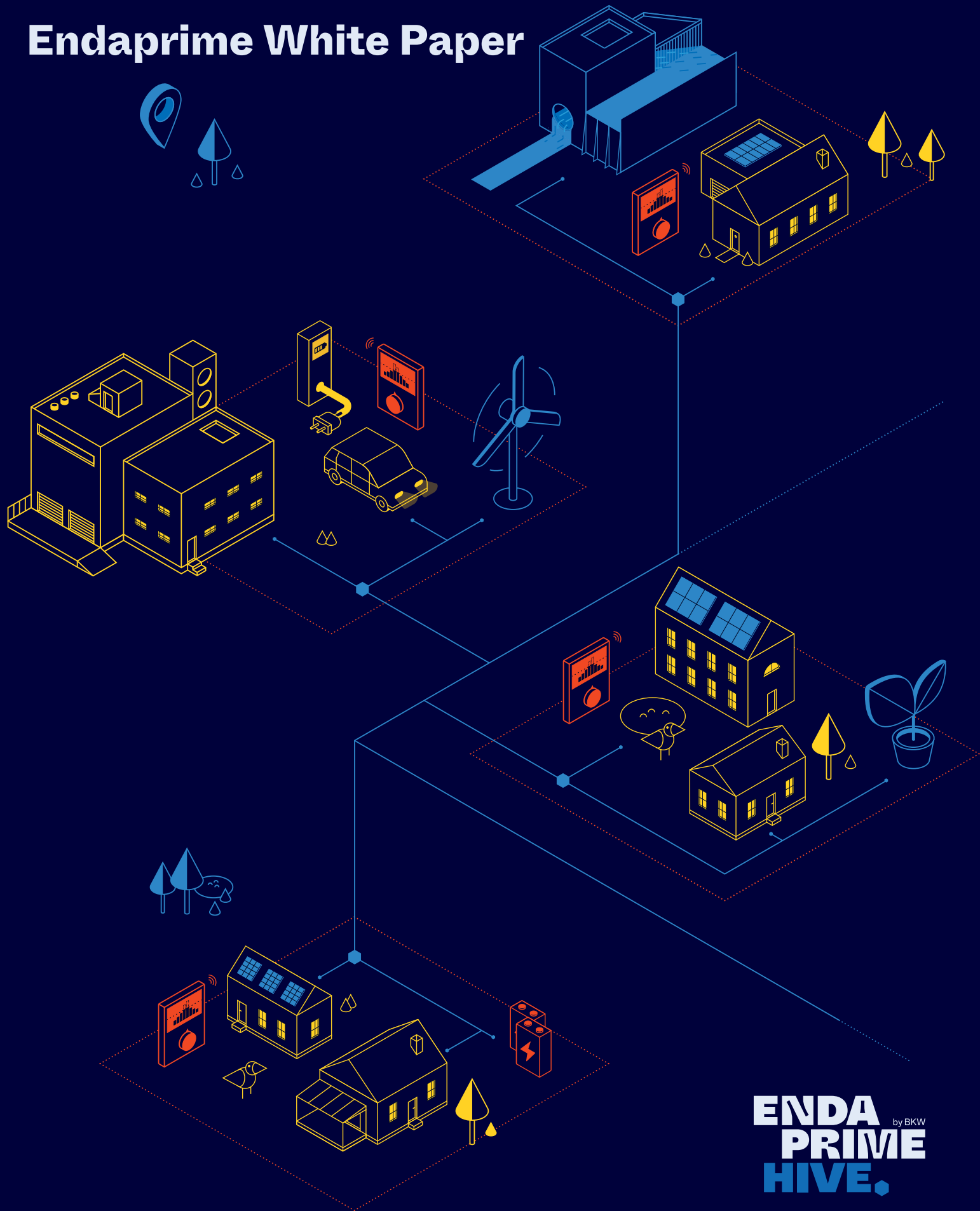


Energiezellen als neue Energierealität

Endaprime White Paper



BKW Energie AG
Viktoriaplatz 2
3013 Bern
Schweiz



www.endaprime.ch
endaprime@bkw.ch

Energiezellen als neue Energierealität

Endaprime White Paper

Endaprime™

Mit dem rasanten Zuwachs von erneuerbaren Energien und der Dekarbonisierung ganzer Bereiche des täglichen Lebens wachsen die Themen Energie, Infrastruktur und Gebäude zusammen. Die Planung und der Betrieb dieser Systeme werden zu komplexen, interdisziplinären Aufgaben, welche mit Simulationen und Analytik unterstützt werden müssen. Für diese neue Realität entwickelt der Technologie- und Innovationshub der BKW – Endaprime – Lösungen.

Management Summary

Grundlegende Herausforderungen im Energiesystem werden zunehmend sichtbar: Die Stromproduktion wird dezentraler, die Systemkomplexität nimmt zu, die Stromnetzkapazitäten müssen an neue Realitäten angepasst werden, und klassische Endkunden wandeln sich zu aktiven Prosumern. Endaprime geht diese Herausforderung bereits heute an, indem es Energieangebot und -nachfrage bereits auf regionaler oder lokaler Ebene (wie Gebäuden, Quartieren, Dörfern oder Gemeinden) koordiniert und optimiert, um die ambitionierten Energie- und Klimaziele des Bundesrates zu erreichen.

HIVE™

HIVE von Endaprime simuliert das Energiesystem von morgen auf intuitive und interaktive Weise. Es zeigt auf, wie sich der Ausbau der erneuerbaren Energien und die Elektrifizierung der Mobilität auf das Verteilnetz, die Energie-Autarkie und die Umweltbelastung auswirken. HIVE macht Expertenwissen erleb- und nachvollziehbar: komplexe Zusammenhänge werden verständlich aufgezeigt und ermöglichen so eine sachliche Diskussion über das Energiesystem von morgen.

So offensichtlich sich die Energieziele auf den ersten Blick anhören, so komplex und unterschiedlich sind deren Auswirkungen. Im vorliegenden White Paper wird anhand von HIVE™ Ergebnissen aufgezeigt, welchen Einfluss die Energie- und Klimaziele auf das lokale Energiesystem haben werden. Das White Paper schlägt zudem einen Ansatz vor, mit welchem die grossen Herausforderungen gelöst werden können: Endaprime greift den Praktikeransatz des zellularen Energiesystems auf, welches mit lokaler Automatisierung und verteilter Intelligenz eine neue Zeitenwende für das Schweizer Energiesystem einläutet.

2021: Die Transition des Energiesystems findet statt

Heute steht die Schweiz inmitten der grössten Veränderung in der Geschichte ihres Energiesystems. Der Startschuss für eine Netto-Null-Energiezukunft ist gefallen und schlägt ein neues Kapitel in der Schweizer Geschichte auf:

Dezentrale Stromproduktion überholt traditionelle Stromproduktion

Im grössten Verteilnetz der Schweiz, jenem der BKW, gibt es seit dem 7. Juli 2021 mehr installierte PV-Leistung (276 Megawatt durch 13540 Anlagen) als Leistung aus der Wasserkraft (272,8 MW durch 191 Anlagen). Pro Tag kommen bis zu zehn weitere Photovoltaikanlagen hinzu.

Mit dem Ausstieg aus der Kernenergie und der Förderung der Produktion aus erneuerbaren Energien werden die wenigen zentralen Produktionsanlagen, die wenigen Energieunternehmen gehören und meist an den höheren Spannungsebenen des Stromnetzes angeschlossen sind, durch sehr viele teils sehr kleine Produktionsanlagen ersetzt, die sehr vielen meist privaten Eigentümern gehören und meist an der Peripherie der Verteilnetze (tiefste Spannungsebene) angeschlossen sind. Waren vor dem Reaktorunglück in Fukushima gerade mal 6500 Photovoltaikanlagen in der Schweiz an das Stromnetz angeschlossen, sind es zehn Jahre später über 112000 Anlagen (BFE 2021), welche rund 5% des heutigen Strombedarfs decken (Swissolar 2021). Die installierte PV-Leistung hat seit 1982, als die erste Photovoltaikanlage in der Schweiz ans Netz angeschlossen wurde, erst in den vergangenen Jahren stark zugenommen (siehe Abbildung 1).

