

Zeitschrift: Bulletin Electrosuisse
Herausgeber: Electrosuisse, Verband für Elektro-, Energie- und Informationstechnik
Band: 103 (2012)
Heft: 3

Artikel: Das neue Marktprämienmodell in Deutschland
Autor: Walter, Götz / Munz, Irina / Halank, Alina
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-857275>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. 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. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

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. [Voir Informations légales.](#)

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. [See Legal notice.](#)

Download PDF: 21.12.2024

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

Das neue Marktprämienmodell in Deutschland

Bestrebungen für bedarfsgerechtere Einspeisungen

Mit einem neuen Modell der Förderung versucht Deutschland seit Anfang dieses Jahres die Produzenten von erneuerbaren Energien dazu zu bewegen, den Betrieb ihrer Anlagen stärker auf den Markt auszurichten. Der Artikel stellt den Ansatz vor und diskutiert seine Vorteile und Knackpunkte.

Grundelemente der EEG-Novellierung 2012

Die aktuelle EEG-Novellierung zum Januar 2012 [2] hat das erklärte Ziel, die Markt-, Netz- und Systemintegration von erneuerbaren Energien in Deutschland voranzutreiben. Laut BMU sollen diese «an den Markt herangeführt werden, stärker bedarfsgerecht einspeisen und zur Netz- und Systemsicherheit beitragen». Es werden Anreize gesetzt, um Produktionsanlagen im Bereich erneuerbare Energien intelligent mit Speichern, zeitlich verschiebbarer Stromnachfrage (etwa Kühlhäusern) und Gaskraftwerken zu einem virtuellen Kraftwerk zu vernetzen. Diese Vernetzung schafft den Ausgleich der fluktuierenden Stromproduktion aus Wind beziehungsweise Fotovoltaik und ermöglicht Systemintegration.

An den oben beschriebenen Grundprinzipien des EEG wird festgehalten. Die feste EEG-Einspeisevergütung, über die bisher rund 98% des erneuerbaren Stroms abgerechnet wurden, bleibt bestehen. Allerdings wird das Grundprinzip des Einspeisevorrangs bei drohenden Netzengpässen stärker begrenzt, indem das Verfahren zur Abregelung von Anlagen vereinfacht wird. Mit der Direktvermarktung nach dem Marktprämienmodell kommt eine neue Vergütungsoption hinzu, welche massgeblich zur Markt-

Götz Walter, Irina Munz, Alina Halank

Die gesetzliche Förderung von erneuerbaren Energien in Deutschland ist bezüglich Kapazitätsausbau eine Erfolgsgeschichte: Seit 1990 sind Energieversorgungsunternehmen verpflichtet, Strom aus erneuerbaren Energien abzunehmen. Im Jahr 2000 wurde zudem mit dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) eine Einspeisevergütung mit festen Vergütungssätzen je Technologie eingeführt. Die «EEG-Umlage» finanziert die Kosten für diese Subvention als Teil des Strompreises für die Endverbraucher.

Laut Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) ist der Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energien in Deutschland von 6% im Jahr 2000 auf 17% im Jahr 2010 angestiegen [1]. Im Rahmen der UN-Klimakonferenz in Durban wurde Deutschland für diesen Ausbau der Umweltpreis «Gigaton Award» verliehen.

Zwei Grundprinzipien des EEG begründen den Erfolg: Der Einspeisevorrang, gemäss welchem Strom aus erneuerbaren Quellen grundsätzlich vom Netzbetreiber abgenommen werden muss und nicht durch «grauen Strom» vom Markt verdrängt werden kann, sowie die garantierten, degressiven Vergütungssätze über eine Laufzeit von 15 bis 20 Jahren, welche zu einer hohen Investitionssicherheit führen.

Diese zwei Grundprinzipien sind jedoch auch die grössten Kritikpunkte am EEG, denn sie führen zu einer mangelnden Markt-, Netz- und Systemintegration: EEG-Vergütungssätze verzerren die Nachfrage, da sie unabhängig von Preisen an der Strombörse sind. Zudem

konnten Produktionsanlagen im Bereich erneuerbare Energien bis 2009 von Netzbetreibern nicht abgeregelt werden, um bei hoher Last die Netzsicherheit zu gewährleisten. So kann bei einer starken Einspeisung von Windstrom und gleichzeitig niedriger Stromnachfrage der Sonderfall eintreten, dass der Basepreis an der Energiebörse EEX (European Energy Exchange) negativ wird. Am 4. Oktober 2009 betrug der Basepreis zwischen 2 und 3 Uhr sogar -500 €/MWh.

