



B E T S U I S S E – N E W S L E T T E R

0 1 / 2 0 2 0

AACHEN, 09.04.2020

Sehr geehrte Damen und Herren,

auf Grund der aktuellen Lage ist uns klar, dass Regulierungsthemen, Fragen zur Wirtschaftlichkeit eines Unternehmens oder Datenmeldungen nicht die Priorität haben, wie das zu ganz normalen Zeiten der Fall wäre. In Aachen machen wir uns natürlich ebenfalls Gedanken rund um die derzeitige Krise. Niemand hat derartiges bisher erlebt, aber dennoch wollen wir nicht den Kopf in den Sand stecken oder einfach warten, bis alles vorbei ist.

Dabei ist das bloße „Fristen einhalten“ das eine, nötige Weichen stellen das andere. Wir beobachten viele situationsbedingte Verschiebungen von Terminen und von anstehenden Aufgaben im Kundenkreis. Teils geht es um zwei oder drei Wochen, teils werden Aufgaben gänzlich und bis auf weiteres ausgesetzt. Ob und wie die Aufgaben dann nach einer sich hoffentlich bald einstellenden Normalisierung der Lage wieder aufgenommen und abgeschlossen werden können, ist vielfach nicht absehbar, nicht planbar und aus heutiger Sicht vielleicht auch (noch) nicht relevant.

Auch wir bei B E T können nicht viel mehr tun, als Hilfe anbieten. Natürlich sind auch unsere Kapazitäten endlich, aber die Kolleginnen und Kollegen sind nahezu alle an Bord, es gibt glücklicherweise nur ganz wenige „normal“ Kranke und ansonsten sind wir alle für unsere Kunden im Einsatz. Ob sicher auf gegenseitiger Distanz in unseren Räumlichkeiten im Kloster St. Alfons oder aus dem Home-Office heraus, landesweit verteilt. Wir tun, was wir tun können und unterstützen unsere Kunden, die personelle Engpässe zu beklagen haben so gut und umfangreich wie irgend möglich. Durch alle Themen und über alle Wertschöpfungsstufen hinweg.

Wenn Sie überlegen, Aufgaben situationsbedingt kurzfristig abzugeben, Themen auszulagern oder anderweitig Unterstützung in Anspruch zu nehmen, so sprechen Sie uns gerne an, wir koordinieren all Ihre Fragen an die Kollegen und Kolleginnen der verschiedenen Partnerbereiche bei B E T. Soweit nötig und gewünscht ziehen wir gerne mit Ihnen an einem Strang und hoffen, dass die Krise bald überwunden ist und die Folgen auffangbar bleiben.

Anbei finden Sie den Link zu unserem Schweizer Newsletter 01/2020 zur freundlichen Kenntnisnahme und vielleicht ist auch für Sie das eine oder andere Thema von Interesse und Relevanz.

In diesem Sinne senden wir Ihnen viele Grüße, bleiben Sie gesund und hoffentlich bis bald!
Freundliche Grüsse aus Aachen in die Schweiz

Dr. Alexander Kox
Verwaltungsratspräsident

Folgende Themen haben wir für Sie vorbereitet

1. **Verzinsungsbasis für 2021 festgelegt**
 2. **Im Dschungel der Möglichkeiten: Neue Geschäftsmodelle für EVU**
 3. **Gletscher-Initiative**
 4. **Dekarbonisierung: Gas wird eine Rolle spielen**
 5. **Stand der Sunshine-Regulierung**
 6. **EICom: Umgang mit Netzanschlusskostenbeiträgen uneinheitlich**
 7. **Zum Schluss: Smart-Meter – auch in der Schweiz hat der Rollout begonnen**
-

1. Verzinsungsbasis für 2021 festgelegt

Das Ministerium für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) hatte sich bereits am 03.03.2020 zur künftigen Höhe der Verzinsung von Netzinvestitionen geäußert und den **WACC für 2021** erneut auf 3,83 % festgelegt. Die Festlegung in der Schweiz erfolgt jeweils bis Ende März und gilt immer für ein Tarifjahr. Der Zins bleibt notabene seit dem Jahr 2017 und damit im fünften Jahr unverändert.

Wo liegt der Unterschied zu den europäischen Nachbarn?

