

Eröffnung des Verteilnetzforums durch den Moderator Dr. Markus Flatt, Partner, EVU Partners

- Markus Flatt eröffnete das 7. Verteilnetzforum und begrüßte die rund 100 Teilnehmenden mit einem Zitat von Steve de Shazer: **«Das Reden über Probleme schafft Probleme, das Reden über Lösungen schafft Lösungen».**
- Er betonte, dass die Schweizer Bevölkerung die Energiestrategie mit dem Entscheid zum Stromgesetz nun nochmals klar bestätigt hat. Entsprechend **klar ist der Auftrag** an die Verteilnetzbetreiber und Energieversorger, hoch sind die diesbezüglichen Erwartungen.
- Es ist daher Zeit die **Massnahmen** zur Dekarbonisierung bzw. Elektrifizierung, zur Dezentralisierung und zur Digitalisierung **nun umzusetzen.**
- Er plädierte dafür, die **Emotionen der Menschen** ernst zu nehmen und einen konstruktiven Dialog zu führen, der nicht von Ideologien, sondern von **Fakten und Lösungen** geprägt ist.
- Er lud die Teilnehmenden ein, den Tag für den Austausch und die Inspiration zu nutzen, um gemeinsam eine bessere Zukunft zu gestalten.

1 Sichere Stromversorgung mit erneuerbare Energien. Umsetzung in den Verordnungen. Dr. Mohamed Benahmed, Leiter Sektion Netze, Bundesamt für Energie BFE

- Die Politik will eine möglichst schnelle Umsetzung des Mantelerlasses. Das Tempo ist entsprechend hoch. **Gesetz und Verordnungen sollen alle zum 01.01.2025 in Kraft treten.**
- **Es besteht die Chance, dass die von der Branche und ECom benötigten Übergangsfristen entsprechend beachtet werden** (in der Vergangenheit hat es bislang Übergangsfristen gegeben).
- 6800 Seiten Rückmeldungen sind zu sichten. Diese werden ca. 30 Themenblöcken zugeordnet und aktuell abgearbeitet.
- Bei der **Effizienzvorgabe werden stets die Mittelwerte der letzten 3 Jahre genommen. Effizienzen aus der Vergangenheit sind nicht anrechenbar. Effizienzen können untereinander (Schweizweit) übertragen/eingekauft werden.** Ziel ist die schweizweite Reduktion von 2 TWh bis 2035.
- **Die Messkosten gelten pro Zähler, für alle Zähler, somit auch für Produktionsanlagenzähler, soweit die Zähler vom Netzbetreiber sind.**
- Die zentrale **Datenplattform soll ihre Kosten mittels einer Gebühr pro Messpunkt** decken.
- Die **Netzverstärkungskosten** sollen solidarisiert werden. Hierfür gibt es ebenfalls eine **Pauschale von 50 CHF pro kW Erzeugerleistung für Netzverstärkung und 50 CHF pro kW Erzeugerleistung für Netzanschlüsse.** Diese Beträge können sich in Zukunft ändern, je nachdem ob festgestellt wird, ob diese zu gering oder zu hoch sind.

- Das **Standardprodukt muss** auf der Nutzung von **inländischen erneuerbaren Energien** basieren. Einerseits über die neuen Eigenproduktionsquoten, andererseits über eine strukturierte Marktbeschaffung und Herkunftsnachweisen.
- Die Wälzung wird angepasst: **Wälzung zwischen den Netzebenen wird auf 90% Leistung & 10% Energie angepasst.**
- **Tarife** für Kunden mit Smart Meter **können dynamischer gestaltet werden.** Voll dynamische Tarife sind somit möglich.
- Die virtuelle ZEV (Nutzung der Anschlussleitungen) und die **LEG** (Zusammenschluss auf der ganzen Netzebene innerhalb einer Gemeinde) mit **Netzentgeltrabatten von 30% auf der NE 7 und 15% falls die NE5** mit genutzt wird, sollen die Eigenverbrauchsmodelle deutlich stärken.