Solche marktverzerrenden Effekte beeinflussen die Investitionsentscheidungen in andere, aufgrund ihrer Flexibilität dringend benötigte Stromerzeugungstechnologien wie Gas- und Dampf-Kombikraftwerke und haben das Potenzial, die Versorgungssicherheit in Deutschland zu gefährden.

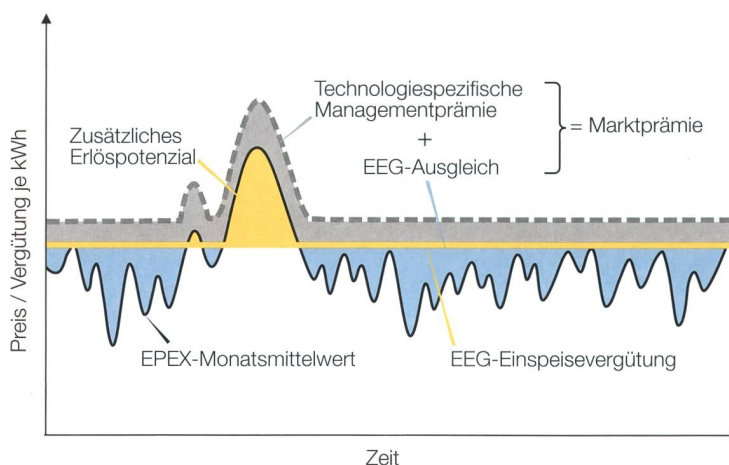
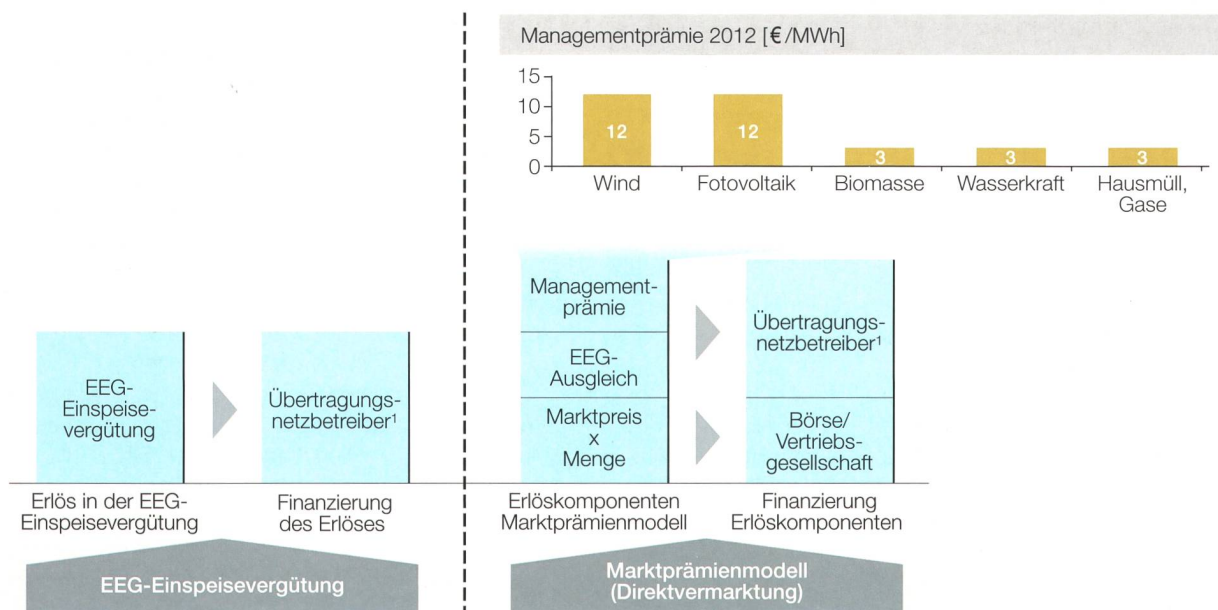


Bild 1 Bestandteile des Marktprämienmodells.