Der Schweizer WACC besteht aus einem Eigenkapitalkostenansatz und einem Fremdkapitalansatz.

Der Eigenkapitalkostensatz ergibt sich durch die folgende Formel:

$$\text{risikoloser Zinssatz} + \text{levered Beta} * \text{Marktrisikoprämie}$$

Hieraus ergibt sich ein Eigenkapitalkostensatz von 6,96 %.

Der Fremdkapitalsatz in der Höhe von 1,75 % resultiert aus der Addition des risikolosen Zinssatzes von 0,5 % und des Risikozuschlages inklusiv Emissions- und Beschaffungskosten von 1,25 %.

Der WACC ergibt sich sodann aus der Addition des mit 40 % gewichteten Eigenkapitalkostensatzes von 6,96 % und des mit 60 % gewichteten Fremdkapitalkostensatzes von 1,75 %. Es resultiert ein auf zwei Kommastellen gerundeter WACC (Gesamtkapitalkostensatz) in der Höhe von 3,83 %.

Im benachbarten **Österreich** lag der WACC für Stromnetze in der 3. Regulierungsperiode bei 6,42 % und im Gas liegt er aktuell bei 4,88 % (jeweils vor Steuern), Neuanlagen bekommen zudem einen Zuschlag. Bei unseren niederländischen Nachbarn werden Altanlagen zwischen 2016 bis 2020 mit 4,5 % verzinst und danach noch mit 2,8 %. Neue Investitionen hingegen erhalten in den **Niederlanden** von 2016 bis 2020 einen WACC in Höhe von 3,8 % und danach bis 2021 noch in Höhe von 2,8 %. Bei der Berechnung des WACC für Neuinvestitionen geht die Regulierungsbehörde in Den Haag davon aus, dass der Netzbetreiber tendenziell Fremdkapital zur Finanzierung eingesetzt hat. Dieses neue Fremdkapital weist aufgrund der niedrigen Zinssätze der letzten Jahre sodann eine geringere Rendite gegenüber dem bestehenden Fremdkapital auf, was zu einem niedrigeren WACC im niederländischen Regulierungssystem führt.

In **Schweden** sprechen wir im Strom mit 5,85 % und im Gas von 6,52 % (ebenfalls jeweils real und vor Steuern). Die hohen schwedischen Werte ergeben sich u. a. durch einen Beta-Faktor von 72 % im Strom bzw. 70 % im Gas und einer Marktrisikooprämie von 5 % in beiden Fällen.

In **Deutschland** hatte die Bundesnetzagentur den EK I Zinssatz für die Netzinvestitionen der Deutschen Netzbetreiber mit 6,91% für Neuanlagen, bzw. 5,12 % für Altanlagen für die 3. Regulierungsperiode (2019 – 2023) festgelegt, also ebenfalls für fünf Jahre, wenn auch im Vergleich zur Schweiz etwas zeitversetzt.

Für die Zukunft gehen wir in Deutschland weiterhin von sinkenden Zinsen aus. B E T hat die Verzinsung in zwei Szenarien für die 4. Regulierungsperiode (2024 bis 2028) simuliert. Der sinkende risikofreie Basiszinssatz macht sich mit Verzögerung in den anzusetzenden zehnjährigen Mittelwerten bemerkbar. Je nach Ausgestaltung der Prämissen könnte der EK I Zins sodann zwischen 4,86 % und 5,62 % für Neuanlagen, sowie bei 3,04 % und 3,44 % für Altanlagen liegen. Die Verzinsung des überschüssenden Eigenkapitals (>40%) könnte noch zwischen 1,3 % und 1,5 % liegen. Hier lohnt es sich schon, über Investitionsalternativen zum regulierten Netzgeschäft nachzudenken, wenn die erwartete Rendite über 1,5 % liegen soll.

Wir finden in Europa also nach wie vor in den unterschiedlichen Regulierungssystemen auch unterschiedliche Ansätze, Netzinvestitionen zu verzinsen. Aber wir lernen auch: Was heute attraktiv ist kann morgen problematisch sein und vice versa.

Fazit bis hierher: Durch die abweichende Verzinsungsmethode erhält der Schweizer Verteilnetzbetreiber beispielsweise gegenüber seinem deutschen Kollegen immer noch die deutlich höhere Rendite und damit Anreiz zum Netzausbau und zur nötigen Vorbereitung auf all das, was im Rahmen der ES 2050 noch auf das Netz zukommt.

