

# B E T

E n e r g i e . W e i t e r d e n k e n



## B E T - Newsletter: Aktuelle Informationen aus der Netzwirtschaft

Sehr geehrte Damen und Herren,

mit unserem neuen Newsletter für Netzbetreiber möchten wir Sie jeweils kurz und prägnant auf einige Themen aufmerksam machen, aus denen für Sie eventuell künftig Handlungsbedarf entstehen könnte. Ebenfalls möchten wir unsere Erfahrungen und Einschätzungen aus ausgewählten Projekten mit Ihnen teilen:

- [Strategie Stromnetze: Botschaft verabschiedet](#)
- [Netzverstärkungen: Prüfung aktiver Netzelemente](#)
- [Kalkulation der Netztarife 2017: Hinweise EICom](#)
- [Intelligente Verteilnetze: Forschungsprojekt](#)
- [Netzkosten und Netztarife: Kostentransparenz im Gasbereich erhöhen](#)
- [Sichere Stromversorgung: Handlungsbedarf bei Netzen und Produktion](#)

Wir stehen Ihnen zudem für einen Austausch zu den Themen sowie für Ihre Fragen und Anregungen jederzeit unter 062 751 58 94 oder per Email unter [info@bet-suisse.ch](mailto:info@bet-suisse.ch) gerne zur Verfügung.

Mit freundlichem Gruss aus Zofingen

**B E T Suisse AG**

Dr. André Vossebein

Beat Grossmann

## Strategie Stromnetze: Botschaft verabschiedet

### Vier Stossrichtungen und Vorgaben für intelligente Messsysteme

Vier Stossrichtungen werden im Entwurf des „Bundesgesetzes über den Um- und Ausbau der Stromnetze“ bzw. in der dazugehörigen Botschaft des Bundesrats verfolgt. Erstens das Schaffen von Vorgaben für die Weiterentwicklung der Netze, zweitens die Optimierung von Bewilligungsverfahren für Leitungen und drittens Vorgaben für den Bau von Kabeln oder Freileitungen. Die vierte Stossrichtung beinhaltet die Verbesserung der Akzeptanz von Leitungsprojekten.

Die Vorlage sieht aber auch vor, dass „intelligente Messsysteme“ gefördert werden. Dazu sollen die Kosten intelligenter Messsysteme anrechenbar werden, sofern ihr Einbau gesetzlich vorgeschrieben ist. Derzeit ist in Diskussion, dass 80% der Zähler bis 2025 getauscht werden sollen, wobei es auch einen gewissen Bestandsschutz für konventionelle Zähler geben wird. Die Kompetenz zum Entscheid zur Einführung intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher wird dabei explizit an den Bundesrat delegiert. Dieser kann nach Inkrafttreten der Gesetzesrevision mittels Verordnung relativ schnell entsprechende Vorgaben machen.

Am 13. April hat der Bundesrat die erwähnte Botschaft zur Strategie Stromnetze verabschiedet. Die Kommission des Ständerates (UREK-S) ist am 24. Juni klar darauf eingetreten. Somit kann davon ausgegangen werden, dass das Geschäft in der kommenden Herbstsession vom Ständerat behandelt wird. Danach findet die Behandlung im Nationalrat inkl. allfälliger Differenzbereinigungen statt. Die angepassten Gesetzesartikel könnten somit ab Anfang 2018 in Kraft treten.

Auslöser der Strategie Stromnetze sind zum einen die Beseitigung von Engpässen und die Bewältigung des Erneuerungsbedarfs im Übertragungsnetz, zum anderen aber der Umgang mit einer zunehmend dezentralen Energieversorgung. Das Netz soll so weiterentwickelt werden, dass es den jeweiligen Anforderungen optimal entspricht. In der Zukunft werden in den Netzen Mehrkosten von rund 18 Mrd. CHF anfallen. Rechnet man überschlägig mit 40 Jahren Lebensdauer der Investitionen und einem Jahresverbrauch in der Schweiz von 60 TWh, so ergeben sich Mehrkosten von rund 0.75 Rp/kWh. Diese Beträge können als Investitionen in Richtung „Smart Grids“ interpretiert werden, wenngleich natürlich auch ohne Entwicklung hin zu Dezentralität im Schweizer Stromnetz Investitionen nötig wären.