¹Die Übertragungsnetzbetreiber finanzieren den Erlös über die so genannte «EEG-Umlage», die als Teil des Strompreises den Letztverbrauchern in Rechnung gestellt wird.

Bild 2 Vergleich der EEG-Einspeisevergütung mit dem Marktprämiemodell.

integration von erneuerbaren Energien beitragen soll.

Weitere Bestandteile der EEG-Novellierung 2012 betreffen insbesondere die Netzintegration der erneuerbaren Energien. Die Flexibilitätsprämie subventioniert bei Biogasanlagen Investitionen, welche die Flexibilität erhöhen, wie zusätzliche Gasspeicher und Turbinen. Solche Investitionen haben zur Folge, dass Biogasanlagenbetreiber ihre Erlöse maximieren können, indem sie den Anlagenbetrieb an Preisschwankungen an der Börse ausrichten. So werden für die Netzstabilität notwendige Kapazitäten bereitgestellt.

Auch werden Fotovoltaikanlagen in das Einspeisemanagement einbezogen und lassen sich in netzkritischen Situationen vom Netzbetreiber abregeln.

Funktionsweise des Marktprämiemodells

Im Gegensatz zur EEG-Einspeisevergütung, bei der die Anlagenbetreiber einen festen Vergütungssatz erhalten, setzt sich das Marktprämiemodell aus drei Erlösbestandteilen zusammen. Produzenten von erneuerbaren Energien, die das Marktprämiemodell nutzen, verkaufen ihren Strom zu Marktpreisen an der Börse oder direkt an eine Stromvertriebsgesellschaft. Vom Übertragungsnetzbetreiber wird zusätzlich eine Marktprämie erstattet, welche technologiespezifisch ausgestaltet ist und den EEG-Aus-

gleich sowie die Managementprämie beinhaltet. Der Mechanismus des Marktprämiemodells ist in **Bild 1** dargestellt.

EEG-Ausgleich

Der EEG-Ausgleich schützt vor einer Schlechterstellung der Direktvermarktung im Marktprämiemodell gegenüber der festen EEG-Einspeisevergütung. Er wird vom Übertragungsnetzbetreiber ausbezahlt und ergibt sich durch die Differenz aus der technologieabhängigen EEG-Einspeisevergütung und dem Monatsmittelwert der Stundenkontrakte am EPEX-Spotmarkt (European Power Exchange). Bei fluktuierenden Technologien (Wind, Fotovoltaik) werden die Stundenkontrakte zusätzlich mit der tatsächlich erzeugten Strommenge je Stunde gewichtet.

Folglich ermöglicht das Marktprämiemodell den Produzenten von erneuerbarer Energie zusätzliche Erträge im Vergleich zur EEG-Einspeisevergütung, wenn sie überdurchschnittlich hohe Preise am Markt erzielen können, etwa durch besonders präzise Erzeugungsprognosen oder eine vermehrte Nutzung des Intraday-Marktes.

Managementprämie

Die Managementprämie wird ebenfalls vom Übertragungsnetzbetreiber ausbezahlt und stellt gegenüber der EEG-Einspeisevergütung eine Subventionserhöhung dar. Sie dient der Kompensation

des zusätzlichen Zeit- und Kostenaufwands, der durch die Direktvermarktung entsteht. Diese Aufwände beinhalten – gemäss Gesetzestext der EEG-Novelle – Börsenzulassung, Handelsanbindung, Transaktionen für die Erfassung der Ist-Werte und Abrechnung, IT-Infrastruktur, benötigtes Personal und Dienstleistungen, die Erstellung von Prognosen sowie Ausgleichszahlungen für Abweichungen der tatsächlichen Einspeisung von der Prognose.

Die Höhe der Managementprämie ist je Technologie gesetzlich vorgeschrieben und reduziert sich jährlich bis 2015, wonach sie auf konstantem Niveau bleibt. Aus **Bild 2** wird ersichtlich, dass steuerbare Technologien weniger stark gefördert werden als fluktuierende.

