



Weissbuch Smart Grid

Verein Smart Grid Schweiz VSGS

28. Februar 2013

AET - Azienda Elettrica Ticinese

AEW Energie AG

Axpo Netz AG

BKW FMB Energie AG

CKW - Centralschweizerische Kraftwerke AG

EKZ - Elektrizitätswerke des Kanton Zürich

Enerti SA

ewb - Energie Wasser Bern

ewz - Elektrizitätswerk der Stadt Zürich

Groupe E SA

IWB - Industrielle Werke Basel

Repower AG

Romande Energie SA

Inhalt

Vorwort	4
----------------------	----------

K A P I T E L 1

Smart Grids – Intelligente Stromnetze

1.1	Ausgangslage.....	6
1.2	Was sind Smart Grids.....	10
1.3	Verein Smart Grid Schweiz (VSGS).....	12
1.4	Treiber für Smart Metering, Smart Grid und Smart Market	13
1.4.1	Treiber 1: Dezentrale Einspeisung.....	14
1.4.2	Treiber 2: Energieeffizienz	14
1.4.3	Treiber 3: Veränderliche Produktion	15
1.5	Lösungen im Zielkonflikt	16

K A P I T E L 2

Dezentrale Stromproduktion.....

2.1	Auswirkungen der dezentralen Einspeisung auf Verteilnetze..	17
2.1.1	Umkehr der Energieflussrichtung	18
2.1.2	Leistungsvergrößerung.....	19
2.1.3	Veränderung der Kurzschlussleistung	20
2.1.4	Veränderung der Netzurückwirkungen	21
2.2	Massnahmen zur Bewältigung der Auswirkungen	22
2.2.1	Regelbare Blindleistung	23
2.2.2	Begrenzung der Stromeinspeisung	24
2.2.3	Konventioneller Netzausbau	24
2.2.4	Vermaschung	26

2.2.5	Regelbare Ortsnetztransformatoren.....	27
2.2.6	Dynamische Steuerung von Lasten.....	28
2.2.7	Energiespeicherung	28
2.2.8	Weitbereichsregelung.....	29
2.3	Datenkommunikation	31
2.4	Fazit und Empfehlungen	32

K A P I T E L 3

Kundensicht und Smart Meter..... 33

3.1	Smart Meter – Intelligente Stromzähler.....	33
3.2	Flexible Tarife, zentrale Informationsstelle	34
3.3	Anforderungen an Smart Meter	35
3.4	Beurteilung vorhandener Funktionalitäten.....	38
3.5	Identifizierte Forderungen	41
3.6	Kostenschätzung	41
3.7	Einsparpotential mit Smart Metern	43
3.8	Kundensicht.....	44
3.9	Datenschutz bei Smart Metern	45
3.10	Massenrollout.....	46
3.11	Fazit und Empfehlungen	47

K A P I T E L 4

Verein Smart Grid Schweiz:

Aktuelle Position und Empfehlungen 49

4.1	Smart Energy = Smart Grid + Smart Meter + Smart Market..	49
4.2	Rollout von Smart Metering	53

Zusammenfassung 55

Vorwort

Die Energieversorgung im Allgemeinen und die Elektrizitätsversorgung im Speziellen stehen vor neuen Herausforderungen. Der Bundesrat spricht in seiner Energiestrategie 2050 von einer eigentlichen Energiewende. Dabei ist jetzt schon klar, dass die zukünftigen Stromversorgungsnetze intelligenter werden, sie werden zu Smart Grids. Wie diese Smart Grids im Detail aussehen werden und welche Chancen sie bieten, lässt sich erst erahnen.

Die Diskussion um Smart Grids hat erst begonnen. Damit im Zusammenspiel Branche – Politik – Gesellschaft optimale Entscheide gefällt werden, ist es wichtig, dass die Diskussion auf einem gemeinsamen Grundverständnis basiert. Das vorliegende Weissbuch möchte dazu einen Beitrag leisten. Es will eine gemeinsame Basis schaffen sowohl in Bezug auf Begrifflichkeiten als auch im Verständnis von Auswirkungen und notwendigen Massnahmen im Zusammenhang mit den aktuellen Entwicklungen. Das Weissbuch richtet sich an alle an einem Schweizer Smart Grid interessierten Personen.

Kapitel 1 fasst die Ausgangslage und das aktuelle energiepolitische Umfeld zusammen. Wichtige Begriffe zu Smart Grid werden erklärt und der Verein Smart Grid Schweiz (VSGS) vorgestellt. Die mit der neuen Energiestrategie erwarteten Veränderungen bedingen Anpassungen der Elektrizitätsnetze. Die drei wichtigen Treiber «Dezentrale Einspeisung», «Erhöhte Energieeffizienz» und «Veränderliche Stromproduktion» sowie ihre Auswirkungen werden beschrieben. Schliesslich wird ein wichtiger Zielkonflikt zwischen unterschiedlichen Akteuren anhand des Beispiels «Energiespeicher» aufgezeigt. Hier müssen sinnvolle Regeln gefunden werden.

Die «Dezentrale Stromproduktion» als Treiber für Veränderungen in Verteilnetzen wird in Kapitel 2 untersucht. Die Auswirkungen auf die

Verteilnetze werden in eine Systematik gebracht. Die vier Hauptauswirkungen sind Umkehr der Energieflussrichtung, Leistungsvergrößerung, Veränderung der Kurzschlussleistung und Veränderung der Netzwirkungen.

Massnahmen zur Bewältigung dieser Auswirkungen werden beschrieben.

«Erhöhte Energieeffizienz» ist ein weiterer wichtiger Schritt der Energiewende.

Kapitel 3 untersucht, ob Smart Meter dieses Anliegen wirklich unterstützen

können. Smart Meter bringen zusätzliche Funktionalitäten – ein

flächendeckender Rollout verursacht aber auch Kosten. Funktionalitäten und

Kosten werden aufgezeigt, gefolgt von Handlungsempfehlungen.

In Kapitel 4 schliesslich bezieht der VSGS Position und gibt Empfehlungen zu

Smart Energy bestehend aus Smart Grid, Smart Meter und Smart Market

inklusive einem möglichen Rollout von Smart Metering.

K A P I T E L 1

Smart Grids – Intelligente Stromnetze

Über Smart Grids – Intelligente Stromnetze – wird viel gesprochen und geschrieben. Es entsteht fast der Eindruck, dass mit dem Einsatz von Smart Grids automatisch alle Herausforderungen im Umfeld der Stromversorgung gemeistert werden können. Dabei ist noch gar nicht klar, was denn Smart Grids wirklich sind und wie sie im Detail aussehen. Das vorliegende Weissbuch will Klarheit bringen und zur erfolgreichen Meisterung der Energiewende einen Beitrag leisten. Dazu werden Begriffe geklärt, die Herausforderungen und Lösungskonzepte beschrieben, sowie nächste Schritte zu einem Smart Grid Schweiz vorgeschlagen.

1.1 Ausgangslage

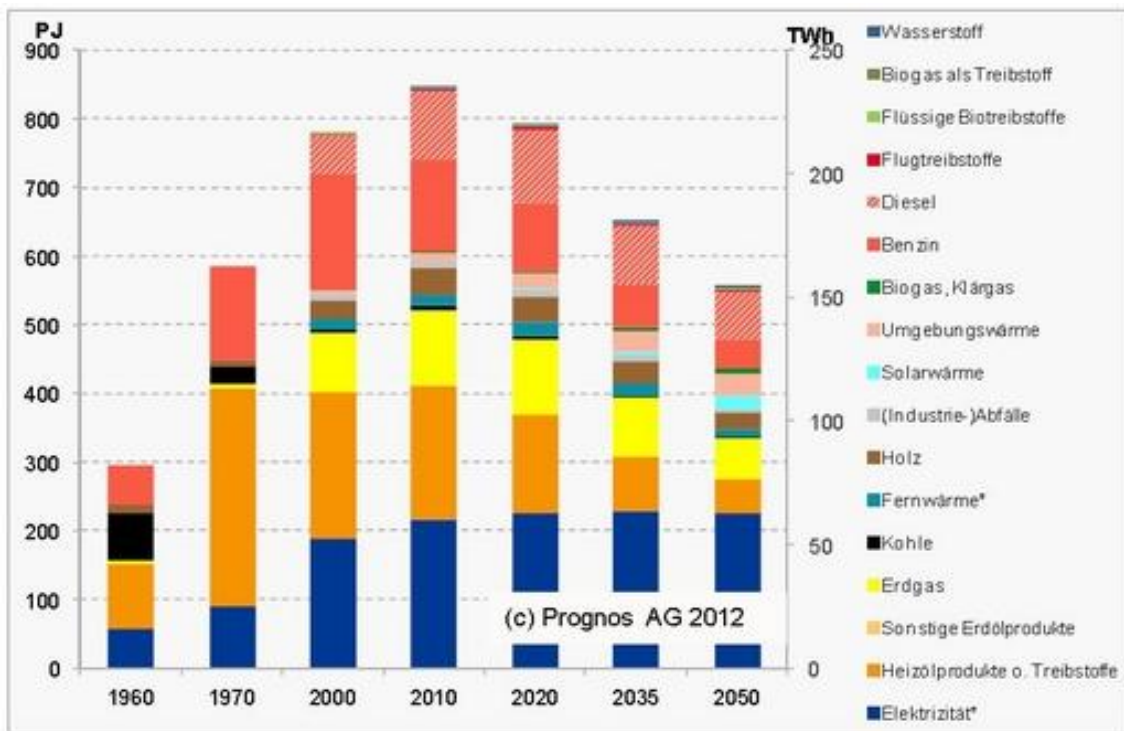
Um die Versorgungssicherheit weiterhin zu gewährleisten, setzt der Bundesrat im Rahmen der neuen Energiestrategie 2050 unter anderem auf verstärkte Einsparungen (Energieeffizienz) und den Ausbau der Wasserkraft und der neuen erneuerbaren Energien. Gemäss dem am 18. April 2012 beschlossenen ersten Massnahmenpaket soll die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien um einen Drittel erhöht werden. Photovoltaik-Anlagen bis 10 kW Leistung sollen neu mit einer Direkt-Investitionshilfe (Einmalvergütung) und einer Eigenverbrauchsregelung unterstützt werden. Am 28. September 2012 hat der Bundesrat die Vernehmlassung zur Energiestrategie 2050 eröffnet. In den Vernehmlassungsunterlagen sind die erwähnten Massnahmen näher beschrieben. Unter anderem wird darin präzisiert, dass die Eigenverbrauchsregelung nicht nur im Einspeisevergütungssystem sondern generell für alle Produktionsanlagen eingeführt werden soll. Zudem soll Stromsparen durch verschiedene Massnahmen inklusive marktwirtschaftliche

Anreize, innovative Tarifmodelle und strengere Vorschriften gefördert werden. Die Energieversorger sollen verpflichtet werden, über die Tarifgestaltung Anreize fürs Stromsparen zu geben. Im Bereich Netze brauche es eine Erneuerung und einen Ausbau der Hochspannungs- und Verteilnetze und gleichzeitig eine Aufwertung in Richtung Smart Grids zur Steuerung der zunehmenden dezentralen Stromeinspeisung und direkter Interaktion zwischen Verbrauchern, Netz und Stromproduktion. Fragen zu den anrechenbaren Kosten des Netzaus- und umbaus sowie der intelligenten Stromzähler (Smart Meter) seien zu klären, um Investitionssicherheit zu schaffen. Eine Beschleunigung der Bewilligungsverfahren wird gemäss dieser Konkretisierung angestrebt. Bis Mitte 2013 sollen die Vernehmlassungsantworten ausgewertet und die Botschaft zur neuen Energiestrategie verabschiedet und in die parlamentarische Beratung geschickt werden. Die Inkraftsetzung der Gesetzesänderungen ist frühestens auf Anfang 2015 möglich.

Die nachstehende Grafik illustriert die Entwicklung des Energieverbrauchs bis 2050 auf der Basis des Massnahmenpakets des UVEK.

Obwohl der prognostizierte Gesamtenergieverbrauch sinkt, bleibt der Energieverbrauch in Form von Elektrizität konstant. Schon um das zu erreichen, sind wie oben ausgeführt (Bevölkerungswachstum, zunehmende E-Mobilität, Substitution von Erdöl und Gas) Anstrengungen für verstärkte Einsparungen (Energieeffizienz) notwendig. Mit neuartigen Stromverbrauchern wie beispielsweise einer grossen Anzahl von Elektrofahrzeugen kann sich auch die Art und Weise des Energieverbrauchs verändern.