Die Schweizer Vorgehensweise hinsichtlich intelligenter Messsysteme erscheint eher progressiv, unterscheidet sie sich doch leicht von der Vorgehensweise, wie sie beispielsweise in Deutschland geplant ist. Dort ist es vorgesehen, dass intelligente Messsysteme ab einem Verbrauch von 6000 kWh eingebaut werden. Unterhalb dieser Grenze sollen lediglich bisherige Messeinrichtungen durch digitale Messeinrichtungen ersetzt werden.

*Was bedeutet speziell die Regelung zu den intelligenten Mess- und Steuersystemen für Schweizer Energieversorger und speziell für Verteilnetzbetreiber?*

Aus Sicht der **BET** sollte das Thema in jedem Fall in den künftigen Strategien der Netzsparten abgebildet sein, da ein allfälliger Rollout gut vorbereitet sein muss und beispielsweise das Investitionsverhalten und der Technologieentscheid sorgfältig bedacht sein müssen. Hier wird es auch Schnittstellen zur künftigen Regulierung der Netzentgelte (Cost-plus- bzw. Sunshine-Regulierung) geben können. Auch die Bereitstellung nötiger (personeller) Ressourcen muss rechtzeitig geplant sein. Weiterhin wird es möglich werden, neue Geschäftsmodelle zu entwickeln, indem beispielsweise bisherige Pilotprojekte genutzt werden, um darauf basierend anderen Verteilnetzbetreibern Unterstützung beim Rollout der Systeme anzubieten oder neue Energietarife zu entwickeln.

**B E T** verfügt über breite Erfahrung im Bereich Smart Meter und Messwesen, aber auch in angrenzenden Bereichen wie Geschäftsmodellentwicklung und auch im Bereich von Spartenstrategien für den Netzbereich.

### **Netzverstärkungen: Prüfung aktiver Netzelemente**

#### **Der Regulator erwartet von den Netzbetreibern ab 2016 die Prüfung aktiver Netzelemente**

- der Netzbetreiber Alternativen (mit aktiven Netzelementen, wie z.B. regelbare Transformatoren, Spannungsregler usw.) prüfen muss und
- die EICom die Situation vor Ort prüfen kann.

Gemäss Art. 5 StromVG und Art. 2 EnV sind Netzbetreiber verpflichtet, erneuerbare Energieerzeugungsanlagen an ihr Netz anzuschliessen sowie die produzierte Energie abzunehmen und zu vergüten.

Die Mehrkosten von Netzverstärkungen, die durch den Anschluss dezentraler Einspeiser bedingt sind, genehmigt die EICom auf Gesuch des Netzbetreibers hin. Die Beurteilung der EICom erfolgt grundsätzlich nach dem Gesichtspunkt der Wirtschaftlichkeit, sowie nach der Frage nach der Notwendigkeit der Investition. Zudem wird die Sinnhaftigkeit der zugewiesenen Anschlusspunkte der dezentralen Erzeugungsanlagen untersucht.

Es ist somit eine Abwägung der Betriebsmittelvarianten zu den Kosten durchzuführen und dem Regulator gegenüber anzuzeigen. Werden Folgeinvestitionen erwartet, so sind auch diese dabei bereits mit einzubeziehen.

Die Kosten für den im Zusammenhang mit den erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen entstehenden Netzausbau werden aktuell und auch weiterhin nach Art. 22 StromVV über die Systemdienstleistungen der nationalen Netzgesellschaft sozialisiert. Ziel ist es u.a., Tarifsprünge – bedingt durch örtliche Massnahmen - zu verhindern.

#### *Was bedeutet die Regelung für Verteilnetzbetreiber?*

Grundsätzlich sieht **B E T** Handlungsbedarf bei der Berücksichtigung neuer Technologien, welche aus unserer Sicht nicht nur für die Netzverstärkungen geregelt werden muss. Generell gelten als anrechenbar die Kosten eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes (Art. 15 Abs. 1 StromVG). Die Frage nach der Technologie oder der Effizienz wird aber nicht gestellt. Am Beispiel unseres Nachbarn Deutschland sehen wir bereits heute, wie wichtig diese Fragestellung im Laufe der Umstrukturierung zu einer vermehrt dezentralen Stromversorgung sein kann. Auch die Schweizer Netze werden dezentral erzeugten Strom nicht unendlich aufnehmen und weiterverteilen können. Flexibilität und Innovation werden künftig einen höheren Stellenwert einnehmen.