2. Im Dschungel der Möglichkeiten: Neue Geschäftsmodelle für EVU

Jedes Unternehmen muss sich im Rahmen der **Unternehmensentwicklung** auch Gedanken zur eigenen Strategie machen. In der Vergangenheit wurden neue Betätigungsfelder beispielsweise im Bereich des Breitbandausbaus, Übernahme und/oder Modernisierung der Strassenbeleuchtung oder gar in der Erweiterung des eigenen Versorgungsgebietes durch Konzessionsübernahmen gefunden. Mit sinkenden Margen (siehe auch Artikel zuvor) steigt jedoch die Wichtigkeit neuer Geschäftsfelder für die Versorgungswirtschaft. Dies ist kein Trend, dies ist ein ökonomisches Gebot!

Die meisten Kommunen und Stadtwerke sind sich daher einig: Das „System Stadt“ und die kommunale Infrastruktur in Deutschland müssen in Richtung „Smart City“ weiterentwickelt werden. Eine B E T-Umfrage zeigt, dass erste Projekte in die konkrete Umsetzung gestartet sind.

Im Glasfaserausbau sehen EVU ein Geschäftsfeld für ihr Unternehmen. Die Versorger entwickeln sich zu Dienste-Anbietern und treten mit eigenen Produkten - vielfach in Kombination mit ihren ureigenen Angeboten - in den Markt ein und eröffnen somit völlig neue Möglichkeiten für den Verbraucher.

Aber auch WLAN-Lösungen für Innenstädte, smarte Strassenlampen oder Ideen für die Umsetzung von E-Mobilität im privaten Bereich wie auch im öffentlichen Personennahverkehr nehmen an Bedeutung zu.

Smart-City-Projekte können durchaus auf kurzfristig profitable Aktivitäten beschränkt werden. Doch ist auch der Denkansatz tragfähig, dass sich die Rentabilität langfristiger einstellt, etwa über die Verbesserung der Standortfaktoren und städtischen Lebensbedingungen oder den Aufbau strategischer Kompetenzen und kompetitiver Portfolios des kommunalen Unternehmens. Erfolgreiche Projekte beginnen nicht mit einem umfangreichen Masterplan, sondern stützen sich auf eine methodisch sauber entwickelte, individuelle **Smart-City-Vision** und klare Prioritäten sowie die Bereitschaft zum schnellen Start, zum agilen Handeln und zur kontinuierlichen Verbesserung.

Als Kommunikationstechnologie ist derzeit **LoRaWAN** recht weit verbreitet, ermöglicht alleine aber nicht alle Anwendungen. Nur die geeignete Kombination verschiedener Kommunikationstechnologien ermöglicht eine breite Palette von Anwendungen.

Gemeinsam mit dem Verband kommunaler Unternehmen e.V. hat B E T 35 Vorreiterprojekte als Handlungsempfehlungen für die Praxis zusammenfasst. Von der Kleinstadt bis zur Metropole ist jeder Stadtypus abgedeckt. Inhaltlich sind alle Smart-City-Anwendungsgebiete mit Fokus auf der Outdoor-Infrastruktur vertreten.

Finden Sie sich im Dschungel zurecht, wir helfen Ihnen dabei!

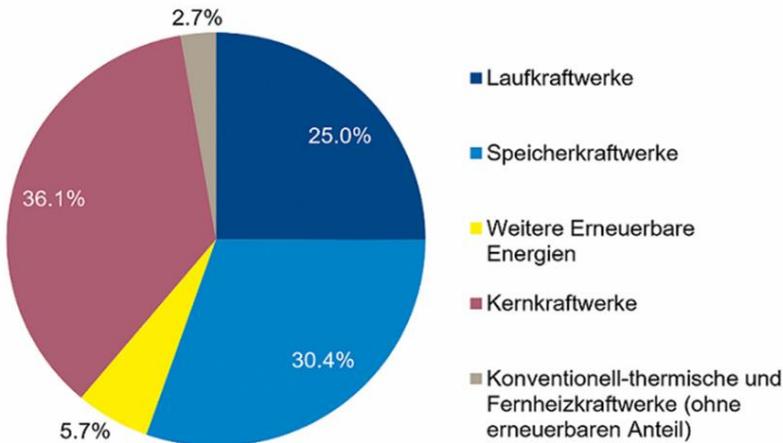
3. Gletscher-Initiative

Die Gletscher-Initiative fordert bekanntermassen netto null Emissionen bis 2050. Sie will die Ziele des Pariser Klimaabkommens in der Verfassung verankern und die Schweiz auf Klimakurs bringen.