Entwicklung des Energieverbrauches



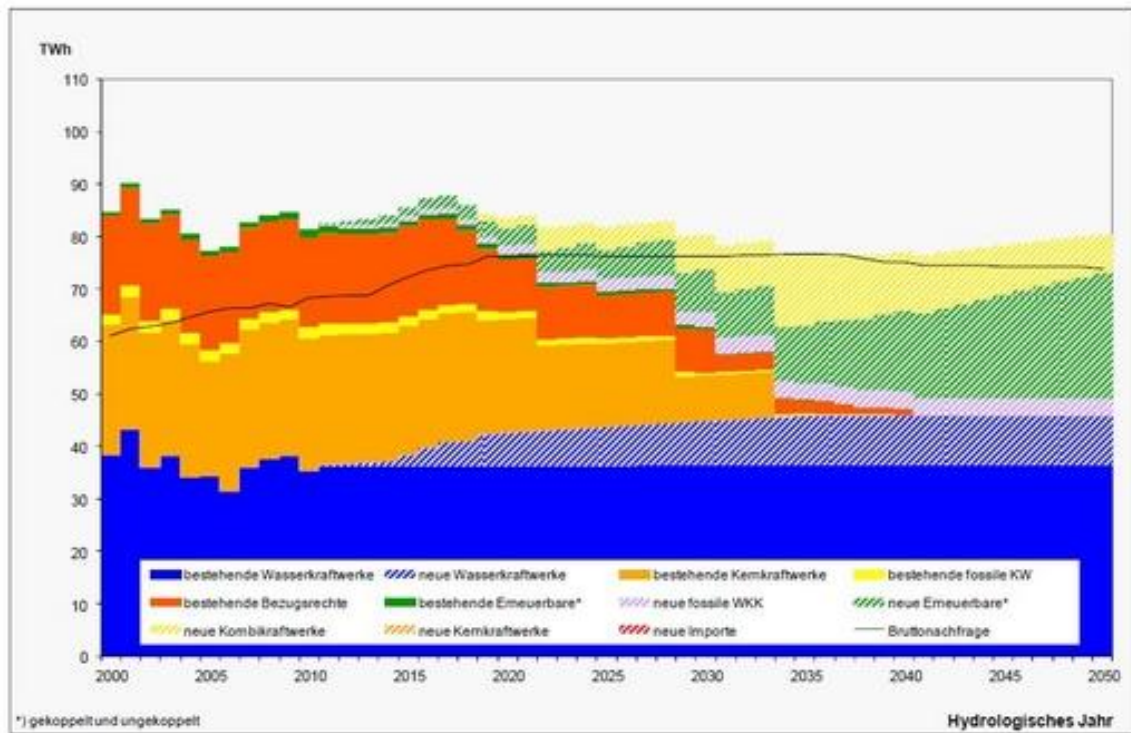
Zusammensetzung des Endenergieverbrauchs (ohne Treibstoffverbrauch des internationalen Flugverkehrs) bis 2020, 2035, 2050 auf der Basis des vorliegenden Massnahmenpakets des UVEK (Quelle: Prognos)

Die zweite Grafik zeigt die prognostizierte Entwicklung der Energieproduktion in Form von Elektrizität. Um die prognostizierte Bruttonachfrage decken zu können, ist ein Zubau der Energieproduktion notwendig. Der Hauptanteil soll dabei von der Stromproduktion aus neuen Erneuerbaren Energien sowie neuen Kombikraftwerken geleistet werden.

Das StromVG (Bundesgesetz über die Stromversorgung vom 23. März 2007) bezweckt, die Voraussetzungen für eine sichere Elektrizitätsversorgung sowie einen wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarkt zu schaffen. Es verpflichtet die Netzbetreiber neben Endverbrauchern auch alle Elektrizitätserzeuger an das Elektrizitätsnetz anzuschliessen. Die Verteilnetzbetreiber sind verpflichtet, den

festen Endverbrauchern und den Endverbrauchern, die auf den Netzzugang verzichten, jederzeit die gewünschte Menge an Elektrizität mit der erforderlichen Qualität und zu angemessenen Tarifen zu liefern. Die StromVV (Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008) regelt die erste Phase der Strommarktöffnung, in welcher feste Endverbraucher keinen Anspruch auf Netzzugang nach StromVG haben. Netzbetreiber sind gemäss StromVV explizit für Messwesen und Informationsprozesse verantwortlich.

Entwicklung der Energieproduktion



Zusammensetzung des Elektrizitätsangebots (reine Inlandproduktion) bis 2020, 2035, 2050 auf der Basis des vorliegenden Massnahmenpakets des UVEK (Quelle: Prognos)

Netzbetreiber müssen also auf die zu erwartenden Entwicklungen von Energieverbrauch und Energieproduktion vorbereitet sein. Dies gilt sowohl für die installierte Leistung als auch für die Gesamtenergie. Um die Elektrizitätsversorgung weiterhin sicher zu stellen, muss geprüft werden, ob ein

Ausbau der Verteilnetze mit Hilfe von neuen smarten Funktionalitäten zur Bewältigung der Veränderungen notwendig ist. Es besteht die starke Vermutung, dass es sinnvoll und notwendig ist, die Stromnetze zu Smart Grids auszubauen. Intelligenter Stromnetze sind einerseits nötig, um die anstehenden Herausforderungen zu meistern und bringen andererseits neue Geschäftsmöglichkeiten.

1.2 Was sind Smart Grids

An dieser Stelle sollen die wichtigsten verwendeten Begriffe geklärt werden.

Oft wird mit «Smart Grid» die Gesamtheit der zu erwartenden Veränderungen von Stromnetzen bezeichnet. Dazu gehören zusätzliche Sensoren zur Erfassung des Netzzustandes und zusätzliche Steuerelemente zur Steuerung und Regelung des Netzes. Die Sensoren und Steuerelemente sind mit einer Kommunikationsinfrastruktur und meist mit einer zentralen Steuerlogik (Leitsystem) verbunden. Diese Komponenten werden vermehrt auch auf Netzebenen mit tieferen Spannungen eingesetzt. Das intelligente Zusammenspiel all dieser Infrastrukturelemente soll den optimalen und effizienten Umgang mit komplexen Situationen in Stromnetzen ermöglichen.

Der Begriff «Smart Grid» wird oft noch breiter verwendet. In einem Stromnetz muss jederzeit die zugeführte und abgeführte Energie gleich sein, damit die Versorgungsqualität gewährleistet werden kann. Um dies weiterhin sicherstellen zu können, muss das Zusammenspiel von Stromproduktion, Stromverbrauch und Stromspeicherung intelligenter werden. Verschiedene Ideen sind vorhanden. So könnte der Stromverbrauch an die vorhandene Stromproduktion angepasst werden, entweder mit festen Steuersignalen (Demand Side Management) oder alternativ mit Hilfe einer flexibleren Tarifstruktur (Demand Response). Die (dezentrale) Stromproduktion selber könnte lokale Netzzustände berücksichtigen und bei einem Stromüberangebot die

Produktionsmenge reduzieren oder steuerbare Verbraucher zuschalten. Schliesslich ist denkbar, dass Stromspeicher soweit entwickelt werden, dass sie zum Ausgleich von Produktion und Verbrauch Energie aus Strom speichern und wieder als Strom ins Netz zurück speisen können. Batteriespeicher von Elektromobilen könnten für eine Kombination dieser Funktionen genutzt werden.

Mit intelligenteren Netzen und intelligenteren Prozessen werden auch neue Akteure mit neuen Rollen im Markt auftauchen. Eine Spezialisierung einzelner Akteure auf Teilaspekte ist denkbar. Oft werden auch diese neuen Akteure und Rollen als Teil des «Smart Grid» bezeichnet.

Die beschriebene umfassende Definition von «Smart Grid» hilft zu verstehen, welche Veränderungen in Zukunft möglich sind. Sie ist aber eher verwirrend, wenn es darum geht, die verschiedenen Aspekte konkret zu besprechen: Von welchem Smart Grid Teil wird gerade gesprochen?

Die Bundesnetzagentur hat in ihrem Eckpunktepapier «*Smart Grid*» und «*Smart Market*» vom Dezember 2011 unterschieden zwischen Netz- und Marktfokus¹. Die klare Differenzierung zwischen Smart Grid und Smart Market ermöglicht eine transparente und konzentrierte Diskussion. Der Ansatz lautet: Netzkapazitätsfragen werden im Grid und Fragen im Zusammenhang mit Energiemengen im Markt behandelt. Für Themen, die dazwischen liegen, müssen hybride Lösungsansätze gesucht werden. Sie bilden eine spezielle Herausforderung das Unbundling von Energiemarkt und Energienetz.

Im vorliegenden Weissbuch wird der Begriff «Smart Grid» in ähnlicher Weise einschränkend auf Netzfragen im engeren Sinne verwendet.

¹ <http://www.bundesnetzagentur.de> > Sachgebiete > Elektrizität/Gas > Sonderthemen > Smart Grid - Eckpunktepapier

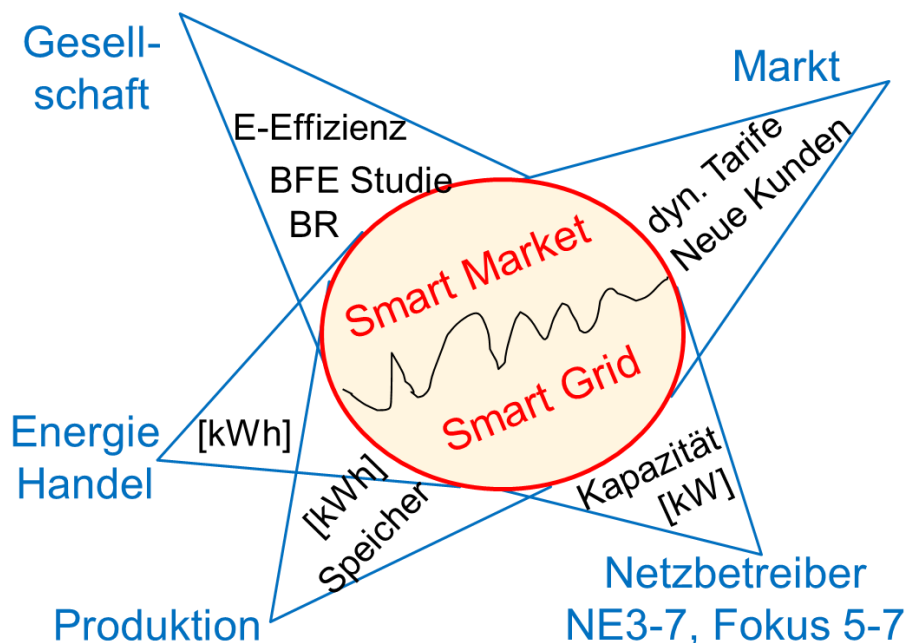
1.3 Verein Smart Grid Schweiz (VSGS)

Der Verein Smart Grid Schweiz (VSGS) bündelt die Aktivitäten von 13 Schweizer Elektrizitätsunternehmen im Bereich Smart Grid. Er wurde im Sommer 2011 gegründet. Ziel des Vereins ist es, die Einführung des Smart Grids voranzutreiben und die Realisierung zu unterstützen. Dafür entwickelte der Verein als ersten Schritt ein gemeinsames Verständnis für Begriff und Funktionalität des Smart Grids. Das vorliegende Weissbuch fasst die Hauptresultate dieser Arbeiten nach dem ersten Jahr zusammen.

Smart Grids und Smart Markets können aus verschiedenen Blickwinkeln betrachtet werden. Die Position des Betrachters respektive seine Rolle beeinflusst dabei die Sicht wie untenstehend illustriert. Der Fokus des VSGS liegt auf den Verteilnetzen.

Unterschiedliche Blickwinkel auf Smart Grids und Smart Markets

(beispielhafter Überblick, keine scharfe Zuordnung)



Der Fokus des VSGS liegt auf den Verteilnetzen.

1.4 Treiber für Smart Metering, Smart Grid und Smart Market

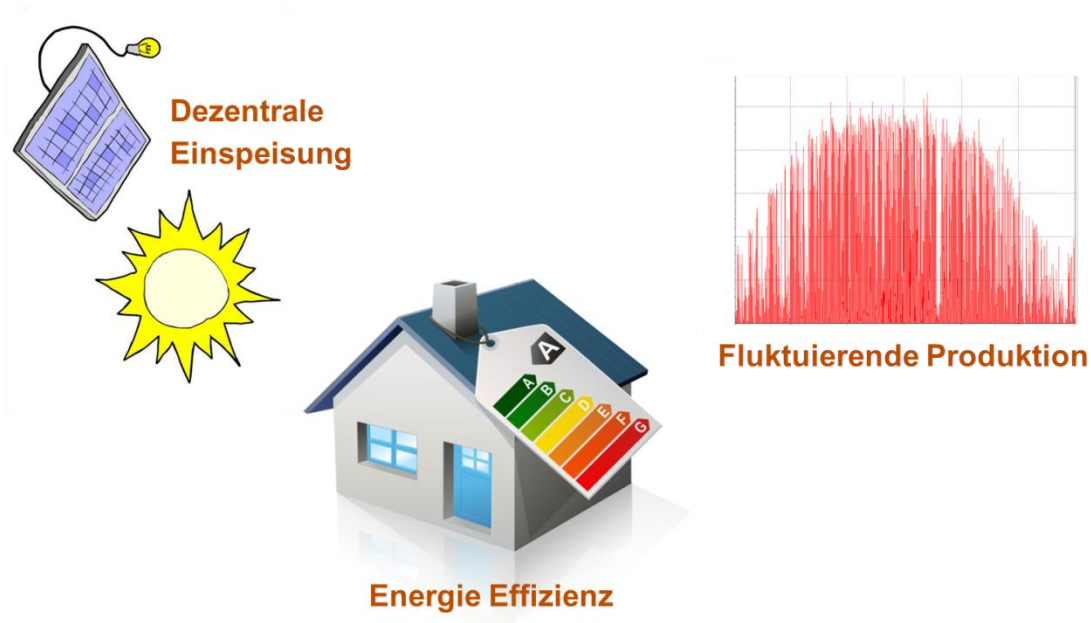
Smart Grids sollen differenziert betrachtet werden, ähnlich der Unterscheidung von Smart Grids und Smart Market gemäss dem Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur.