Der Ausbau der dezentralen Stromerzeugung ist nicht von den gleichen betriebswirtschaftlichen und ökonomischen Überlegungen geprägt, welche für kapitalintensive zentrale Stromerzeugungsanlagen der Energieversorgungsunternehmen gelten. Sozioökonomische (zum Beispiel Einkommen, Technologieadaption, Besitzverhältnisse, öffentliche Förderungen) und sozio-geografische (Eignung zur Produktion oder lokale Erfahrungen) Faktoren prägen die Investitionsentscheidungen von den neuen Energieproduzenten. Dies führt dazu, dass der Zubau von dezentraler Stromerzeugung regional und gar lokal stark variiert (Müller und Trutnevyte 2020, EnergieSchweiz 2021). Folgende relevante Produktionstendenzen werden ersichtlich:

- Unzählige kleine und dezentrale Erzeugungsanlagen anstatt wenige und grosse Kraftwerke
- Fluktuierende Stromerzeugung anstatt steuerbare Stromerzeugung
- Stromerzeugung im Verteilnetz anstatt im Übertragungsnetz

Dekarbonisierung führt zu mehr und zu «neuem» Stromverbrauch

Nebst dem Wandel auf der Stromproduktionsseite gewinnen Veränderung des Stromverbrauchs an Bedeutung. Noch nie wurden so viele Wärmepumpen wie im Jahr 2020 verkauft. Gemäss der Fachvereinigung Wärmepumpen Schweiz wurden 2020 über 28000 Wärmepumpen veräussert (FWS 2021). Dies entspricht rund 50% mehr als noch etwa 2010. Die Elektrifizierung des Wärmesektors führt besonders in kalten Wintermonaten zu einem erhöhten Strombedarf und zu neuen Verbraucherprofilen.

Die Elektrifizierung und Dekarbonisierung der Mobilität ist der eigentliche «Game Changer». Der Absatz von elektrisch betriebenen Personenwagen schlägt jährlich neue Rekorde. Während 2018 batteriebetriebene Elektroautos nur 1,7% der Neuzulassungen ausmachten, waren es im Juni 2021 bereits 14,3% (Roadmap Elektromobilität 2021). In nur wenigen Monaten sah man bereits achtmal mehr Steckerfahrzeuge auf den Schweizer Strassen. Die Aneignung von Elektroautos hängt wiederum von vielen Faktoren ab, wodurch

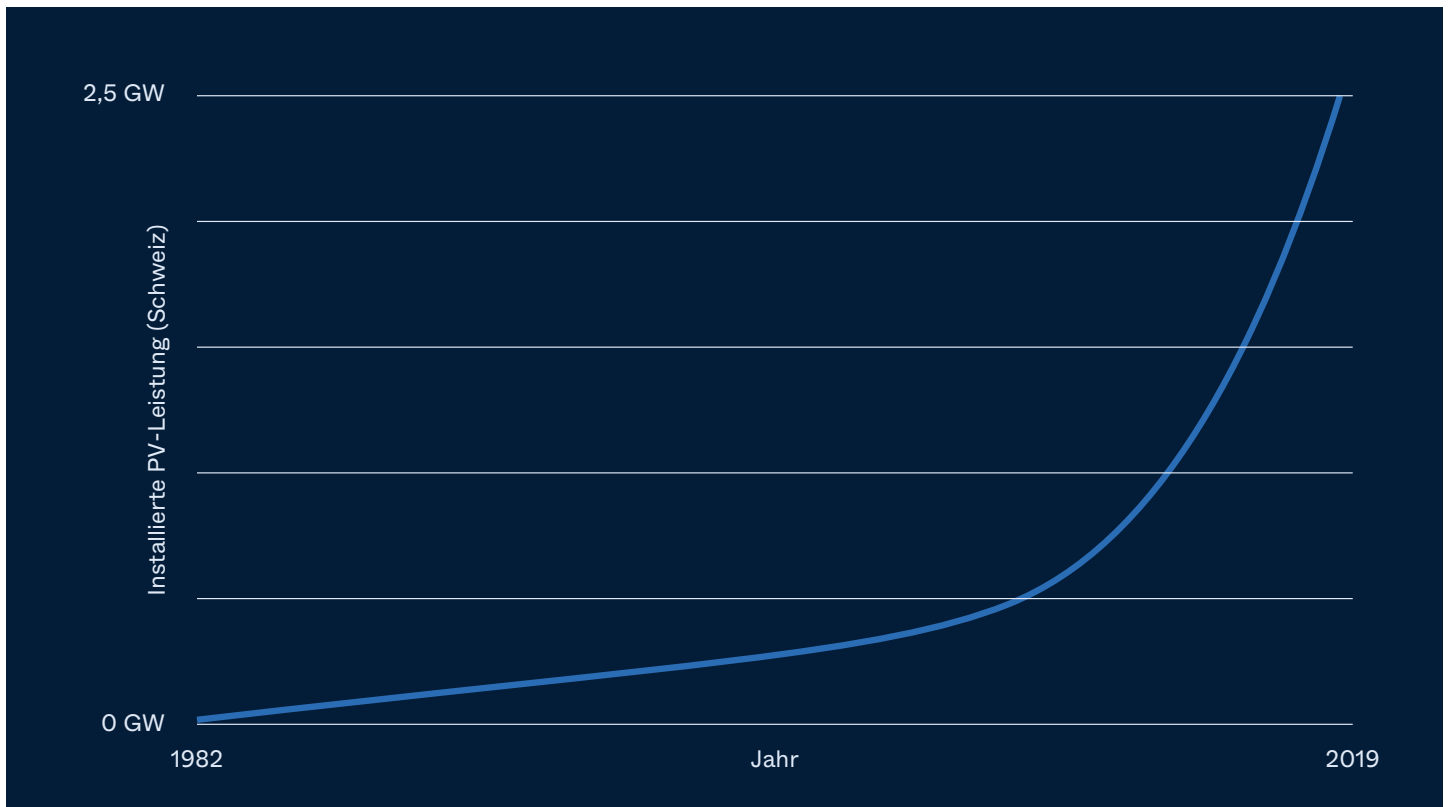


Abbildung 1: Tendenz der installierten PV-Leistung in der Schweiz. In Anlehnung an (BFE 2021, BFE 2020)

auch hier regionale Unterschiede zum elektrischen Fahrzeugbestand entstehen: Während im Juli 2021 zwei Berner Gemeinden einen elektrischen Fahrzeugbestand von beinahe 5% aufweisen, hatten 75 Gemeinden einen elektrischen Fahrzeugbestand von weniger als 1% (ASTRA 2021).

Die Elektrifizierung des Mobilitätssektors führt zu einem erhöhten Strom- und Leistungsbedarf und individualisiert das Verbrauchsmuster der Haushalte. Für die Modellierung des Strom- und Leistungsbedarfs von klassischen Endverbrauchern genügte bis anhin statistische repräsentative Verfahren. Da aber das Mobilitätsverhalten und somit das Lade- und Entladeverhalten von Elektroautobesitzer variiert, müssen bisherige Verbrauchsmodelle überdacht werden. Unter anderem müssen etwa Stromnetzplaner neu auch mit mobilen Lasten anstatt nur stationären Lasten rechnen. Folgende relevante Verbrauchstendenzen werden ersichtlich:

- Mehr anstatt weniger Stromverbrauch bei Haushalten
- Individuelle anstatt standardisierte Verbrauchsmuster

Diese Tendenzen werden sich in den kommenden Jahren verstärken und einen tiefgreifenden Wandel in der Wertschöpfungskette auslösen. Die Veränderungen kommen schrittweise und lösen alte Prinzipien allmählich ab. Die Energiezukunft wird durch die «Energieperspektiven 2050+» im Ansatz greifbarer.

2050: eine Netto-Null Energiezukunft

Ende 2020 veröffentlichte das BFE die «Energieperspektiven 2050+», welche aktuelle Rahmendaten und Technologie-Entwicklungen verwenden, um die unterschiedlichen Wege hin zu einer erneuerbaren und klimaneutralen Energiezukunft aufzeigen (BFE 2020). Die «Energieperspektiven 2050+» bilden den offiziellen Ausblick und stellen eine gewisse Planungsgrundlage für das Energiesystem 2050 dar.

Die offensichtlichen Massnahmen und Zielvorgaben in den Bereichen der Stromproduktion und des Stromverbrauchs bedingen fundamentale Anpassungen, welche die Auswirkungen der Massnahmen als auch die Tragweite dieser Ziele noch eindrücklicher aufzeigen. Aus den «Energieperspektiven 2050+» ergeben sich vorweg folgende Veränderungen:

Umstellung der Stromerzeugung auf Wasserkraft und erneuerbare Energien

- Die Photovoltaik, als erneuerbare, gesellschaftlich akzeptierte und CO₂-arme Alternative zur bisherigen Stromerzeugung, wird massiv an Bedeutung gewinnen, um die Dekarbonisierung seitens Stromerzeugung voranzutreiben. Bis 2050 soll die klimaneutrale Schweiz 40% der Stromerzeugung, also rund 33,6 TWh Strom, aus der Photovoltaik generieren (heute 2,2 TWh). Dies entspricht einer 15-fachen Zunahme der installierten Leistung von 37,5 GW (heute 2,5 GW). Bis anhin wird jedes Jahr rund 0,3 GW PV-Leistung installiert. Um aber die Energie- und Klimaziele zu erreichen, müsste man jährlich fünfmal so viel PV-Leistung installieren. Der Plan von SP-Nationalrat Roger Nordmann geht sogar von 50 GW aus, was einer 20-fachen Zunahme der installierten Leistung entspricht (Nordmann 2019).

