



16.035 – UREK-N

Um- und Ausbau der Stromnetze, Entwurf 2

Bericht der ECom zuhanden der UREK-N betreffend Fragen der UREK-N im Schreiben vom 6. Juni 2017

Mit Schreiben vom 6. Juni 2017 hat die UREK-N die ECom ersucht, zum Modell der UREK-N zur Neuregelung der Tarife in der Grundversorgung Stellung zu nehmen (nachfolgend Ziff. 1). Das Modell der UREK-N soll sich an der langfristigen Ausrichtung der neuen Energiepolitik orientieren und den Fokus auf die erneuerbaren Energien legen. Es sollen in der Grundversorgung nur inländische Kraftwerke berücksichtigt werden, die erneuerbare, nicht bereits geförderte Energie produzieren. Dadurch werde verhindert, dass die Wasserkraftwerke ihre Produktion aufgrund der tiefen Strommarktpreise weiterhin unter den Gestehungskosten verkaufen müssten. Insbesondere interessiert die UREK-N, in welcher Art und Weise der Gesetzesentwurf aus Sicht des Regulators möglicherweise noch präzisiert oder ergänzt werden müsste (nachfolgend Ziff. 1 und 4), um eine verbindliche Umsetzung im Sinne der dargelegten Intention der UREK-N zu garantieren. Die ECom wird zudem gebeten, sich zu möglichen Umsetzungsproblemen (nachfolgend Ziff. 1) zu äussern, insbesondere zur allenfalls notwendigen Auflösung bzw. Neuverhandlung von abgeschlossenen Lieferverträgen (nachfolgend Ziff. 1.2.1). Schliesslich ersucht die UREK-N um Unterstützung bei der Abschätzung der Kostenfolgen (nachfolgend Ziff. 2 und 3).

Die ECom nimmt zu den von Ihnen aufgeworfenen Punkten gerne wie folgt Stellung:

1. **Stellungnahme zum Modell der UREK-N und Umsetzungsprobleme**

1.1 **Vorbemerkungen ECom**

Die ECom ist mit dem Vollzug des StromVG¹ betraut. Die nachfolgenden Ausführungen erfolgen damit mit dem Fokus „Versorgungssicherheit“ und „angemessene Tarife“.

In der UREK-N vom 24. April 2017 hat die ECom ausgeführt, dass sie keinen Rechtsetzungsbedarf zur Korrektur des Bundesgerichtsentscheides in Sachen CKW und damit zur Neuregelung der Tarife in der Grundversorgung sieht (siehe Protokoll der UREK-N vom 24. April 2017). Daran hat sich nichts geändert, insbesondere aus folgenden Gründen:

¹ Bundesgesetz über die Stromversorgung vom 23. März 2007 (Stromversorgungsgesetz, StromVG; SR 734.7).

- Das Urteil betrifft nur einen kleinen Teil der Netzbetreiber. Nur bei sechs Netzbetreibern geht es um substanzielle Beträge. Auch diese sechs sind durch die Durchschnittspreismethode nicht existenziell gefährdet. Die ECom steht mit diesen Netzbetreibern in Kontakt.
- Nur Verteilnetzbetreiber mit Endverbrauchern in der Grundversorgung, nicht aber Axpo und Alpiq, sind von diesem Urteil betroffen.
- Die Aufhebung von Artikel 6 Absatz 5 StromVG verschärft die Verzerrung der Teilmarktöffnung. Sie bestraft zudem die Verteilnetzbetreiber, die sich an das Gesetz gehalten haben.
- Die Durchschnittspreismethode führt im Allgemeinen nicht zu negativen Investitionsanreizen.
- Mit der Marktprämie nach Artikel 30 f. nEnG² und der Möglichkeit, Gestehungskosten in die Grundversorgungstarife einzurechnen, besteht für die Wasserkraft bereits eine Übergangslösung. Damit wurde Zeit gewonnen, um die Diskussion über die weitere Förderung inländischer erneuerbarer Energien im Kontext des Energiemarktdesigns zu führen.
- Aus Sicht der ECom ist insbesondere die Abgrenzung von Massnahmen zum sog. Missing Money-Thema von Massnahmen zur Stärkung der Versorgungssicherheit zu beachten. Eine Gesetzesänderung ist aufgrund der finanziellen Situation von Schweizer Elektrizitätsversorgungsunternehmen unter dem Aspekt des Missing Money-Themas nicht notwendig (vgl. Ziff. 2 und 3). Wie zu zeigen sein wird, kann das Modell der UREK-N die Versorgungssicherheit sogar gefährden (vgl. Ziff. 1.2.1).

Schliesslich erlaubt sich die ECom den Hinweis, dass aus ihrer Sicht aufgrund der Auswirkungen auf zahlreiche Akteure und der damit einhergehenden Interdependenzen eine Vernehmlassung durchzuführen wäre (Art. 3 Abs. 1 Bst. b VIG³).

1.2 Ergänzier Artikel 6 Absatz 1

1.2.1 Physische Lieferung

Der Wortlaut des ergänzten Artikels 6 Absatz 1 deutet darauf hin, dass von einem Modell ausgegangen wird, bei welchem die Elektrizität aus inländischen Kraftwerken, die erneuerbare Energien ohne gesetzliche Unterstützungs- oder Fördermassnahmen produzieren, physisch an die Endverbraucher in der Grundversorgung geliefert wird. Die Verteilnetzbetreiber haben unter dieser Voraussetzung die zur Versorgung der Endverbraucher mit Grundversorgung benötigte Energiemenge aus einheimischer Wasserkraft einzukaufen, falls sie nicht selber im entsprechenden Umfang über derartige Eigenproduktion verfügen.

