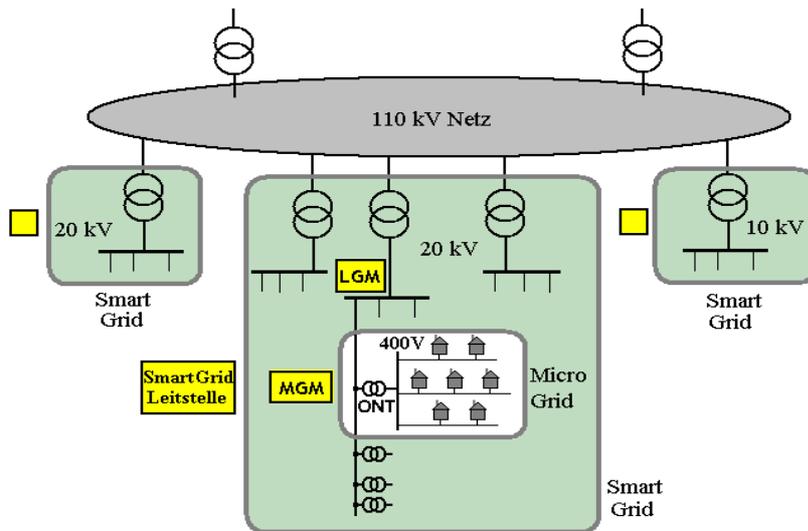


Abb. 4: Netzstruktur und IKT-Überwachungsaufgaben

5. Künstliche neuronale Netze als Prognosewerkzeug für die Smart Grid Leitstelle

Einer guten Prognose kommt eine hohe Bedeutung zu. Künstliche neuronale Netze (KNN, engl. ANN) werden heute schon vielfältig in Wissenschaft und Technik eingesetzt, auch für die Wetterprognose [4,5]. Der KNN-Ansatz wird auch im Trainingssystem für die wetterbasierte Prognose von Lastverläufen und für die Erzeugung aus regenerativen Quellen verwendet. Der Natur und Funktionsweise von biologischen Gehirnen grob nachempfunden, verfügt das Prognosesystem über Eingangsneuronen, die der Rohdatenaufnahme dienen, über verdeckte Neuronen, in denen die eigentliche Gewichtung und Logik stattfindet und über Ausgabeneuronen, welche die Schnittstelle zur Ausgabe der Ergebnisse darstellen.

Das KNN ist nach einem Training in der Lage, Zusammenhänge der Eingangsgrößen auf die Ergebnisse herzustellen, Muster zu erkennen und Schlussfolgerungen daraus zu ziehen. Um dies effizient zu erreichen ist es hilfreich, das Netzwerk auf die Anforderungen abzustimmen. Das Training findet mit Hilfe von historischen Datensätzen statt. Diese sollten möglichst in dem Sinne optimal systembeschreibend sein, dass die Einflussgrößen und ihre Auswirkungen komplett enthalten sind. Vergleichbar: Aus linear abhängigen Gleichungen kann kein neuer mathematischer Zusammenhang abgeleitet werden.

Je höher die Abhängigkeit zwischen den Eingangsdaten und gewünschter Ausgabe ist –sie also einen hohen Korrelationskoeffizient erzeugt– desto wahrscheinlicher ist es, mit diesen guten Trainingsdaten sowohl einen geschwindigkeitsoptimierten Trainingsprozess zu starten als auch gute Prognosen zu erhalten. Folgendes Verfahren hat sich bewährt: Bereits während des Trainings wird das KNN-Netz kontinuierlich mit ihm noch unbekanntem historischen Daten beschickt und die Resultate mit den bekannten Ergebnissen verglichen, um die Güte des bisher berechneten Netzes festzustellen. Das Training wird dem Zeitpunkt beendet, wenn die gewünschte Güte erreicht ist. Danach kann das KNN mit neuen, aktuellen Daten gespeist werden und man erhält die Prognoseergebnisse mit typischerweise der oben genannten Güte. Verwendet man nun diese Daten als Eingangsdaten für ein weiteres KNN

und trainiert es darauf, die Einspeisung von regenerativen Energieanlagen abzubilden, erhält man eine Prognose der regenerativen Einspeisung für bis zu 120 Stunden. Genutzt werden zurzeit 24 Stunden. Entsprechendes gilt für die Lastprognose. Mit Hilfe dieser prognostizierten Werte kann man realistische Szenarien in das Trainingssystem laden und damit in Echtzeit simulieren, welche Auswirkungen auf das Netz entstehen [6].

6 Zusammenfassung und Ausblick

Die kommenden Strukturen der Stromversorgung mit Smart Grid Systemen verändern die Aufgaben der Netzführung insbesondere in den Verteilnetzen der Mittel- und Niederspannung. Im Beitrag wurde untersucht, welche neuen Aufgaben sich konkret im künftigen Netz des Verteilnetzbetreibers VNB RMN der HSE-AG des Jahres 2020 als Smart Grid stellen und wie diese bearbeitet werden können. Mit Netzuntersuchungen des Fachbereichs Elektrotechnik und Informationstechnik der Hochschule Darmstadt wurde in Kooperation mit dem Verteilnetzbetreiber der wahrscheinliche Netz-Ausbauzustand mit allen künftigen regenerativen Einspeisungen und Lasten für das Jahr 2020 hochgerechnet. Dieses Netz wurde in den Trainingssimulator der Hochschule Darmstadt implementiert und an ein Standard-Leitsystem angeschlossen. Die neuen Aufgaben für den künftigen Netzbetrieb im Smart Grid wurden ermittelt und das Leitsystem pilotmäßig um neue, hilfreiche Leitsystemfunktionen erweitert. Die Aufgaben und Lösungen und Leitsystemerweiterungen wurden dargestellt. Mit diesem dynamischen Trainingssystem werden die Mitarbeiter der Leitstelle an die neuen, kommenden Aufgaben schrittweise herangeführt. Hierfür sind spezielle Trainingsübungen entwickelt, die ebenfalls im Beitrag in Auszügen vorgestellt sind. Die Mitarbeiter können so risikolos Erfahrungspotential für den Smart Grid Netzbetrieb aufbauen.

7 Literatur

- [1] Europäische Technologie Plattform Smart Grids, <http://www.smartgrids.eu/>
- [2] B. Fenn, D. Metz
Smart Grids – Stromversorgung der Zukunft, Querschnitt 2008, Hochschule Darmstadt
http://www.eit.h-da.de/fileadmin/images/Fachbereichsbilder/Fachbereich_EIT/smart-grids/Homepage_SmartGrids.pdf
- [3] D. Metz, B. Fenn, T. Fiedler
Der Einsatz dezentraler Stromspeicher in Verteilnetzen
Vortrag VDE Symposium Elektromobilität, Leipzig, November 2010
- [4] T. Fiedler
Forecasting of Loads and Renewable Energy Sources (RES) by ANN (2009)
- [5] D. Kriesel
Ein kleiner Überblick über Neuronale Netze (2007), <http://www.dkriesel.com>
- [6] D. Metz, D. F. Mengapche, T. Fiedler
Operational Training and Simulation in SmartGrids
7. MAKO CIGRE Conference, Ochrid, Oktober 2011