Im Übrigen sind beispielsweise Energiespeicheranlagen (Batterien,

Akkumulatoren) zur Unterstützung der Netzflexibilität und zur zeitlichen Verschiebung von Netzlasten nicht als Netzkosten anrechenbar. Die künftig im Stromnetz immer wichtiger werdenden Speicher und das Demand Side Management (DSM) sind in der Stromversorgungs- und Energiegesetzgebung weder definiert noch explizit vorgesehen. Auch dieses Defizit bedarf einer klärenden Regelung zu Gunsten flexibler, smarter Netze.

**BET** unterstützt den Netzbetreiber bei der Bewertung verschiedener technologischer Ansätze und von der Planung über die Kalkulation bis hin zur Aufbereitung einer Argumentationslinie gegenüber dem Regulator. Unsere Experten stehen Ihnen für Ihre Fragen und Anregungen gern zur Verfügung.

### **Kalkulation der Netztarife: Hinweise der ECom**

#### **Deckungsdifferenzen, revidierter WACC, betriebsnotwendiges Umlaufvermögen und KEV-Warteliste**

Die Schweizer Stromnetzbetreiber legen jährlich eine Kostenrechnung als Basis der Netztarifierung zum 30. August dem Regulator ECom vor. Die Netzbetreiber legen die Grundlagen für ihre Netz- und Gestehungskosten (Energie) und damit der Tarife 2017 dar. Das ECom-File (Erhebungsbogen) lässt Freiheitsgrade und Varianten der Kostenermittlung zu, welche die ECom bisher akzeptiert hat.

**B E T** möchte auf vier Details hinweisen, damit diese bei den Tarifierungsarbeiten berücksichtigt werden.

Ein erster, wichtiger Punkt ist laut ECom regelmässig die Ermittlung der Deckungsdifferenzen aus Vorjahren. Hierbei geht es um die Differenzen zwischen anrechenbaren Kosten und den tatsächlich realisierten Erlösen aus Netznutzungsentgelten bzw. Grundversorgungstarifen einer Kalkulationsperiode.

Berücksichtigt werden

- a) Abweichungen zwischen dem prognostizierten und dem tatsächlichen Mengengerüst (Entnahmemengen)
- b) Kürzungen einer Prüfung durch die ECom
- c) Abweichungen zwischen Plan- und tatsächlichen Kosten
- d) Sondereffekte, welche in einer Kalkulationsperiode nicht in voller Höhe erfasst wurden (z.B. um die Tarife zu glätten).

Die Summe der Deckungsdifferenzen fliesst sodann über drei Jahre verteilt in die Netztarife der folgenden Jahre ein. In der Vergangenheit erzielte Überdeckungen aus den o.g. Effekten sind durch Senkung der Netznutzungstarife in den folgenden drei Jahren zu kompensieren. Entsprechend können aber auch Unterdeckungen in den Folgejahren kostenerhöhend ausgeglichen werden. Eine konkrete Regelung dieses Mechanismus steht leider noch aus, so dass die Netzbetreiber immer noch uneinheitlich mit den Deckungsdifferenzen umgehen.

Ein zweiter, wichtiger Bestandteil in der Kostenrechnung ist die Verzinsung des eingesetzten Kapitals mittels WACC (weighted average cost of capital) wobei die kalkulatorischen Restwerte des regulierten Sachanlagevermögens mit einem vorgegebenen Zinssatz, dem WACC, verzinst werden. Der WACC lag für Kalkulationen bis 2016 bei 4,7% (womit auch im Rahmen der Deckungsdifferenz 2015 noch zu rechnen ist) und schmilzt für die Kalkulationsperiode 2017 auf 3,83% ab.

Drittens müssen Netzbetreiber, die nach der Vollversion des ECom-Files rechnen müssen, zu den Anlagenwerten auch ein betriebsnotwendiges Umlaufvermögen zur Verzinsung ansetzen. Die Höhe und Definition eines betriebsnotwendigen Umlaufvermögens ist nicht nur in der Schweiz stark umstritten und beschäftigt im Ausland Regulierungsbehörden in gleicher Weise wie die Gerichte. Die ECom hat die

Ansatzfähigkeit eines betriebsnotwendigen Umlaufvermögens in Höhe eines halben Monatsumsatzes definiert. Ein höherer Ansatz hingegen könnte dennoch plausibel sein, müsste aber sehr gut argumentiert werden.