Das von Energie- und Umweltministerin Simonetta Sommaruga ins Spiel gebrachte Technologieverbot, ab 2050 keine fossilen Brenn- und Treibstoffe wie Heizöl, Benzin, Diesel, Kerosin, Erdgas und Kohle mehr in Verkehr zu bringen, scheiterte allerdings nun im Bundesrat. Die Initiative würde die benötigte Flexibilität bei der Suche nach Lösungen unnötig einschränken, hiess es als Erklärung.

Auch wenn ab 2050 in der Schweiz keine fossilen Brenn- und Treibstoffe mehr in Verkehr gebracht werden dürfen, so gibt es doch auch Ausnahmen die zulässig für technisch nicht substituierbare Anwendungen sind, soweit wiederum sichere Treibhausgassenken im Inland die durch die Ausnahmen verursachte Wirkung auf das Klima dauerhaft ausgleichen. Das angestrebte Verbot fossiler Energien kann jedoch auch nur eine Konsequenz der angestrebten Dekarbonisierung im Zuge der ES 2050 sein. Der Energiewirtschaft, der Industrie und dem Verbraucher bleiben zur Umsetzung eigentlich noch genug Zeit, obwohl das Land doch auf den ersten Blick kaum ein Problem mit fossilen Brenn- und Treibstoffen hat.

Der nachfolgend abgebildete Strommix stellt dar, von welchen Kraftwerkstypen die bereitgestellte Energie stammt. Der Mix variiert von Versorger zu Versorger und muss mit der Herkunftsdeklaration gegenüber dem Endverbraucher dokumentiert werden. Die Abbildung zeigt den Strommix der Schweiz für das Jahr 2018.



Quelle: BFE

Die Fragestellung zielt natürlich auf einen Atomausstieg ab und damit auf die Energieträger, welche die Atomkraft ersetzen müssen. Die Verweigerung aus dem Bundesrat gegenüber einem Technologieverbot wird angesichts der Grafik nachvollziehbar.

Es wird erwartet, dass die Ministerin nun mit zwei Alternativen aufwartet, damit der Klimaschutz doch noch entsprechend in der Schweizer Verfassung verankert werden kann.

4. Dekarbonisierung: Gas wird eine Rolle spielen

Teile der Energiewirtschaft wie auch der Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) sehen Gas weiterhin als unverzichtbaren Energieträger auch in der Zukunft. Denn mittels **Sektorenkopplung** werden Stromüberschüsse bereits heute verwertet, indem nicht zeitgleich benötigte Strommengen über innovative **PtX** Technologie im Gasnetz zwischengespeichert werden. Dieses Gas könnte sodann in der Industrie, zum Heizen oder auch im Verkehr genutzt werden. Es ist kein Geheimnis, dass der Energieträger Gas und damit auch die bestehenden Gasnetze dem Energiesystem der Zukunft wertvolle Flexibilität verleihen. Ziel müsste es sein, vorhandene Infrastrukturen zu erhalten und Erdgas langfristig durch nicht fossiles Gas zu ersetzen.

Die Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur durch **PtX** ist ökonomisch vorteilhaft, denn die Leitungen liegen bereits in der Erde und die Netze können künftig durch Erweiterung und Umwidmung nahezu problemlos für den Transport alternativer «grüner» Gase bzw. für Wasserstoff genutzt werden. Im Idealfall bis zur Haustüre des Verbrauchers.

Die Anforderungen der Stromversorgungssicherheit werden im Zuge wachsender Elektrifizierung künftig noch grösser werden. Diese Herausforderung kann eigentlich nur mit deutlichen Investitionen in den Erhalt und Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion und in den Ausbau der Netze, einschl. HGÜ-Trassen bewältigt werden. Technologieoffenheit gerade im Rahmen der ES 2050 ist also eine berechtigte Forderung.