Technische Vorgaben

Um das Marktprämiemodell nutzen zu können, haben Produzenten von erneuerbarer Energie gewisse technische Vorgaben zu erfüllen (EEG 2012 § 6 Abs. 1 und 2): Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW müssen bei Netzüberlastung vom Netzbetreiber jederzeit ferngesteuert reduziert werden können, bei Fotovoltaikanlagen ist dies sogar schon ab 30 kW installierter Leistung der Fall.

Bei Fotovoltaikanlagen mit einer installierten Leistung unter 30 kW besteht die Wahl zwischen dieser Fernsteuerung

oder einer allgemeinen Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung auf 70% der installierten Leistung. Darüber hinaus muss bei allen Anlagen die jeweilige Ist-Einspeisung für den Netzbetreiber abrufbar sein.

Wechsel zwischen den Optionen

Ein Wechsel zwischen den Vergütungsoptionen ist monatlich möglich und kann kostenlos durchgeführt werden. Hierfür ist lediglich eine Meldung an den zuständigen Netzbetreiber notwendig. Durch diese Regelung entstehen Produzenten von erneuerbarer Energie minimale wirtschaftliche Risiken, wenn sie ins Marktprämienmodell wechseln, da sie jederzeit in die EEG-Einspeisevergütung zurückkehren können.

Kritiker der EEG-Novellierung sehen hierin eine Gefahr der Überförderung und daraus resultierende Mitnahmeeffekte, welche nicht dem Ausbau und der Marktintegration der erneuerbaren Energien dienen, sondern lediglich hohe Gewinne für Anlagebetreiber ermöglichen.

Antizipierte Entwicklung im laufenden Jahr

Ragwitz und Sensfuss [3] waren am Fraunhofer-Institut für die Entwicklung des Marktprämienmodells verantwortlich. Sie erwarten die folgenden Auswirkungen der EEG-Novellierung: Bis zu 90% der installierten Leistung von regelbaren Technologien (alle auf Biobrennstoffen basierten Technologien, Geothermie und Wasserkraft) werden im Jahr 2012 über das Marktprämienmodell direkt vermarktet. Ähnliche Werte werden für Windkraftanlagen im Offshore-Bereich erwartet. Für Windkraftanlagen im Onshore-Bereich wird davon ausgegangen, dass rund 40% der installierten Leistung zur Direktvermarktung über das Marktprämienmodell wechseln. Für Fotovoltaikanlagen wird die Wechselrate in die Direktvermarktung lediglich mit 10% prognostiziert.

Die unterschiedlichen Erwartungen bezüglich der Wechselraten in die Direktvermarktung erklären sich durch die Struktur der Anlagenbesitzer: Der durchschnittliche Kleinanlagenbesitzer bei Fotovoltaik und teilweise bei Onshore-Windkraft verfügt nicht über notwendige Fähigkeiten, wie etwa eine präzise Prognoseerstellung, um in die Direktvermarktung zu wechseln. Offshore-Windkraftanlagen sowie Anlagen der regelbaren Technologien werden professionell betrieben, sodass diese Kom-

petenzen vorhanden sind. Darüber hinaus bestehen bei Fotovoltaik zusätzliche technische Anforderungen für die Direktvermarktung, die von den meisten Anlagen nicht erfüllt werden.

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber erwarten, dass die EEG-Umlage 2012 Subventionen in Höhe von 18 Mrd. € finanzieren muss [4]. Davon entfällt ein Grossteil – etwa 16,6 Mrd. € oder 92,5% – auf die EEG-Einspeisevergütung. Die übrigen 1,4 Mrd. € oder 7,5% finanzieren das Marktprämienmodell inklusive Flexibilitätsprämie.

Im Rahmen des Marktprämienmodells erwarten die Übertragungsnetzbetreiber deutliche Unterschiede zwischen den Technologien: Biomasse wird wahrscheinlich mit etwa 700 Mio. € am stärksten gefördert werden, gefolgt von Onshore-Windkraft mit etwa 350 Mio. € und Fotovoltaik mit etwa 200 Mio. €. Die übrigen 150 Mio. € entfallen auf Wasserkraft, Offshore-Windkraft, Gase und Geothermie.

Reaktionen

Wirtschaftliche, politische und gesellschaftliche Akteure haben sehr unterschiedlich auf die Einführung des Marktprämienmodells reagiert.

