

Zeitschrift: bulletin.ch / Electrosuisse

Herausgeber: Electrosuisse

Band: 106 (2015)

Heft: 12

Artikel: Verbrauch steuern im Energiemarkt der Zukunft

Autor: Thoma, Emanuel / Yuen, Cherry / Borsche, Theodor

DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-856753>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

Download PDF: 17.02.2026

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

Verbrauch steuern im Energiemarkt der Zukunft

Einfluss von Demand Side Management auf das Lastprofil der Schweiz

Demand Side Management bezeichnet die Steuerung der Energienachfrage, wofür in der Schweiz zukünftig sehr grosses Potenzial besteht. Bei entsprechender Erschliessung könnten im Jahr 2050 bis zu 2500 MW Leistung in einer Stunde verschoben werden. Damit können die Stromnetze stabilisiert und die Marktkosten optimiert werden. Lohnenswert ist Demand Side Management allerdings nur bei einer hohen zukünftigen Produktion aus erneuerbaren Energiequellen.

Emanuel Thoma, Cherry Yuen, Theodor Borsche

In den letzten Jahren haben die Aktivitäten im Demand Side Management (DSM) auf den Schweizer Systemdienstleistungsmärkten stark zugenommen. Neue Technologien und ein sich ständig veränderndes Marktumfeld könnte DSM jedoch auch auf Ebene der grossen Strombörsen interessant machen. Dieser Artikel präsentiert eine Abschätzung zukünftiger DSM-Potenziale. Ausserdem werden Auswirkungen von DSM auf das Schweizer Energiesystem sowie der mögliche wirtschaftliche Nutzen von DSM vorgestellt. Bereits heute wird der Grossteil der elektrischen Warmwasseraufbereitung mittels Rundsteuerung auf die Nachtstunden verschoben. In diesem Artikel wird eine flexiblere Verschiebung dieses Teils der Last untersucht, welche bei einem künftigen Zuwachs volatiler Energiequellen mehr wirtschaftlichen Nutzen bringen könnte. Die nachfolgend bestimmten DSM-Potenziale beinhalten deshalb auch die elektrische Warmwasseraufbereitung.

Schweizer DSM-Potenziale

Die Schweizer Energieperspektiven [1] beinhalten verschiedene Szenarien für die Entwicklung des Elektrizitätssektors. Um abschätzen zu können, wie viel Leistung in einer bestimmten Stunde eines bestimmten Jahres zu einer anderen Stunde verschoben werden kann, benötigt man einige Ausgangsdaten. Zunächst wird für jeden einzelnen Lasttyp der in den Energieperspektiven prognostizierte

Jahresenergieverbrauch identifiziert. Anhand eines genäherten stündlichen Lastgangs kann damit für jeden Lasttyp ein Jahreslastprofil erstellt werden. Da verschiedene Lasttypen unterschiedlich lang verschoben werden können, wird nun bestimmt, welcher Teil der Last von jedem Lasttyp in jeder Stunde für welche Dauer verschoben werden kann. Hierbei wird auch der jeweilige Erschliessungsfaktor durch Smart Meter berücksichtigt, wobei in diesem Artikel nur die Smart Meter mit AMM-Funktionalitäten betrachtet werden. So erhält man einzelne Profile der DSM-Potenziale, die nun nach Verschiebedauer addiert werden können. Die Ergebnisse dieser Analyse sind in Form von Beispielwochen der Jahre 2025 und 2050 in den Bildern 1 und 2 dargestellt. Der linke Balken zeigt jeweils das DSM-Potenzial für das konservative Szenario der Schweizer Energieperspektiven («WWB»), während der rechte Balken das progressive Szenario («NEP») abbildet.

In den Bildern 1 und 2 kann man erkennen, dass die verschiebbare Leistung im konservativen Szenario deutlich geringer ist als im progressiven Szenario. Dies liegt an der deutlich schnelleren Verbreitung von Smart Metern im progressiven Szenario, welche die Lastverschiebung erst möglich machen. Aufgrund des hohen elektrischen Energieverbrauchs von Heizungsanwendungen, welche sich sehr gut für Lastverschiebung eignen, ist das DSM-Potenzial im Winter jeweils deut-