Gibt es Alternativen? Massiver PV-Ausbau und gleichzeitige Regulierung von Stromüberschüssen beispielsweise mittels Peak-Shaving, wirkt kontraproduktiv und steht jeglichem Effizienz- und Innovationsgedanken entgegen. Nach dem Prinzip „Abregeln statt ernten“ werden die Erneuerbaren schwerlich ihre Möglichkeiten in Gänze entfalten können.

5. Stand der Sunshine-Regulierung

Zum Jahresende 2019 zieht die **EICom** Bilanz ihres flächendeckenden Regulierungskonzepts. Nach fünf Runden **Sunshine-Regulierung** sieht man beim Schweizer Regulator gute Erfolge eines einfachen, transparenten und flächendeckenden Regulierungsmodells.

Es liefert einerseits Hinweise zu den Kosten der Netze sowie zu den verschiedenen Tarifen und dient andererseits aus Sicht der EICom als Instrument für den **Dialog** mit den unterschiedlichen Anspruchsgruppen. Der Regulator stellt zudem die einfachen, prägnanten Indikatoren heraus, welche anstelle komplexer Algorithmen die Ergebnisse nachvollziehbar machen.

Indikatoren der Runde 2019:

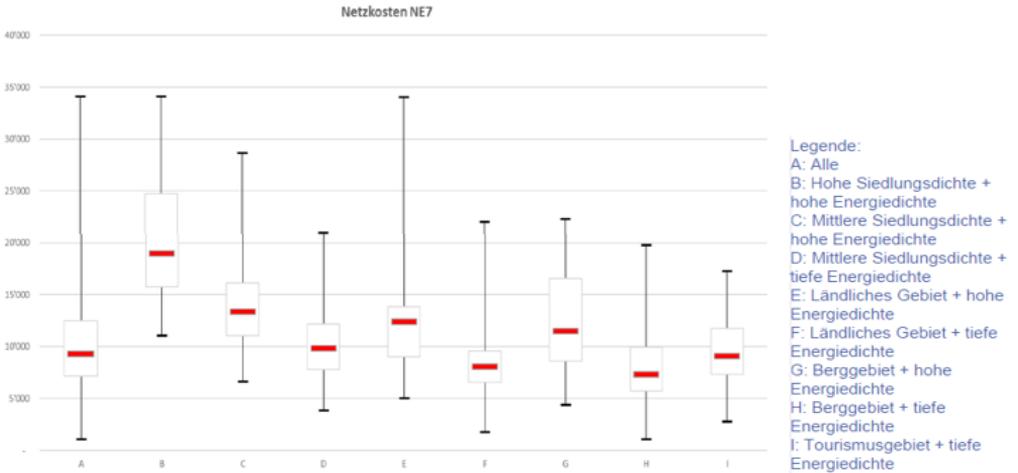
Kosten und Tarife	Versorgungsqualität	Compliance
Netzkosten	Netzverfügbarkeit SAIDI	Kostenrechnung
Tarife Netznutzung	Netzverfügbarkeit SAIFI	Jahresrechnung
Tarife Energie	Dienstleistungsqualität	Tarifblätter
	Produktvielfalt	95-Franken-Regel

Dabei werden die rund 660 Schweizer Netzbetreiber zunächst geclustert und vergleichbare Werke in **Peer-Groups** eingeordnet. Diese sind:

1. Gemeinden, mittlere Städte, mittlere Siedlungsdichte

2. Städte, hohe Siedlungsdichte, hohe Energiedichte
3. Ländliche Gebiete
 - a) jeweils hohe und tiefe Energiedichte
4. Berggebiete
 - a) jeweils hohe und tiefe Energiedichte
5. Tourismusgebiete