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft begrüsst die Einführung einer optionalen Marktprämie, aber erachtet weitere Anpassungen als sinnvoll: Die Managementprämie für steuerbare Energieträger (Biomasse, Gase, Wasser) solle beispielsweise zur Berücksichtigung der Handelsanbindungs- und Fahrplanerfüllungskosten um 0,2 ct/kWh erhöht werden, und ein Wechsel zwischen Marktprämienmodell und EEG-Einspeisevergütung sollte nur alle zwölf Monate möglich sein, um Mehrkosten zu minimieren. Der Bundesverband Erneuerbare Energie befürwortet die Beschleunigung der Marktintegration, würde es allerdings bevorzugen, wenn keine Mehrkosten für Staat oder Endkonsumenten entstehen würden. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber sehen das Marktprämienmodell aufgrund von Risiken unter anderem für die Systemstabilität und Fehlwirkungen bezüglich der Marktintegration kritisch.

Erwartungsgemäss unterstützt der Bundesverband Windenergie das Marktprämienmodell im Wesentlichen, während es in der Solarbranche umstritten ist. Verbraucherschutzverbände (etwa Verbraucherzentrale Bundesverband) sehen das Marktprämienmodell kritisch. Sie erwarten hohe Mitnahmeeffekte, die

schlussendlich vom Konsumenten bezahlt werden müssten.

Umweltverbände (WWF, Greenpeace, Deutsche Umwelthilfe und andere) sind sich einig, dass das Marktprämienmodell keine wirksame, kosteneffiziente Massnahme ist. Grundsätzlich unterstützen sie zwar eine Förderung der Direktvermarktung von erneuerbaren Energien, zweifeln jedoch am Nutzen der Marktprämie, da sie ihrer Meinung nach (mit Ausnahme der Bioenergie) keinen zusätzlichen Beitrag zur Marktintegration bringt und zu Mitnahmeeffekten führt.

Fazit und erste Ergebnisse

Die EEG-Novellierung setzt mit der Direktvermarktung nach dem Marktprämienmodell wichtige Voraussetzungen, um die Markt-, Netz- und Systemintegration in Deutschland voranzutreiben. Sie wurde von den Produzenten erneuerbarer Energien begeistert angenommen: Laut der deutschen Übertragungsnetzbetreiber sind im Februar 2012 bereits Anlagen mit einer installierten Gesamtleistung von rund 17 GW in das Marktprämienmodell gewechselt. Dies entspricht über 25% aller Anlagen, welche das EEG nutzen. Bei Onshore-Windkraftanlagen wurde die von Ragwitz und Sensfuss prognostizierte Wechselrate von 40% schon deutlich übertroffen.

Es bleibt nun abzuwarten, ob das Marktprämienmodell nachhaltig die hohen Erwartungen erfüllen kann. Im Zielzustand bilden Anlagen aus dem Bereich erneuerbarer Energien einen marktintegrierten Teil der Energieversorgung: Sie sind zuverlässig in der Produktion, werden entsprechend den Anforderungen des Marktes eingesetzt und bedürfen keiner Subvention mehr.

Die aktuelle EEG-Novelle ist als ein erster Schritt zu diesem Zielzustand zu verstehen. Marktakteure in Deutschland erwarten kurz- bis mittelfristig weitere Anpassungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, um die Marktintegration weiter voranzutreiben: So schafft das Marktprämienmodell beispielsweise keine Anreize für Produzenten von erneuerbarer Energie, ihre Anlagen bei einem negativen Börsenpreis vom Netz zu nehmen.

Ein kritischer Erfolgsfaktor zur Erreichung des beschriebenen, langfristigen Zielzustandes sind die kurzfristigen Auswirkungen der EEG-Novellierung auf die EEG-Umlage: Ragwitz und Sensfuss gehen zwar nicht davon aus, dass sich Letztere durch das Marktprämienmodell nennenswert erhöhen wird. Aufgrund der unerwar-

Résumé**Le nouveau modèle de primes de marché****Subventions pour les énergies renouvelables en Allemagne**

En janvier 2012, la loi révisée sur les énergies renouvelables est entrée en vigueur en Allemagne. Une des grandes nouveautés est le modèle de primes de marché: les gestionnaires d'installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables peuvent à l'avenir vendre leur électricité à la bourse. La différence entre le prix du marché et la rétribution d'injection à laquelle ils auraient droit leur est remboursée. En outre, ils reçoivent une prime de gestion qui représente une augmentation de la subvention par rapport à la rétribution d'injection jusqu'ici. Cette prime de gestion doit compenser l'investissement en temps et en argent découlant de la commercialisation directe.