Die Ausgestaltung eines solchen Modells kann in einem vermaschten Netz unmöglich „physisch“ zwischen Produktion und Verbrauch erfolgen. Jedoch wäre eine zumindest bilanzierungsweise Umsetzung einer physischen Lieferung durch zeitgleiche Produktion und Verbrauch als Anforderung für die Grundversorgung möglich. Die Auslegung dieser Zeitgleichheit kann von einer Viertelstunde über einen Tag, einen Monat bis zu einem Jahr reichen. Nachfolgend wird eine notwendige Zeitgleichheit von Produktion und Verbrauch während einer Stunde angenommen, damit der Intention einer Lieferung mit einheimischer Wasserkraft Rechnung getragen wird.

Ein solches Modell kann die Versorgungssicherheit gefährden:

- Strom aus ausländischen Anlagen und Strom aus konventionellen Kraftwerken (nicht erneuerbar) darf nicht mehr in der Grundversorgung abgesetzt werden. Sollte zu gewissen Stunden zu wenig erneuerbare, nicht geförderte Elektrizität aus inländischen Kraftwerken verfügbar sein, können die grundversorgten Endverbraucher nicht mehr mit genügend Elektrizität beliefert werden. Es wäre also notwendig, einen Zusatz vorzusehen, der definiert, wie eine derartige Lücke geschlossen werden soll.

² Energiegesetz vom 30. September 2016 (EnG; SR 730.0).

³ Bundesgesetz über das Vernehmlassungsverfahren vom 18. März 2005 (Vernehmlassungsgesetz, VIG; SR 172.061).

- Es ist nicht auszuschliessen, dass die Preise auf dem Strommarkt in Zukunft wieder steigen und attraktiver sind als die regulierten Preise in der Grundversorgung. Artikel 6 Absatz 1 adressiert die Verteilnetzbetreiber und enthält keine Lieferpflichten für die Produzenten. Die Produzenten werden ihren Strom dort verkaufen, wo sie die höchsten Preise erzielen. Artikel 6 Absatz 1 in der Fassung der UREK-N sollte also mindestens um einen Zusatz ergänzt werden, dass entweder die Produzenten direkt verpflichtet werden oder die Verpflichtung der Verteilnetzbetreiber nur gilt, wenn Elektrizität mit der entsprechenden Qualität zu angemessenen Preisen verfügbar ist. Die Angemessenheit der Preise wäre separat zu definieren.
- Die Regelenergie, welche Swissgrid zum Ausgleich der Differenz zwischen Stromproduktion und -verbrauch und somit für die Einhaltung der Frequenz von 50 Hertz benötigt, stammt zu geschätzten 90 Prozent aus Wasserkraft. Mit dem vorgeschlagenen Modell würden die Verteilnetzbetreiber die Elektrizität aus Wasserkraft primär für die Grundversorgung einsetzen, womit es insbesondere im Winter zu Engpässen auf dem Regelenergiemarkt kommen kann. Der aktuell gut funktionierende Regelenergiemarkt Schweiz müsste zusätzlich reguliert werden. Zudem wäre die Teilnahme an den internationalen Vermarktungsplattformen für hochflexible Produktion kaum mehr möglich.
- Die optimierte Speicherbewirtschaftung ist teilweise in Frage gestellt oder wird sogar unmöglich. Die Kraftwerksbetreiber sind, soweit es sich gleichzeitig um Verteilnetzbetreiber handelt, nicht mehr in der Lage, die zur Verfügung stehenden Optionen zu nutzen, sondern müssen die Energie, soweit sie nicht als gefördert gilt, auch in Tiefpreisphasen für die Grundversorgung einsetzen. Es ist daher möglich, dass die Speicherseen für die Versorgungsenergie schon im Verlauf des Winters entleert werden. Dies ist nachteilig für die Versorgungssicherheit der Schweiz.
- Die wirtschaftliche Situation der Kernkraft verschlechtert sich, da sie nicht für die Grundversorgung eingesetzt werden darf. Bei einer wirtschaftlich bedingten Ausserbetriebnahme der KKW erhöhen sich die Importrisiken zusätzlich.
- Die Schweizer Wasserkraft ist nur noch eingeschränkt für die Hilfestellung ans Ausland in Notsituationen verfügbar. Die Nachbarländer benötigen dadurch selber zusätzliche Sicherheitsmargen. Dadurch wird die Exportfähigkeit an Nachbarländer eingeschränkt und im Gegenzug die Unterstützungsbereitschaft der Nachbarländer für die Schweiz negativ beeinflusst.

Mögliche Umsetzungsprobleme:

- Wenn die Stundenschärfe der Qualität des schweizerischen, erneuerbaren Stroms vor der Lieferung an die Grundversorgung gewährleistet sein muss, so ist aus operativer Sicht ein fahrplanfähiges, stundenscharfes Herkunftsnachweis-System Voraussetzung. Ein solches System besteht heute noch nicht in der Schweiz: Herkunftsnachweise werden für Monate, Quartale und Jahre ausgestellt (Art. 2 Abs. 2 HKNV⁴).
- Die durchschnittliche Produktionserwartung aus Wasserkraft beträgt gemäss Tabelle 34 der Schweizerischen Elektrizitätsstatistik in den Jahren 2016 bis 2020 36.6 TWh. Die gemeldete Planmenge für den Stromverbrauch in der Grundversorgung beträgt für das Jahr 2017 32.6 TWh. Wenn der Anteil erneuerbare, nicht geförderte Elektrizität aus inländischen Kraftwerken den Verbrauch übersteigt, ist beim Modell der UREK-N zusätzlich detailliert festzulegen, wie eine Zuteilung der Produktion auf den Verbrauch erfolgen soll: nach Preis (billigste zuerst), nach Grösse (kleine zuerst), nach örtlicher Nähe (ortsnahe zuerst), oder auf Basis sonstiger Zuteilungskriterien. Die Umsetzung derartiger Zuteilungskriterien wird eine neue Aufgabe für die Stromwirtschaft.
- Das Modell der UREK-N scheint davon auszugehen, dass die Lieferpflicht mit Herkunftsnachweisen erfüllt werden kann: somit würden neben der physischen Stromlieferung auch gleichzeitig die Herkunftsnachweise der Wasserkraft an die Endverbraucher übergehen. Das Angebot übersteigt im Sommerhalbjahr die Nachfrage. Damit ergibt sich aus dem Verkauf von Herkunftsnachweisen nur ein beschränkter Mehrertrag. Im Winterhalbjahr übersteigt die Nachfrage das Angebot. Aufgrund der Lieferpflicht entsteht aber kein Marktgleichgewicht und es wären administrierte Preise notwendig.
- Mit der Formulierung „ohne gesetzliche Unterstützungs- oder Fördermassnahmen“ dürften sämtliche Zahlungen nach den Kapiteln 4 bis 6 nEnG gemeint sein, d.h., auch die Marktprämie und Investitionsbeiträge und allenfalls weitere Unterstützungs- oder Fördermassnahmen nach kantonalem

⁴ Verordnung des UVEK über den Nachweis der Produktionsart und der Herkunft von Elektrizität vom 24. November 2006 (Herkunftsnachweis-Verordnung, HKNV; SR 730.010.1).