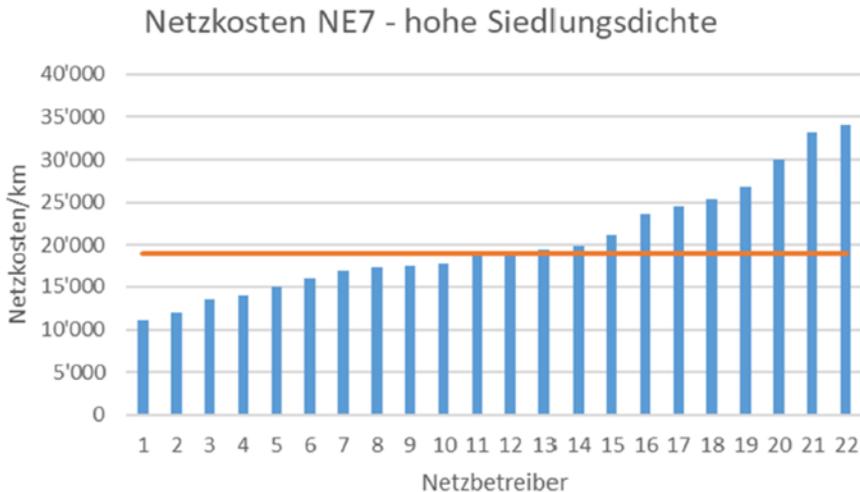
Ergebnisse Kosten



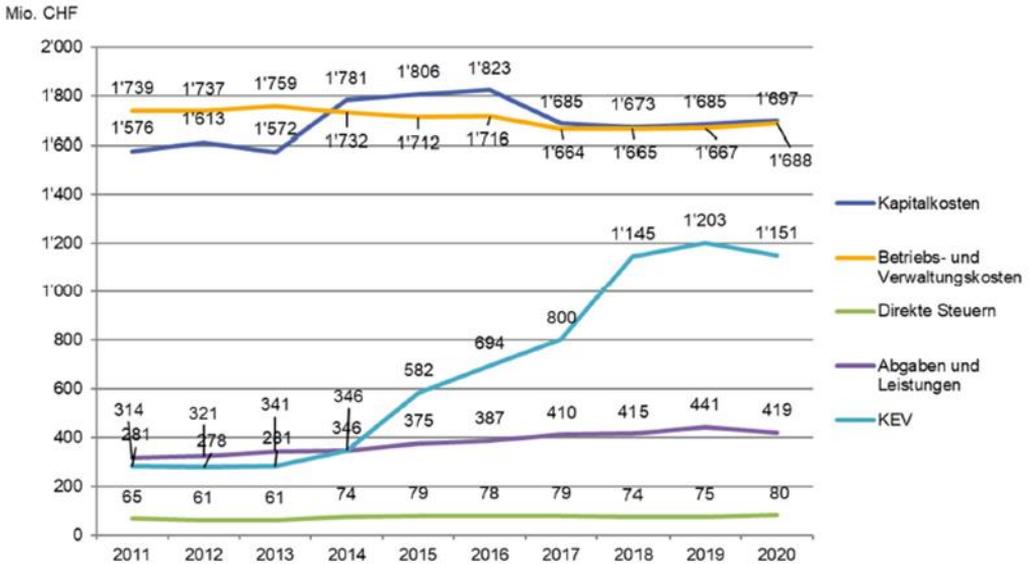
Quelle: EICom Informationen zur Sunshine-Regulierung, DSV-Forum 8. November 2019

Die grösste Kostenspanne hat demnach die Gruppe «Ländliches Gebiet» mit hoher Energiedichte; zudem findet man die höchsten Kosten in der Gruppe «hohe Siedlungsdichte» mit hoher Energiedichte. Beide Ergebnisse sind sicherlich seitens der EICom noch zu plausibilisieren.

Die Spreizung der Kosten wird an der nächsten Grafik sichtbar: hier wurden die einzelnen Netze in der Gruppe A «hohe Siedlungs- und Energiedichte» in der NE 7 ausgewertet:



Die Entwicklung der Netzkosten wird ebenfalls aufgefächert und über Prognosen weiterentwickelt.