Le modèle de primes de marché vise à inciter les producteurs d'énergie renouvelable à gérer l'exploitation de leurs installations en fonction du marché en augmentant la qualité de leurs prévisions quant à la production ou en ayant davantage recours au marché intraday. On s'attend à ce qu'une majeure partie des gestionnaires d'installations allemands optent cette année pour le modèle de primes de marché.

Les réactions dans les milieux économique et politique, ainsi que dans la société face à cette réforme sont partagées. Il ne reste plus qu'à attendre pour voir ses futures répercussions sur le marché de l'électricité allemand.

teten hohen Nutzung des Marktprämienmodells wird eine höhere Belastung der EEG-Umlage allerdings immer wahrscheinlicher. Die Bundesregierung hat bereits etwaige Nachjustierungen des Marktprämienmodells angekündigt, denn eine signifikante Erhöhung der EEG-Umlage würde zu einer verstärkten Opposition von Verbraucherschutzverbänden führen.

Entscheidungsträger in der Schweiz und in anderen Ländern werden die Entwicklungen auf dem deutschen Strommarkt im Jahr 2012 genau beobachten, um zu entscheiden, ob das deutsche Modell eine gangbare Alternative darstellt.

Referenzen

- [1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Das Erneuerbare-Energien-

Gesetz (EEG) («EEG 2012») – Informationen und häufig gestellte Fragen zur Novelle, Kl III 1, 2011.

- [2] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) - Konsolidierte (unverbindliche) Fassung des Gesetzestextes in der ab 1. Januar 2012 geltenden Fassung, 2011.
- [3] F. Sensfuss, M. Ragwitz: Weiterentwickeltes Fördersystem für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung, Fraunhofer-Institut System- und Innovationsforschung, Karlsruhe 2011.
- [4] Amprion GmbH, EnBW Transportnetze AG, TenneT TSO GmbH, 50 Hertz Transmission GmbH: Prognose der EEG-Umlage 2012 nach AusgIMechV – Prognosekonzept und Berechnung der Übertragungsnetzbetreiber, 2011.

Angaben zu den Autoren

Götz Walter, Dipl.-Psych., ist Unternehmensberater bei The Advisory House. Seine Beratungsschwerpunkte liegen in den Bereichen Erzeugung und Netz. Er promoviert am Lehrstuhl Sozialpsychologie der Universität Zürich zum Thema «EE-Kraftwerksprojekte: Dimensionen von Akzeptanz und Opposition».

The Advisory House AG, 8002 Zürich
goetz.walter@advisoryhouse.com

Irina Munz, M.Sc., lic.rer.pol., ist Unternehmensberaterin bei The Advisory House. Ihre Beratungsschwerpunkte liegen in den Bereichen Strategie und Umsetzung der Energiewende für erneuerbare Energien und Stromnetze.
irina.munz@advisoryhouse.com

Dr. **Alina Halank**, M.Sc., ist Unternehmensberaterin bei The Advisory House. Ihr aktueller Forschungs- und Beratungsschwerpunkt liegt auf der Förderung des Ausbaus von erneuerbaren Energien sowie die Auswirkungen auf die Stromnetze.
alina.halank@advisoryhouse.com

Anzeige

IS - E

die starke Softwarelösung für Energieversorger

- > Abrechnung aller Energiearten und Dienstleistungen
- > Flexible Produktgestaltung
- > Ein- / Zwei-Vertragsmodell
- > Unbundling
- > CRM / Marketing
- > Vertragsmanagement
- > Business Intelligence (BI) / Management-Informationssystem (MIS)
- > Integration von EDM-Systemen, Fernablesesystemen, Ablesegeräten, Smart Metering

Über 400 Energieversorger mit mehr als 1,9 Mio. Messgeräten setzen auf das führende Informationssystem IS-E.