- Die Wasserkraft produziert jährlich 45 TWh Strom (heute 38 TWh). Die installierte Leistung erhöht sich von heute 15,3 GW auf 20 GW.
- Nebst der Photovoltaik gehen die «Energieperspektiven 2050+» zudem von einem weiteren Ausbau der installierten Leistung aus Windenergie (von heute 0,1 GW auf 2,2 GW in 2050) aus. Das Potenzial der Stromproduktion aus Biomasse (Holz) bleibt eher limitiert (0,2 TWh).

Anstieg des Stromverbrauchs durch Elektrifizierung

- Der Endenergieverbrauch pro Kopf nimmt um rund 5% ab. Gleichzeitig nimmt der gesamte Stromverbrauch zu, von heute 58 TWh auf 84 TWh. Strom wird zum zentralen Energieträger für die Sektoren Wärme (Gebäude) und Mobilität. Allein der Mobilitätssektor wird rund sechsmal mehr Strom verbrauchen als noch im Jahre 2019.
 - Die Anzahl Wärmepumpen, die nachhaltigere und effizientere Alternative zu bisherigen Heizsystemen, wird sich verfünffachen und wird bis 2050 das wichtigste Heizsystem in Gebäuden werden. Wärmepumpen werden ergänzt durch Nah- und Fernwärmenetze, bei welchen eine Vielzahl von Wärmequellen genutzt werden können.
 - Ein wichtiger Treiber der Dekarbonisierung ist die Mobilität. Elektrofahrzeuge bilden effiziente und kostengünstige Alternativen zu konventionellen Verbrennungsmotoren und verdrängen diese im Jahr 2050 quasi in das Technikmuseum. Gemäss der aktuellen Studie von EBP (EBP 2021), welche sich auf die «Energieperspektiven 2050+» stützt, werden 2050 zwischen 84 bis 100% der Fahrleistung auf Elektrofahrzeuge fallen. Ende 2020 betrug die elektrische Fahrleistung gerade mal 2%. Die neuste Studie von Swiss eMobility beziffert den Marktanteil von Elektroautos auf 99% im Jahr 2035 (Swiss eMobility 2021).

Um diese Zielangaben noch besser zu deuten, lohnt sich der Vergleich mit dem «Eishockeyschläger-Prinzip». Dieses beschreibt die zuerst konstanten, danach exponentiell ansteigenden Wachstumszahlen von digitalen Produkten und Dienstleistungen, bis diese eine gewisse Marktsättigung erreicht haben. Der Ausbau der Photovoltaik, als auch der Zuwachs an elektrischer Fahrleistung, wie er für das Energiesystem 2050 erwartet wird, lässt sich gut mit dem «Eishockeyschläger-Prinzip aufzeigen» (siehe Abbildung 2). Bis 2019 war der Anstieg der installierten PV-Leistung konstant und moderat. Auch die bisherigen Entwicklungen zur Elektrifizierung der Mobilität ähneln eher einer Eishockeyschaukel als dem langen Griff. Schaut man sich dann die Ausprägungen des Energiesystems von 2050 an – mit installierter Leistung von 37,5 GW aus Photovoltaik und einer zu 100% elektrischen Fahrleistung – müssen die Absatzzahlen von Photovoltaikanlagen und Elektroautos in den kommenden Jahren exponentiell zu nehmen.

Diese Entwicklungen bedingen weitere grundlegende Veränderungen, die notwendig sind, um die Energie- und Klimaziele 2050 zu erreichen. Nebst der Umstellung auf eine erneuerbare und fluktuierende Stromerzeugung sowie der Elektrifizierung des Mobilitätssektors kommt es zu weiteren grundlegenden Veränderungen:

- Versorgungssicherheit: bottom-up anstatt top-down
- Die Gewährleistung der Stromverteilung: komplex und teuer
- Marktstruktur: Long-Tail anstatt Pareto-Markt

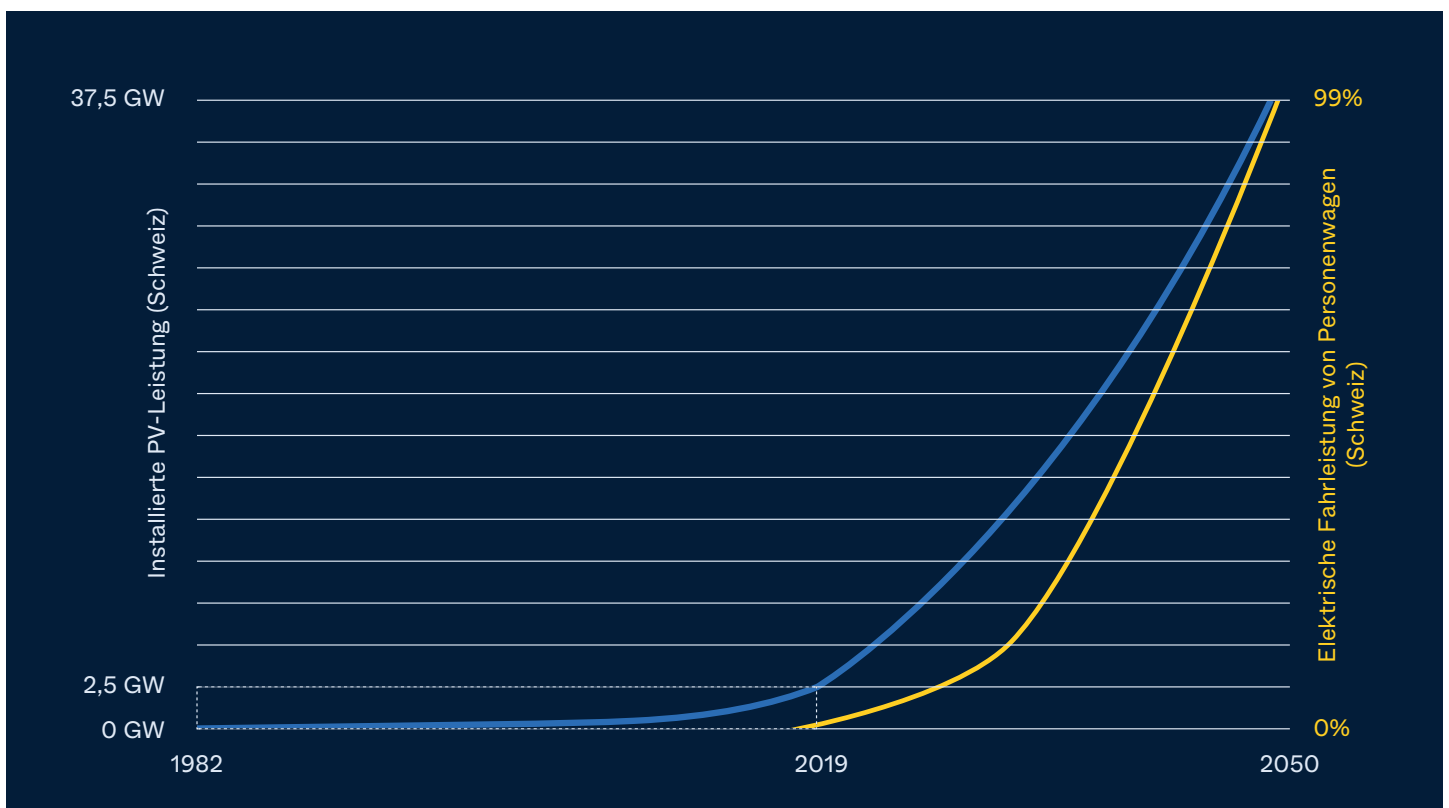


Abbildung 2: Tendenz der PV-Entwicklung und der elektrischen Fahrleistung bis 2050. In Anlehnung an (BFE 2020)

Versorgungssicherheit: bottom-up anstatt top-down

Das Energiesystem wechselt von einem Regime der regelbaren Stromproduktion auf ein fluktuierendes Regime. Wenn rund 40% der Stromerzeugung abhängig von Tages- und Jahreszeiten und vor allem unabhängig vom Stromverbrauch wird, muss die Versorgungssicherheit neu gedacht werden.

Dass der massive Ausbau an Photovoltaikanlagen in sonnenreichen Monaten die Versorgungssicherheit unterstützt, liegt auf der Hand. Mit jeder neuen Photovoltaikanlage kann der eigene Stromverbrauch tagsüber selbst gedeckt werden und ist somit eine wortwörtliche «Schönwetter-Lösung». Im Winterhalbjahr, wo besonders viel Strom verbraucht wird, produzieren Solaranlagen bloss 32% ihrer jährlichen Stromerzeugung. Das heisst, dass sich der Grad an Versorgungssicherheit selbst bei einem massiven Anstieg der Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen einpendelt. Batteriespeichertechnologien können die Versorgungssicherheit kurzfristig erhöhen, stellen jedoch für längere sonnenarmen Zeiten keine ökonomische Alternative zum klassischen Anschluss ans Verteilnetz und somit an weitere Produzenten dar. Die Versorgungssicherheit des Energiesystems wurde anhand der lokalen Energie-Autarkie in HIVE für verschiedene Gemeinden simuliert.