lich höher als im Sommer. Generell ergibt die Analyse im konservativen Szenario eine verschiebbare Leistung von zirka 250 MW im Jahr 2025 bis zu zirka 800 MW im Jahr 2050. In diesem Szenario kann im gesamten Jahr 2025 eine Energiemenge von zirka 1,4 TWh und im Jahr 2050 von zirka 4,6 TWh verschoben werden. Im progressiven Szenario betragen die entsprechenden Kennzahlen zirka 2500 MW und 9,6 TWh im Jahr 2025 und zirka 2500 MW und 12,67 TWh im Jahr 2050. Hier wird erneut die deutlich schnellere Ausschöpfung der DSM-Potenziale durch die schnellere Distribution von Smart Metern ersichtlich: Im progressiven Szenario sind die DSM-Potenziale bereits im Jahr 2025 sehr gut ausgeschöpft. Bei der Betrachtung dieser Zahlen sollte jedoch beachtet werden, dass diese DSM-Potenziale vermutlich nicht vollständig auf dem Grosshandelsmarkt eingesetzt werden. Wahrscheinlicher ist, dass ein Teil davon auf den Systemdienstleistungsmärkten und auf Verteilnetzebene ausgeschöpft wird.

Mögliche Auswirkungen auf das Schweizer Energiesystem

Um abschätzen zu können, wie DSM das Schweizer Energiesystem beeinflusst, wird zunächst eine Optimierung der Produktionskosten durchgeführt. Die Datengrundlage bilden hier die zuvor ermittelten DSM-Potenziale der Schweiz sowie die prognostizierten Produktionskosten und -kapazitäten des Schweizer Kraftwerksparks und das prognostizierte, stündliche Profil der Schweizer Elektrizitätsnachfrage: In dieser Optimierung wird DSM so eingesetzt, dass die Marktkosten minimiert werden. Generell liefert diese Simulation folgende Erkenntnisse:

- DSM kann die Integration von erneuerbaren Energien wesentlich verbessern. Dies geschieht durch die Verschiebung von Elektrizitätsnachfrage hin zu Stunden hoher Produktion aus erneuerbaren Quellen. Meist wird hier Last von den Morgenstunden in die Nacht und von den Abendstunden zu den Mittags-