Recht. Ob z.B. die Senkung der Wasserzinsen im Kanton Bern eine solche Unterstützungs- oder Fördermassnahme wäre, ist unklar. Bei Anlagen, welche einen Investitionsbeitrag erhalten haben (z.B. Einmalvergütung für PV-Anlagen), ist der Verteilnetzbetreiber innerhalb der in Artikel 15 Absatz 1 EnG⁵ festgelegten Grenzen zur Abnahme der erzeugten Elektrizität verpflichtet, darf diese aber nicht seinen Endverbrauchern in der Grundversorgung weiter geben. Auch andere Verteilnetzbetreiber werden ihm diesen Strom aus dem gleichen Grund nicht abkaufen. Für den Verteilnetzbetreiber entstehen ein höherer Abwicklungsaufwand und unter Umständen ungedeckte Kosten, da fraglich ist, wer den geförderten Strom aus erneuerbaren Energien überhaupt abnehmen wird.

- Bei der Direktvermarktung nach Artikel 21 nEnG wird sich für den Produzenten der Zustand einstellen, dass kaum ein Verteilnetzbetreiber seine Energie abnehmen wird, da der Verteilnetzbetreiber diese nicht an seine grundversorgten Endverbraucher weiter verkaufen darf.

Rechtliche Anmerkungen, insbesondere zu den Lieferverträgen:

- Ein Teil der Verteilnetzbetreiber beschafft die Grundversorgungsenergie bis zu einem Jahr im Voraus. Bei jenen Netzbetreibern könnten Umsetzungsprobleme bezüglich abgeschlossenen Lieferverträgen mit einer Übergangsbestimmung abgedeckt werden. Einige Verteilnetzbetreiber dürften aber mehrjährige Beschaffungsverträge abgeschlossen haben, um ihre Lieferpflicht in der Grundversorgung zu erfüllen. Haben sie Strom eingekauft, der nach dem Modell der UREK-N nicht mehr in der Grundversorgung abgesetzt werden darf, müssen sie dafür anderweitige Absatzmöglichkeiten finden. Es gilt der Grundsatz, dass Verträge zu halten sind. Ob es Kündigungsmöglichkeiten gibt oder die Verträge ungültig sind, muss in jedem einzelnen Fall anhand des Vertrages geprüft werden. Die EICOM kann daher nicht in genereller Art und Weise zur Frage Stellung nehmen, inwiefern Verträge aufgelöst oder neu verhandelt werden müssen. Sie kann lediglich darauf hinweisen, dass eine Rechtsunsicherheit entstehen wird.
- Es ist nicht auszuschliessen, dass es zu Schadenersatzforderungen der betroffenen Verteilnetzbetreiber gegenüber dem Bund kommt (z.B. wegen materieller Enteignung oder Vertrauensschaden), wenn sie die eingekaufte Elektrizität aufgrund der neuen Gesetzgebung nicht mehr absetzen können.
- Es ist zudem davon auszugehen, dass das Modell der UREK-N die Wirtschaftsfreiheit der Verteilnetzbetreiber verletzt, da gewisse Technologien und ausländische Elektrizität nicht mehr zur Grundversorgung verwendet werden dürfen. Zur Wahrung dieser Freiheit könnte dies zur Ausgliederung der Produktion bisher integrierter Elektrizitätsversorgungsunternehmen mit Verteilnetzen führen. Ebenso zu beachten sind die Vorgaben des WTO-Rechts und des internationalen Handelsrechts (siehe dazu im Detail Bundesamt für Energie, Bericht zu den Vorschlägen aus der UREK-N zu Art. 6 und Art. 15 Abs. 2 StromVG, März 2017 [nachfolgend Bericht BFE], S. 19 f.).
- Das Modell der UREK-N passt lediglich Artikel 6 und nicht auch Artikel 7 StromVG an. Es ist daher davon auszugehen, dass es mit der vollen Marktöffnung aufgehoben wird (Art. 34 Abs. 3 StromVG).

1.2.2 Finanzielle Abwicklung

Neben der zuvor betrachteten physischen wäre auch eine rein finanzielle Abwicklung vorstellbar. Hier bestehen verschiedene Möglichkeiten der Ausgestaltung. Nachfolgend wird von einem „Topf“ ausgegangen, der von den grundversorgten Endverbrauchern gefüllt und an die Produzenten von erneuerbarer Elektrizität aus inländischen Kraftwerken ohne gesetzliche Unterstützungs- oder Fördermassnahmen verteilt wird. Die Administration kann dabei zentral oder dezentral ausgestaltet werden.

Kommen die grundversorgten Endverbraucher für sämtliche ungedeckten Kosten der Produzenten von erneuerbaren Energien auf, unabhängig von der Tatsache, dass die totale Verbrauchsmenge unter der totalen Produktionsmenge liegt, handelt es sich um eine Massnahme mit rein fiskalischem Charakter. Auf die diesbezüglichen verfassungsrechtlichen Bedenken hat das BFE in seinem Bericht an die UREK-N vom März 2017 bereits fundiert hingewiesen (S. 17 f.).