Szenario 1

Wie stark erhöht sich die lokale Energie-Autarkie durch PV-Zubau?

Die Erhöhung der lokalen Stromproduktion aus Photovoltaikanlagen führt nicht im selben Masse zu einer Erhöhung der lokalen Energie-Autarkie. Die Dauer der Energie-Autarkie entspricht der summierten Anzahl der Zeitintervalle, in welchen die lokale Stromproduktion den lokalen Stromverbrauch deckt. Fälschlicherweise wird jedoch oft die «summierte Energie-Autarkie», das heisst das Verhältnis der Gesamtproduktion am Gesamtverbrauch verwendet.

Zurzeit schöpfen die Gemeinden 2,4 bis 6,2% des Solarpotenzials ab. Vier der fünf von HIVE simulierten Gemeinden können sich heute nie während 15 Minuten selbst mit der bereits installierten Solarenergie versorgen.

- Werden 30% des verbleibenden Solarpotenzials abgeschöpft, sind die Gemeinden 11 bis 29% der Jahreszeit reell autark. Die bilanzielle Autarkie beträgt 20 bis 72%.
- Werden 50% des verbleibenden Solarpotenzials abgeschöpft, sind es 19 bis 33% reelle Autarkie. Die bilanzielle Autarkie beträgt 30 bis 110%.
- Wird 100% des Solarpotenzials abgeschöpft, pendelt sich der Autarkie-Grad bei 26 bis 38% ein. Die bilanzielle Autarkie beträgt 56 bis 200%.

Szenario 1.1

Wie stark erhöht sich die lokale Energie-Autarkie durch PV-Zubau inklusive Batteriespeichern?

Ausgehend von einer Abschöpfung von 100% des Solarpotenzials führt der Zubau von privaten Batteriespeichern mit Eigenverbrauchsoptimierung, welche 0,1% des lokalen jährlichen Stromverbrauchs entsprechen, zu einer Erhöhung des realen Energie-Autarkie-Grades von 26 bis 38% auf 36 bis 54%.

Die Schweiz wird auch 2050, trotz Ausbau der Erneuerbaren Energien und der zusätzlichen Erzeugung aus Wasserkraftwerken, auf Stromimporte angewiesen sein und ein Importsaldo von 9 TWh im Winterhalbjahr aufweisen (BFE 2020). Die Gewährleistung des Stromimports ist jedoch zu hinterfragen:

- Der Stromimport im Winter besteht gemäss «Energieperspektiven 2050+» vor allem aus Windenergie-Erzeugung aus dem europäischen Ausland. Gerade Deutschland, das bis 2050 den Stromverbrauch aufgrund der Dekarbonisierung des Wärme- und des Verkehrssektors beinahe verdoppeln und im Winter einen hohen Verbrauch aufweisen wird, wird die eigenen knappen Winter-Ressourcen ausschöpfen müssen (BMW 2021).
- Das Scheitern des Rahmenabkommens mit der EU, welches die Importfähigkeit der Schweiz reduziert, verschärft die Ungewissheit und reduziert somit die Versorgungssicherheit.

Wenn grosse und regelbare Kraftwerke fehlen und institutionelle Unsicherheiten hinsichtlich der Importfähigkeit der Schweiz weitere Lösungen erschweren, muss die Versorgungssicherheit neu gedacht werden. Eine konsequente und wirtschaftlich sinnvolle Koordination zwischen Stromverbrauch und Stromproduktion, um die Versorgungssicherheit möglichst lokal zu gewährleisten, stellt eine erste fundamentale Veränderung des Energiesystems 2050 im Vergleich zur heutigen Situation dar. Ressourcen müssen zwecks Versorgungssicherheit bereits auf individueller, lokaler und regionaler Ebene effizient geplant und genutzt werden.

Die Gewährleistung der Stromverteilung: komplex und teuer

Das klassische Stromnetz versteht sich als eine Infrastruktur, die den Transport und die Verteilung von Elektrizität vom Erzeugungsort zum Verbrauchsort sicherstellt. Heute wird der Grossteil der elektrischen Leistung an wenigen zentralen Stellen produziert und zu den dezentralen Abnehmern transportiert. Der Vorteil dieser Systemarchitektur liegt darin, dass die Netzinfrastruktur eine klare Rollenverteilung kennt.

Der Übertragungsnetzbetreiber muss die produzierte Elektrizität möglichst verlustarm an den Verteilnetzbetreiber transportieren. Dieser verteilt den Strom über ein schwach vermaschtes Verteilnetz an die Stromkonsumenten: Aorta und Kapillaren. Mit der Elektrifizierung von Wirtschaft und Gesellschaft im 20. Jahrhundert wurde das Verteilnetz in planbaren Etappen, nach dem Prinzip der grösstmöglichen erwarteten Spitzenlast dimensioniert und ausgebaut. Dieses Prinzip konnte bis anhin eine angemessene Leistung gewährleisten. Die Anwendung desselben Prinzips im Jahre 2050 stösst an seine Grenzen:

- Das Verteilnetz muss die notwendigen Netzkapazitäten schaffen, um den erhöhten Leistungsbezug der Verbraucher, welche zusätzlich durch das Laden von Elektroautos entsteht, nachzukommen. Damit es beim Kunden nicht zu Leistungseinbussen kommt, muss das Verteilnetz auf die maximale Bezugskapazität dimensioniert werden. Die maximal erforderliche Bezugskapazität orientiert sich an dem Fall mit dem grösstmöglichen Leistungsbedarf vom Netz und wird auch als «Starklast-Szenario» verstanden. Der grösstmögliche Leistungsbedarf trifft in einem Netzgebiet «Wohnquartier» beispielhaft an Werktag-Abend im Winter auf, wenn die eigene Photovoltaikanlage keinen Strom produziert, aber im Quartier nebst hohem Grundverbrauch auch gleichzeitig mehrere Elektroautos geladen werden.
- Das Verteilnetz muss ebenfalls die notwendigen Netzkapazitäten schaffen, um die Stromproduktion, welche neu überall im Niederspannungsbereich durch Photovoltaikanlagen entsteht, aufnehmen und verteilen können. Auch hier gilt das Maximal-Prinzip. Die maximal erforderliche Einspeisekapazität orientiert sich an dem Fall mit dem grösstmöglichen Einspeisebedarf ins Netz und wird auch als «Schwachlast-Szenario» bezeichnet. Der grösstmögliche Einspeisebedarf ins Netz ist typischerweise in den Sommerferien der Fall, wenn die Photovoltaikanlage viel Strom produziert und kein Verbrauch stattfindet. Das Verteilnetz muss also zusätzlich in der Lage sein, eine fluktuierende Stromproduktion ins Verteilnetz einspeisen zu können.

Das Verteilnetz 2050 trägt eine «doppelte» Verantwortung. Es versorgt nicht mehr nur ein Anschluss mit Strom (vertikale Verteilung von Strom), sondern muss zusätzlich in der Lage sein, Stromüberschüsse desselben Anschlusses aufnehmen und an andere verteilen zu können (horizontale Verteilung). Das Verteilnetz ist 2050 somit auch ein Peer-to-Peer-Netz.

In HIVE kann sowohl der Einfluss von erhöhtem Leistungsbedarf durch Elektromobilität als auch der erhöhte Einspeisebedarf der Photovoltaikanlagen auf den Anstieg der Bezugs- und Einspeisekapazitäten an einem virtuellen Anschlusspunkt lokal modelliert werden. Des Weiteren kann man auch den Effekt von Batteriespeichern und PV-Einspeisemanagement auf dieselben berechnen.

Szenario 2

Wie wirkt sich die Elektrifizierung der Mobilität auf die maximal zu erwartenden Bezugskapazität vom Netz aus?

Geht man gesamtschweizerisch von einer 100% elektrischen Fahrleistung aus, erhöht sich, ausgehend von der heutigen Situation, die maximal zu erwartenden Bezugskapazität vom Netz lokal um bis zu 115%.

Szenario 2.1

Können Speicherbatterien die neuen Bezugsspitzen im Netz reduzieren?

Nein. Selbst ein bedeutender Zubau von privaten, dezentralen Batteriespeichern (0,1% Speicherkapazität des lokalen jährlichen Stromverbrauchs) mit Eigenverbrauchsoptimierung-Fokus verhindert den Anstieg der Bezugskapazitäten nicht, da die Speicherbatterien bereits vor den maximalen Bezugsspitzen («Werktag-Abend im Winter»), aufgrund geringer PV-Produktion und erhöhtem Verbrauch, keine gespeicherten Kapazitäten haben.

Szenario 3

Wie wirkt sich der lokale PV-Zubau auf die maximal zu erwartenden Einspeisekapazitäten des Netzes aus?

Wird 100% des Solarpotenzials zugebaut, muss die benötigte Einspeisekapazität um +1000% bis +3200% erhöht werden.

Szenario 3.1

Können Speicherbatterien die neuen Einspeisespitzen ins Netz reduzieren?