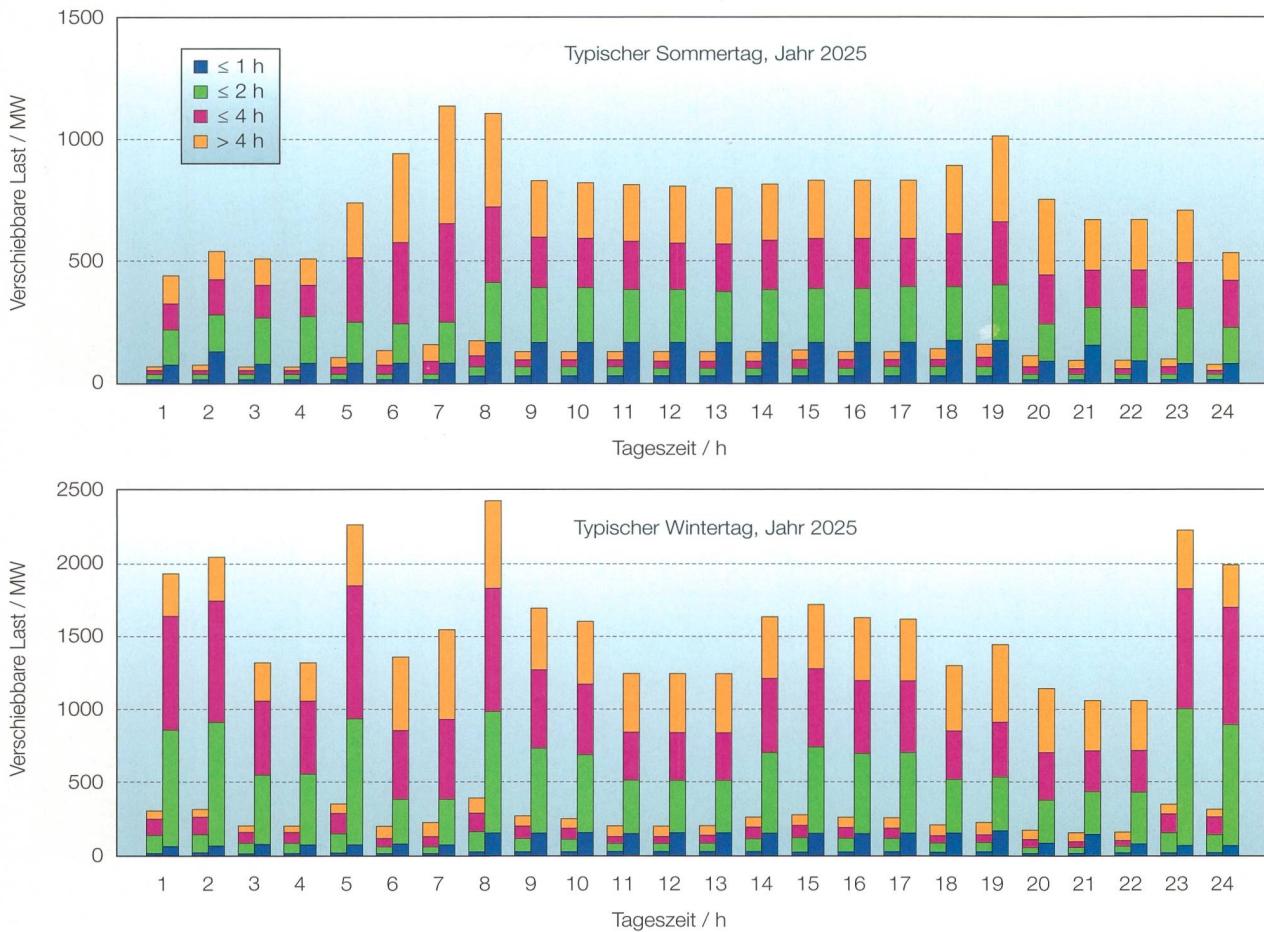


Bild 1 Prognostizierte DSM-Potenziale und Dauer der möglichen Lastverschiebung im Jahr 2025. Der linke Balken zeigt das konservative Szenario («WWB») der Schweizer Energieperspektiven, der rechte Balken zeigt das progressive Szenario («NEP»).

stunden hin verschoben, wodurch die Auslastung der Erneuerbaren verbessert wird. Dies ist in **Bild 3** ersichtlich. Oft kann durch Lastverschiebung ein sogenanntes «Curtailment» vollkommen vermieden werden.

■ Die Gesamtkostensparnis durch DSM steigt mit der Menge an Elektrizität aus erneuerbaren Quellen im Netz. Dieses Verhalten liegt an den sehr geringen marginalen Produktionskosten der Erneuerbaren. Im progressiven Szenario können somit Einsparungen von zirka 35 Mio. CHF im Jahr 2025 und zirka 91 Mio. CHF im Jahr 2050 erzielt werden. Im konservativen Szenario liegen die Einsparungen bei zirka 4 Mio. CHF im Jahr 2025 und zirka 7 Mio. CHF im Jahr 2050. Der hohe Anteil erneuerbarer Energien im progressiven Szenario macht DSM somit wirtschaftlich deutlich interessanter, als es im konservativen Szenario mit nur wenig Erneuerbaren der Fall ist.

■ Je mehr DSM im Netz vorhanden ist, desto geringer ist die prozentuale Auslastung von DSM, da gewissermassen Kon-

kurrenz um die Lastverschiebung in jenen Stunden auftritt, in denen die Lastverschiebung am lukrativsten ist. Dadurch ergibt sich ein wirtschaftlicher Vorteil für «Early Adopters». Dieser Trend ist gegenläufig zu dem zuvor beschriebenen Trend der wachsenden Einsparungen durch den Zuwachs erneuerbarer Energien im Netz.

In einer weiteren Simulation wurde die Auswirkung von unabhängiger Lastverschiebung auf die Lastkurve analysiert, wenn das aktuelle Preissystem mit einem hohen Tagestarif und einem niedrigeren Nachtarif beibehalten wird. Eine solche Preisstruktur kann zu sehr hohen Verbrauchsspitzen in den frühen Morgenstunden führen, da die Konsumenten einen Teil ihres Tagesenergiebedarfs hin zu diesen Stunden verschieben, um noch vom günstigen Nachtarif zu profitieren. Im Jahre 2050 kann eine solche Preisstruktur zu sehr kurzfristigen Lastsprüngen von bis zu 4 GW führen. Das Beibehalten dieser Preisstruktur kann deshalb kritische Netzsituationen zur Folge haben. Aufgrund der wachsen-

den Mengen günstiger Energie aus erneuerbaren Quellen um die Mittagszeit gibt diese Preisstruktur jedoch zukünftig generell einen falschen Anreiz.