Aus Sicht der Verteilnetzbetreiber gibt es drei Themenbereiche, die als Treiber für Veränderungen in den Verteilnetzen wirken:

- **Dezentrale Einspeisung – statische Auswirkung**
- **Energieeffizienz**
- **Veränderliche Produktion – dynamische Auswirkung**

Diese Themenbereiche werden im Folgenden detaillierter ausgeführt.

Treiber für Veränderungen in Verteilnetzen



Relevante Treiber für Veränderungen in Verteilnetzen

1.4.1 Treiber 1: Dezentrale Einspeisung

Die Energiewende bringt in Ergänzung zu zentralen Kraftwerken vermehrt dezentrale Stromeinspeisung mit sich. Diese Einspeisung kann sowohl von eher stochastischer Natur (Photovoltaik, Windkraft), als auch von eher kontinuierlicher Natur (Blockheizkraftwerk) sein. Verstärkte dezentrale Einspeisung erfordert die Anpassung der Stromnetze, insbesondere der für die Ausspeisung konzipierten Netzebenen 5 bis 7 (Verteilnetze). Die Anpassungen reichen von konventionellen Netzverstärkungen (erhöhte Übertragungskapazität auf Leitungen und Transformatoren) bis zu intelligenter Steuerung der Verteilnetze. Der Ausdruck «statisch» ist in diesem Zusammenhang als «feste» Anpassung der Infrastruktur zu verstehen, auch wenn die Netzzustände mittels intelligenter Steuerung an wechselnde Lastverhältnisse laufend angepasst werden können, beispielsweise mit spannungsgeregelten Transformatoren.

Zur Beherrschung der dezentralen Einspeisung sind **Smart Grids** im engeren Sinne notwendig. Dieser Aspekt ist im Fokus des VSGS und wird im Kapitel 2 «Dezentrale Stromproduktion» dieses Weissbuchs ausführlich besprochen.

1.4.2 Treiber 2: Energieeffizienz

Um die Herausforderungen der Energiewende bewältigen zu können, soll der Stromverbrauch reduziert, die Energieeffizienz erhöht werden. Der Verbraucher muss aktiv werden. Dazu braucht es effizientere, Strom sparende Endgeräte. Eine intelligente Steuerung (Smart Home) kann zusätzlich unterstützen. Damit der Verbraucher überhaupt aktiv werden kann, braucht er Informationen über seinen Stromverbrauch. **Smart Meter** sind ein mögliches Hilfsmittel dazu. Der Schlussbericht *Folgeabschätzung einer Einführung von «Smart Metering» im Zusammenhang mit «Smart Grids» in der Schweiz* des BFE vom 5. Juni 2012 bezeichnet eine flächendeckende Einführung von Smart Metering aus volkswirtschaftlicher Sicht als rentabel. Den Mehrkosten von 1 Mrd. CHF

stunden Stromeinsparungen bei den Endkunden von 1.5 bis 2.5 Mrd. CHF gegenüber.

Smart Meter sind Teil des MeterToCash Prozesses. Sie erfüllen damit weitere Aufgaben. Smart Meter sind Fokus des VSGS und werden im Kapitel 3 dieses Weissbuchs ausführlicher besprochen.

1.4.3 Treiber 3: Veränderliche Produktion

Die Energiewende bringt eine weitere Veränderung mit sich: Die Stromproduktion ist vermehrt von fluktuierender, stochastischer Natur. Dies gilt sowohl für die dezentrale als auch für die zentrale Produktion. In Stromnetzen muss Stromproduktion und Stromkonsum (inkl. Verlusten und Stromspeicherung) jederzeit im Gleichgewicht sein. Fluktuiert nun die Stromproduktion stärker und stochastischer, so wird das kontinuierliche Sicherstellen dieses Gleichgewichts komplexer. Das Konzept der sehr genauen Prognose wird immer schwieriger umzusetzen.

Zur Beherrschung der veränderlichen Produktion genügen reine Netzaspekte nicht mehr. Es sind **Smart Markets** notwendig: Es braucht neue Instrumente wie z.B. flexible Tarife, Demand Response oder Energiespeicher. Sowohl Stromproduzenten wie auch Stromverbraucher müssen intelligent agieren. Das Marktdesign muss über entsprechende Mechanismen und Produkte ermöglichen, dass sich die kostengünstigsten Lösungen durchsetzen können. Dies kann auch ein zeitweiser Verzicht auf Produktion oder Nachfrage sein. Der Ausdruck «dynamisch» ist in diesem Zusammenhang als «laufendes» Sicherstellen des Energiegleichgewichts zu verstehen.

1.5 Lösungen im Zielkonflikt

Die neuen Herausforderungen generieren neue Rollen und Akteure wie z.B. intelligente Produzenten, Verbraucher und Speicher als Komponenten der intelligenten Netze. Jeder Akteur verfolgt gemäss seiner Rolle bestimmte Ziele. Je nach Ausrichtung ergibt dies verschiedene Handlungen, die auch im Widerspruch stehen können. So wird beispielsweise ein Stromproduzent (Einzelkraftwerk oder Schwarmkraftwerk) mit dem Ziel «Netzregelung, Netzstützung» anders agieren als ein Stromproduzent mit dem Ziel «Optimierung am Energiemarkt» oder ein Verbraucher mit dem Ziel «Stromsparen».

Die unterschiedlichen Ziele sollen am Beispiel zweier Batteriebetreiber erläutert werden. Der erste Betreiber will die Batterien nutzen, um am Strommarkt Gewinn zu erzielen. Er wird bei tiefem Preis Strom einkaufen und die Batterie aufladen. Bei hohem Preis wird er Strom verkaufen und die Batterie entladen. Die Preisdifferenzen sind die Basis für sein Handeln. Dabei wird je nach lokaler Situation das Stromnetz belastet oder entlastet werden. Ist lokal viel Stromproduktion mit Photovoltaik vorhanden, so hängt die Auswirkung auf das Stromnetz – Belastung oder Entlastung – noch vom lokalen Wetter ab. Der zweite Batteriebetreiber will seine Batterie nutzen, um das (lokale) Stromnetz zu entlasten. Er wird die Batterie aufladen, wenn die dezentrale Stromproduktion viel grösser ist als der lokale Stromverbrauch, so dass die Versorgungsqualität (Spannungshaltung) gefährdet ist. Die Batterie wird er dann wieder entladen, um Kapazität für die nächste Produktionsspitze zu schaffen. Die Batterie ist dabei ein Kostenfaktor, der es erlaubt, andere Kosten wie Netzausbau einzusparen. Im Sinne Versorgungssicherheit und Netzstabilität muss zumindest in kritischen Situationen die Nutzung der Batterie mit dem Ziel der Netzstabilisierung und -entlastung Vorrang haben.

K A P I T E L 2

Dezentrale Stromproduktion

Bisher wurde der Strom meist zentral mit grossen Kraftwerken produziert, welche auf hohen Spannungsebenen in die Stromnetze einspeisten. Der Strom wurde dann über weite Strecken transportiert und im Laufe der geografischen Verteilung schrittweise auf die Verbrauchsspannung herunter transformiert. Neu wird vermehrt mit kleineren Kraftwerken Strom produziert und auf unteren Spannungsebenen dezentral ins Verteilnetz eingespeist. Die Stromnetze werden damit auf eine neue Art und Weise genutzt. Es muss geprüft werden, ob die bestehenden Stromnetze und speziell die Verteilnetze mit dieser Nutzungsart kompatibel sind. Die Auswirkungen müssen untersucht und gegebenenfalls Lösungsmassnahmen vorgeschlagen und implementiert werden. Es ist anzunehmen, dass die Stromnetze intelligenter, eben zu **Smart Grids** werden müssen, um mit den komplexeren Situationen umgehen zu können. Das vorliegende Kapitel diskutiert Auswirkungen der dezentralen Einspeisung und Massnahmen.

2.1 Auswirkungen der dezentralen Einspeisung auf Verteilnetze

Die Auswirkungen der dezentralen Stromeinspeisung beeinflussen sich gegenseitig. Um die Auswirkungen sowie Massnahmen dennoch in eine übersichtliche Systematik zu bringen, unterscheiden wir vier Hauptauswirkungen der dezentralen Einspeisung, welche im Folgenden ausführlich beschrieben werden:

- Umkehr der Energieflussrichtung
- Leistungsvergrösserung
- Veränderung der Kurzschlussleistung
- Veränderung der Netzurückwirkungen

2.1.1 Umkehr der Energieflussrichtung

Durch die dezentrale Einspeisung ist es möglich, dass der Energiefluss umgekehrt wird. Die Umkehr der Energieflussrichtung erfolgt, wenn die aktuelle Einspeiseleistung die Verbraucherleistung übersteigt. Dies betrifft in erster Linie Leitungen der Netzebene 7, kann aber via Rückspeisung über Transformatoren der Netzebene 6 auch Auswirkungen auf die Netzebene 5 haben.

Spannungshaltung: Mit der Umkehr der Energieflussrichtung durch die dezentrale Einspeisung wird die Spannung am Einspeisepunkt beeinflusst. In der Regel erfolgt eine Spannungserhöhung. In Abhängigkeit von der Last- und Produktionsspitze werden die Spannungsänderungen beim Kunden deutlich grösser. Das erlaubte Spannungsband² kann unter Umständen nicht mehr in jedem Fall eingehalten werden. Eine ungleiche Verteilung der Eigenerzeugungsanlagen auf die drei Phasen kann diesen Effekt verstärken.

Arbeitssicherheit: Für Arbeiten an Netzteilen muss berücksichtigt werden, dass durch die dezentralen Erzeugungsanlagen Rückspeisungen erfolgen können und somit eine einseitige Abschaltung der Netzabschnitte nicht mehr ausreicht.

Schutz: Durch den Anschluss von Eigenerzeugungsanlagen gibt es im Netz neue elektrische Energiequellen, welche bei Fehlern im Netz auch auf diese Fehler speisen. Im Fehlerfall können sowohl das Netz wie auch die dezentrale Erzeugungsanlage einen Kurzschluss- bzw. Fehlerstrom liefern. Dies muss beim Auslegen der Schutzkonzepte für Netz und Erzeugungsanlage berücksichtigt werden. Im Falle eines Fehlers im Netz müssen sämtliche möglichen Quellen, welche einen gefährlichen Kurzschlussstrom liefern, rasch und automatisch vom Netz getrennt werden.

² EN50160

Messstellen: Dezentral einspeisende Stromproduzenten benötigen Zähler, welche den bidirektionalen Stromfluss und die Blindleistung messen können.

Regelung: Neben der heute üblichen Regelung der Netzstabilität auf der Produktionsseite, muss die Regelung vermehrt auf der Verbraucherseite erfolgen. Abschaltgruppen können mittels bestehender Rundsteueranlagen oder einzelne Einspeisungen mittels Kommunikationsanbindung gesteuert werden. Das Lastabwurfkonzept³ soll auf dezentrale Objekte erweitert werden. Dezentrale Einspeisungen müssen steuerbar, das heisst reduzierbar oder abschaltbar sein.

2.1.2 Leistungsvergrößerung

Ob das Verteilnetz aufgrund von neuen, dezentralen Stromerzeugungsanlagen erweitert werden muss, hängt von der lokalen Netzstruktur und dem Ausbaugrad der dezentralen Stromerzeugungsanlagen ab. In Netzen mit hohen Lastdichten und damit grossen Leiterquerschnitten sind teilweise keine oder nur geringe Netzausbauten nötig, um die dezentrale Stromerzeugungsanlagen anzuschliessen. In ländlichen Gebieten ist der Netzanschluss aufwändiger. Besonders landwirtschaftliche Siedlungen ausserhalb der Bauzone verfügen über einen Netzanschluss, der häufig nur auf eine Bezugsleistung von wenigen 10 kVA ausgelegt wurde. Wenn bei solchen Gebäuden grosse Dachflächen mit Photovoltaikanlagen ausgerüstet oder Biogasanlagen erstellt werden, **übersteigt die maximale Rücklieferleistung die zulässige Bezugsleistung häufig** um ein Mehrfaches. Es werden umfangreiche Netzausbauten nötig.

Die **langfristige Netzplanung und -dimensionierung** wird mit dezentralen Stromerzeugungsanlagen erschwert. Einerseits muss das Verteilnetz nach der Bezugsleistung dimensioniert werden, andererseits nach der Rücklieferleistung.

³ Underfrequency Load Shedding UFLS

Auch wenn mehrere Rücklieferanlagen zeitlich versetzt angeschlossen werden, sollte sichergestellt werden, dass keine ineffizienten Netzkonfigurationen entstehen. Dies wird mit der heutigen Gesetzgebung der anrechenbaren Kosten nicht berücksichtigt. Soll der Netzbetreiber beim Anschluss der ersten Rücklieferanlage nur diese Anlage in seiner Netzplanung betrachten oder soll er weitere potentielle Rücklieferanlagen miteinbeziehen? Oft müssen pro Netzanschluss zahlreiche Varianten mit unterschiedlicher Rücklieferleistung und unterschiedlichen Netzanschlusspunkten berechnet werden.