Nein. Der Zubau von Batteriespeichern (0,1% des lokalen jährlichen Stromverbrauchs) mit Fokus Eigenverbrauchsoptimierung verhindert den Anstieg der Einspeisekapazitäten nicht, da die Speicherbatterien bereits vor den maximalen Einspeisespitzen («Sommer-Mittag») keine freien Ladekapazitäten aufweisen. Um die Einspeisespitzen zu reduzieren, müssten die Speicher im Sommer ihre Batterieladezyklen erst um die Mittagszeit starten.

Szenario 3.2

Kann ein PV-Einspeisemanagement die neuen Einspeisespitzen ins Netz reduzieren?

Ja. Ein Einspeisemanagement führt zu tieferen Einspeisespitzen. Szenario 3 (100% Abschöpfung des Solarpotenzials) bildet die Ausgangslage.

- Reduziert man die maximale Leistung der jeweiligen Photovoltaikanlagen auf 70%, reduziert sich der Anstieg der notwendigen Einspeisekapazität des Verteilnetzes auf nur noch +879% bis +2615%. Die jährliche lokale PV-Erzeugung wird dabei um 0,1 bis 2% reduziert.
- Bei 50% der Leistungen sind es +595% bis +1832% Einspeisekapazität, 8 bis 9% Rückgang der Erzeugung.
- Bei 30% der Leistungen sind es +300% bis +1033% Einspeisekapazität, 28 bis 31% Rückgang der Erzeugung.

Szenario 4 Reduziert die Elektrifizierung der Mobilität die maximal zu erwartenden Ein- speisekapazitäten ins Netz?

Ja, aber nur sehr gering. Basierend auf der vollständigen Elektrifizierung der Mobilität (Szenario 2), bei gleichzeitig vollen Abschöpfung des Solarpotenzials (Szenario 3), reduziert sich die maximal zu erwartende Einspeisespitze bloss um 0,7% bis 7%. Die Reduktion der Einspeisespitze hängt von der Höhe der Ladeleistung der Elektroautos zur Sommer-Mittagszeit ab. Elektroautos werden dann typischerweise nicht zu Hause, sondern eher am Arbeitsplatz geladen.

Der Verteilnetzbetreiber muss die Stromversorgung während des ganzen Jahres gewährleisten. Dementsprechend muss sie ihre Netzkapazitäten für die zu erwartenden Winter- und Sommer-Spitzen dimensionieren. Der Anstieg der zu erwartenden Erhöhung der Netzkapazität des Verteilnetzes führt traditionellerweise zu Netzausbau. Üblicherweise wird der Querschnitt der Stromkabel vergrössert, damit die maximal benötigte Leistung eingespeisen respektive vom Netz bezogen werden kann. Eine viel beachtete Studie der BKW in Zusammenarbeit mit der Universität Genf geht von Netzausbaukosten von 11 Milliarden Schweizer Franken bis 2050 aus. Da die 11 Milliarden durch den Kunden finanziert werden, stellt der Betrag sehr hohe Opportunitätskosten dar.

Studie von BKW Power Grid und Universität Genf

In einer GIS-basierten Studie modellieren Fachexperten von BKW Power Grid in Zusammenarbeit mit der Universität Genf die Auswirkungen des Einsatzes von Photovoltaik, Wärmepumpen und Elektromobilität auf ein Verteilnetz, das 170 000 Haushalte in der Schweiz versorgt, und analysieren Szenarien für deren Durchdringung in den Jahren 2035 und 2050. Unter Verwendung eines detaillierten Netzmodells findet das Autorenteam heraus, dass Photovoltaik zu 18,5% beziehungsweise 13,7 % mehr Spannungsverletzungen im Vergleich zu Wärmepumpen und Elektromobilität führt, die wiederum etwas mehr Leitungsüberlastungen verursachen, nämlich 0,5% beziehungsweise 2,5 %. Das Autorenteam stellt ausserdem fest, dass die Kosten für die Netzverstärkung deutlich von der Art der städtischen Umgebung abhängen und zwischen 51 bis 213 CHF/kWp, 46 bis 1 385 CHF/kW und 34 bis 143 CHF/kW Photovoltaik, Wärmepumpen und Elektromobilität liegen, wobei die höhere Grenze für ländliche Gebiete gilt. Die Gesamtkosten für die Verstärkung des Verteilnetzes können bis 2050 bis zu 11 Milliarden Schweizer Franken betragen, das heisst 2900 CHF pro Haushalt in der Schweiz. Interessanterweise wird festgestellt, dass Batterien selbst bei den derzeitigen Kosten das Potenzial haben, die Netzverstärkung für bis zu 15% der Trafostationen mit den höchsten spezifischen Netzverstärkungskosten aufzuschieben (Gupta, et al. 2021).

Diese 11 Milliarden sind als Best-Case-Berechnung zu verstehen. Unter der Best-Case-Berechnung wird angenommen, dass Netzplaner bereits heute genau wissen, zu welcher Uhrzeit, wo, wieviel zusätzliche Bezugs- respektive Einspeisekapazität benötigt wird, wodurch die Netzkapazitäten der betroffenen Netzgebiete für 2050 nur einmal ausgebaut werden müssen. Die Dimensionierung der notwendigen Netzkapazitäten mit konventionellen Netzplanungsmethoden stösst mit der zunehmenden Komplexität des Umfelds jedoch an ihre Grenzen: Investitionen in das kapitalintensive Verteilnetz sind in der Regel auf die nächsten 40 Jahren ausgelegt. Dabei schauen Netzplaner ungefähr 20 Jahre in die Zukunft und dimensionieren für diesen Zeitraum das Verteilnetz. In der Vergangenheit genügte die Berücksichtigung von wenigen (Makro)-Variablen um den prognostizierten Leistungszuwachs abzuschätzen. Die Prognosemodelle konnten den örtlichen und zeitlichen Leistungszuwachs äusserst realitätsnah vorhersagen, da dieser nur von wenigen Faktoren abhängte. Bereits heute müssen aber neue Variablen, welche komplexen Wechselwirkungen oder dem individuellen Verhalten mehr Gewicht zu ordnen, berücksichtigt werden, um ein realitätsnahes Verteilnetz 2050 zu planen. Mit der Berücksichtigung solcher Wechselwirkungen kann ein Netzplaner abschätzen, wann, wo, wieviel zusätzliche Bezugs- respektive Einspeisekapazität benötigt wird.

Die Verteilnetzkapazitäten müssen für den erhöhten Stromverbrauch, als auch für die dezentrale Produktion im Verteilnetz angepasst werden. Die Best-Case-Kosten zur Gewährleistung der Stromversorgung durch Netzausbau auf Stufe des Verteilnetzes belaufen sich Schweizweit bis 2050 auf 11 Milliarden Schweizer Franken (Gupta, et al. 2021). Gleichzeitig nimmt die Komplexität zur Planung eines leistungsfähigen und effizienten Verteilnetzes massiv zu.

Marktstruktur: Long-Tail anstatt Pareto-Markt

Der bisherige Kunde spielte bis anhin eine passive Rolle im Energiesystem. Überspitzt formuliert bestand seine Rolle darin, Stromrechnung rechtzeitig zu bezahlen. Die Rolle des klassischen Kunden wird sich bis ins Jahr 2050 radikal ändern. Der Kunde ist Prosumer und kann mit den eigenen Assets zur Stromproduktion, -wandlung und -speicherung einen noch nie da gewesenen Einfluss auf viele Facetten der Stromversorgung und des Energiehandels ausüben.

Der Prosumer kann weiterhin mit den eigenen Assets eigene Energieziele mit individuellen Energiestrategien angehen, zum Beispiel Eigenverbrauchsoptimierung, Autarkie, Suffizienz, zusätzliche Einnahmen generieren, CO₂-neutral haushalten etc. In Kombination mit den Millionen von Assets anderer Prosumer, zum Beispiel Nachbarn oder anderen Assetbesitzern, entfaltet sich die wahren Mitwirkungsmöglichkeiten des Prosumers. Denn das Zusammenbringen (englisch «pooling») vieler kleiner Assets ermöglicht dem Prosumer die Partizipation an System-, Netz-, und marktdienlichen Dienstleistungen. Das «pooling» dieser Assets führt zu einer neuen Marktstruktur.

In vielen Branchen setzen sich am Markt nur wenige aber umsatzstarke Produkte, welche den Markt dominieren, durch. Ganz nach der Pareto-Verteilung: «80% des Umsatzes wird durch 20% der Produkte generiert». Im Gegensatz dazu gibt es im Long-Tail-Markt nebst den Klassenschlagern auch enorm viele weitere Produkte, welche die Marktstruktur prägen, und das, obwohl das einzelne Produkt, relativ zum Gesamtumsatz des Marktes, umsatzschwach ist. Das Pareto-Prinzip gilt nicht mehr: «Im Long-Tail-Markt werden 50% des Umsatzes durch 80% der Produkte generiert». Solche demokratische oder egalitäre Marktstrukturen sind in der Regel nur möglich, wenn die Suchkosten für den Kunden möglichst geringgehalten werden. Sprich, es setzen sich nur wenige Plattformanbieter für solche Märkte durch, zum Beispiel Amazon, Apple, Spotify oder Google.