Ein anderer Ansatz zur Einbindung von Lastverschiebung ist das sogenannte «Peak Shaving». Hier wird die Energienachfrage von Stunden hoher Gesamtlast hin zu Stunden niedriger Gesamtlast verschoben. Das DSM-Potenzial in der Schweiz ist im Jahr 2050 im progressiven Szenario so hoch, dass durch Peak Shaving das ursprüngliche Lastprofil vollkommen geglättet werden kann. Erneut ist dies jedoch aufgrund der hohen Mengen günstiger Energie zur Mittagszeit nicht erstrebenswert.

Nutzen für Endverbraucher

Die Geräte- und Installationskosten eines Smart Meters liegen grob zwischen 200 und 300 Schweizer Franken und ihre Lebensdauer beträgt zirka 18 Jahre. Um kostenneutral zu sein, muss die jährliche Kostensparnis pro Smart Meter durch DSM somit zwischen 11.12 und 16.67 CHF liegen. Die jährliche Kosten-

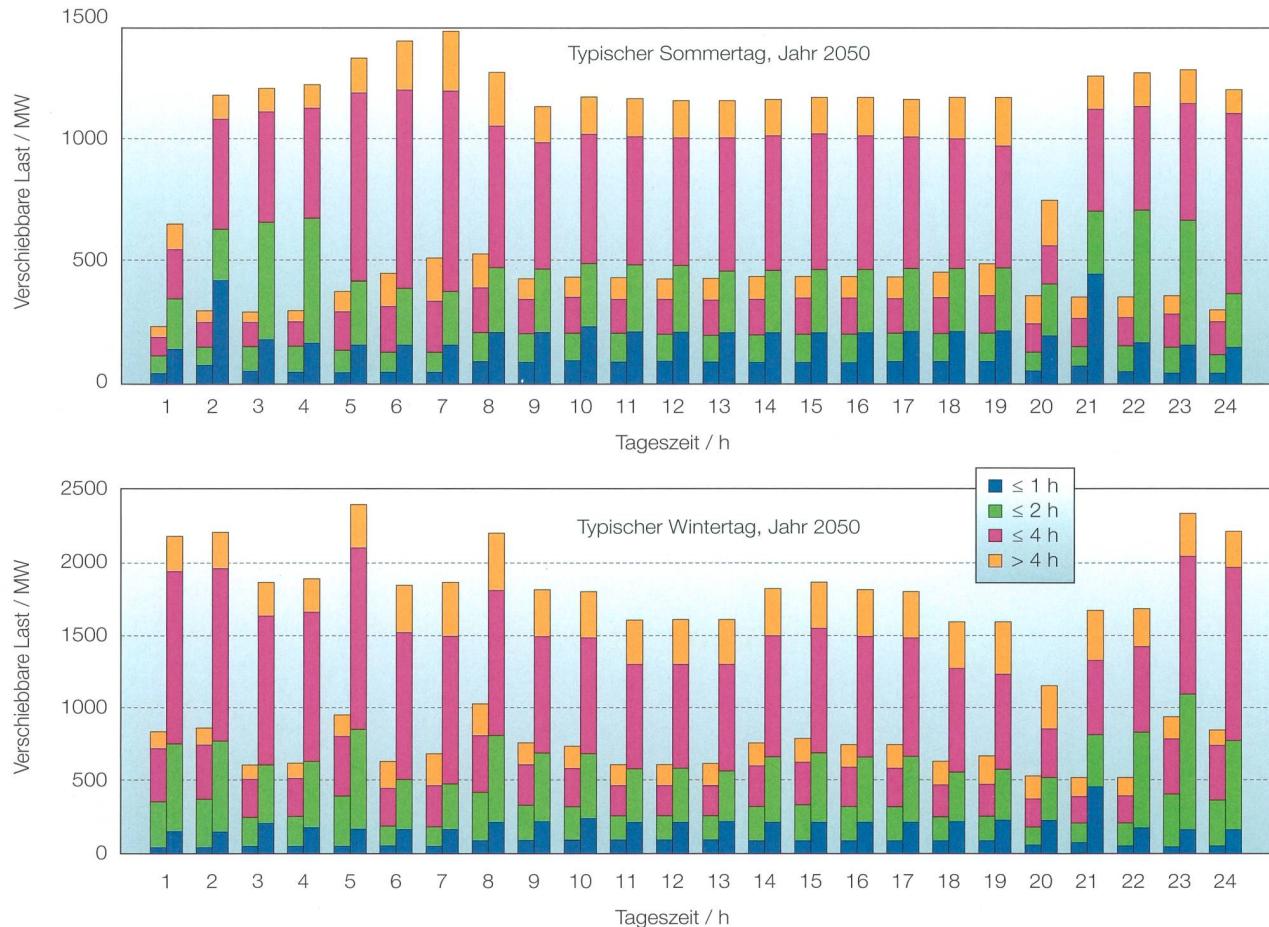


Bild 2 Prognostizierte DSM-Potenziale und Dauer der möglichen Lastverschiebung im Jahr 2050. Der linke Balken zeigt das konservative Szenario («WWB») der Schweizer Energieperspektiven, der rechte Balken zeigt das progressive Szenario («NEP»).