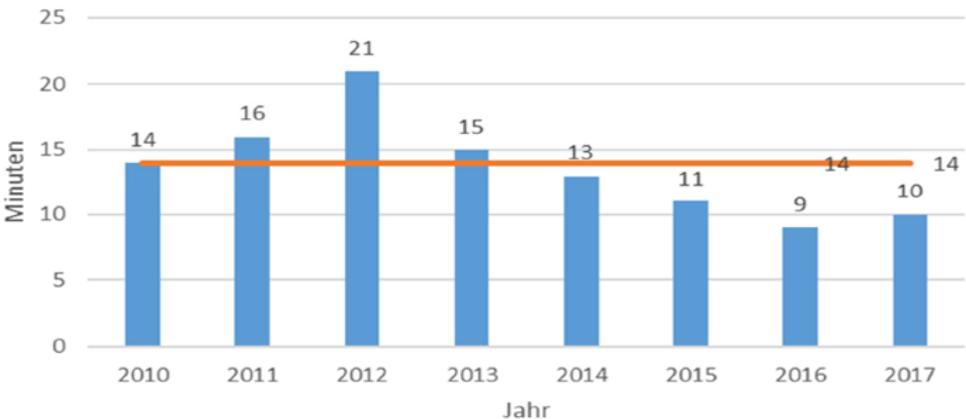


Quelle: EICOM Informationen zur Sunshine-Regulierung, DSV-Forum 8. November 2019

Hierbei zeichnet sich die Entwicklung bzw. der aktuelle Rückgang des WACC beispielsweise recht deutlich ab und auch die Betriebskosten sind nicht zu beanstanden. Die Prognose der dezentralen Einspeiser lässt ebenfalls gute Rückschlüsse auf die zu erwartenden Netzkosten zu.

Auch die Versorgungsqualität in Form der gemeldeten SAIDI-Werte gibt keinen Grund zur Beschwerde:

SAIDI - ungeplante Unterbrüche alle VNB



Quelle: EICOM Informationen zur Sunshine-Regulierung, DSV-Forum 8. November 2019

Im Europäischen Vergleich steht die Schweiz gemeinsam mit den Netzbetreibern aus Deutschland mit den kürzesten Unterbrechungen an der Spitze der Rangfolge. Ferner stellt die EICOM fest, dass 95 % der Netzbetreiber ihre Kostenanträge zum 31. August eines Jahres pünktlich abgeben; 90 % der Netzbetreiber halten die 95-Franken-Regel ein und erscheinen aus Sicht der EICOM als nicht auffällig

Die Zwischenergebnisse der Sunshine-Regulierung dokumentieren, dass die Schweizer Netzbetreiber auf einem guten Weg sind und darüber hinaus in der Lage, eine Verschärfung der Regulierungsinstrumente überflüssig werden zu lassen. Gleichzeitig wird aber auch deutlich, dass die Sunshine-Regulierung nicht nur Transparenz und Licht im Dunkeln bedeutet: Denn da wo Licht ist, wird auch Schatten geworfen und niemand hat Interesse, als Leuchtturm den Schatten auf andere zu werfen.

Die Entwicklung und Festlegung der künftigen Indikatoren bleibt abzuwarten.

6. EICom: Umgang mit Netzanschlusskostenbeiträgen uneinheitlich

Hin und wieder wurde die **EICom** darauf hingewiesen, dass Anschluss- und Netzkostenbeiträge den Kostenvergleich verzerren. So sind insbesondere die Netzbetreiber im Nachteil, die keine derartigen Beiträge erheben. Zur Korrektur sollten die entsprechenden Werte im Rahmen des Benchmarks wieder zum Kapital zugeschlagen und auf dieser neuen (höheren) Basis die Kapitalkosten berechnet werden. Dieser **Einwand** ist methodisch betrachtet **berechtigt**.

Die Beiträge müssen für einen vollständig korrekten Vergleich berücksichtigt werden. Buchhalterisch könnten diese Beiträge nach dem Brutto-Prinzip, dem Netto-Prinzip oder der direkten Verbuchung über die Erfolgsrechnung behandelt werden. Die Branche und die EICom empfehlen aus Transparenzgründen die Verbuchung nach dem Brutto-Prinzip, denn es ist nur bei dem Brutto-Prinzip möglich, die Restwerte der Anschluss- und Netzkostenbeiträge zur Kapitalkostenberechnung zu berücksichtigen, da nur dort die entsprechenden Werte bekannt sind.

Bei der Nettomethode sind die Beiträge nicht bekannt, da sie mit den Anlagewerten verrechnet werden und nur die Differenz ausgewiesen wird. Bei der Verbuchung über die Erfolgsrechnung fehlen die entsprechenden Informationen gänzlich.