Mit dem Eintritt von neuen Marktakteuren (mittels Aggregation) oder mit neuen Tarifmodellen kann sich die Lastsituation im Verteilnetz stark ändern. Für den Verteilnetzbetreiber sind die Auswirkungen im Detail zu prüfen, damit keine unzulässigen Netzzustände auftreten (Überlast oder Verletzung der Spannungsgrenzen).

2.1.3 Veränderung der Kurzschlussleistung

Durch den vermehrten Einsatz von Eigenerzeugungsanlagen wird der Kurzschlussstrom der Netze insbesondere in der Umgebung des Übergabepunktes um den Kurzschlussstrom der Eigenerzeugungsanlage erhöht. Je nach verwendetem Anlagentyp kann sich der Kurzschlussstrom um einen kleinen Beitrag wie bei Wechselrichtern oder um ein Mehrfaches wie bei Synchrongeneratoren erhöhen. Beim Einsatz mehrerer solcher Anlagen in einem Netz können bei gewissen Anlageteilen die Bemessungswerte überschritten werden bzw. werden Massnahmen zur Begrenzung nötig. Diese Massnahmen sind je nach Netzform bzw. Netzaufbau, Anschlusspunkte der Eigenerzeugungsanlagen, Anzahl der Anlagen und Anschlussleistungen unterschiedlich.

Im Fehlerfall besteht Potenzial, dass Inselnetzbetrieb entsteht, mit der Gefahr, dass die vorhandene Kurzschlussleistung nicht mehr für ein sicheres Abschalten genügt. Personen- und Sachschäden können die Folge sein.

2.1.4 Veränderung der Netzurückwirkungen

Der Verteilnetzbetreiber ist verpflichtet, die Netzqualität gemäss Norm EN 50160 einzuhalten. Der Einsatz dezentraler Eigenerzeugungsanlagen mit stochastischer Produktion (Solar, Wind) in den Netzebenen 5 bis 7 hat je nach Anzahl und Anschlussleistung Einfluss auf die Qualität der Versorgung.

Mögliche Rückwirkungen sind:

- **Spannungsänderungen** ergeben sich durch Leistungsänderungen von Verbrauchern und Erzeugungsanlagen im Netz
- **Flicker** ist der subjektive Eindruck von Leuchtdichteänderungen. Die Ursache liegt in der zeitlichen Änderung des Effektivwertes der Versorgungsspannung im Bereich 10Hz
- **Oberschwingungen** werden vor allem von Verbrauchern und Erzeugern mit leistungselektronischen Komponenten verursacht.
Oberschwingungen stellen zunehmend ein Problem dar, da sie in den Netzbetriebsmitteln, wie auch an den angeschlossenen Geräten Resonanzen, Überbeanspruchungen, Fehlfunktionen und Verluste hervorrufen
- **Blindleistung:** Dezentrale Eigenerzeugungsanlagen und auch viele Verbraucher werden meistens über Wechselrichter mit dem Verteilnetz gekoppelt. Diese leistungselektronischen Komponenten erhöhen den kapazitiven Anteil und erhöhen die Spannung im Netz zusätzlich
- **Kommutierungseinbrüche:** Kurzzeitige Einbrüche im Millisekunden Bereich sind charakteristisch für den Betrieb netzgeführter Stromrichter

- **Rückwirkungen auf Signalübertragung:** Verbraucher respektive Erzeuger können mit den Kapazitäten/Induktivitäten im Netz Schwingkreise bilden, welche besonders bei Resonanz Tonfrequenzrundsteuerungsanlagen stören können
- **Asymmetrien** können speziell bei 1-phasigem Anschluss von Eigenerzeugungsanlagen vermehrt vorkommen

2.2 Massnahmen zur Bewältigung der Auswirkungen

Von den beschriebenen Auswirkungen sind **Spannungs- und Leistungsveränderung** die wichtigsten. Die beschriebenen Massnahmen fokussieren darum auf diese zwei Auswirkungen.

Die folgenden Massnahmen sind schon heute verfügbar. Sie greifen an unterschiedlichen topologischen Punkten im Elektrizitätsnetz ein:

- Beim dezentralen Stromproduzenten:
 - Regelung der Blindleistung
 - Begrenzung der Stromproduktion
- Auf Netzebene 7 (und eventuell Netzebene 5):
 - Konventioneller Netzausbau, Verstärkung der Leitungen
 - Vermaschung
- Auf Netzebene 6:
 - Konventioneller Netzausbau, Verstärkung der Transformatoren
 - Regelbare Ortsnetztransformatoren

Zukünftig werden weitere Massnahmen relevant sein, unter anderem:

- Dynamische Steuerung von Lasten
- Energiespeicherung
- Weitbereichsregelung

2.2.1 Regelbare Blindleistung

Mit der Umkehr der Energieflussrichtung durch die dezentralen Einspeisungen wird die Spannung am Einspeisepunkt beeinflusst. Die Blindleistung der Erzeugungsanlage muss regelbar sein damit Spannungsanhebungen reduziert und Spannungsschwankungen ausgeglichen werden können.

Beurteilung, Auswirkungen und Grenzen: Bestehen potenzielle Probleme mit der Spannungshaltung, so kann es hilfreich sein, wenn die dezentrale Stromerzeugungsanlage die Blindleistung regeln kann. Erhöhte Blindleistung bedeutet erhöhte Ströme und damit auch erhöhte elektrische Verluste. Die Regelung der Blindleistung hilft darum vor allem in Netzen, deren Betrieb durch die Spannungshaltung und nicht durch maximale Ströme limitiert ist. Regelung der Blindleistung wirkt punktuell und hilft auch dann, wenn auf einer Stickleitung Strom produziert und auf einer anderen Strom bezogen wird.

Verfügbarkeit, vorhandene Erfahrungen: Die Massnahme ist in der Schweiz bisher noch nicht grossflächig im Einsatz, da sie noch nicht nötig war. In anderen Ländern gelten aber bereits entsprechende Vorgaben.

Kosten: Die Kosten sind sehr grob geschätzt 20 CHF/kVA oder anders formuliert: ca. 10% der Kosten des Wechselrichters der Erzeugungsanlage.

Rahmenbedingungen: Die dezentrale Erzeugungsanlage ist nicht im Eigentum des Verteilnetzbetreibers. Um trotzdem die Blindleistung im Sinne des Stromnetzes steuern zu können, muss dies im Netzanschlussvertrag geregelt sein.

2.2.2 Begrenzung der Stromeinspeisung

In Extremsituationen soll die Stromerzeugung begrenzt werden. Diese Begrenzung kann automatisch vor Ort oder ferngesteuert aktiviert werden. Voraussetzung für eine ferngesteuerte Leistungsbegrenzung ist, dass die Produktionsanlage über eine entsprechende Schnittstelle verfügt. Die Anlagen können aber auch so gebaut werden, dass ab einer bestimmten Spannung oder Frequenz die abgegebene Leistung begrenzt wird. Damit nicht alle Anlagen gleichzeitig reagieren, was wieder zu Stabilitätsproblemen führen könnte, muss der Schaltzeitpunkt zufällig in einem definierten Zeitfenster erfolgen oder die Regelung muss stufenlos sein.

Beurteilung, Auswirkungen und Grenzen: Grob geschätzt bedeutet im typischen Anwendungsfall von PV-Anlagen in der Schweiz eine Begrenzung auf 70% der Maximalleistung einen Energieverlust von maximal 5%.

Verfügbarkeit, vorhandene Erfahrungen: Die Massnahme ist bisher in der Schweiz noch nicht im Einsatz, da sie noch nicht nötig war. In anderen Ländern wird sie aber bereits praktiziert (z.B. Einspeisemanagement in Deutschland).

Kosten: Die Kosten fallen an für die Fernsteuerung, die Integration ins Steuersystem und den Produktionsausfall.

Rahmenbedingungen: Neben einem entsprechenden Netzanschlussvertrag ist bei Fernsteuerung eine Datenkommunikation nötig. Alternativ kann die Rückspeisung auf einen reduzierten Wert begrenzt werden.

2.2.3 Konventioneller Netzausbau

Diese Massnahme besteht darin, Parallelleitungen zu erstellen oder die Leitungsquerschnitte zu erhöhen. Dadurch kann eine höhere Leistung übertragen werden, und der Spannungsabfall wird sich verkleinern. In Rohre

verlegte Kabel können je nach Rohrdurchmesser ohne aufwändige Tiefbauarbeiten ausgewechselt werden. Wenn Leitungen unter Decksteinen oder mit Muffen verlegt sind, ist eine Grabenöffnung unvermeidbar. Das Verlegen von Parallelleitungen kann auf demselben Trasse erfolgen. Freileitungen können allenfalls mit grösseren Leitungsquerschnitten umgebaut werden.

Der Ausbau bedingt, dass Transformatoren mit grösseren Leistungen oder zusätzliche Transformatoren eingebaut werden. Je nach Stationsgrösse sind diese in Abhängigkeit der angeschlossenen Einspeisung ebenfalls zu erweitern.

Alternativ kann die Eigenerzeugungsanlage über separate Leitungen an einem alternativen Netzanschlusspunkt (z.B. Trafostation oder Kabelverteilkabine) angeschlossen werden.

Beurteilung, Auswirkungen und Grenzen: Konventioneller Netzausbau ist bisher die wichtigste Massnahme. Ein Ausbau von Leitungen und Transformatoren löst die meisten technischen Probleme, insbesondere Probleme der Spannungshaltung und Leistungserhöhungen. Die Netzurückwirkungen gemäss Abschnitt 2.1.4 werden nicht beseitigt, aber reduziert. Netzausbau im Verteilnetz ist immer eine punktuelle, lokale Lösung.

Verfügbarkeit, vorhandene Erfahrungen: Konventioneller Netzausbau ist eine der Kernaufgaben der Verteilnetzbetreiber. Entsprechend ist die Technik etabliert. Knowhow und Erfahrungen sind gut vorhanden.

Kosten: Die detaillierten Kosten hängen von der konkreten Situation ab. Grob geschätzt kann von 300 – 600 CHF/kVA ausgegangen werden. Teilweise können Synergien mit anstehenden Netzsanierungen und Altersersatz genutzt werden. Die Betriebskosten sind vergleichsweise günstig.

Rahmenbedingungen: Sinnvollerweise wird das Netz im Zusammenhang mit anderen Bauarbeiten ausgebaut. So können Synergien (Kosten, Belästigung, Bewilligung) genutzt werden.

2.2.4 Vermaschung

Vermaschter Betrieb auf Netzebene 7 und/oder 5 kann Versorgungssicherheit, Spannungshaltung, Kurzschlussleistung und zum Teil Belastung in einem Verbraucherverteilnetz gegenüber einem reinen Strahlennetz erhöhen:

Versorgungssicherheit: Durch Vermaschung entstehen zum Teil n-1 sichere Netze.

Bessere Spannungshaltung und **höhere Kurzschlussleistung** werden durch die zusätzlichen speisenden Kabel erreicht.

Höhere (Verbrauchs-)Belastung wird begünstigt a) durch bessere Verteilung der Lasten auf die speisenden Kabel bei ungleicher Verteilung der Lasten an den einzelnen Strängen und b) durch den tieferen Gleichzeitigkeitsfaktor bei der grösseren Anzahl von Verbrauchern.

Die positiven Effekte wirken teilweise auch bei dezentraler Einspeisung:

Bessere Spannungshaltung, höhere Kurzschlussleistung sowie **bessere Verteilung** der Lasten bzw. der Einspeisung auf die höhere Anzahl versorgender Kabel ist auch bei der dezentralen Einspeisung gegeben.

Der **Gleichzeitigkeitsfaktor** dezentraler Einspeisung wird aber nicht reduziert.

Vermaschung kann somit bei vermehrter dezentraler Einspeisung gewisse Probleme der Spannungshaltung und der Kurzschlussleistung (Oberwellen) beheben, leistet aber nur einen kleinen Beitrag zur Steigerung der anschliessbaren Erzeugungsleistung. Anforderungen an Netzschutz und Netzbetrieb sowie Investitionskosten werden durch Vermaschung leicht erhöht.

2.2.5 Regelbare Ortsnetztransformatoren

Ortsnetztransformatoren mit Spannungsregelung erlauben automatisch auf den Betriebszustand im Verteilnetz zu reagieren. Dadurch wird der nutzbare Spannungsbereich punktuell vergrössert.

Beurteilung, Auswirkungen und Grenzen: Diese Lösung funktioniert gut, wenn wenige gleichwertige Endkunden angeschlossen sind. Sobald auf den verschiedenen Leitungen unterschiedliche Zustände herrschen, ist der Nutzen begrenzt. Dies ist beispielweise der Fall, wenn auf einer Leitung Strom produziert und auf einer anderen Strom bezogen wird. Ebenso beschränkt ist der Nutzen, wenn die Leitungsdistanzen sehr unterschiedlich sind.

Verfügbarkeit, vorhandene Erfahrungen: Spannungsgeregelte Transformatoren für Netzebene 6 sind seit Kurzem verfügbar. Es bestehen keine Langzeiterfahrungen.