Die ECom hat viertens schliesslich im Rahmen ihrer Netzbetreiberinformationen auch noch einmal die Höhe der Rückliefervergütung eines Netzbetreibers für den Strom aus PV-Anlagen, die sich auf der Warteliste für die KEV befinden, klargestellt. Demnach richtet sich die Vergütung gemäß Art. 7 Abs. 2 EnG nach „*marktorientierten Bezugspreisen für gleichwertige Energie*“. Die Vergütung nach marktorientierten Bezugspreisen wiederum richtet sich gemäß Art. 2b EnV nach den „*vermiedenen Kosten des Netzbetreibers für die Beschaffung gleichwertiger Energie*“. Hier gilt also das Vermeidungsprinzip und der Netzbetreiber ist gehalten, die tatsächlichen Beschaffungskosten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres zu berechnen.

**B E T** unterstützt die Netzbetreiber bei der Kostenkalkulation und Tarifierung. Wenn Sie Fragen haben, oder Unterstützung bei der Kostenkalkulation, der Tarifierung oder Segmentierung im Strom- und Gasbereich benötigen, sprechen Sie uns gerne an.

## **Intelligente Verteilnetze der Zukunft**

### **B E T** wirkt aktiv in grossem Forschungsprojekt mit

Das vom deutschen Bundeswirtschaftsministerium geförderte Forschungsprojekt „Smart Area Aachen“ befasst sich mit intelligenten Verteilungsnetzen für Stadtwerke und den daraus resultierenden Folgen für die Stromnetze. Konkretes Ziel des Projekts ist der Aufbau, der Betrieb und die Erforschung eines „Smart Grid“ im Stadtgebiet von Aachen (D). Dieser Aufbau beinhaltet dabei sowohl Komponenten der Energietechnik als auch Komponenten der Informations- und Kommunikationstechnik. **B E T** befasst sich im Zuge der Begleitforschung mit der wissenschaftlichen Begleitung der Verbundprojekte in Form der wirtschaftlichen und regulatorischen Bewertung intelligenter Konzepte und der Entwicklung von Handlungsempfehlungen für den Migrationsprozess zum intelligenten Verteilungsnetz. Weitere Projektbeteiligte sind u. a. die Stadtwerke Aachen (STAWAG), ABB, Nexans, SAG, Kisters und die RWTH Aachen mit mehreren Instituten.

Die im Zuge des Smart Area Aachen Verbundes entwickelten Technologien und Methoden werden in die wissenschaftlich-technische Entwicklung im Bereich der Verteilungsnetze eingeordnet und im Zuge einer Kosten-Nutzen-Analyse für ausgewählte Netzszenarien bewertet. Anschliessend erfolgt eine Analyse der energiepolitischen und regulatorischen Rahmenbedingungen, um Hemmnisse für den Einsatz intelligenter Technologien zu identifizieren sowie Konzepte und Handlungsempfehlungen für die Politik hinsichtlich der Rahmenbedingungen und für Netzbetreiber hinsichtlich der Migrationsstrategie zu erarbeiten. Mit einem besonderen Augenmerk auf die Informations- und Kommunikationstechnik und die Entwicklung des Energiemarktes werden parallel Entwicklungsmöglichkeiten für bestehende oder neue Geschäftsmodelle des Netzbetreibers analysiert.

Das Projekt läuft noch bis Herbst 2017. Vorläufige Ergebnisse zeigen u. a. ein Kostensenkungspotential beim Einsatz intelligenter Technologien und Konzepte. Wir werden Sie nach Projektabschluss über die wesentlichen Erkenntnisse im Detail informieren.

*Was bedeutet das für Schweizer EVU?*

Aus Sicht der **B E T** können die Ergebnisse aus der Studie in vielen Bereichen, speziell bei den technischen Themen, auf die Schweizer Energiewirtschaft übertragen werden. Allfällige Spezifika in der

Schweiz, etwa im regulatorischen Bereich, müssen aber berücksichtigt werden.