Seit der Kostenrechnung für die Tarife 2018 wurde die entsprechende Verbuchungsmethode neu bei allen Netzbetreibern erhoben. Prüfen Sie dennoch, ob sich die Erhebung der Anschluss- und Netzkostenbeiträge unter den aktuellen Rahmenbedingungen und dem sinkenden WACC überhaupt noch lohnt und in wieweit die Beiträge einerseits eine Lenkungsfunktion sowie andererseits eine wirtschaftliche Auswirkung haben.

7. Zum Schluss: Smart-Meter – auch in der Schweiz hat der Rollout begonnen

Zum Thema Smart Meter erreichen uns vielfach Fragen und die Bitte um eine Einschätzung, sodass wir nachfolgend einmal drei Themen behandeln möchten.

Frage: Ab wann und in welcher Form werden die Kosten des Rollouts der Smart Meter von der EICom erhoben?

Einschätzung: Auch wenn noch in der Kostenrechnung 2018 die Kosten für Smart Meter nicht erhoben wurden, wird empfohlen, diese Kosten mit einer separaten Position bspw. in der Jahresrechnung zu erfassen. Ab der Kostenrechnung 2019 ff. war laut EICom die separate Erfassung dann obligatorisch über die Pos. 500 zu führen.

Frage: Welche Kosten im Zusammenhang mit der Einführung und dem Betrieb von Smart Metern sind anrechenbar?

Einschätzung: Gemäss EICom sind grundsätzlich alle Kosten nach Artikel 15 Absatz 1 StromVG anrechenbar. Werden Anlagen nicht nur für den Netzbetrieb eingesetzt (z. B. EDM, Glasfaser etc.), sind nur

die im Elektrizitätsnetz entstehende Kosten anteilig anrechenbar. Zur Ermittlung des Anteils sind geeignete Kostenschlüssel anzuwenden.

TIPP → Insbesondere bei Änderung des Personalkostenschlüssels lohnt sich zu Dokumentationszwecken eine zumindest beispielhafte Erfassung der Prozesse bzw. der Tätigkeiten als Nachweis gegenüber dem Regulator.

Frage: Welche Abschreibungsdauer ist für Smart Meter respektive die einzelnen Komponenten anwendbar?

Einschätzung: Die ECom akzeptiert die Abschreibedauer gemäss dem Kostenrechnungsschema für Verteilnetzbetreiber (KRSV-CH) des VSE für elektronische Zähler von 10 bis 15 Jahren.

TIPP → Elektronische Zähler haben in der Regel eine niedrigere Eichfrist und es ist zur Erfassung der Gefahr von Sonderabschreibungen am Ende der Eichfrist zu klären, ob eine Nacheichung möglich und sinnvoll ist. Wir gehen davon aus, dass spätestens nach Ablauf einer Eichfrist bereits die nächste, verbesserte Generation der Messgeräte am Markt verfügbar sein wird. Grundsätzlich lohnt also die vorherige Überprüfung der Aktivierungsregeln und die Festlegung einer Aktivierungsstrategie für die verschiedenen Zählertypen und Chargen.

Verantwortlicher Herausgeber

B E T Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH

Geschäftsführer: Dr. Alexander Kox, Dr. Olaf Unruh | Generalbevollmächtigte: Dr. Michael Ritzau, Dr. Wolfgang Zander

Alfonsstraße 44 | 52070 Aachen | **T** +49 241 47062-0 | **F** +49 241 47062-600

W www.bet-energie.de | **E** marketing@bet-energie.de | USt-ID-Nr. DE161524830 | Reg.-Gericht: Aachen | HRB 5731

Wir möchten Ihnen gerne weiterhin regelmäßig per E-Mail Informationen über B E T-Veranstaltungen oder unsere Dienstleistungen zukommen lassen. Durch eine formlose Rückantwort oder telefonisch unter +49 241 47062-0 können Sie der Nutzung Ihrer E-Mail-Adresse für Werbezwecke jederzeit mit Wirkung für die Zukunft widersprechen, ohne dass Ihnen hierfür andere als die Übermittlungskosten nach den Basistarifen entstehen.

Weitere Informationen zum Datenschutz bei B E T erhalten Sie auf Anfrage postalisch oder unter www.bet-energie.de/gddv.