Kosten: Grob geschätzt entstehen Zusatzkosten von 40 CHF/kVA oder anders gesagt, werden die Kosten der Transformatoren verdoppelt. Zukünftige Massenproduktion könnte die Kosten reduzieren.

Rahmenbedingungen für Weitbereichsregelung (siehe 2.2.8): Zur optimalen Regelung muss die Spannung an den neuralgischen Punkten (remote) gemessen und die Messdaten zur Regelung der Transformatoren übermittelt werden (Datenkommunikation).

2.2.6 Dynamische Steuerung von Lasten

Die Steuerung von verschiebbaren oder abschaltbaren Lasten oder neu Demand Side Management ist bei Boilern, Wärmepumpen, Elektroheizungen usw. bekannt und seit langem Realität. Ziel war immer die zeitliche Verschiebung von Lasten in die Schwachlastzeiten.

Das Ziel der Laststeuerung ändert nun von der Leistungsglättung hin zur Aufnahme von lokaler stochastischer Produktion. Die Erschliessung von weiteren steuerbaren Lasten ist kostenintensiv und vorwiegend im Bereich Kältetechnik möglich. Voraussetzung für die Steuerung von Lasten sind flexible Preismodelle, die Bereitschaft der Kunden und die monetären Anreize.

Das aufkommende Pooling von kleinen Lasten für Systemdienstleistungen wird die Frage nach dem Treiber und Nutzer, dem Handel oder dem Netzbetreiber aufwerfen. Es stellt sich die Frage, ob diese kleinen Lasten ausschliesslich für die Stabilisierung der Netzebene 7 eingesetzt werden sollten.

Die Regelung der Lasten muss lokal erfolgen und mit dem Laden und Entladen von Speichern und der dezentralen Produktion koordiniert werden. Eine individuelle Selbstregelung über einen sehr volatilen Netznutzungspreis kann eine Lösung der Zukunft sein.

2.2.7 Energiespeicherung

Energiespeicherung kann ein wesentlicher Bestandteil eines zukünftigen Smart Grid sein. Im Verteilnetz platzierte Speicher können für die Optimierung der Netznutzung eingesetzt werden, indem Last- bzw. Produktionsspitzen von dezentralen Erzeugungsanlagen geglättet werden. Damit kann der Leistungsaustausch mit übergelagerten Netzebenen minimiert werden. In Abhängigkeit der lokalen Netzbelastungssituation können Energiespeicher auch eine Lösung zur Vermeidung von Netzausbau darstellen. Neben dem

beschriebenen leistungsbezogenen Nutzen können Energiespeicher im Zusammenhang mit der Netzintegration dezentraler Erzeugung auch einen Beitrag zur Aufrechterhaltung der Spannungsqualität leisten⁴. Unter anderem kann bei einer grossen installierten Kapazität an Photovoltaikanlagen ein Einbruch der Produktion, der bspw. durch aufkommende Bewölkung verursacht wird, zu Spannungsänderungen in einem Verteilnetzgebiet führen. Diese können mithilfe eines Energiespeichers kompensiert und somit die Anforderungen bzgl. Spannungsqualität erfüllt werden.

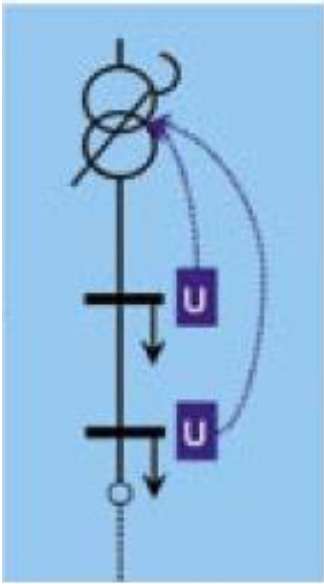
Speicher können jedoch nicht nur netzorientiert als Bestandteil eines Smart Grid betrieben werden, sondern können auch marktorientiert im Smart Market eingesetzt werden. Regulatorisch besteht daher die Herausforderung, dass die zukünftigen Rahmenbedingungen für Energiespeicherung eine sinnvolle Kombination von netz- und marktorientiertem Einsatz ermöglichen.

Je nach verwendeter Speichertechnologie geht wegen des beschränkten Wirkungsgrades elektrische Energie verloren.

2.2.8 Weitbereichsregelung

In den heutigen Netzen wird die Spannung «konventionell» mit Spannungsreglern in den Netzebenen 2 und 4 geregelt. Für die Regelung wird die Spannung «lokal» auf der betroffenen Sammelschiene mit Spannungswandlern gemessen. Je nach Anwendung wird dazu noch der Strom gemessen, damit der Spannungsabfall auf den Leitungen berücksichtigt werden kann. Im Spannungsregler wird dann die Impedanz der Leitung eingegeben, bei welcher der Spannungsabfall kompensiert werden soll. Diese Art von Regelung ist aber nur geeignet, wenn der Stromfluss vom Unterwerk zum Verbraucher ist. In der Netzebene 6 hingegen werden fest eingestellte Transformatoren eingesetzt.

⁴ Einhaltung der Anforderungen der EN 50160 sowie der DACHCZ-Regeln zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen



Wenn im Netz dezentrale Einspeisungen vorhanden sind, wird die Spannung beim Einspeisepunkt erhöht und somit kann es sein, dass die Spannung beim Verbraucher höher als die Spannung auf der Sammelschiene ist. Um die Spannung auf den Netzebenen 3 und 5 überall im Netz konstant zu halten kann man eine Weitbereichsregelung einsetzen. Mit der Weitbereichsregelung wird die IST-Spannung nicht mehr auf der Sammelschiene der betroffenen Spannungsebene gemessen, sondern im Netz an ausgewählten Knoten der betroffenen

Spannungsebene. Die gemessene Spannung wird dann durch ein geeignetes Kommunikationsmedium zum Spannungsregler im Unterwerk zurückgeführt. Diese Lösung hat den Vorteil, dass die Spannung auch nahe beim Verbraucher geregelt und gehalten wird und nicht nur auf der Sammelschiene im Unterwerk.

Um die Spannung auch beim Verbraucher auf der Netzebene 7 immer konstant zu halten, können wie oben beschrieben zusätzlich regelbare Ortsnetztransformatoren eingesetzt werden.

2.3 Datenkommunikation

Verschiedene Massnahmen zur Bewältigung der «Herausforderung Dezentrale Einspeisung» benötigen Datenkommunikationslösungen. In Frage kommen folgende Medien oder eine Kombination davon:

- PLC (Power Line Communication),
typisch zur Verbindung von Komponente – Datenkonzentrator
- Datennetze basieren auf Glasfaser oder Kupfer,
typisch zur Verbindung Konzentrator – Datenzentrum (Backbone)
- Alternativen zur drahtgebundenen Verbindungen sind (lokale) Funklösungen oder GPRS/UMTS/LTE

Wichtige Kriterien für die Technologiewahl sind Lebenszyklen, Investitionsschutz (zukünftige Weiterentwicklung), Funktionalitäten, Knowhow, Kosten, Sicherheit, Industriestandards, Interoperabilität, Wartung sowie Anforderungen und Verträglichkeit mit der Umwelt. Weiter muss der Datensicherheit – Vertraulichkeit, Integrität, Verfügbarkeit – grosse Aufmerksamkeit geschenkt werden.

Bandbreite, Latenzzeit, Jitter und Bit error rate sind weniger kritisch. Vorhandene Lösungen erfüllen nämlich die Anforderungen meistens:

- Beispiel Datenmenge: Bestehende Kommunikationssysteme transportieren schon heute grosse Datenmengen
- Beispiel Latenzzeit: Mit Ausnahme der Schutzsysteme genügen für die vorgeschlagenen Lösungen vorderhand Antwortzeiten im Bereich von 10 Sekunden bis 1 Minute

In Zukunft werden die Anforderungen an Kommunikationsnetze allerdings steigen. Smart Grid stellen andere Anforderungen an das Kommunikationsnetz als Smart Metering.

2.4 Fazit und Empfehlungen

Dezentrale Einspeisung von Strom in die Verteilnetze hat diverse Auswirkungen. Die vier Hauptauswirkungen sind Umkehr der Energieflussrichtung, Leistungsvergrößerung, Veränderung der Kurzschlussleistung und Veränderung der Netzurückwirkungen. Die Umkehr der Energieflussrichtung kann Verletzung der Spannungsnormen bewirken. Die erhöhten Leistungen können die Bemessungsgrenzen des Verteilnetzes überschreiten. Diesen Auswirkungen muss mit Massnahmen begegnet werden. Neben konventionellem Netzausbau können intelligente Regelungen eingesetzt werden, und zwar sowohl beim Stromproduzenten (Wirkleistung, Blindleistung) als auch bei den Ortsnetztransformatoren (Spannungsregelung). Die Kosten hängen von den gewählten Massnahmen ab. Stark vereinfacht ausgedrückt reduzieren intelligente Regelungen Investitionskosten (capex) und erhöhen Betriebskosten (opex). Die optimale Kombination der Massnahmen muss im Einzelfall gefunden werden. Das aktuelle System der Anrechenbarkeit bevorzugt punktuelle, lokale Massnahmen gegenüber vorausschauenden, auf ein identifiziertes Zielnetz gerichteten und damit optimierten Investitionen. Zukünftige gesetzliche Rahmenbedingungen sollten «optimale» Investitionen für Netzbauten bewirken. Die Entwicklung hin zu Smart Grids wird in Schritten entlang den veränderten Anforderungen geschehen, evolutionär und nicht revolutionär. Die immer kürzer werdenden Lebenszyklen der neuen Technologien wie Datenkommunikation und Smart Metering sind eine Herausforderung für die Branche. Erschwerend ist, dass noch keine klare, allgemein gültige Sicht auf Normierung und Standards besteht. Damit trotz oder eben mit all diesen Veränderungen optimale Lösungen gefunden werden können, müssen Gesetzgeber und Regulator den Netzbetreibern genügend Spielraum zugestehen. Heute werden die Netzkosten von den Endkunden in Abhängigkeit von deren Energiebezug finanziert. Mit steigender dezentraler Einspeisung weicht dieses Modell zunehmend vom Verursacherprinzip ab. Darum sollte auch die Verteilung der Netzkosten überprüft werden.

K A P I T E L 3

Kundensicht und Smart Meter

Erhöhte Energieeffizienz und reduzierter Stromverbrauch sind in aller Munde. Sie werden als wichtiger Schritt zur Bewältigung der Energiewende betrachtet. Dazu braucht der Verbraucher Informationen über seinen Stromverbrauch.

Smart Meter könnten ihm diese Information liefern. Gemäss dem Schlussbericht des BFE *Folgeabschätzung einer Einführung von «Smart Metering» im Zusammenhang mit «Smart Grids» in der Schweiz* kann mit einer flächendeckenden Einführung von Smart Metering Strom im Wert von von 1.5 bis 2.5 Mrd. CHF gespart werden. Dies mit Mehrkosten von lediglich 1 Mrd. CHF. Das vorliegende Kapitel beleuchtet Fragen zu einer flächendeckenden Einführung von Smart Metering in der Schweiz.

3.1 Smart Meter – Intelligente Stromzähler

Smart Meter sind elektronische Komponenten an der Schnittstelle zwischen Stromnetz und Endkunden. Ihre Hauptfunktion ist die Messung der gelieferten elektrischen Energie. Die Messdaten können via Informatik- und Kommunikationssystem fern ausgelesen werden. Nach korrekter Aufarbeitung werden diese Daten verschiedenen Anwendern resp. Applikationen zur Verfügung gestellt. Eine breite Palette von solchen Applikationen ist denkbar. Sie reicht von «Verrechnung der bezogenen Energie» zu Gunsten des Energielieferanten bis zur «Visualisierung des Energieflusses» zu Gunsten des Endkunden zur Ermöglichung von verbesserter Energieeffizienz. Smart Meter haben somit eine Schnittstelle zum Stromnetz zur Messung des Stromverbrauchs und eine Schnittstelle zur Datenkommunikation zum Zentralsystem. Soll der Endkunde direkt über Verbrauchsdaten informiert werden, so kommt eine weitere Schnittstelle zum Endkunden dazu.

3.2 Flexible Tarife, zentrale Informationsstelle

Mit der Marktöffnung im Energiesektor und dem verstärkten Willen, Strom zu sparen, wird mehr und mehr über die Preise gesteuert. Mit grosser Wahrscheinlichkeit werden darum zukünftige Tarifsysteme flexibler sein als heutige. Diese Flexibilität erlaubt zudem, Marktanreize zu schaffen, um auf aktuelle Lastsituationen – Produktion kleiner oder grösser als Verbrauch – im Netz korrekt reagieren zu können. Dies ergibt eine Anforderung an das Gesamtsystem. Der VSGS ist der Ansicht, dass diese Anforderung nicht zwingend durch die Smart Meter selber erfüllt werden müssen. Die Tarifierung erfolgt durch das System, nicht wie oft proklamiert im Zähler. Die Smart Meter messen und übermitteln in ihrer Basisfunktionalität Energiedaten und nicht Tarifdaten. Eine Abbildung der flexiblen Tarife in den Smart Meter in Echtzeit würde einen beträchtlichen zusätzlichen Kommunikationsaufwand bedeuten, ohne Mehrwert für das Gesamtsystem.