2 Mantelerlass - Zentrale Fragestellungen aus Sicht der EICom.

Dr. Barbara Wyss, Sektion Preise und Tarife, EICom

- Von in Summe **600 Netzbetreibern in der Schweiz** sind **ca. 80 grössere und 520 kleine.** Die Tendenz ist dabei abnehmend. Zentraler Treiber waren bisher Insbesondere Gemeindefusionen. Der Konsolidierungsdruck dürfte steigen.
- Die **Netzkosten sind seit 2012 nahezu stabil** geblieben.
- Die **Effizienzsteigerung ist Sache der Lieferanten**, welche diese schweizweit realisieren können.
- Auch die **EICom hat Fragen zum Mantelerlass offen und könnte die Anforderungen nicht alle zum 01.01.2025 umsetzen** und kontrollieren. Dies gilt **ebenfalls für den getrennten Ausweis der Messkosten.** Sie setzt sich daher für eine Übergangfrist bis zum Tarifjahr 2026 ein.
- Beim Messwesen sind die Kosten seit 2018 aufgrund des Smart Meter Rollout steigend. Der **Median bei den Messkosten für intelligente Messsysteme** liegt auf der **NE 7** in einem EICom Benchmark bei **5 CHF pro Monat.** Die Aufgreifgrenzen beurteilt die EICom daher als realistisch.
- **Installationskosten** bei Zählern sind Betriebskosten und **dürfen jedoch weiterhin nicht aktiviert** werden.
- Bei der **Sunshine Regulierung** plant die EICom eine erstmalige **Veröffentlichung zum 01.01.2026** an einem ähnlichen Ort wie die Strompreiswebseite.
- In nächster Zeit wird **die HKN Systematik im Fokus stehen.** Hierfür wird die EICom zeitnah **Umfragen** versenden, **im Herbst einen Bericht** veröffentlichen und anschliessend ggf. weitere Massnahmen ergreifen.

3 Operative Umsetzung des Mantelerlasses Herausforderungen und Chancen Mirjam Keinath, Leiterin Netzwirtschaft, ewz

- Bei einer **LEG** müssen **alle Teilnehmer mit einem intelligenten Zähler** ausgestattet sein. Dafür hat der VNB maximal drei Monate Zeit.
- Die LEG hat einen breiteren Ansatz und fördert die gemeinschaftliche Nutzung über mehrere Teilnehmer.
- Bei einem Rechnungsbeispiel für eine **LEG** ist ersichtlich, dass die **Rechnungszeilen sich nahezu verdoppeln**.
- Die neuen **Messtarife** gelten **auch für Produzenten**. Es muss **2 Messtarife, für Intelligente und für konventionelle Zähler** geben. Ob diese unterschiedlich hoch sein sollen, wird geprüft werden müssen (Anreizeffekte, effektive Kostenbasis, etc.). Es gilt trotz der Tarifobergrenze das «cost+»-Prinzip.
- Zürich hat, wie Basel oder Genf, bereits in der Vergangenheit viel für die Energieeinsparung getan. Es wird somit schwer weiter Energie zu sparen. Im Gegenteil wird der Energiebedarf durch die Energietransformation, Wärmepumpen und Elektroautos zunehmen. Dies kann die Zielvorgabe, je nach Entwicklung der Eigenverbrauchsanteile, erhöhen.
- ewz erwartet die Umsetzung der meisten Anpassungen aus dem Mantelerlass zum 01.01.2026. Vorher ist für ewz schon rein aufgrund des politischen Genehmigungsprozesses von Reglementen, etc. gar nicht möglich.

4 Schweizer Stromspar-Challenge – Kunden begeistern und Effizienzziele erfüllen Dr. Jan Marckhoff, CEO, Enerlytica

- Ziel von Enerlytica (vormals BEN Energy) ist die Datenanalyse und die Endkunden mit ein zubeziehen, um die Ziele der **Energieeinsparung spielerisch zu erreichen**.
- Dem Endkunden werden Anreize auf Basis der Analyse der Energieverbrauchsdaten gegeben: «Kaufe eine PV, verschiebe dein Verbrauchsverhalten in den Niedertarif, stelle die Heizung runter».
- Die Energiedaten des Kunden sowie Kundenfragen und deren Antwort werden als Basis genutzt, um Einsparziele aufzuzeigen.
- Der Pilot konnte von Anfang bis Mitte Mai bei Energie Kreuzlingen abgeschlossen werden.
- Hierdurch konnten eine **«andere» Kundengruppe** erreicht werden (**Weibliche Teilnehmer, 65% Gen X und jüngere Teilnehmer**). Es konnte eine Weiterempfehlungsquote von 75% erreicht werden.
- Ausser der Weiterempfehlung wurde festgestellt, dass die **direkte Ansprache per Brief am erfolgreichsten war**.
- Der Ansatz kann insbesondere für die neu notwendigen Rückmeldungen an die Endkunden bei der Rechnungsstellung spannend sein.