⁵ Energiegesetz vom 26. Juni 1998 (EnG; SR 730.0).
26. Juni 2017

Die Grundsätze des Unterstützungsmodells müssten auf Gesetzesstufe verankert werden (siehe dazu im Detail Bericht BFE, S. 17 f.). Damit die EICom Vorschläge zur Ergänzung von Bestimmungen machen könnte, müssten zuerst die Details des Unterstützungsmodells bekannt sein (u.a. physisch/finanziell, Ausgestaltung eines finanziellen Modells).

1.3 Neuer Artikel 6 Absatz 1^{bis}

Zu den Grundsätzen, welche bei der Gesetzesdelegation einzuhalten sind, wird auf den Bericht des BFE an die UREK-N vom März 2017 verwiesen (S. 17 f.). Die EICom geht davon aus, dass der neue Absatz diesen Grundsätzen nicht genügt, da die Delegationsnorm zu unbestimmt ist. Die Einzelheiten des Unterstützungsmodells liegen wohl noch nicht vor. Aus der Medienmitteilung der UREK-N vom 25. April 2017 ergibt sich, dass die UREK-N angemessene Tarife für die gebundenen Stromkunden, welche sich an einer effizienten Produktion orientieren, sicherstellen möchte. Unter Umständen besteht mit Blick auf den ursprünglichen Antrag 15 die Vorstellung, dies mittels einer Tarifobergrenze zu erreichen. Nachdem die Einzelheiten des Unterstützungsmodells noch nicht vorliegen, kann die EICom dazu keine präzisere Bestimmung formulieren.

1.4 Streichen Artikel 6 Absatz 5

Was schliesslich das Festhalten an der Aufhebung der Durchschnittspreismethode betrifft (Art. 6 Abs. 5 StromVG), ist auf die Präsentation der EICom vom 24. April 2017, die Vorbemerkungen in Ziffer 1.1. dieses Berichts sowie auf den Bericht des BFE an die UREK-N vom März 2017 zu verweisen (S. 5 f.). Nach Auffassung der EICom ist eine Streichung dieser Bestimmung und eine Ergänzung der übrigen Absätze abzulehnen (siehe Stellungnahme EICom in der UREK-N vom 24. April 2017).

1.5 Streichen Artikel 33b

Dass der vom Ständerat verabschiedete Artikel 33b gestrichen werden soll, ist zu begrüssen, da er eine unzulässige echte Rückwirkung statuiert hätte.

1.6 Ergänzter Artikel 1 Absatz 2

Die Ergänzung des Zweckartikels in Artikel 1 Absatz 2 Buchstabe b StromVG wäre aus gesetssystematischer Sicht eher im EnG einzufügen (siehe u.a. Art. 2 nEnG).

Inwiefern das Modell der UREK-N der wettbewerblichen Stärkung der inländischen Elektrizitätsproduktion dient, ist für die EICom nicht ersichtlich. Es scheint viel eher um Stützung als um Wettbewerb zu gehen. Die Grundversorgung unterliegt zudem gerade nicht dem Wettbewerb.

2. Finanzielle Situation von Schweizer Elektrizitätsversorgungsunternehmen

Im ersten Halbjahr 2017 haben diverse Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) ihre Zahlen für das abgelaufene Geschäftsjahr veröffentlicht. Eine Vielzahl der Unternehmen weist Gewinnsteigerungen oder zumindest solide Jahresergebnisse aus; negative Jahresabschlüsse sind nur wenige auszumachen. Selbst EVU, die über eine nennenswerte Eigenproduktion verfügen und somit potenziell dem Risiko tiefer Strommarktpreise ausgesetzt sind, verzeichnen mehrheitlich positive Betriebsergebnisse. Einmal mehr haben die Erträge aus den regulierten Aktivitäten (Stromverkauf an gebundene Kunden und Verteilnetzbetrieb) einen stabilisierenden Effekt gezeitigt.

Angesichts dieser Zahlen erscheint die Situation in der Branche nicht derart schlimm, wie sie in der politischen Debatte derzeit diskutiert wird. Diese dürfte denn auch stark durch die vergangenen Geschäftsergebnisse der beiden grössten Schweizer Stromproduzenten, die Alpiq Holding AG und die Axpo Holding AG, geprägt sein. Beide Konzerne mussten für die letzten fünf Jahre teilweise tiefrote Zahlen kommunizieren. Wertberichtigungen und Rückstellungen hatten die Betriebsergebnisse stark belastet. Bei Axpo beispielsweise hatten diese Sondereinflüsse das operative Betriebsergebnis in den letzten zwei Geschäftsjahren um 1.6 und 1.5 Milliarden Franken belastet (vgl. Tabelle 1, Ebit und Ebit vor Sondereinflüssen). Hinzu kommt, dass sowohl Alpiq wie auch Axpo – zumindest direkt – keine Endverbraucher in der Grundversorgung beliefern, und somit nicht von diesem stabilisierenden Moment profitieren konnten. Da Alpiq heute über kein eigenes Verteilnetz mehr verfügt, fehlen auch die regulierten Einnahmen aus diesem Bereich. Gleichwohl konnte Alpiq für 2016 wieder schwarze Zahlen vermelden; Veräusserungen von Geschäftsteilen sowie die teilweise Auflösung von in den Vorjahren gebildeten Rückstellungen für belastende Energiebeschaffungsverträge wirkten sich positiv aus. Auch Axpo konnte am 14. Juni 2017 ein im Vergleich mit dem Vorjahr deutlich verbessertes Halbjahresergebnis vermelden (in der folgenden Tabelle nicht ersichtlich).