Die Preisangaben müssen zugänglich sein. Idealerweise ist dies eine Online-Plattform, auf die alle Netzbetreiber und Energielieferanten ihre aktuellen Preise übermitteln. Diese Informationen sind öffentlich zugänglich und auch automatisch abfragbar, damit Abrechnungssysteme direkt darauf zugreifen können. Eine solche Plattform würde neben einer vereinfachten Abrechnung die Vergleichbarkeit und Transparenz fördern. Es bestände die Option, Home-Automationssysteme mit Preisinformationen zu steuern.

3.3 Anforderungen an Smart Meter

Im Folgenden werden Minimalanforderungen an Smart Meter aus Sicht des VSGS aufgezeigt. Darüber hinaus wurden optionale Anforderungen identifiziert (hier nicht beschrieben). Im europäischen Umfeld⁵ wurden schon wesentliche Arbeiten geleistet: Die Europäische Kommission identifizierte zehn Hauptanforderungen an Smart Meter. Diese werden im Folgenden kommentiert. Die Wirtschaftlichkeit der verwendeten Lösung ist dabei wichtig. Diese soll durch die Anforderungen nicht verhindert werden. Speziell gilt dies für Tarifsysteme und Unterbrechung des Anschlusses.

Messdaten für den Endkunden

Der Endkunde muss Zugriff auf die Messdaten haben. Er ist Eigentümer der Daten. Der Netzbetreiber verwaltet sie treuhänderisch. Die Smart Meter haben eine Schnittstelle zum Endkunden, welche z.B. vom Home AreaNetwork (HAN) oder InHouseDisplay (IHD) genutzt werden kann. Eine Alternative zur direkten Schnittstelle ist ein Web-Interface.

Messfrequenz genügend für Energieeinsparungen

Smart Meter unterstützen Bestrebungen für eine verbesserte Energieeffizienz. Dazu ist eine Visualisierung der aktuellen Verbrauchswerte in Echtzeit (z.B. 2 Sek.) notwendig. Messwerte müssen dazu nicht zwingend gespeichert werden.

Fernauslesung

Die Messdaten können vom Messbetreiber fern ausgelesen werden. Die Datenerfassung und -speicherung im Smart Meter erfolgt für elektrische Energie minimal alle 15 Minuten. Die gemessenen Werte werden gespeichert. Die Datenübermittlung (Auslesung) erfolgt üblicherweise täglich oder bei Bedarf

⁵ European Commission: A joint contribution of DG ENER and DG INFSO towards the Digital Agenda, Action 73: Set of common functional requirements of the SMART METER, October 2011

(on-demand). Messdaten von weiteren Medien wie Gas, Wasser und Wärme können auch übermittelt werden.

Zwei-Weg-Kommunikation

Dies ist eine Schlüsselfunktion für den Netzbetreiber. Die notwendigen Vorort-Interventionen werden minimiert. Dazu ist neben der offensichtlichen Übermittlung der Messdaten auch ein Remote Upgrade der Firmware, eine Überwachung und Alarmierung sowie die Zeitsynchronisierung notwendig.

Messfrequenz genügend für Netzplanung

Die Messfrequenz ist genügend hoch, dass Netzplanung (im Gegensatz zu Netzsteuerung) möglich ist. Dies ergibt faktisch keine Zusatzanforderung.

Unterstützung von Tarifsystemen

Zukünftige Tarifsysteme werden flexibler sein als heutige. Dies ergibt eine Anforderung an das Gesamtsystem, allerdings nicht an die Smart Meter selber: Es werden Energiedaten gemessen und übermittelt, und nicht Tarifdaten.

Unterbrechung des Anschlusses

Der Anschluss kann ausgeschaltet werden, und zwar sowohl vor Ort als auch Remote. Mögliche Anwendungen sind Abschalten bei zu hohem Leistungs- oder Energiebezug, bei Nichtbezahlen der Rechnungen, bei technischen Netz-Notfällen u.ä. Beim Ein- und Ausschalten muss die Sicherheit beachtet werden. Der Kunde wird informiert (Freischaltung). Die effektive Wiedereinschaltung erfolgt durch den Kunden von Ort. Mit dieser Funktionalität werden zum Beispiel Umzüge vereinfacht (keine Leerstandsentnahme).

Datenschutz

Anforderungen von Datenschutz werden erfüllt und die relevanten Gesetze eingehalten. Nur autorisierter Zugang ist möglich.

Detektion und Verhinderung von Missbrauch

Die Smart Meter sind so aufgebaut, dass eine Manipulation festgestellt werden kann. Manipulationsversuche lösen eine Alarmierung aus.

Stromfluss in beide Richtungen

Die Messung funktioniert für beide Stromrichtungen (Import, Export). Dezentrale Stromeinspeisung wird damit auch unterstützt.

Neben diesen von der Europäischen Kommission identifizierten Anforderungen müssen Smart Meter im Schweizer Umfeld zwingend weitere Anforderungen erfüllen:

Rundsteuerungsersatz

Smart Meter oder Smart Grid Systeme müssen die Funktionalitäten der sich im Einsatz befindenden Rundsteuerungen ersetzen können.

Plug&Play

Smart Meter müssen sowohl systemtechnisch als auch installationstechnisch Plug&Play sein.

Energieverbrauch

Der Energieverbrauch der Smart Meter inklusive Umsysteme muss minimal sein.

Basierend auf Standards

Smart Meter, respektive deren Interfaces erfüllen anerkannte Standards. Das Kommunikationsprotokoll ist vorzugsweise IP.

Allgemeine Rahmenbedingungen

- Statistische Prüfverfahren sind möglich

- Die Smart Meter sind verfügbar, jetzt und in Zukunft
- Mindestens zwei Lieferanten bieten eine gegenseitig interoperable Lösung an

3.4 Beurteilung vorhandener Funktionalitäten

Neun Projekte von VSGS-Mitgliedern wurden offen gelegt und nach den Anforderungen gemäss Abschnitt 3.3 beurteilt. Nachstehende Tabelle zeigt den Erfüllungsgrad der einzelnen Anforderungen pro Projekt. In der Gesamtheit lassen sich folgende Aussagen machen:

- Die Anforderungen der Europäischen Kommission sind meist erfüllt oder mehrheitlich erfüllt
- Am einfachsten zu erfüllen ist offensichtlich eine genügende Messfrequenz für die Netzplanung sowie die Unterstützung von flexiblen Tarifsystemen. Dies ist nicht weiter verwunderlich, da die Unterstützung von flexiblen Tarifen eine Anforderung an das Gesamtsystem und nicht an die Smart Meter ist
- Am schwierigsten zu erfüllen oder einfach (noch) nicht implementiert ist der Zugang zu den Messdaten durch den Endkunden in genügender Geschwindigkeit für Energieeinsparungen
- Die weiteren Anforderungen im schweizerischen Umfeld sind schon schwieriger zu erfüllen, insbesondere die Plug&Play-Funktionalität sowie die allgemeinen Rahmenbedingungen
- Etwas mehr als die Hälfte der Projekte (fünf von neun) hat im Durchschnitt einen hohen Erfüllungsgrad zwischen erfüllt und mehrheitlich erfüllt

Im Einzelnen sind die Anforderungen gemäss untenstehender Auflistung erfüllt.

Anforderungserfüllung	Projekt 1	Projekt 2	Projekt 3	Projekt 4	Projekt 5	Projekt 6	Projekt 7	Projekt 8	Projekt 9	Durchschnitt
Messdaten für den Endkunden	3	3	1	2	1	2	3	1	1	1.89
Messfrequenz genügend für Energieeinsparungen	4	4	4	1	1	1	1	4	1	2.33
Fernauslesung	2	2	2	2	1	1	2	2	1	1.67
Zweiweg-Kommunikation	2	1	3	1	1	1	2	3	3	1.67
Messfrequenz genügend für Netzplanung	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1.11
Unterstützung von Tarifsystemen	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1.11
Unterbrechung des Anschlusses	4	1	4	1	1	1	1	1	1	1.67
Datenschutz	2	3	1	1	3	1	1	1	1	1.56
Detektion und Verhinderung von Missbrauch	1	1	2	1	1	1	4	1	1	1.44
Stromfluss in beide Richtungen	1	1	4	1	1	1	1	1	1	1.33
Rundsteuerungsersatz	4	1	3	2	2	2	3	3	2	2.44
Plug&Play	4	4	3	2	2	2	4	2	3	2.89
Energieverbrauch			3	2	1	2	3	1	1	1.86
Basierend auf Standards	1	4	3	3	2	2	1	4	3	2.56
Allgemeine Rahmenbedingungen	1	4	3	3	3	3	4	3	2	2.89
Durchschnitt EVU	2.3	2.2	2.5	1.7	1.5	1.5	2.1	1.9	1.4	1.96

Legende: 1=erfüllt, 2=mehrheitlich erfüllt, 3=ansatzweise erfüllt, 4=nicht erfüllt

	Kommentar zur Anforderungserfüllung	Ø
Messdaten für den Endkunden	Meist erfüllt oder erfüllbar, ev. nicht implementiert. Zugriff über Webportal, aber nicht über direktes Interface.	1.89
Messfrequenz für E-Einsparungen	Die Hälfte der Projekte bietet genügend schnellen Datenzugriff für Endkunden.	2.33
Fernauslesung	Überall gut erfüllt, mit unterschiedlichem lokalem Speicherumfang.	1.67
Zweiweg-Kommunikation	Meist erfüllt. Firmware-Upgrades gesetzlich erlaubt sein.	1.67
Messfrequenz für Netzplanung	Problemlos erfüllt.	1.11
Unterstützung von Tarifsyste-men	Erfüllt im Gesamtsystem. Zu beachten ist die Zeitsynchronisierung.	1.11
Unterbrechung des Anschlusses	Gut möglich, nicht überall implementiert.	1.67
Datenschutz	Daten meist verschlüsselt. Weitere Anforderungen unklar → Klärungsbedarf. Übermässige Forderungen könnten die Anwendung von Smart Metern verhindern oder stark verteuern.	1.56
Detektion Missbrauch	Gut erfüllt.	1.44
Stromfluss in beide Richtungen	Abhängig vom eingesetzten Smart Meter. Erfüllt mit einer Ausnahme.	1.33
Rundsteuerungs-ersatz	Teilweise implementiert, aber meist möglich, oft mit Zusatzgeräten.	2.44
Plug&Play	Schlecht. Es braucht Weiterentwicklungen.	2.89
Energieverbrauch	Es existieren noch keine klaren Grenzen, ist aber im Fokus der Projekte.	1.86
Basierend auf Standards	Tlw. Proprietär, tlw. Standardsbasiert. Klare Bild zu den Standards ist zu schaffen.	2.56

3.5 Identifizierte Forderungen

Die untersuchten Projekte und deren Beurteilungen ermöglichten uns, Forderungen an verschiedene Stellen zu identifizieren:

Gesetzgeber (METAS):

- Abrücken von der Forderung der Tarifierung im Zähler
- Statistisches Prüfverfahren für Smart Meter Funktionalität zulassen
- Firmware-Upgrades ermöglichen trotz Eichvorgaben

Gesetzgeber (Datenschutz):

- Datenschutz klären, so dass Smart Meter wirtschaftlich einsetzbar sind

Smart Meter-Hersteller:

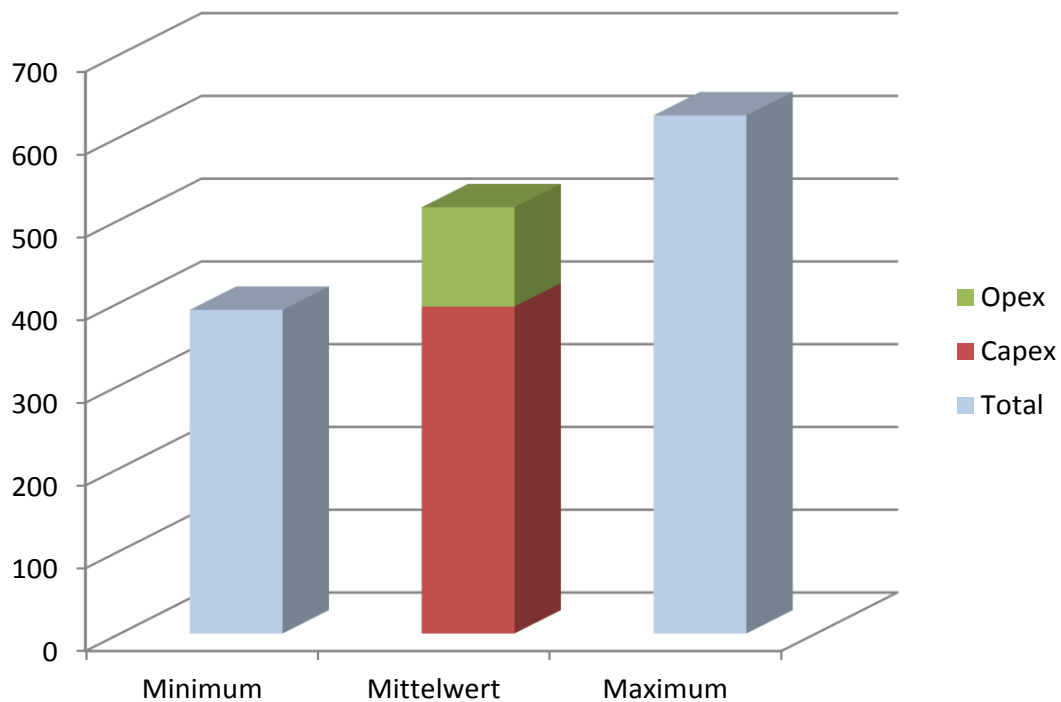
- Interoperable Lösungen entwickeln
- Standardisiertes Interface für Direktzugriff des Endkunden
- Plug & Play Fähigkeit

3.6 Kostenschätzung

Sechs VSGS-Mitglieder schätzten die Vollkosten für die in Pilotprojekten eingesetzten Smart Metering Systeme: Rollout plus Betrieb. Die folgenden Tabellen zeigen die Minimal-, Maximal- und Durchschnittswerte. Dabei ist zu beachten, dass Minima und Maxima pro Zeile ausgewiesen sind und folglich nicht einfach addiert werden können. Die Kosten für Sonderabschreibungen alter Zähler sind für eine Rolloutdauer von typischerweise 5 Jahren berechnet. Die Betriebskosten sind für 10 Jahre ausgewiesen. Generell wird erwartet, dass die Lebensdauer der Geräte sich verkürzen wird. Die Kostenschätzung ist eine Momentaufnahme, die sich laufend verändern wird.