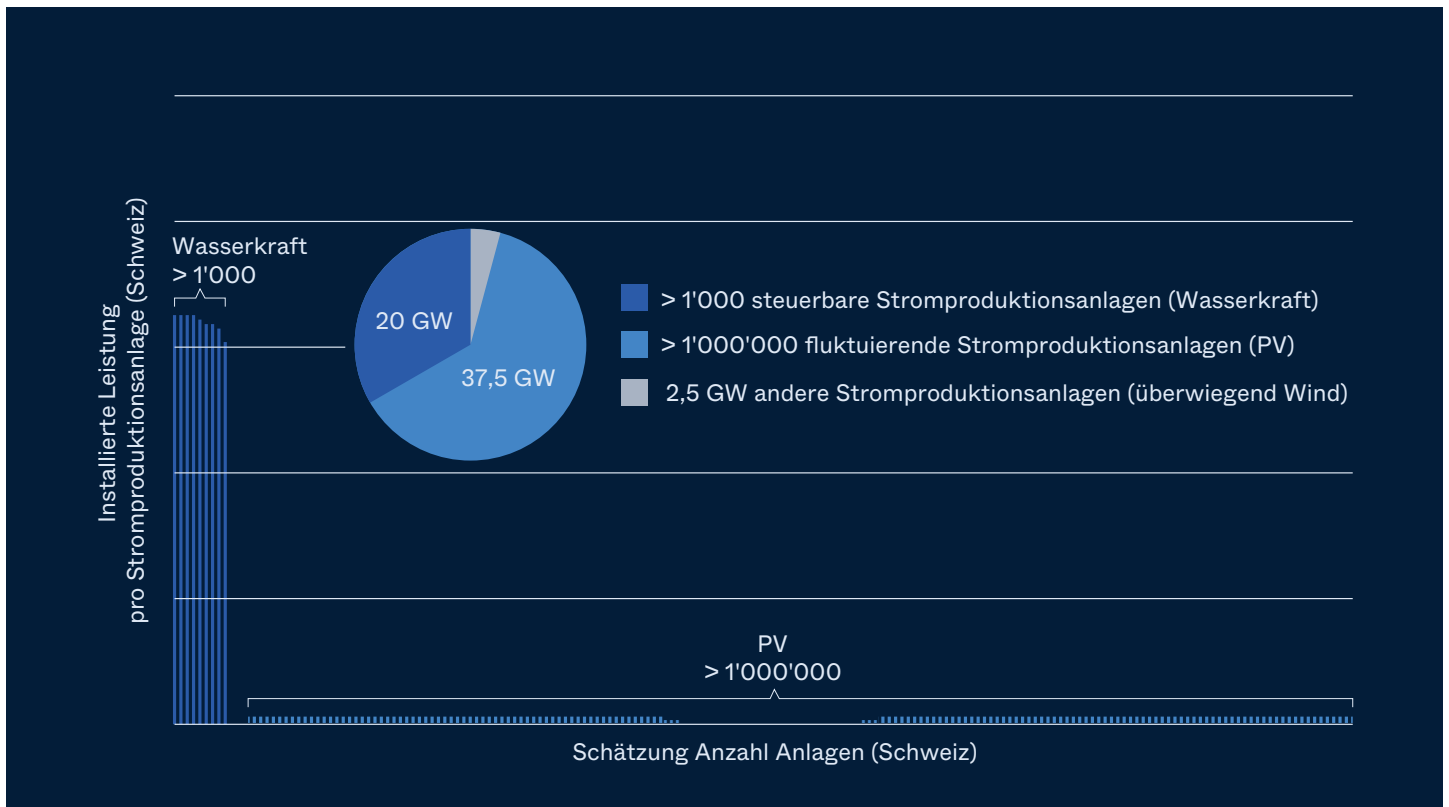


Abbildung 3: Beispiel einer Long-Tail-Energiemarktstruktur für Stromproduktion. In Anlehnung an (BFE 2020)

In Kombination mit der Stromerzeugung aus Wasserkraft stellen die Millionen von verteilten Erzeugungsanlagen der Prosumer 2050 einen Long-Tail-Energiemarkt dar (Siehe Abbildung 3). Die einzelnen Assets des Prosumers sind aufgrund der geringeren Grösse oder Kapazität als Leistungserbringer für solche Dienstleistungen irrelevant. In ihrer Summe produzieren zum Beispiel die PV-Assets jedoch rund 40% der inländischen Stromerzeugung (BFE 2020). Somit verschiebt sich ein signifikanter Teil der Wertschöpfung von zentralen (wie etwa der Wasserkraft) hinzu den dezentralen Assets. Die Pareto-Marktstruktur wird

durch die Long-Tail-Marktstruktur ersetzt. Das Energiesystem 2050 weist demokratische und partizipative Strukturen auf, was zu einem neuen Verständnis der Rolle und Aufgaben des Endverbrauchers führt: 2050 ist der Energie-Kunde ein aktiver Marktteilnehmer. Als solcher wird der Endverbraucher nicht nur von einem demokratischen und partizipativen Energiesystem profitieren und dieses aktiv mitgestalten, sondern kann implizit, durch notwendige Anreize und/oder explizit durch neue Regeln, aktiv gelenkt werden. Die Prosumer tragen eine Mitverantwortung an der effizienten, sicheren und umweltverträglichen Stromversorgung.

Damit Prosumer Dienstleistungen im Long-Tail-Markt erbringen können, ist einerseits ein Marktdesign, aber auch ein regulatorischer Rahmen notwendig, der diese zulässt. Andererseits bedingt dies einen hohen Grad an Automatisierung und Technologisierung der Assets. Die Automatisierung im Energiesystem 2050 betrifft alle Stufen der Wertschöpfung: Energiebereitstellung, Energieübertragung und -verteilung, Handel und Vertrieb. Die automatisierte Steuerung von unterschiedlichen Assets ermöglicht es, notwendige Flexibilitätsoptionen abzurufen. Diese dienen nicht nur der vermehrten Gewährleistung der Versorgungssicherheit auf lokaler Ebene oder der Schonung der Netzkapazitäten, sondern auch dem Wandel des Energie-Kunden zum aktiven Marktteilnehmer.

Beinahe sämtliche Assets des Prosumers (und auch jene relevanten Assets des Verteilnetzes oder der Stromproduzenten) sind in der Lage, notwendige Daten und Informationen, welche den Prosumer zum aktiven Marktteilnehmer befähigen, zu generieren. Die Menge an ausgetauschten Daten wird zunehmen. Allein der Rollout von Smart Metern wird die Datenmenge um das 40 000-fache erhöhen (Keller und Freunek 2020). Die Interkonnektivität der Assets erhöht diese Zahl um ein Mehrfaches. Nebst der Datenmenge muss auch die Datenerfassung, -übertragung, -verarbeitung, und -sicherheit gewährleistet sein, um eine automatisierte Steuerung der Assets zu ermöglichen (VDE 2019).

Das Energiesystem 2050, welches unter anderem durch bidirektionale Stromflüsse und durch dezentrale Stromproduktion geprägt ist, generiert ebenso bidirektionale Datenflüsse durch Millionen von Asset-Daten. Während der Teil «Energie und Netz» des Systems in den Kernkompetenzen der heutigen Anbieter liegt, bietet der Teil «Technologie und Automatisierung» des Systems neue Möglichkeiten für eigentlich branchenneuen Anbieter. Technologie-Anbieter weisen nicht nur hohe Kompetenzen in den oben erwähnten Daten- und Informations-Aufgaben auf, sondern auch in den Bereichen der Entwicklung und Kommerzialisie-

rung von digitalen Prozessen, Modellen, Technologien, Produkten, Dienstleistungen und Plattformen. Durch den hohen Wettbewerbsdruck in ihren beheimateten Märkten weisen Technologieanbieter zudem einen hohen Grad an Geschäftsmodellinnovation, Entwicklungs- und Skalierungsgeschwindigkeit und Kundenfokus auf. Wie bereits in anderen Märkten geschehen, werden die Technologieanbieter im Energiesystem 2050 relevante Marktpositionen nahe am Kunden ergattern, um mit skalierbaren Geschäftsmodellen den Kunden als auch den klassischen Energieanbietern mit eigenen Dienstleistungen an sich binden zu können. Somit verschiebt sich ein weiterer Teil der Wertschöpfung von klassischen Energieversorgungsunternehmen, an welchen Kantone und Gemeinden beteiligt sind, zu internationalen Technologieunternehmen. Bereits heute beweisen sich solche Geschäftsmodellinnovationen von Technologieanbietern besonders in liberalisierten Energiemärkten.