Alpiq	2016 in Mio. CHF	2015 in Mio. CHF	2014 in Mio. CHF	2013 in Mio. CHF	2012 in Mio. CHF
Ebit vor Sondereinflüssen	204	261	356	499	524
Ebit	379	-511	-673	279	-924
Reinergebnis	294	-830	-902	18	-1'094
Bilanzsumme	9'852	10'435	11'861	14'508	14'863
Eigenkapitalquote in %	39.4%	36.6%	39.7%	40.2%	32.4%
Axpo	2015/16 in Mio. CHF	2014/15 in Mio. CHF	2013/14 in Mio. CHF	2012/13 in Mio. CHF	2011/12 in Mio. CHF
Ebit vor Sondereinflüssen	390	622	662	n.v.	n.v.
Ebit	-1'226	-867	-838	364	329
Reinergebnis	-1'252	-990	-730	212	282
Bilanzsumme	18'588	18'908	20'219	20'557	18'684
Eigenkapitalquote in %	24.9%	32.1%	37.2%	40.5%	42.7%

Tabelle 1: Finanzkennzahlen Alpiq (2012–2016) und Axpo (2011/12–2015/16)

Insgesamt kommt man aufgrund der Angaben aus Tabelle 1 zum Schluss, dass die betriebliche Leistungsfähigkeit der beiden grossen Stromversorger zwar nachgelassen hat, die Ergebnisse aber vor allem stark durch Sondereinflüsse bestimmt wurden. Welche konkreten Umstände ursächlich für diese Sonderfaktoren waren und ob derart starke Wertberichtigungen betriebswirtschaftlich notwendig waren, bleibt für Aussenstehende unklar. Auch wenn die Bonität von Alpiq und Axpo in den vergangenen Jahren zurückgestuft wurde, verfügen beide Konzerne nach wie vor über ein Rating (Alpiq BBB- (März 2017); Axpo BBB+ (Ende 2016)), das ihnen den Zugang zum Kapitalmarkt als Finanzierungsquelle sicherstellt. Im Weiteren verfügen beide EVU nach wie vor über eine solide Liquiditätsbasis, um ihren laufenden Verpflichtungen nachkommen zu können.

Neben den zwei grossen Alpiq und Axpo gibt es in der Schweiz weitere rund 650 Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Nachfolgend sollen von einigen die Betriebsergebnisse und Bilanzstruktur über die vergangenen zwei Geschäftsjahre betrachtet werden. Der Fokus liegt dabei zunächst auf den Aktionären von Alpiq bzw. Axpo. Alle Zahlen wurden den öffentlich zugänglichen Geschäftsberichten der Unternehmen entnommen und beinhalten neben dem Kerngeschäft auch Erträge aus anderen Tätigkeitsbereichen. Die Detailergebnisse sind der Tabelle 2 zu entnehmen; wenn nichts anderes erwähnt ist, werden nachfolgend Medianwerte kommuniziert.

Alpiq ist im Wesentlichen im Besitz der EOS (Romande Energie, SIG, Groupe E, SIL und FMV), EDF, EBM und EBL. Gemessen am Ebit (Betriebsergebnis vor Zinsen und Steuern) wiesen sämtliche Schweizer Eigner sowohl für 2015 als auch 2016 zweistellige Millionenbeträge aus (Medianwert: 24 Mio. CHF). Werden diese Zahlen noch vor den Abschreibungen von Sachanlagen und immateriellen Anlagen betrachtet (Ebitda), steigen die Werte etwa um den Faktor drei. Die Rentabilität der Unternehmen gemessen am Umsatz, d.h. an der Ebit- resp. Ebitda-Marge, lag im Schnitt bei 11 resp. 25 Prozent – Spitzenwerte

im Vergleich zu anderen Schweizer Industrieunternehmen (vgl. Finanzielle Performance Schweizer Industrieunternehmen, IFBC 2013; wonach die Ebitda-Marge über alle Schweizer Industrieunternehmen im Bereich von 12% liegt). Darüber hinaus verfügen die Eigner über im Vergleich mit anderen Branchen ungewöhnlich hohe Eigenkapitalquoten (Median: 66%) und sind somit mehr als solide finanziert. Die Reserven aller Anteilseigner – soweit publiziert – betragen insgesamt rund 9 Milliarden Franken und entsprechen somit in etwa der Bilanzsumme von Alpiq.

Axpo ist im Besitz der Nordostschweizer Kantone (ZH, AG, SG, AI, TG, SH, GL, ZG) bzw. derer Kantonswerke. Von den neun Eigentümern sind nur die Geschäftszahlen der vier Kantonswerke öffentlich verfügbar. Die Betriebsergebnisse sehen ähnlich positiv aus, wie jene der Alpiq-Aktionäre. Die Ebit- und Ebitda-Margen lagen im Median bei 10 und 20 Prozent. Mit Eigenkapitalquoten von um die 80 Prozent verfügen die Axpo-Aktionäre über eine noch stärkere finanzielle Basis.

Ungeachtet der Schwierigkeiten von Alpiq und Axpo kann die Mehrheit der Aktionäre mehr als solide Zahlen präsentieren. Die Aktionäre sind finanziell in der Lage, die negativen Ergebnisse von Alpiq bzw. Axpo auszugleichen.