Take aways aus der ersten Diskussionsrunde mit den Referent:innen

- Bei den **Kosten für Effizienzmassnahmen** ist **noch fraglich**, wie diese **in die Grundversorgung eingerechnet** werden können. Insbesondere der Einkauf der Massnahmen (von anderen Lieferanten und Marktpartnern) ist schwierig in der Bewertung.
- Wichtig ist es, dass diese **Effizienzmassnahmen nicht aus den Bundesmassnahmen** (Förderprogramme,) erreicht werden, sondern neben diesen stehen.
- Für **Energieagenturen und Stadtwerke** ergeben sich jetzt **neue Möglichkeiten** diese **Effizienzziele schweizweit** zu erreichen. Die erreichte Effizienz könnte verkauft werden (an andere, welche das Ziel nicht erreichen). Entsprechende Handelsplattformen sind in der Branche zumindest in Prüfung.
- Vom BFE wird einen Nachweis, aber kein Zertifikat, geben. Eine Plattform und eine Zertifizierung wäre Aufgabe des Marktes.
- Da **Effizienzmassnahmen auch Marketing** sein können ist fraglich, in wie weit die Stadtwerke dies von Dritten kaufen (möchten).
- Bei der **virtuellen ZEV und LEG** ist es **herausfordernd** den **Kunden** abzuholen und das **Verständnis zu schaffen**. Durch die Möglichkeiten entsteht ein Beratungsbedarf.
- Über die Höhe des Rabattes beim Netz für die LEG gibt es konträre Ansichten. Man hat versucht einen sinnvollen Ansatz (nicht zu hoch, nicht zu tief) zu finden.
- Die **Kosten der Messung** ergeben sich aus der (heutigen) **Position 510 des ECom Bogens**. Die **Kosten sind pro** Messanlage (somit **Zähler**) zu sehen.
- Aus **Sicht des BFE** müsste es **zwei (unterschiedliche) Messtarife** geben. Aus **Sicht der Netzbetreiber** ist dies **schwierig dem Endkunden zu vermittelt**. **Warum sollen meine Zählerkosten durch den Austausch der Zähler steigen? Ich als Kunde will keine höheren Kosten**.
- **Die Übergangsfristen werden kurz sein**. Da keiner bereit ist, braucht jedoch solche. Eine lange Übergangsfrist wäre politisch schwierig vermittelbar. Generell dürfte es daher Übergangsfristen geben.
- **Der Referenzmarktpreis zur PV-Vergütung** soll als Standard zur Anwendung kommen, wenn die Parteien sich nicht anders einigen können. Ein höherer Preis müsste individuell auf Anrechenbarkeit durch die ECom geprüft werden. Rücklieferverträge werden immer individuell betrachtet. Somit ist mit dem Referenzmarktpreis **ein guter Anhaltspunkt** geben.
- **Das Stromabkommen könnte in 3 Jahre kommen**. Somit dürfte ca. in 3 Jahren dann das StromVG wieder angepasst werden müssen. Wenn die Strommarktintegration nur mit dem Stromabkommen möglich ist, dürfte dies inklusive der vollen Marktöffnung kommen.

5 Netzanschluss von 40 GW PV in der Schweiz,

Prof. Dr. Christof Bucher, Professor für Photovoltaiksysteme, Berner Fachhochschule