Das Energiesystem erlebt bis 2050 einen tiefgreifenden Wandel in den Wertschöpfungsstrukturen. So wird die Wertschöpfung durch die aktive Marktteilnahme des Prosumers einerseits «demokratischer». Andererseits ist anzunehmen, dass die Technologisierung des Systems wiederum oligarchische Struktur begünstigt, in welchen Technologie-Anbieter mit disruptiven Geschäftsmodellen wichtige Marktanteile an sich reißen können.

Energiezellen: die neue Energierealität

Erschwerte Versorgungssicherheit, steigende

Komplexität, höherer Ausbaubedarf der Verteilnetze und neue Marktstrukturen begleiten die Energieziele. Mit dem heutigen Verständnis lassen sich diese nicht gewährleisten, meistern, finanzieren respektive ermöglichen. Das Energiesystem muss konsequent neu gedacht werden. Damit die Energieziele effektiv und effizient erreicht werden, wird eine Lösung vorgestellt, welche:

- Dezentrale Herausforderungen dezentral löst
- Komplexität reduziert
- Prosumer zur Mitwirkung befähigt

Das Lösungskonzept erlangt bis anhin vor allem im deutschen und österreichischen Raum Aufmerksamkeit (VDE 2015, 2019). Ein zellulares Energiesystem und der Begriff «Energiezelle» sind nur wenigen Entscheidungsträgern der Branche in der Schweiz bekannt. In der Folge werden das zellulare Energiesystem und die Energiezellen vorgestellt und deren Vorteile aufgezeigt.

Begrifflichkeiten

Im zellularen Energiesystem wird gemäss VDE (2019) nach dem Subsidiaritätsprinzip die physikalische Balance zwischen Energieangebot und -nachfrage soweit wie möglich bereits auf regionaler oder gar lokaler Ebene hergestellt. Diese Balance wird durch Energiezellen hergestellt. Eine Energiezelle besteht aus der Infrastruktur für verschiedene Energieformen (Strom, Wärme/Gas, Mobilität), in der durch ein Energiezellenmanagement in möglicher Koordination mit Nachbarzellen der Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch über alle vorhandenen Energieformen organisiert wird. Die Definition wird durch weitere Erläuterungen ergänzt:

1. Zur Infrastruktur werden alle Betriebsmittel gezählt, die zur Wandlung von Energie, zu deren Transport und Verteilung, sowie zur Speicherung eingesetzt werden.
2. Die betrachteten Energieformen umfassen unter anderem Elektrizität, Gas, Wärme sowie Mobilität. Eine Zelle kann auch nur eine Energieform enthalten.
3. Zum Energiezellenmanagement zählen alle Einrichtungen der Leittechnik einschliesslich der benötigten Kommunikationstechnik.
4. Nachbarzellen können hierarchisch angeordnet sein. Es gibt somit Zellen auf der gleichen Ebene sowie auf übergelagerten und untergelagerten Ebenen.
5. Beim Ausgleich, der sowohl saisonal oder auch dynamisch durchgeführt werden kann, können sich die drei Zustände über alle vorhandenen Energieformen ausgeglichen, überversorgt oder unterversorgt ergeben.

Die Struktur

Das zellulare Energiesystem stellt auf verschiedenen Ebenen eine wiederholende und selbstähnliche Struktur in Form von Energiezellen dar. Die Zellenstruktur lässt sich weitgehend von der physikalischen Struktur der Netze ableiten: Vom Einzelhaushalt, einem Quartier, einem (Industrie)Areal, einem Dorf, einer Stadt, einer Region bis hin zu einem Land. Wobei ein entscheidendes Merkmal einer Zelle die Fähigkeit ist, die Energieversorgung innerhalb der Zelle selbstständig zu organisieren. Damit wird auch ein mehrstufiges Managementsystem, inklusive einer Verhaltensreihenfolge, für die Teilnehmer und Aufgaben vorgeschlagen. Die Strom- als auch die Datenflüsse können so mehrstufig koordiniert und geregelt werden, das heisst lokal, regional, überregional, national und international.

Das Subsidiaritätsprinzip

Dem mehrstufigen Managementsystem liegt das Prinzip der Subsidiarität zu Grunde. Dieses definiert, dass auftretende Regelabweichungen oder Probleme primär direkt an der Quelle des Problems behandelt und erst sekundär mit Hilfe der benachbarten vor- oder nachgelagerten Netzgebieten behoben werden. Spannungsbandverletzungen, welche lokal entstehen, werden somit zuerst durch die Ansteuerung von lokalen Lasten und/oder Speichermöglichkeiten behoben. Erst wenn die lokalen Möglichkeiten zur Selbststabilisation ausgeschöpft sind, werden vorgelagerte oder benachbarte Zellen zur Lösung des Problems hinzugezogen. Das Subsidiaritätsprinzip gilt auch für die Organisation von Daten und Informationen. Daten werden nicht mehr zentral durch eine Netzleitstelle ausgewertet, gesammelt und geschützt, sondern in jener Ebene, in welcher die Informations- und Wissensverarbeitung am sinnvollsten erscheint. Basierend auf dem Subsidiaritätsprinzip ergibt sich im zellularen Energiesystem für die einzelnen Agenten folgende Verhaltensreihenfolge:

1. Der Energiefluss soll innerhalb der Zelle/des Zellenclusters ausgeglichen werden.
2. Die Zelle/der Zellencluster soll, wenn möglich, benachbarte oder übergeordnete Zellen unterstützen.
3. Die Zelle/der Zellencluster schützt sich selbst, wenn benachbarte oder übergeordnete Zellen nicht ausreichend unterstützen können.

Aus dieser Verhaltensreihenfolge ergibt sich eine Gesamtstruktur an Verhalten respektive ein Schwarmverhalten aller Agenten. Diese drei Schwarmregeln ermöglichen die Überführung eines komplexen zentralen Systems in ein sich selbststabilisierendes zellulares Energiesystem (Bayer 2021).

Der Energiezellen-Manager

Das Zellen-Management macht das Herzstück der Zelle aus. In jeder Zelle gibt es die Rolle des Zellen-Managers. Zellen-Manager besitzen die Kontrolle über eine begrenzte, lokal verknüpfte Infrastruktur, in der Erzeuger, Verbraucher, Speicher und Energiewandler inbegriffen sein können. Zellen-Manager üben somit die Rechte und Pflichten zur Selbstorganisation gemäss dem Subsidiaritätsprinzip aus. Zellen-Manager, die wiederum andere Zellen enthalten und verwalten, bezeichnet man als Zellcluster-Manager. Die Zellenbeziehungsweise Zellcluster-Manager sind dabei für ihren jeweiligen Netzknoten zuständig. Ein Netzknoten kann zum Beispiel der Hausanschluss einer Wohnhaus-Zelle, die Transformatorstation eines Niederspannungs-Zellclusters, die Unterstation eines Mittelspannungs-Zellclusters, und so weiter sein. Dementsprechend könnten zum Beispiel Übertragungsnetzbetreiber, Verteilnetzbetreiber, Industrieunternehmen, Quartier- und Arealnetzbetreiber die Rolle des Zellen-Managers übernehmen, oder sie können durch Nutzung von Dienstleistungen zum Netzbetrieb auch in einzelnen Gewerbeobjekten oder in Haushalten angesiedelt werden.

Ein Zellen-Manager kann die ihm zur Verfügung stehenden Flexibilitätsoptionen für System-, Netz-, und marktdienlichen Anwendungen anbieten. Dabei können die Flexibilitäten je nach Notwendigkeit einer Anwendung der anderen vorgezogen werden. So können netzdienliche Anwendungen den marktdienlichen Anwendungen vorgezogen werden, wenn lokale Steuerungsmaßnahmen zur Stabilisierung des Stromnetzes notwendig sind. Der Zellen-Manager regelt dabei automatisch sämtliche Energieflüsse innerhalb der Zelle und koordiniert ausserdem Energieangebot und -bedarf mit vorgelagerten oder benachbarten Zellen.

Digitalisierung und Automatisierung

Die Rolle des Zellen-Managers bedarf ein Mindestmass an Beobachtungs- und Steuermöglichkeiten. Dieses Gerät sammelt pro Zelle im einfachsten Fall alle notwendigen Informationen und ist mit Algorithmen ausgestattet, die in unterschiedlichen Szenarien eine möglichst eigenverbrauchsoptimierte Fahrweise der Zelle ermöglicht. Im zweiten Schritt kann auch die Kommunikation mit vorgelagerten und benachbarten Zellen untereinander abgebildet werden, wobei mit übergeordneten Algorithmen weitere Ausgleichsvorgänge möglich werden. Zellen- und Zellcluster-Manager haben dann genaue Informationen über den Netzzustand und das Flexibilitätspotential des Zellclusters. Eine vollständige Digitalisierung der Zelle ist illusorisch und nicht nötig. Um eine genaue Vorhersage zu machen ist jedoch ein Mindestmass an Beobachtung zu gewährleisten.

Wieso braucht es ein zellulares Energiesystem?