	Anteil in %	Ebit-Marge		Ebitda-Marge		EK-Quote		
		in %	in %	in %	in %	in %	in %	
		2016	2015	2016	2015	2016	2015	
Alpiq ohne Sondereinflüsse		3.4	3.9	6.5	7.1			
Alpiq (gem. IFRS)		6.2	-7.6	12.8	0.7	39.4	36.6	
Axpo ohne Sondereinflüsse		7.5	11.1	12.3	14.9			
Axpo (gem. IFRS)		-23.7	-15.5	-7.0	11.5	24.9	32.1	
	<i>Median</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>25</i>	<i>24</i>	<i>66</i>	<i>69</i>	
Alpiq-Aktionäre	EOS	31.44	16.6	15.2	59.5	52.0	82.4	87.3
	– Romande Energie (28.72%)	9.03	16.1	17.4	25.1	26.9	79.1	78.1
	– SIG (23.02%)	7.24	6.0	6.5	23.6	24.0	39.5	39.2
	– Groupe E (22.33%)	7.02	14.4	14.4	24.6	24.2	73.5	69.9
	– SIL (20.06%)	6.31	Rg. Stadt Lausanne					
	– FMV (5.87%)	1.85	6.6	9.3	8.4	12.8	31.4	31.6
	EDF	25.04	Frankreich					
	EBM	13.65	4.7	4.7	13.2	14.2	66.2	73.5
	EBL	7.13	11.1	12.7	29.1	22.6	62.0	60.2
	Kt. SO	5.61	Kantonsrechnung					
	AIL	2.13		9.1		42.3		28.2
	IBAAarau	2.00	11.5	11.1	20.5	18.6	65.2	67.6
	WW Zug	0.91	21.1	20.5	39.6	37.6	87.8	86.8
	Publikum	12.09	Keine Angaben					
	<i>Median</i>	<i>10</i>	<i>10</i>	<i>20</i>	<i>20</i>	<i>78</i>	<i>79</i>	
Axpo-Aktionäre	Kanton ZH	18.34	Kantonsrechnung					
	EKZ	18.41	9.1	10.6	22.3	21.3	76.5	80.1
	Kanton AG	13.98	Kantonsrechnung					
	AEW Energie	14.03	12.1	10.5	17.8	19.9	79.1	78.7
	SAK	12.50	10.4	8.8	23.5	20.0	44.1	44.7
	EKT	12.25	4.5	6.9	12.8	13.5	88.2	96.3
	Kanton SH	7.88	Kantonsrechnung					
	Kanton GL	1.75	Kantonsrechnung					
	Kanton ZG	0.87	Kantonsrechnung					
	<i>Median</i>	<i>12</i>	<i>9</i>	<i>18</i>	<i>17</i>	<i>52</i>	<i>45</i>	
Weitere EVU	BKW		12.1	11.7	19.8	19.8	34.3	32.2
	Repower		1.2	-3.6	3.0	2.2	44.8	32.8
	CKW		-9.6	9.9	-2.6	19.2	62.1	68.4
	IWB		15.1	4.3	26.4	16.0	60.5	58.7
	ewb		12.5	8.3	28.0	24.8	33.3	32.2
	AET			3.7		7.4		38.9
	Onyx		12.6	13.2	18.1	17.7	52.3	51.9
	AEK		9.7	8.8	17.7	16.3	67.5	64.3

Tabelle 2: Finanzielle Kennzahlen Schweizer EVU (2015–2016)

Wird der Blick auf acht weitere grosse EVU ausgedehnt, sind auch hier vergleichbar solide Ergebnisse zu beobachten (Tab. 2, untere Hälfte). So konnte beispielsweise auch die BKW, welche schweizweit am meisten Endverbraucher mit Strom beliefert, Umsatz und Gewinn zuletzt deutlich steigern. Einzig die durchschnittliche Eigenkapitalquote ist mit gut 50 Prozent sichtbar tiefer, allerdings seit dem Vorjahr um sieben Prozentpunkte gestiegen und im Vergleich mit anderen Branchen immer noch äusserst grosszügig bemessen. Bei allen positiven Ergebnissen fallen einzig die negativen Betriebsergebnisse der CKW (2016) sowie von Repower (2015) auf. Das CKW-Ergebnis wurde ähnlich zu Axpo durch Wertanpassungen auf eigenen Kraftwerken, Beteiligungen und Energiebeschaffungsverträgen belastet. Das Repower-Betriebsergebnis wurde ebenfalls durch ausserordentlichen Wertberichtigungen sowie Rückstellungen belastet.

Am 23. Juni 2017 hat das BFE die Elektrizitätsstatistik 2016 veröffentlicht. Diese weist in Tabelle 36 für das Jahr 2015 einen Verlust über die 335 betrachteten EVU von rund 190 Millionen Franken aus, nachdem in den vergangenen Jahren stets erhebliche Gewinne resultierten. Damit scheinen diese neusten Zahlen im Widerspruch zur obigen Analyse zu stehen. Dieser Verlust wird aber weitestgehend durch die in Tabelle 2 ausgewiesenen grossen Sondereffekte bei Axpo und Alpiq verursacht. Den meisten Unternehmen der Branche geht es gut. Dies zeigen auch die in der Tabelle 35 der Elektrizitätsstatistik ausgewiesenen Reserven, die insgesamt rund 22.5 Milliarden Franken betragen.

3. Fördermodelle und deren Kostenfolge

Zur Förderung der heimischen Wasserkraft hat die UREK-N Ende April 2017 ein weiteres Modell in die Debatte eingebracht: So sollen in der Grundversorgung nur inländische Kraftwerke berücksichtigt werden, die erneuerbare, aber nicht bereits geförderte Energie produzieren – also primär Wasserkraftwerke.

3.1 Grundsätzliche Bemerkungen

Mit dem ersten Massnahmenpaket zur Energiestrategie 2050 hat sich der Souverän mit dem Modell der Marktprämie für die befristete Subvention der Wasserkraft im Umfang von jährlich 120 Millionen Franken ausgesprochen. Gleichwohl dreht sich die Debatte weiter um das Thema «Stützung der Wasserkraft»; die beschlossene Stützung reiche angesichts tiefer Marktpreise nicht aus, um die Gesamtkosten der Kraftwerksbetreiber zu decken. Zur Lösung des Problems schlug Swisselectric eine sogenannte Grundversorgungsprämie (GVP) vor: Die aus dem GVP-System generierten Erlöse sollen dazu verwendet werden, das angenommene Defizit der Schweizer Wasserkraftwerke zu decken. Die Höhe der GVP schätzt Swisselectric auf 1.5 Rp./kWh, dieser Betrag soll allen Endverbrauchern in der Grundversorgung angelastet werden.

Die 1.5 Rp./kWh sind das Resultat folgender Überlegungen von Swisselectric: Bei unterstellten Gesteuerungskosten von durchschnittlich 7.1 Rp./kWh und erwartetem Absatzpreis von 3.7 Rp./kWh resultiert bei einer jährlichen Produktionsmenge der Wasserkraftwerke von 34.7 TWh ein hypothetisches Defizit von 1.2 Milliarden Franken. In einer groben Schätzung der Swisselectric wird davon ausgegangen, dass die Hälfte davon bereits heute den grundversorgten Endverbrauchern angelastet wird. Unter Berücksichtigung der Marktprämie von 120 Millionen Franken verbleibt also ein Betrag von 480 Millionen Franken als sog. „Missing Money“. resp. 1.5 Rp./kWh als GVP (vgl. folgende Tabelle 3, 1. Spalte). Dabei sind die berechneten Beträge bis zur Zeile «ungeddeckte Kosten 2» auf 100 Millionen Franken gerundet.

