

# Auswirkungen der Energiewende auf die Schweizer Verteilnetze

Praxisbasierte Studienergebnisse der BKW  
inklusive Abgleich mit Ergebnissen  
der Verteilnetzstudie des BFE

 **BKW**

**POWER  
GRID**



# Inhaltsverzeichnis

## 4 Darum geht's

---

## 8 Studienergebnisse

- 8 Strom-Autarkie
  - 12 Treiber des Netzausbaubedarfs
  - 14 Verteilung des zusätzlichen Leistungsbedarfs nach Regionen und Netzebenen
  - 16 Einspeisemanagement für Photovoltaik-Anlagen
  - 18 Einfluss des Kundenverhaltens und intelligente Gebäudeautomation
  - 23 Notwendigkeit der Netzausbau-Zieldefinition
  - 24 Netzausbau mit intelligenten Betriebsmitteln
- 

## 26 Methodik zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs

# Darum geht's

Die Verteilnetze sind für die Erreichung der Ziele der Energie- und Klimastrategie unverzichtbar: Sie sind als zentrales Bindeglied im elektrischen Gesamtsystem das «Rückgrat» der Energiewende. Die aktuelle Verteilnetzstudie des BFE<sup>1</sup> unterstreicht ihre zentrale Rolle. Doch wie gross sind die finanziellen und organisatorischen Herausforderungen der Energiewende an den Verteilnetzausbau tatsächlich? Um diese Frage zu beantworten, hat die BKW auf Basis ihrer Netzdaten vertiefte Analysen und Berechnungen durchgeführt. Mit dem vorliegenden Dokument stellt die BKW diese Ergebnisse vor.

Zum Erreichen der Energiewende plant der Bund den Ausbau der dezentralen Stromerzeugung. Allein bei Photovoltaik soll die installierte Leistung<sup>2</sup> gegenüber heute um das Zwölfwache erhöht werden. Schon heute entspricht diese derjenigen sämtlicher Schweizer Kernkraftwerke. Auf der Verbrauchsseite sollen Mobilität und Heizen CO<sub>2</sub>-frei elektrifiziert werden, insbesondere durch E-Mobilität und Wärmepumpen. Der Anschluss dieser Anlagen erfolgt zu fast 90% im Mittel- und Niederspannungsnetz. Dort sind die Stromleitungen heute mehrheitlich dünn und die verfügbaren Transportkapazitäten gering. Um den zusätzlich erzeugten Strom jederzeit zu den Orten des zusätzlichen Strombedarfs verteilen zu können, muss die Kapazität der Verteilnetze abgestimmt auf den Zuwachs bei Erzeugung und Verbrauch ausgebaut werden.

Ohne Netzausbau wird die Energie- und Klimawende nicht gelingen. In einer Kosten-Nutzen-Abwägung sind neben Geld auch die zwei weiteren kritischen Faktoren Material und Personal zu berücksichtigen. Die beiden zentralen Fragen lauten daher: Welche zukünftigen Anforderungen von Wirtschaft und Gesellschaft soll das Netz bedienen? Oder konkreter: Welche Einspeisung und welcher Strombezug aus dem Netz sollen den einzelnen Kundinnen möglich sein? Und welcher Netzausbau ist angesichts des herrschenden Material- und Fachkräftemangels bis 2050 überhaupt umsetzbar?

Ende November 2022 veröffentlichte das Bundesamt für Energie (BFE) eine Studie zu den «Auswirkungen der Elektrifizierung und des starken Ausbaus der erneuerbaren Energien auf die Schweizer Stromverteilnetze». Die BKW begrüsst die Veröffentlichung dieser Studie ausdrücklich, bestätigt diese doch zweifelsfrei, dass die Verteilnetze als wesentlicher Bestandteil des Elektrizitätssystems in die Diskussionen einzuschliessen sind. Die Studie geht der Frage nach, wie sich der erwartete Anschluss von immer mehr Wärmepumpen, Ladestationen für E-Mobilität und Photovoltaik-Anlagen auf die Verteilnetze auswirkt. Ihr eindeutiges Ergebnis ist, dass die Verteilnetze massiv von den Veränderungen der Energiewende betroffen sind. Im Basisszenario belaufen sich die für die Energiewende erforderlichen zusätzlichen Ausbaurkosten für die Schweizer Verteilnetze bis 2050 auf CHF 30 Milliarden. Im aus Sicht der Verteilnetze ungünstigsten (und angesichts des Fachkräfte- und Ressourcenmangels nicht realisierbaren) Szenario drohen gemäss der Studie sogar zusätzliche Ausbaurkosten von bis zu CHF 66 Milliarden.

Die BKW leistet mit der vorliegenden eigenen Studie einen zusätzlichen Beitrag, die Entscheidungen zur Umsetzung der Energiewende bezüglich der Stromnetze auf einer guten Daten- und Faktenlage treffen zu können und diese effektiv und effizient gemeinsam mit allen Akteuren voranzubringen. Sie stellt darin ihre praxisbasierten

<sup>1</sup> Bericht «Auswirkungen einer starken Elektrifizierung und eines massiven Ausbaus der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien auf die Schweizer Stromverteilnetze» vom 10.11.2022, erstellt im Auftrag des BFE durch Consentec GmbH, EBP Schweiz AG und Polynomics AG.

<sup>2</sup> Die installierte Leistung bezeichnet die maximal erzeugbare Energie pro Zeitspanne. Beispiel: Ein Photovoltaik-Modul mit 1 kW Peak-Leistung produziert bei idealer Ausrichtung und voller Sonneneinstrahlung über eine Stunde genau 1 kWh Energie.