	Minimum	Mittelwert	Maximum
Zähler und Komm.-Module	178	209	286
Installation	33	122	260
IT-Systeme	13	18	24
Implementierung	0	18	27
Sonderabschreibung alte Zähler	10	28	72
CAPEX (Fr. pro Zähler)	302	395	546
OPEX Plattform	23	69	98
OPEX Kommunikation	20	52	106
OPEX (Fr. pro Zähler, 10 Jahre)	49	120	185
TOTAL (Fr. pro Zähler, 10 Jahre)	391	516	626

Grob geschätzte Kosten in CHF / Zähler



Grob geschätzte Vollkosten in CHF/Zähler für ein Rollout von Smart Metern über einen Betrachtungszeitraum von 10 Jahren.

Ganz pauschal kann für die Vollkosten gesagt werden:

- Rollout und Betrieb für 10 Jahre verursachen Kosten im Bereich von 400 – 600 CHF pro Zähler
- Der Hauptanteil von 80 +/-10% der Kosten sind Investitionen (CAPEX)
- Der OPEX-Anteil beläuft sich auf 10 - 30% oder 50 – 180 CHF pro Zähler

3.7 Einsparpotential mit Smart Metern

Ein flächendeckender Einsatz von Smart Metern erlaubt eine Effizienzsteigerung und damit eine Kostenersparnis durch Automatisierung von verschiedenen Prozessen.

Beispiele:

- Mit der geplanten zweiten Phase der Marktöffnung werden Kunden die Möglichkeit haben, Energielieferanten zu wechseln. Smart Meter erlauben die automatische und damit schnellere Abwicklung dieser Wechselprozesse
- Heute kann der Strombezug mit Rundsteuerung zeitlich verschoben und damit optimiert werden. Dazu werden die Strombezüger in Gruppen eingeteilt. Mit Smart Metern ist eine individuelle Steuerung und Flexibilisierung der zeitlichen Verschiebung möglich
- Die manuelle Ablesung der Smart Meter entfällt. Der MeterToCash-Prozess wird dadurch optimiert. Eine zeitgenaue Verrechnung ist möglich
- Bei Umzügen kann der personelle und administrative Aufwand reduziert werden

Weiter bieten Smart Meter Möglichkeiten für die Einführung neuer Dienstleistungen zur Steigerung der Energieeffizienz.

3.8 Kundensicht

Bisher konnten keine spezifischen Anforderungen bezüglich Smart Metering aus Kundensicht identifiziert werden. Frühere Untersuchungen wiesen auf ein grosses Einsparpotential hin, die mit Verbrauchsinformationen erreicht würden. Aktuelle Untersuchungen relativieren diese Befunde⁶. Beispiele dafür sind bei Inhome-Anzeigen EKZ⁷ und Vattenfall⁸ sowie Anzeigen über das Internet CKW⁹.

Bei einigen Nutzern wirkt ein solches System als Anreiz und sensibilisiert sie bzgl. des Stromverbrauchs. Aber nur wenige schaffen damit eine deutliche Reduktion ihres Verbrauchs. Bei den meisten Nutzern ist das Interesse zu Beginn vorhanden, aber die Nutzung sinkt rasch auf ein sehr geringes Niveau. Somit ergibt sich für die Verbraucher mit den derzeitigen Systemen beschränkter nachhaltiger Nutzen. Somit gibt es auch kein tragfähiges Modell zur Überwälzung der Investitionskosten für die EVUs. Zukünftige Anwendungen wie z. B. zeitliches Verschieben von Lasten könnten diese Aussage relativieren.

Es ist fraglich, ob sich eine Investition in ein Smart Meter-System mit Anzeige für die Minderheit der interessierten Nutzer lohnt. Eventuell sind andere, kostengünstigere und einfacher zu realisierende, Systeme geeigneter.

Zu einem allfälligen Nutzen durch Smart Metering mittels dynamischer Tarife, Kundenbindungsmassnahmen (z. B. VELIX¹⁰, iSmart¹¹, MUNX¹², e-Vision) oder Smart Home-Anwendungen konnten bisher keine Angaben gefunden werden.

⁶S. Gölz et al., Führt Verbrauchsfeedback zu Stromeinsparungen?, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 2012, Heft 8, S. 32ff:

⁷http://www.ekz.ch/content/dam/ekz/umwelt/smartgrid/MM_110810_Smart%20Metering.pdf.res/MM_110810_Smart%20Metering.pdf

⁸<http://www.golem.de/news/verbraucherschuetzer-erster-smart-meter-grossversuch-in-berlin-gescheitert-1207-93216.html>

⁹http://www.ckw.ch/internet/ckw/de/medien/news/archiv/2012/smart-metering-einsparungen.-CKWSlot1-0004-File.FileRef.pdf/2012-01-05_Smart%20Metering-Einsparungen_f.pdf

¹⁰http://www.ethlife.ethz.ch/archive_articles/100510_energiesparen_kas/index

¹¹<http://inergie.ch/thematik/projekte-2/projekte/>

¹²<http://munx.ch/de/>

Diesbezüglich müssen weitere Untersuchungen abgewartet werden. Für Smart Home-Anwendungen wäre eine standardisierte, realtime-fähige Schnittstelle eine sinnvolle Ergänzung des Smart Meters.

3.9 Datenschutz bei Smart Metern¹³

Das Datenschutzgesetz bezweckt den Schutz der Persönlichkeit und der Grundrechte von Personen, über die Daten bearbeitet werden. Smart Meter mit viertelstündlicher Messung erlauben einen vertieften Einblick in das Leben von Privatkunden. Dazu gibt es neben dem Datenschutzgesetz des Bundes (gilt für EVU als juristische Person) Datenschutzgesetze der Kantone (gilt für die Organe der Kantone und Gemeinden). Es muss geklärt werden, welche Datenschutzgesetze im Einzelfall anzuwenden sind

Der Netzbetreiber muss die Einhaltung der Datenschutzgesetze sicherstellen. Eine allfällige gemeinsame Plattform muss die verschiedenen anzuwendenden Datenschutzgesetze einhalten.

Gemäss dem Eidgenössischen Datenschutz- und Öffentlichkeitsbeauftragten EDÖB sind 15 Min. Werte nicht notwendig für die Abrechnung. Sie müssen für die Bedarfsprognosen anonymisiert und zusammengefasst werden. Um in Zukunft unterschiedliche Tarifmodelle inklusive flexiblen Tarifen zu ermöglichen, erachten wir die Ablesung von 15 Min. Werte als notwendig.

Die Datensicherheit muss auf unterschiedlichen Ebenen sichergestellt werden:

- Schutz gegen Aufbrechen und Auslesen durch nicht Autorisierte
- Verschlüsselte Datenübertragung, z.B. gemäss AES¹⁴
- Konzept Zugriffsberechtigungen auf Datenbank

¹³ Quelle: VSE electrosuisse Bulletin 9 + 10/2011

¹⁴ http://de.wikipedia.org/wiki/Advanced_Encryption_Standard

3.10 Massenrollout

Um einen Rollout erfolgreich zu realisieren, sind umfangreiche Vorleistungen unumgänglich. Dazu sollten Erfahrungen und Resultate aus Vorprojekten miteinbezogen werden. Ist kein eigenes Vorprojekt realisiert worden, so ist ein Musterprojekt auszuwählen, welches den eigenen Voraussetzungen entspricht. Ganz zu Beginn der Planung sind einige richtungsweisende Entscheide zu fällen. Wichtig ist: „In welcher Zeit soll der Rollout realisiert sein?“ Die weitere Planung muss danach auf diesen Zeitplan abgestimmt sein. Folgende Themen sind wichtige, zu definierende Eckpunkte in einem Massenrollout:

- Ressourcen
 - Wird mit internen und/oder externen Personal gearbeitet
 - Werden Installationsarbeiten in den Rollout integriert
 - Wie kann die Arbeitssicherheit gewährleistet werden
- Workforcemanagement
 - Ist der Montageort eines einzelnen Smart Meter vorbestimmt
 - Erfolgt eine Automation der Mutationsprozesse
 - Soll die mobile Datenverarbeitung zur reinen Auftragsabwicklung oder auch als Rückfallebene für die Ablesung realisiert werden
- Logistik
 - Produktions- und Lieferkapazität und Flexibilität hat der Hersteller
 - Gibt es eine Second-Source
 - Gibt es eine oder mehrere Anlieferungsstellen
 - Wer übernimmt ein umweltgerechtes Recycling
- Prozesse
 - Wie weit soll die Automation des Meter-to-Cash Prozesses gehen
 - Wer führt die Inkasso- und Wechselprozesse
- Organisation
 - Wer führt die Dokumentation
 - Wo ist die Überwachungsstelle angegliedert

3.11 Fazit und Empfehlungen

Die Einführung von Smart Metering wird sowohl in der Schweiz als auch im (europäischen) Ausland wirtschaftlich und politisch forciert. Während in der Schweiz der Fokus meist noch auf Pilotprojekten liegt, laufen in verschiedenen Ländern in Europa schon flächendeckende Rollouts. Die Arbeitsgruppe «Smart Meter» hat Minimalfunktionen von Smart Metern identifiziert. Flexible Tarife und die Messung der Spannungsqualität sind dabei nicht (zwingend) eine Funktionalität der Smart Meter selber, sondern des Gesamtsystems. Die Basis- oder Minimalfunktionen in laufenden Pilotprojekten sind meist gut erfüllt. Schlecht steht es aktuell noch um Kompatibilität und Interoperabilität. Weiter hat die Arbeitsgruppe die Kosten von Smart Metering grob abgeschätzt. Rollout und Betrieb während zehn Jahren kosten 400 – 600 CHF pro Zähler. Dabei macht der Investitionsanteil etwa 80% aus.

Die Beurteilung von aktuellen Systemen erlaubte die Formulierung von Forderungen an Gesetzgeber und Lieferanten:

- Abrücken von der Forderung der Tarifierung im Zähler
- Statistisches Prüfverfahren für Smart Meter Funktionalität zulassen
- Firmware-Upgrades ermöglichen trotz Eichvorgaben
- Datenschutz klären, so dass Smart Meter wirtschaftlich einsetzbar sind
- Interoperable Lösungen entwickeln
- Standardisiertes Interface für Direktzugriff des Endkunden
- Plug & Play Fähigkeit

Bisher interessiert sich lediglich eine Minderheit von Endkunden für Smart Meter Systeme mit Anzeige. Eventuell sind dafür andere, kostengünstigere und einfacher zu realisierende Systeme geeigneter.

Die Datenkommunikation ist ein relevanter Teil von Smart Meter Systemen. Es gibt dazu verschiedene Lösungen. Aktuell ist der Smart Meter Markt in Bewegung. Klare gesetzliche Rahmenbedingungen fehlen. Optimale Investitionsentscheide sind darum schwierig.

Ein flächendeckender Rollout von Smart Metern kann mit den entsprechenden Rahmenbedingungen als sinnvoll erachtet werden. Gemäss Schlussbericht des BFE vom 5. Juni 2012 kann mit zusätzlichen begleitenden Massnahmen elektrische Energie gespart werden. In welchem Umfang dies sein wird, ist sehr schwierig abzuschätzen. Neben den vom BFE vorausgesagten Stromeinsparungen können verschiedene Prozesse automatisiert und damit optimiert werden. Durchlaufzeiten werden verkürzt und Kosten gesenkt. Dies ist speziell für Wechselprozesse von Bedeutung, wenn die zweite Stufe der Marktöffnung umgesetzt wird. Um dieses Potenzial von Smart Metern nutzen zu können, müssen bei den EVUs über mehrere Jahre hohe Investitionen getätigt werden. Dazu muss die Finanzierung des Rollouts geklärt werden. In erster Linie fallen die Nutzen beim Endkunden und die Kosten beim Netzbetreiber an. Sie müssen mittels Anrechenbarkeit überwältigt werden können. Wenn diese Hauptempfehlung und weitere Rahmenbedingungen erfüllt sind, kann mit einem flächendeckenden Rollout von Smart Metern gestartet werden.