## Netzkosten und Netztarife

### Kostentransparenz im Gasbereich erhöhen

Aktuell arbeiten sowohl die Branche als auch der Gesetzgeber an der Weiterentwicklung des Marktmodells im Gas. Seitens des Gesetzgebers sind verschiedene Grundlagenstudien zur Vorbereitung eines Gasversorgungsgesetzes (GasVG) erarbeitet worden. Zudem sind auf dieser Basis Zusatzstudien beauftragt, die mit den verschiedenen Stakeholdern diskutiert und abgestimmt werden.

Unabhängig von der Einführung eines GasVG, welches nach unserer Einschätzung zeitlich mit den weiteren Entwicklungen im StromVG abgestimmt und damit erst mittelfristig umgesetzt wird, sind aufgrund der Weiterentwicklung der Verbändevereinbarung durch die Branche Anpassungen im Marktmodell Schweiz im nächsten Jahr absehbar.

**B E T** hat an der Grundlagenstudie Netzkosten und Netztarife mitgearbeitet. Die Studie wurde Anfang dieses Jahres publiziert und ist auf der Homepage des BFE verfügbar. Es ist absehbar, dass sich die Kostentransparenz bei der Netztarifierung auch im Gasbereich erhöhen muss.

Insbesondere hinsichtlich der Gestaltung der Netztarife, der Zuordnung der Kosten und der Bewertung von bestehenden Assets werden sich – analog dem Strombereich – neue Anforderungen an die Gasversorgungsunternehmen ergeben.

**B E T** hat den Gasnetzzugang in Deutschland wesentlich mitgeprägt und bearbeitet auch in der Schweiz diverse Projekte im Gasbereich, womit sie verschiedene Player der Gaswirtschaft unterstützt.

## Sichere Stromversorgung

### Handlungsbedarf bei Netzen und Produktion

Die ECom hat an der Jahresmedienkonferenz 2016 ihren Bericht zur Stromversorgungssicherheit der Schweiz präsentiert. Die Stromversorgungssicherheit wird dabei von der ECom weiterhin „als gut und mittelfristig gewährleistet“ eingestuft.

Handlungsbedarf sieht die ECom punktuell in den Bereichen Produktion und Netze. Im Netzbereich sind insbesondere die Projektfortschritte beim Ausbau des Übertragungsnetzes kritisch zu beobachten. Speziell im Verteilnetz wird die Versorgungssicherheit sowie die Netzverfügbarkeit „als sehr gut“ bezeichnet. Dabei übersteigen die Netzinvestitionen die Abschreibungen gemäss ECom deutlich, was den Netzerhalt im Verteilnetz stärkt.

*Bleibt die Situation für die Schweiz dauerhaft so?*

Aus Sicht von **B E T** ergeben sich mittelfristig im Verteilnetz grosse Herausforderungen bei der optimalen Integration und Steuerung der zunehmend dezentral organisierten Produktion. Dabei müssen sowohl energiewirtschaftliche, als auch netzwirtschaftliche Aspekte gemeinsam betrachtet werden, um eine Optimierung des Gesamtsystems zu erreichen.

Während in der Schweiz die Herausforderungen im Verteilnetz aufgrund zunehmend dezentralen Einspeisern aktuell noch als gering eingeschätzt werden können, präsentiert sich in Deutschland die Situation deutlich verschärft. **B E T** arbeitet aktuell an verschiedenen Themen im Bereich der dezentralen Systemoptimierung. Dabei hat sich **B E T** auch sehr intensiv mit der Frage nach dynamischen

Tarifsystemen befasst. Gerne tauschen wir uns mit Ihnen bei Interesse zu den wesentlichen Erkenntnissen sowie die Übertragbarkeit auf die Schweiz aus.

Wenn Sie künftig keinen Newsletter mehr von uns erhalten wollen, antworten Sie einfach auf diese E-Mail mit dem Hinweis "löschen". Alternativ können Sie uns telefonisch unter 062 751 58 94 oder auf dem Postweg erreichen. Für Ihre Fragen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.



Verantwortlicher Herausgeber:

**B E T** Suisse AG • Geschäftsführer: Dr. André Vossebein und Beat Grossmann • Junkerbifangstrasse 2 • 4800 Zofingen •

Telefon +41 62 751 58 94 • Telefax +41 62 751 60 93 • [www.bet-suisse.ch](http://www.bet-suisse.ch) • [info@bet-suisse.ch](mailto:info@bet-suisse.ch) •