	Berechnung Swisselctric	Sensitivitäten			
		Gestehungs- kosten ¹⁾	Absatzpreis	SDL	kombiniert
Menge [TWh] ²⁾	34.7	36.6	36.6	36.6	36.6
Kosten / kWh [Rp/kWh]	7.1	6.9	7.1	7.1	6.9
davon: - Overhead [Rp/kWh] ³⁾	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
-Produktion [Rp/kWh]	6.3	6.1	6.3	6.3	6.1
Kosten [Mio. Fr.]	2500	2500	2600	2600	2500
Absatzpreis /kWh [Rp/kWh]	3.7	3.7	4.8	3.7	4.8
abzügl. Erlöse Absatz [Mio. Fr.]	-1300	-1400	-1800	-1400	-1800
Ungedeckte Kosten 1 [Mio. Fr.]	1200	1200	800	1200	800
abzügl. Erlöse SDL [Mio. Fr.]	0	0	0	-200	-200
Ungedeckte Kosten 2 [Mio. Fr.]	1200	1200	800	1000	600
Anteil am Markt (Hälfte)	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Ungedeckte Kosten 3 [Mio. Fr.]	600	600	400	500	300
abzügl. Marktprämie [Mio. Fr.]	-120	-120	-120	-120	-120
"Missing Money" [Mio. Fr.]	480	480	280	380	180

1) Kosten Produktion vgl. Filippini und Geissmann, 2014, S. 35, 6.1 Rp./kWh; enthalten ist ein Gewinn der Eigentümer von rund 350 Mio.

2) Produktionserwartung 2016 - 2020 gemäss Elektrizitätsstatistik (Tab. 34)

3) bei Swisselctric inkl. Overhead von 0.8 Rp./kWh; vgl. "Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft in der Schweiz" in: Wasserwirtschaft 1/2017, S. 22;

im Vergleich zu Swisselctric geänderte Parameter

Tabelle 3: Simulationen zur Berechnung «Missing Money»

Aus Sicht der EICom weist obige Modellrechnung eine Vielzahl von gewichtigen Kritikpunkten auf:

- Die durchschnittliche Produktionserwartung aus Wasserkraft beträgt gemäss Tabelle 34 der Schweizerischen Elektrizitätsstatistik in den Jahren 2016 bis 2020 36.6 TWh.
- Die angenommenen Gestehungskosten (inkl. Overhead) von 7.1 Rp./kWh liegen am oberen Rand der uns bekannten Schätzungen. Andere Studien (bspw. Filippini M. und T. Geissmann, ETHZ: 2014) gehen von 6.1 Rp./kWh. Gestehungskosten (ohne Overhead, aber inklusive Eigenkapitalrendite von 7.5 Prozent) für Schweizer Wasserkraft aus; neuste Studien sprechen gar von durchschnittlichen Gestehungskosten von 4.5 bis 5.0 Rp./kWh (Enerprice 2017 sowie Hanser und Partner 2016). Wenn der unseres Erachtens grosszügig bemessene Overhead von 0.8 Rp./kWh belassen wird, bleibt bei Verwendung von Gestehungskosten von 6.1 Rp./kWh (d.h. inkl. Overhead von 6.9 Rp./kWh) und der höheren Produktionsmenge von 36.6 TWh der Missing-Money-Betrag bei 480 Millionen Franken (vgl. Tabelle 3, Spalte 2).
- Swisselctric geht von einem Absatzpreis von lediglich 3.7 Rp./kWh aus. Wie die der EICom vorliegenden Kostenrechnungsdaten der EVU zeigen, rechnen diese im Schnitt mit Kosten für den Energieeinkauf von gut 5.1 Rp./kWh. Die Beschaffungspreise der EVU können mehrjährige Durchschnitte beinhalten.

Die Marktpreise der Grossverbraucher liegen der EICom nicht vor, aufgrund von Gesprächen mit Grossverbrauchern kann aber aktuell von etwa 4.5 Rp./kWh ausgegangen werden. Im Schnitt der Beschaffungspreise der EVU und der Grossverbraucher ergibt sich ein Wert von ca. 4.8 Rp./kWh. Mit der Verwendung von effektiven Kaufpreisen werden indirekt Wertigkeit (Spitzenlast) und Herkunftsnachweise (HKN) mitberücksichtigt. Der mittlere bezahlte Preis für Wasserkraft dürfte wohl darüber liegen, da die Grossverbraucher in der Regel Graustrom beziehen.

Wenn als Absatzpreis statt den von Swisselctric verwendeten 3.7 Rp./kWh die durchschnittlichen Kosten für den Energieeinkauf von 4.8 Rp./kWh eingesetzt werden und die höhere Produktionsmenge von 36.6 TWh berücksichtigt wird, sinkt bei sonst gleicher Rechnung der Missing-Money-Betrag auf 280 Millionen Franken (vgl. Tab. 2, Spalte 3).

- Hinzu kommt, dass Swissgrid zur Erhaltung der Netzstabilität verschiedene Aufwendungen (bspw. SDL, Blindenergie, Spannungshaltung etc.) hat, welche primär auf die Ertragsseite der hiesigen Wasserkraftwerksbetreiber fliessen. Im Jahr 2016 sind gemäss dem Geschäftsbericht von Swissgrid so rund 0.2 Milliarden Franken an die jeweiligen Unternehmen geflossen; diese Erlöse sind von den von Swisselectric kalkulierten Kosten von 1.2 Milliarden Franken abzuziehen. Alleine dadurch sinkt der von Swisselectric geltend gemachte Missing-Money-Betrag auf 380 Millionen Franken (vgl. Tab.3, 4. Spalte).
- Werden schliesslich diese Effekte kombiniert, so verbleibt ein Missing-Money-Betrag von 180 Millionen Franken (vgl. Tab. 3, letzte Spalte).