K A P I T E L 4

Verein Smart Grid Schweiz: Aktuelle Position und Empfehlungen

Im letzten Kapitel bezieht der VSGS Position zum Thema Smart Grid oder besser zum Thema **Smart Energy**. Oft wird «Smart Grid» als Sammelbegriff für ganz unterschiedlichen Themen verwendet. Um bessere Klarheit zu schaffen wird dies vermieden. Der Begriff «Smart Energy» umfasst die drei Teilbereiche Smart Grid (im engeren Sinne), Smart Metering und Smart Market. Weiter wird Position bezogen zu einem möglichen **Rollout von Smart Metering** in der Schweiz. Dabei ist eine wesentliche Erkenntnis: **Smart Metering ist keine Voraussetzung für Smart Grid**. Eine gemeinsame Betrachtung ist trotzdem sinnvoll um allfällige Synergien aufzudecken. Potenzial besteht z.B. bei Kommunikationslösungen. **Datenkommunikation** ist nämlich äusserst relevant. Sowohl Smart Grid als auch Smart Metering basieren darauf.

4.1 Smart Energy = Smart Grid + Smart Meter + Smart Market

Der VSGS kondensiert Begriff und Funktionalität des Smart Grid (respektive Smart Energy) auf zentrale Hauptpositionen:

Die Energiewende birgt drei wesentliche Herausforderungen für Stromnetze. Diese drei Herausforderungen sind separat zu betrachten.

- A) Die zunehmende dezentrale Einspeisung fordert die Verteilnetze.
Die Bewältigung liegt in der Verantwortung der Verteilnetzbetreiber.
- B) Die Energieeffizienz ist zu erhöhen. Die Endverbraucher sind verantwortlich. Verteilnetzbetreiber unterstützen diese Anstrengungen.
- C) Veränderliche Stromproduktion fordert Stromversorger. Für den Energie- und Leistungsausgleich braucht es Werkzeuge. Die Verantwortung liegt primär bei den Bilanzgruppen respektive den Energielieferanten.

Intelligente Elektrizitätsversorgung – Smart Energy

Die Energiewende bringt für die Elektrizitätswirtschaft drei wesentliche neue Herausforderungen:

- **Dezentrale** Stromproduktion und Einspeisung in die Verteilnetze
- Erhöhung von **Energieeffizienz** im Allgemeinen und **Stromeffizienz** im Speziellen
- Zeitlich schnell **veränderliche** Stromproduktion aus nicht beeinflussbaren Primärenergie-Quellen fordert neue Werkzeuge

Oft wird «Smart Grid» als Sammelbegriff für diese drei recht unterschiedlichen Punkte verwendet, was die Diskussion und die Lösungsfindung erschwert. Die notwendigen Mittel zur Bewältigung dieser Herausforderungen liegen im Bereich von unterschiedlichen Akteuren. Der VSGS ist darum klar der Meinung, dass die Herausforderungen soweit wie möglich getrennt zu betrachten sind. Der Begriff «Smart Grid» soll nicht die Gesamtheit aller intelligenten Lösungen im Bereich der Elektrizitätsversorgung umfassen. Dafür gäbe es bessere Bezeichnungen wie zum Beispiel «Smart Energy».

Allerdings ist diese Trennung nicht immer scharf möglich. Im Bereich der Grundversorgung – ohne vollständig liberalisierten Markt – bestehen beispielsweise zwischen Smart Grid und Smart Market Überschneidungen. Der Netzbetreiber ist verantwortlich für Versorgungssicherheit und -qualität.

A) Dezentrale Einspeisung – Smart Grid

Über viele Jahrzehnte wurde Strom in erster Linie zentral in Grosskraftwerken produziert und via Übertragungsnetze und ursprünglich für die Ausspeisung konzipierten Verteilnetze an die dezentral verteilten Endverbraucher geleitet. Neu wird Strom mehr und mehr in kleineren Anlagen dezentral produziert und direkt in die Verteilnetze eingespeist. Die Energiestrategie 2050 des Bundes unterstützt diese Entwicklung aktiv. Die dezentrale Stromeinspeisung bringt hohe Herausforderungen für die Verteilnetze wie Umkehr der Energieflüsse, höhere Belastungen und erhöhte technische Komplexität. Zusätzlich zu diesen Auswirkungen auf technischer Ebene bestehen ohne geeignete Massnahmen direkte Auswirkungen auf Personensicherheit und Versorgungssicherheit. Die veränderten Rahmenbedingungen beeinflussen Ausbau und Betrieb der Verteilnetze nachhaltig. Der VSGS sieht die Verantwortung für die Bewältigung dieser Herausforderungen bei den Verteilnetzbetreibern.

B) Stromeffizienz – Smart Meter

Die Erhöhung der Energieeffizienz im Allgemeinen und die Erhöhung der Stromeffizienz im Speziellen ist ein wichtiger Pfeiler der Energiestrategie 2050 des Bundes. Der VSGS unterstützt diese Ausrichtung. Infolge erwartetem Bevölkerungswachstum und Substitutionen ist schon ein Konstant-Halten des Gesamtstromverbrauches nur mit Anstrengungen möglich. Eine Reduktion scheint unwahrscheinlich. Verantwortlich für Stromverbrauch respektive Stromeffizienz ist der Endverbraucher. Um seine Verantwortung wahrnehmen zu können braucht er Informationen zum aktuellen Verbrauch und zu Optimierungsmöglichkeiten. Der VSGS unterstützt diese Anstrengungen. Unter geeigneten Rahmenbedingungen wird eine flächendeckende Einführung von Smart Meter (subsidiär) befürwortet. Smart Meter eingebettet in entsprechende Kommunikationslösungen ermöglichen zusätzlich zur Datenerfassung die Weitergabe von Informationen an den Endverbraucher.

C) Veränderliche Stromproduktion – Smart Market

Die Stromproduktion aus Sonnen- und Windenergie ist wetterabhängig und darum zeitlich stark veränderlich und nicht beeinflussbar. Produktionsprognosen werden schwieriger. Die Elektrizitätsversorgung ist darauf angewiesen, dass Stromproduktion und Stromverbrauch jederzeit im Gleichgewicht sind. Dieses grundlegende Energiegleichgewicht «Produktion=Verbrauch» und damit die Frequenzstabilität muss vorwiegend überregional sicher gestellt werden. Wenn nun der Anteil der stochastischen, fluktuierenden Produktion zunimmt, braucht es neue (Markt-) Werkzeuge zur Sicherstellung des Gleichgewichts von Angebot und Nachfrage. Endkonsumenten werden vermehrt eingebunden. Denkbar sind flexible Energiepreise für Endverbraucher oder auch Energiespeicher. Subventionierte Stromproduktion kann das Marktgeschehen abhängig vom Fördermechanismus negativ beeinflussen. Der VSGS sieht die Verantwortung für den Energieausgleich in der Schweiz primär bei den Energielieferanten und Stromproduzenten. Ist der Energieausgleich nicht mehr gegeben, so ist die Versorgungssicherheit bedroht. (Verteil-) Netzbetreiber unterstützen dann die Sicherstellung des Energieausgleichs (z.B. mit Energiespeichern), auch wenn sie primär Transport- und Verteilkapazitäten zur Verfügung stellen. Dies gilt insbesondere im Bereich des Grundversorgungsauftrages.

4.2 Rollout von Smart Metering

Der VSGS unterstützt grundsätzlich die flächendeckende Einführung von Smart Metering in der Schweiz. Die konkrete Umsetzung durch die Netzbetreiber soll dabei eigenverantwortlich (subsidiär) geschehen. Sie muss gestützt sein durch entsprechende gesetzliche Rahmenbedingungen. Der VSGS hat die Minimalfunktionalitäten von Smart Metern identifiziert. Die Basislösung mit dieser Minimalfunktionalität muss via Anrechenbarkeit durch die Endkunden finanziert werden. Ein sinnvoller zeitlicher Rahmen sind 10 Jahre für einen Rollout von 80% der Smart Meter und 20 Jahre für 100%.

Das BFE hat im Schlussbericht vom 5. Juni 2012 mit dem Titel Folgeabschätzung einer Einführung von «Smart Metering» im Zusammenhang mit «Smart Grids» in der Schweiz seinerseits eine mögliche flächendeckende Einführung von Smart Metern untersucht. Der Bericht zeigt auf, dass eine flächendeckende Einführung aus volkswirtschaftlicher Sicht rentabel sei: Geräte- und Installationskosten verursachten bis 2035 Mehrkosten von 1 Mrd. CHF. Diesen Mehrkosten stünden Stromeinsparungen bei den Endkunden von 1.5 bis 2.5 Mrd. CHF gegenüber.

Der VSGS begrüsst diese Untersuchungen. Das Dokument bildet eine wertvolle Diskussionsgrundlage über die Auswirkungen eines flächendeckenden Rollouts. Der VSGS beurteilt die dargestellten Kosten kritisch, speziell die Kommunikationskosten als zu niedrig. Die genannten Minimalanforderungen sind zu überprüfen. Beispielsweise gehören «Empfang von Tarif relevanten Informationen» und «Erfassung von Unterbrüchen und Spannungsqualität» nicht zu den Minimalanforderungen. Die prognostizierten Stromspareffekte werden als eher zu hoch beurteilt. Ein flächendeckender Einsatz bringt Nutzen durch Prozessoptimierungen in erster Linie im Prozess MeterToCash. Beim Datenschutz besteht Handlungsbedarf. Eine Regelung ist nötig.

Die untersuchten Projekte und deren Beurteilungen ermöglichten uns, Forderungen an verschiedene Stellen zu identifizieren:

Gesetzgeber (METAS):

- Abrücken von der Forderung der Tarifierung im Zähler
- Statistisches Prüfverfahren für Smart Meter Funktionalität zulassen
- Firmware-Upgrades ermöglichen trotz Eichvorgaben

Gesetzgeber (BFE):

- Anrechenbarkeit der Kosten für Smart Meter regeln

Gesetzgeber (Datenschutz):

- Datenschutz klären, so dass Smart Meter wirtschaftlich einsetzbar sind (nicht zu grosse Einschränkungen und Auflagen)

Smart Meter- und Systemlieferanten:

- Interoperable Lösungen entwickeln
- Standardisiertes Interface für Direktzugriff des Endkunden
- Plug & Play Fähigkeit

Zusammenfassung

Das vorliegende Weissbuch des Vereins Smart Grid Schweiz (VSGS) fasst die Grundlage von Smart Grid, den intelligenten Stromnetzen in kompakter Form zusammen. Die mit der Energiestrategie 2050 des Bundesrates geplante Energiewende bringt Veränderungen für die Stromnetze mit sich. Die drei wesentlichen Treiber sind dezentrale Einspeisung, erhöhte Energieeffizienz und veränderliche Stromproduktion. Sie fordern unterschiedliche Lösungen in unterschiedlichen Bereichen hin zu Smart Energy: Smart Grid, Smart Meter und Smart Market. Zwischen den Bereichen Smart Grid und Smart Market besteht ein potenzieller Zielkonflikt, der zu regeln ist.

Mit der dezentralen Einspeisung werden die Stromnetze auf eine neue Art und Weise genutzt. Das Weissbuch bringt die Auswirkungen dieser dezentralen Einspeisung in eine übersichtliche Systematik. Die Hauptauswirkungen sind Umkehr der Energieflussrichtung, Leistungsvergrösserung, Veränderung der Kurzschlussleistung und Veränderung der Netzurückwirkungen. Als wichtigste Auswirkungen wurden Spannungs- und Leistungsveränderungen identifiziert. Diese Auswirkungen müssen mit Massnahmen bewältigt werden. Schon heute verfügbare Massnahmen greifen an verschiedenen topologischen Punkten ein: Beim dezentralen Stromproduzenten mit Regelung von Blindleistung und Begrenzung der Stromproduktion, auf Netzebene 7 mit konventionellem Netzausbau, Leitungsverstärkungen und Vermaschung sowie auf Netzebene 6 mit konventionellem Netzausbau, Verstärkung der Transformatoren und regelbaren Ortsnetztransformatoren. Diese Massnahmen können zukünftig ergänzt werden beispielsweise durch dynamische Steuerung von Lasten, Energiespeicherung und Weitbereichsregelung. Die Entwicklung hin zu Smart Grids wird in Schritten geschehen, evolutionär und nicht revolutionär.

Die Einführung von Smart Metering wird im (europäischen) Ausland forciert. In verschiedenen Ländern laufen schon flächendeckende Rollouts, während der Fokus in der Schweiz meist noch auf Pilotprojekten liegt. Das Weissbuch identifiziert Basisfunktionalitäten von Smart Metern. Flexible Tarife und Messung der Spannungsqualität sind dabei nicht zwingend eine Funktionalität der Smart Meter selber, sondern des Gesamtsystems. Die Basisfunktionalitäten sind meist gut erfüllt. Die Kosten für Rollout und Betrieb während zehn Jahren sind grob geschätzt 400 – 600 CHF pro Zähler. Die Beurteilung von aktuellen Systemen erlaubte die Formulierung von Forderungen an Gesetzgeber und Lieferanten. Ein flächendeckender Rollout von Smart Metern wird mit entsprechenden Rahmenbedingungen als sinnvoll erachtet. Smart Metering ist allerdings keine Voraussetzung für Smart Grid.