Energiezellen berücksichtigen lokale Gegebenheiten, Potenziale und Störungen und bieten gemäss dem Subsidiaritätsprinzip effektivere Lösungen an, als dies unter einer «one rule fits all»-Form möglich wäre. Das zellulare Energiesystem soll auf lokale Herausforderungen, welche durch die dezentrale Produktion und Einspeisung entstehen, dezentrale Lösungsansätze ermöglichen. Gleichzeitig kann genauer ermittelt werden, inwiefern eine Zelle eine andere Zelle bei Bedarf unterstützen kann.

Sowohl die Anzahl Teilnehmer als auch der Anteil an volatiler Stromproduktion erhöhen die Komplexität des Gesamtsystems. Mit der Befähigung von dezentral verteilten Zellen-Manager zur Selbstorganisation ihrer «eigenen» Infrastruktur wird die Komplexität des Gesamtsystems reduziert. Ein Zellen-Manager beobachtet und koordiniert jeweils eine überschaubare Anzahl an verknüpfter Infrastruktur.

Systemweite Ausfälle können reduziert werden, indem Störungen lokal isoliert werden. Bei Abweichungen vom Normalbetrieb könnten sich Energiezellen vom Netz trennen, in den Inselbetrieb gehen und gegebenenfalls auch Resynchronisierungen starten. Erste Pilotprojekte zur Insel- und Resynchronisationsfähigkeit von Energiezellen werden zurzeit in Deutschland durchgeführt. Die Identifikation und Behebung von Störungen bedingt eine rasche Reaktionsgeschwindigkeit. Werden Störungen zu langsam erkannt und behoben, resultieren Schäden und/oder weitere Störungen. Das lokale Beheben der Störung durch den Zellen-Manager bietet eine reaktionsschnelle Alternative zur klassischen zentralen Steuerung, etwa durch eine Netzleitstelle. Mit der Verteilung der Kontrollkompetenz und dezentralem Datenmanagement wird zudem der Einfluss von Cyber-Attacken auf das Gesamtsystem reduziert. Gleichzeitig erlangt die Informationssicherheit im zellularen Energiesystem eine sehr grosse Bedeutung, da die Kommunikationsstrukturen mit der wachsenden Anzahl von befähigten Zellen-Managern zunehmen.

Durch die lokale, bei grösseren Anlagen auch regionale Organisation der Energiebereitstellung und -speicherung sowie der lokalen beziehungsweise regionalen Bilanzierung des Energiebedarfs kann unter Nutzung netzdienlicher Flexibilitätsangebote aus der/den Zellen heraus der Netzausbau des Verteilnetzes reduziert werden (BDEW 2016). Mit der erhöhten Steuerung in der Niederspannungsebene können zudem notwendige Unterhaltsarbeiten auf der Mittel- und Niederspannungsebene getätigt werden.

Schliesslich kann ein lokales Management das Verantwortungsbewusstsein und die Beitragsabsicht der Haushalte zu den Klima- und Energiezielen erhöhen (Hertig 2019). Dabei kann sogar ein «altruistischer Wettbewerb» innerhalb und zwischen den Zellen resultieren.

Energiezellen: Der Praktikeransatz

Der Praktikeransatz von Endaprima unterstützt die Verbraucher in ihrem Streben nach lokaler Energie-Autarkie und strebt die Umsetzung der ersten Verhaltensregel des zellularen Energiesystems an. Eine Energiezelle besteht aus beliebigen Verbrauchern eines Quartiers, Dorfes oder einer Region, welche auf der Energieerzeugungsseite zum Beispiel mit Photovoltaik, Wasserkraft, Windanlagen oder Biomasse fahrplanmässig eine smarte Energie-Autarkie anstreben. Dafür regeln Endaprima Algorithmen, unter Berücksichtigung weiterer relevanter Aspekte (wie etwa Netz- und Speicherkapazitäten), Verbrauch und Erzeugung. Erzeugungseingänge in der Energiezelle gleicht im aktuellen Ansatz die Stromversorgung durch zusätzliche Wasserkraft, Nachbarzelle oder weitere, herkömmliche Energiequellen über das Verteilnetz aus. Speicherlösungen zum Überbrücken der Engpässe werden aktuell erforscht und befinden sich in Versuchsphasen.

Endaprima ist überzeugt, dass mit diesem Ansatz die Klima- und Energieziele 2050 erreicht werden. Die Planung und der Betrieb eines zellularen Energiesystems werden zu komplexen, interdisziplinären Aufgaben, welche mit Künstlicher Intelligenz und Analytik unterstützt werden müssen. Für diese neue Realität entwickelt der Technologie- und Innovationshub der BKW – Endaprima – bereits heute Lösungen.

Für weitere Auskünfte zu Endaprima oder HIVE besuchen Sie unsere Website.

Quellen

ASTRA. Fahrzeugbestand nach Gemeinde und Antrieb. 1. August 2021. https://files.admin.ch/astra_ffr/mofis/Datenlieferungs-Kunden/opendata/1000-Fahrzeuge_IVZ/1700-Analysen/1740-E-Fahrzeugbestand_nach_Gemeinde/.

Bayer, Joseph. «Leitfaden für die Planung zellulärer Energiesysteme - Aktueller Stand und Ausblick.» VDE Bayern Online Fachforum «Planung zellulärer Energiesysteme». 2021.

BDEW. «Der aktive Verteilnetzbetreiber in einer dezentralen Energiewelt.» 30. November 2016. https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20161130-VNB-Netzkonzept-2030.pdf.

BFE. Elektrizitätsproduktionsanlagen in der Schweiz. 06. 08 2021. https://www.uvek-gis.admin.ch/BFE/storymaps/EE_Elektrizitaetsproduktionsanlagen/.

BFE. Energieperspektiven 2050+. 1. November 2020. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html>.

BMW. «Wie kann das Energiesystem der Zukunft aussehen?» 25. Februar 2021. <https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Schlaglichter-der-Wirtschaftspolitik/2021/03/kapitel-1-7-wie-kann-das-energiesystem-der-zukunft-aussehen.html>.

EBP. Szenarien der Elektromobilität in der Schweiz - Update 2021. https://www.ebp.ch/sites/default/files/2021-03/2021-03-08_EBP_CH_EmobSzen_PKW_2021.pdf, 2021.

EnergieSchweiz. Energie Reporter: die Energiezukunft in Ihrer Gemeinde. 6. August 2021. <https://www.energieschweiz.ch/tools/energiereporter/>.

FWS. «Statistik 2020.» 8. April 2021. <https://www.fws.ch/wp-content/uploads/2021/04/FWS-Statistiken-2020.pdf>.

Gupta, Ruchi, et al. «Spatial analysis of distribution grid capacity and costs to enable massive deployment of PV, electric mobility and electric heating.» Applied Energy, April 2021.

Hertig, Yves. Participation in Energy Transition: The Potential and the Coordination of Energy Communities. Fribourg: Universität Fribourg, 2019.

Keller, Katja und Freunek, Monika. «Die Energiestrategie geschieht im Verteilnetz. Dezentrale Ansätze.» Bulletin.ch, 30. April 2020.

Müller, Jonas und Trutnevyte, Evelina. «Spatial projections of solar PV installations at subnational level: Accuracy testing of regression models.» Applied Energy, Mai 2020.

Nordmann, Roger. Sonne für den Klimaschutz. Ein Solarplan für die Schweiz. Bern: Zytglogge, 2019.

Roadmap Elektromobilität. 6. August 2021. <https://roadmap-elektromobilitaet.ch/de/>.

Swiss eMobility. «Szenario 2035: Marktdurchdringung für Steckerfahrzeuge (PEV) in der Schweiz.» Juli 2021. https://www.swiss-emobility.ch/de-wAssets/docs/SwisseMobility_Szenario_2035_quer_interaktiv_e6.pdf.

Swissolar. Statistik Sonnenenergie 2020: 50 Prozent Marktwachstum. 13. Juli 2021. <https://www.swissolar.ch/services/medien/news/detail/n-n/statistik-sonnenenergie-2020-50-prozent-marktwachstum/>.

VDE. VDE/ETG-Studie «Der zellulare Ansatz». 1. Juni 2015. <https://www.vde.com/de/etg/publikationen/studien/vdeetg-studiederzellulareansatz>.

VDE. Zellulares Energiesystem. Ein Beitrag zur Konkretisierung des zellularen Ansatzes mit Handlungsempfehlungen. Mai 2019. <https://www.vde.com/resource/blob/1884494/98f96973fcdaba70777654d-Of40c179e5/studie---zellulares-energiesystem-data.pdf>.

Abkürzungen

TWh Terrawattstunde

GWh Gigawattstunde

PV Photovoltaik

kWp Kilowatt-Peak

kW Kilowatt

Aus Gründen der besseren Lesbarkeit wird auf die gleichzeitige Verwendung der Sprachformen männlich, weiblich und divers (m/w/d) verzichtet. Sämtliche Personenbezeichnungen gelten gleichermaßen für alle Geschlechter.

Änderungen und Irrtümer vorbehalten. © BKW 2021



ENDA by BKW
PRIME
HIVE.