- Hochrechnung mit 45 TWh PV-Menge pro Jahr bis zum Jahr 2050. Momentan hat die Schweiz 6 TWh PV-Strom.
- Die maximale PV Leistung kann (gar) nicht in das Stromnetz der Swissgrid eingespeisen werden. Die heutige Netzlast bei Swissgrid ist 8.4 GW. Zukünftig 45 TWh würden 45 GW Erzeugerleistung bedeuten.
- Ein Netzausbau in diesen Dimensionen ist nicht sinnvoll. Ebenfalls kann der (möglicherweise) zeitgleiche PV Strom in Spitzenzeiten nicht verwendet werden.
- Somit ist der gesamtwirtschaftliche Gewinn, wenn die (Spitzen-)Leistung NICHT in die Netze eingespeist werden würde höher, als der Verlust durch die nicht eingespeiste Energie.
- Somit müssen Anreize für netzdienliches Verhalten geschaffen werden.
- Im eingestellten System könnte somit die 40 GW PV-Leistung auf 9 GW Netzeinspeiseleistung reduziert werden.
- Lösungen bei den Einspeisetarifen gibt es bereits. Beispiel Top 40 Elektra: Wenn Ihr das Netz nicht belastet, kann ich für die Energie mehr bezahlen. Beispiel Group-E: Dynamische Tarife. Beispiel Primeo: Jahres- und Tageszeitabhängige Einspeisetarife.
- 85% der produzierten Energie kann mit 50% der (beschränkten) Modulleistung erzeugt werden. Mit 20% der Einspeiseleistung könnte bereits 50% der produzierten PV Energie eingespeist werden.
- Fazit: Eine PV Anlage mit Leistungsmanagementsystem kann gesamtwirtschaftlich einen guten Nutzen schaffen.

6 Innovatives Netzprodukt – Anreize schaffen, um das Netz zu entlasten

Jan Giger, Leiter Netze, Genossenschaft Elektra, Jegenstorf

- Verbrauch und Produktion sind bei massivem PV-Anlagen Ausbau nicht zeitgleich. In immer mehr Netzen wird aufgrund der Einspeiseleistung dimensioniert.
- 1/3 aller PV Anlagen ist bereits mit Batterien ausgestattet. Die Batterie wird (leider) aber nicht netzdienlich eingesetzt. Dies ist aber verständlich, weil wir den Endkund:innen keine richtigen Anreize setzen, ihr Verhalten bzw. ihre Geräteeinstellungen anzupassen.
- Bei einer Leistungskappung von 30% (bezogen auf die Modulleistung) wird im Netzgebiet der Elektra (gerade mal) 1.5% der produzierten Energie aus PV verloren. Bei 40% sind es 6.1%.
- Produkt Top 40 als Einspeisebonus (vom Netz) (+8%) für eine 40% Reduktion der Einspeiseleistung. Somit hat der Kunde keinen Geldverlust. Dies erhöht die Gesamteffizienz: Geringerer Netzausbau, Kunde optimiert netzdienlich.
- Installateure kommunizieren dies weiter und verstärken den Effekt. Es lohnt sich den Kunden aufzuklären, da somit ein Mehrwert für alle geschaffen werden kann.

7 Der dynamische Vario-Tarif bei Groupe E

Peter Cuony, Leiter Produkte Stromverteilung, Groupe E

- Mit einem dynamischen Tarif kann eine Verbrauchsverhaltensänderung erzielt werden.
- Der **Vario Tarif nutzt die prognostizierte** (day Ahead) **Netzlast**. Diese Last wird in einen Tarif umgerechnet. Dieser schwankt zwischen 15 und 35 Rappen pro 15 Minuten (nur Netz inkl. SDL und Winterreserve). Der Kunde nimmt aber den (dynamischen) Netztarif zusammen mit dem Energietarif als dynamischen Gesamttarif wahr.
- Dieser Tarif ist für Maschinen. **Er wird auf eine WEB-API abgelegt**. Der Kunde kann **mittels Last / Energiemanagement Systemen (LMS/EMS) den Tarif einfach abholen und nutzen**.
- In Pilot Projekten **konnte gezeigt werden, dass die Elektroautos mit dem Vario Tarif optimiert laden**.
- Momentan sind es (nur) 8 EMS welche diesen nutzen. Ziel ist es bis 2030 den Tarif final (mit mindestens 1000 Kunden) ausgerollt zu haben.

8 OrtsNetz – Mit dynamischen Tarifen und Laststeuerung zum Smart Grid

Dr. Ludger Leenders, Projektleiter Smart Grid, EKZ

- Der reine Netzausbau würde zu einer starken Kostensteigerung führen. In der Gemeinde Winkel wird das Projekt Ortsnetz durchgeführt. Dort gibt es viel PV, Boiler, Smart Meter und Glasfaser.
- Es werden verschiedene Netztarife und Herkunftsnachweise mit Lastmanagement und Kundenplattform mit Orts-Netz Speicher kombiniert.
- Ziel: Strom lokal erzeugen und lokal (zeitgleich) verbrauchen.
- Erkenntnis: Der Kunde ist bereit einen Aufpreis für lokal produzierten Solarstrom zu fördern.
- Durch eine lokale Batterie kann Peak-Shaving geschaffen werden.
- Ergebnisse: Bei einer **zeitgleichen Rundsteuerung schalten alle gleichzeitig ein**, und es kommt zu einer **(neuen) Spitze**. **Mit einem dynamischen Tarif kann der Verbrauch angepasst werden**, da die Tarife sich alle 15 Minuten (kurzfristig) ändern. Die Herausforderung des sog. «Herdeneffekts» bleibt, wird aber deutlich abgeschwächt.