ersparnis wird von den zuvor beschriebenen, gegenläufigen Trends beeinflusst: Durch Konkurrenz nimmt die Auslastung von DSM in Zukunft ab, was die Ersparnisse einerseits sinken lässt. Andererseits nehmen die Einsparpotenziale mit der Menge an Erneuerbaren im Netz zu. Im konservativen Szenario für die Entwicklung des Schweizer Energiesystems überwiegt der abnehmende Trend der jährlichen Kostenersparnis, während im progressiven Szenario der zunehmende Trend dominiert. So kann im Jahr 2050 im progressiven Szenario DSM in einem typischen Einfamilienhaus wirtschaftlich betrieben werden, während die Wirtschaftlichkeit im konservativen Szenario nicht erreicht wird. Durch eine Kombination der Haushalte mit Elektrofahrzeugen, welche vom selben Smart Meter gesteuert werden, kann die Kostenersparnis durch DSM deutlich verbessert werden. So können im progressiven Szenario bereits im Jahr 2025 wirtschaftliche DSM-Systeme erreicht werden. Kostenersparnisse durch DSM beim Infrastrukturausbau sind hier

nicht berücksichtigt. Diese könnten auch (teilweise) an den Endverbraucher weitergegeben werden.

Zusätzlich zur Kostenersparnis durch DSM helfen Smart Meter Endverbrauchern, unnötigen Energieverbrauch zu

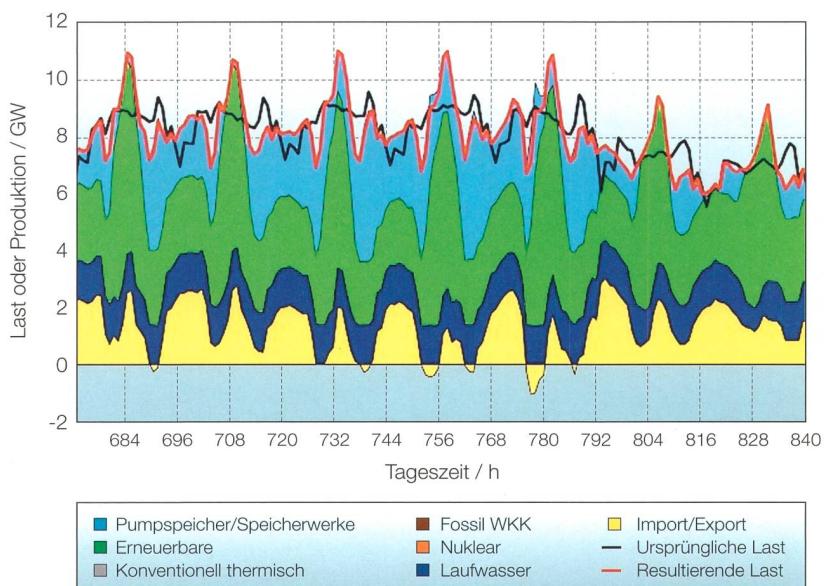


Bild 3 Ergebnisse der Minimierung der Marktkosten durch Lastverschiebung in einer Beispielwoche im Winter 2050

identifizieren und zu minimieren. Dadurch werden weitere Kostenersparnisse erreicht, welche in den meisten Fällen höher sind als jene durch DSM.

Verteilnetzbetreiber können durch die Installation von Smart Metern bei Endverbrauchern Kosten für die Ablesung reduzieren und Kundenwechsel effizienter abrechnen. Somit kann davon ausgegangen werden, dass die Verteilnetzbetreiber die Installation von Smart Metern weiter vorantreiben werden.

Ausblick

Dieser Artikel gab einen kurzen Überblick über mögliche Entwicklungen von DSM in der Schweiz. Die Ergebnisse unterliegen jedoch denselben Unsicherheiten wie die Zukunftsszenarien der Schweizer Energieperspektiven. Somit kann kein Anspruch auf Korrektheit der Ergebnisse erhoben werden. Viel mehr wurden Chancen und Risiken von DSM aufgezeigt.