Die Berechnung der Produktionskosten enthält auch einen kalkulatorischen Gewinn. Diese kalkulatorische Eigenkapitalrendite beträgt über alle Kraftwerke bei den hier verwendeten Gestehungskosten von 6.1 Rp./kWh rund 350 Millionen Franken oder 7.5 Prozent. In Anbetracht dieses Gewinns kann der Betrag von 180 Millionen Franken (sog. Missing-Money) von den Eigentümern getragen werden, er reduziert nur deren Gewinn auf rund 170 Millionen Franken oder die Hälfte. Mit anderen Worten: die bereits mit dem neuen EnG beschlossene Marktprämie reicht als Stützungsbeitrag für die Wasserkraft aus. Ganz generell ist es aus ordnungspolitischer Sicht höchst fraglich, ob Gewinn Garantien subventioniert werden sollen.

3.2 Auswirkungen auf die Endverbrauchertarife

Die EICOM wurde von der UREK-N eingeladen, eine Einschätzung der damit einhergehenden Kostenfolgen vorzunehmen. Sollten die Endverbraucher in Grundversorgung ausschliesslich durch Elektrizität aus inländischen Wasserkraftwerken versorgt werden, lassen sich die Kostenfolgen wie folgt abschätzen:

Swisselectric ermittelt die durchschnittliche Mehrbelastung der Endverbraucher in Grundversorgung von 1.5 Rp./kWh, indem sie den von ihr ermittelten Missing Money Betrag von 480 Millionen Franken durch die geschätzte Absatzmenge in der Grundversorgung teilt. Sie weist darauf hin, dass es sich hier nur um einen Durchschnittswert handelt, der je nach Anteil der Energie aus Wasserkraft im heutigen Tarif sehr unterschiedlich ausfallen würde.

Sollte an der Massnahme festgehalten werden, so kann die gleiche Überlegung auf den in der letzten Spalte in Tabelle 3 ermittelten Missing Money-Betrag von 180 Millionen Franken angewendet werden. Dabei resultiert eine durchschnittliche Erhöhung der Energietarife der Endverbraucher in Grundversorgung um 0.6 Rp./kWh. Für einen Haushalt (H4) und einen Gewerbebetrieb (C2) beträgt die Erhöhung gegen 10%, wobei auch hier die Auswirkungen im Einzelfall sehr unterschiedlich sein können.

4. Fazit

Dass ein branchenweites Missing Money-Problem besteht, ist aufgrund der vorliegenden Zahlen zu bezweifeln. Die positiven Ergebnisse der meisten Unternehmen weisen in eine andere Richtung. Auch die Gegenüberstellung von theoretisch hergeleiteten Gestehungskosten und hypothetisch erzielten Preisen vermag keine belastbare Nachweise zu erbringen. Unbestritten bleibt, dass einzelne EVU – insbesondere jene ohne grundversorgte Endverbraucher und mit starkem Fokus auf die Handelstätigkeit bei gleichzeitig hoher Eigenproduktion – herausfordernde Zeiten durchleben. Ein systemimmanentes Problem mit wesentlichen negativen Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit ist für die EICOM aber nicht ersichtlich. Aus ökonomischer Sicht ist eine weitere zusätzliche Förderung bzw. Stützung der Schweizer Wasserkraft nicht zu begründen.

Sollten einzelne Kraftwerksbetreiber oder EVU tatsächlich in Schieflage geraten, dürften die Gründe kaum in den heute vorhandenen gesetzlichen Rahmenbedingungen zu finden sein. In erster Linie können jedoch die Eigentümer den notleidenden Unternehmen finanziell unter die Arme greifen. Im Weiteren

kann es im Sinne des Subsidiaritätsprinzips gleichwohl eine Aufgabe der Elektrizitätsbranche sein, Lösungen zu finden. Solche müssten jedoch entweder von den EVU alleine oder zumindest von allen Akteuren getragen werden, und nicht nur von den im Monopol gefangenen Endverbrauchern.

Generell bleibt zu hinterfragen, ob in einer Situation, in der Gewinnausschüttungen an Aktionäre wegfallen, der Gesetzgeber gefordert ist, Stützungsmaßnahmen aufzugleisen, und diese letztlich nur von einer Kundengruppe, den Endverbrauchern in Grundversorgung, zu finanzieren sind. Dabei handelt es sich um eine wirtschaftspolitische Massnahme, was auch so kommuniziert werden sollte. Unterstützt werden im Übrigen indirekt auch private und ausländische Aktionäre.

Weiter ist die konkrete Ausgestaltung des Modells unklar. Bei einer physischen Auslegung könnte es sogar die Versorgungssicherheit der Schweiz gefährden. Aufgrund der unklaren Ausgestaltung ist es der EICom nicht möglich, in Artikel 6 Absatz 1^{bis} eine konkretere Delegationsnorm zu formulieren, welche dem Gesetzmässigkeitsprinzip genügt. Ein finanzielles Modell dürfte hingegen verfassungswidrig sein.

Die EICom empfiehlt daher dringend, auf das von der UREK-N vorgeschlagene Modell zu verzichten. Vor diesem Hintergrund sieht sie sich leider ausser Stande, der UREK-N taugliche Präzisierungs- und Ergänzungsvorschläge für ein funktionierendes Konzept zu unterbreiten. Konkrete Vorschläge sieht die EICom nur in einzelnen Nebenpunkten, welche in den jeweiligen Kapiteln erwähnt wurden.

Die EICom verweist im Übrigen auf die Arbeiten zum neuen Marktdesign des für die Vorbereitung der Gesetzgebung zuständigen UVEK. In diesem Rahmen kann auch eine Vernehmlassung durchgeführt und die Vorlage demokratisch abgestützt werden.