Take aways aus der zweiten Diskussionsrunde mit den Referenten

- **Steuerungslösungen** sind momentan (noch) recht teuer. **Beim Massenrollout ist mit (deutlich) geringeren Kosten** zu rechnen.
- Die Kosten für die Steuerung sind mit dem Messtarif nicht abgedeckt und davon zu trennen. Kostengünstige, gezielte Ansätze dürften aufgrund der Vorgabe effizienter Netzkosten notwendig sind.
- Dem Kunden muss ein attraktives Angebot gemacht werden, damit er dies wählt.
- Über die **(dynamischen) Tarife** kann ein **guter Anreiz** geschaffen werden. Das Bewusstsein, dass **jede (erzeugte) kWh einen anderen Wert** hat muss beim Kunden geschaffen werden.
- Im Netz könnte mit Tarifen, welche eine Pönale für die Einspeisung sein könnte, ein Anreiz geschaffen werden.
- Die Produkte können (recht) einfach gehalten werden, so dass diese auch für kleine Netzbetreiber umsetzbar ist.

9 Vom Netzbetreiber zum Dienstleister

Margarita Antoni, Senior Managerin, Fichtner Consulting

- Unternehmen sind dienstleistungsorientiert, wenn alle **die Bearbeitung der Kundenanliegen vor allen anderen Aufgaben stellen**, Entscheidungen an Kundenfällen direkt treffen und Verantwortung für das Kundenerlebnis tragen.
- Somit den Kunden prioritär behandeln. Und dies gut kommunizieren können, den Kunden verstehen und in der «Sprache» des Kunden beantworten können. **Und somit seine Probleme konkret zu lösen.**
- Die Entwicklung zum Dienstleister muss in der Strategie priorisiert werden. Kongruente Rollen und klare Wege müssen definiert werden. Und: Der (Mitarbeiter) **Einsatz für zufriedene Kunden muss belohnt werden.**

10 Vorgaben zur Entflechtung und Neuregelung des Messwesens Ramona Wyss, Rechtsanwältin, Walder Wyss

- Das **Messwesen ist und bleibt Aufgabe des Netzbetreibers.**
- Die Kostentransparenz des Messwesens wird jetzt weiter erhöht. **Die Netztarife werden getrennt ausgewiesen und stärker reguliert.**
- Diese **Massnahmen des Mantelerlasses sollen** die Digitalisierung des Stromsektors vorantreiben und somit einen **effizienten Datenaustausch und einheitlichen Datenzugang** ermöglichen.
- Fazit: Durch die geschaffene Transparenz und getrennte Betrachtung wird der **Anreiz für ein effizientes Messwesen erhöht.**

Take aways aus der dritte Diskussionsrunde mit den Referent:innen

- Ein Netzbetreiber kann sich zum Dienstleister (weiter) entwickeln, wenn er in Lösungen und nicht in Problemen redet. Dies ist insbesondere auch ein Kultur-Faktor!
- Beim Messdatenaustausch müssen die (komplexen) Datenschutz- und Unbundlingvorgaben eingehalten werden. Die Kunst ist dies dennoch kundenfreundlich zu gestalten.
- Dem Kunden können **mit den Daten ein Mehrwert geschaffen** werden. Dies **muss entsprechend kommuniziert werden.**
- Die **Branche** ist gefordert **Richtlinien** zu erstellen. Dort **könnten** die **Datenschutzrichtlinien geschaffen und berücksichtigt werden.**
- Die **Messkosten sind** (auf maximal 6 Franken pro Monat) **gedeckt.** Darüber hinausgehende Kosten sind nicht anrechenbar.
- Obwohl der Mantelerlass viele Herausforderungen für Verteilnetzbetreiber beinhaltet, ergeben sich **viele Chancen und Lösungen.** Über diese Lösungen reden wir und schaffen Mehrwerte mit deren Umsetzung. Dies gilt es jetzt anzupacken.