Anhand der hier präsentierten Ergebnisse kann festgehalten werden, dass kontrolliertes DSM eine wichtige Rolle spielen kann, wenn ein progressiver Pfad in Richtung erneuerbare Energien beschritten wird: Hier kann DSM sowohl für den gesamten Markt als auch für Endverbraucher wirtschaftlichen Nutzen bringen, zur Netzstabilität beitragen und die Auslastung der Erneuerbaren deutlich verbessern. Ohne Erneuerbare wird hingegen auch kein DSM benötigt.

Um DSM wirtschaftlich und technisch sinnvoll zu betreiben, müssen die richtigen Preis- und Kontrollsiegel an die Endver-

Résumé

Piloter la consommation sur le marché énergétique du futur

L'influence de la « maîtrise de la demande en énergie » sur le profil de charge de la Suisse

Les activités dans le domaine de la maîtrise de la demande en énergie (MDE) ont fortement augmenté ces dernières années. Le présent article expose une appréciation des potentiels de MDE pour l'avenir en Suisse. Les scénarios issus des perspectives énergétiques suisses, élaborés par l'Office fédéral de l'énergie en 2012, servent de base à cette étude.

Première conclusion importante de cette étude : la MDE peut largement améliorer l'intégration des énergies renouvelables. Par le report de la demande à des heures où la production renouvelable est plus élevée, les méthodes de production irrégulières telles que l'éolien et le photovoltaïque peuvent être utilisées de façon plus efficace. L'analyse montre aussi que les économies globales réalisées grâce à la MDE augmentent en fonction de la quantité d'électricité issue de sources renouvelables dans le réseau. Proportionnellement, toutefois, la MDE est plus faiblement exploitée lorsqu'elle existe davantage dans le réseau. Cette tendance va à l'encontre de celle décrite ci-dessus.

Les résultats de l'analyse permettent de déduire qu'une MDE contrôlée peut jouer un rôle important si une voie progressiste vers les énergies renouvelables est empruntée. La MDE peut alors apporter des avantages économiques, contribuer à la stabilité du réseau et améliorer nettement l'exploitation des énergies renouvelables. À l'inverse, en l'absence de renouvelables, la MDE ne présente aucun atout. Pour exploiter la MDE de manière judicieuse sur les plans économique et technique, les bons signaux en matière de prix et de contrôle doivent être envoyés aux consommateurs finaux. Autrement, une MDE incontrôlée peut entraîner des situations critiques dans le réseau.

Se

braucher gesendet werden. Geschieht dies nicht, können durch unkontrolliertes DSM kritische Netzsituationen eintreten.

Referenzen

- [1] Prognos AG, im Auftrag des Bundesamtes für Energie BFE, Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050, Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000 – 2050, Basel, 12.09.2012.
- [2] Baeriswyl et al., im Auftrag des Bundesamtes für Energie BFE, Folgeabschätzung einer Einführung von «Smart Metering» im Zusammenhang mit «Smart Grids» in der Schweiz, Schlussbericht, 5. Juni, Bern, 05.06.2012.

Autoren

Emanuel Thoma war bis April 2015 Masterstudent am Power Systems Laboratory der ETH Zürich. Aktuell ist er Trainee bei der SBB AG.

ETH Zürich, EEE, 8092 Zürich
emanuelthoma@gmx.de

Dr. **Cherry Yuen** ist Manager Marktanalyse bei Swissgrid AG.

Swissgrid AG, 5070 Frick
cherry.yuen@swissgrid.ch

Theodor Borsche ist Doktorand am Power Systems Laboratory der ETH Zürich.

ETH Zürich, EEE, 8092 Zürich
borsche@eee.ethz.ch

Anzeige

 **HTW Chur**
Hochschule für Technik und Wirtschaft
University of Applied Sciences

 **POWER**
Studienort: Zürich

Weitere Infos und Anmeldung:
 - www.energiemaster.ch
 - energiemaster@htwchur.ch
 - Telefon +41 (0)81 286 24 32

FHO Fachhochschule Ostschweiz

OAO evaluated 08

MAS in Energiewirtschaft

Weiterbildungs-Master für Führungskräfte in zwei Stufen:

- 1. Stufe: General Management (6 Module)**
- 2. Stufe: Energiewirtschaft (3 Module), Energietechnik (2 Module), Energierecht (1 Modul)**

Partner:


Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra
Bundesamt für Energie BFE



swisselectric



erdgas 
Die freundliche Energie.