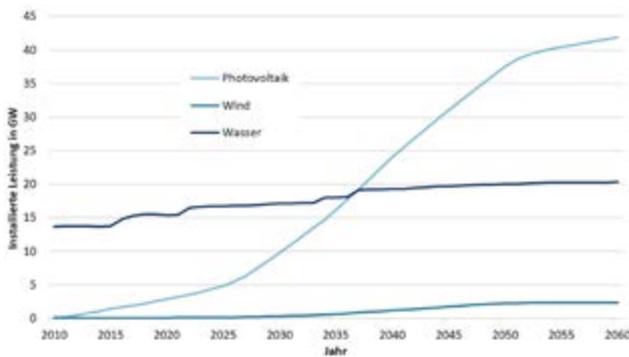
Studienergebnisse zu sieben zentralen Themenfeldern vor.<sup>3</sup> Sofern vorhanden, werden diese Ergebnisse mit den Ergebnissen der BFE-Studie abgeglichen. Dabei kommt die BKW in ihren Berechnungen auf ähnliche finanzielle Werte wie das BFE und bestätigt wichtige weitere Aussagen. In gewissen Punkten – wie beispielsweise der Verteilung des Ausbaudarfs auf die verschiedenen Netzebenen oder den bestehenden Reserven im Verteilnetz für die Aufnahme neuer Lasten – unterscheiden sich die Ergebnisse von der BKW und des BFE allerdings erheblich.

Gemeinsames Ziel aller Akteure muss das effiziente Gelingen der Energiewende sein. Aus Verteilnetzperspektive bedeutet dies, den Netzausbaubedarf nicht unnötig anwachsen zu lassen und gleichzeitig die Umsetzung der erforderlichen Massnahmen deutlich zu beschleunigen. Denn ein geringerer (und somit günstigerer) und schnellerer Netzausbau kommt letztendlich der gesamten Volkswirtschaft und jeder einzelnen Kundin direkt zugute. Die aus einer hochwertigen Datenbasis gewonnenen Ergebnisse helfen massgeblich, eine umsetzbare, fristgerechte und bezahlbare Energiewende zu realisieren.

<sup>3</sup> Wesentliche Ergebnisse wurden bereits in einer Studie der Universität Genf veröffentlicht, an welcher die BKW entscheidend mitgewirkt hat (vgl. [www.bkw.ch/studie-stromnetzbelastung](http://www.bkw.ch/studie-stromnetzbelastung)).

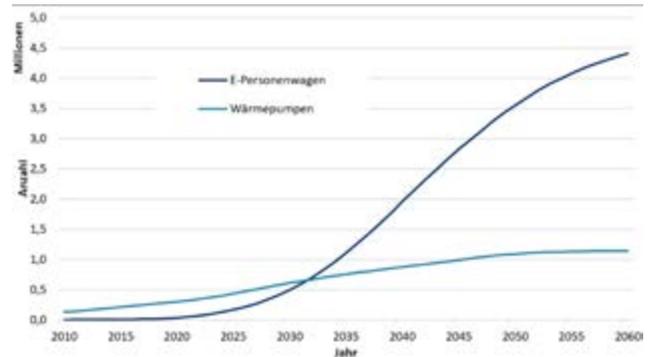
### Prognostizierter Ausbau der Stromerzeugung

(Quelle: Bundesamt für Energie (BFE) Szenarienergebnisse ZERO Basis<sup>4</sup>)



### Prognostizierte Entwicklung von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen

(Quelle: Bundesamt für Energie (BFE) Szenarienergebnisse ZERO Basis<sup>4</sup>)



## Energiewende

Die Energiewende bezeichnet allgemein den Übergang von einer nicht nachhaltigen Nutzung fossiler Energieträger zu einer nachhaltigen Energieversorgung mittels erneuerbarer Energien. Sie ist sektorübergreifend und umfasst die Sektoren Elektrizität, Wärme und Mobilität. Die Schweiz verfolgt hierfür die Energiestrategie 2050. Das neue Energiegesetz wurde im Mai 2017 vom Schweizer Stimmvolk angenommen. 2021 hat das Bundesamt für Energie (BFE) die Energieperspektiven 2050+<sup>4</sup> veröffentlicht. Diese analysieren im Szenario Netto-Null (ZERO) eine Entwicklung des Energiesystems, die mit dem langfristigen Klimaziel von Netto-Null Treibhausgasemissionen im Jahr 2050 kompatibel ist und gleichzeitig eine sichere Energieversorgung gewährleistet. Erreicht werden soll dies durch eine umfassende Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors: Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren werden durch Elektrofahrzeuge ersetzt, fossile Heizungen durch elektrische Wärmepumpen und Wärmenetze mit erneuerbaren Energien. Zudem soll die Energieeffizienz rasch und umfassend gesteigert werden. Die Stromproduktion aus inländischen erneuerbaren Energien wird so schnell ausgebaut, dass bis 2050 eine ausgeglichene Jahresbilanz erreicht wird. Das heisst, dass die Schweiz ihren Stromverbrauch übers Jahr gesehen mit der inländischen Stromproduktion decken kann.

Folglich hat das Stromnetz bis 2050 einerseits einen massiven Zubau neuer erneuerbare Energien (zum Beispiel Photovoltaik mit einem Zielwert von 37.5 GW<sup>5</sup>) zu integrieren. Andererseits werden bis 2050 1.5 Millionen Wärmepumpen und 3.6 Millionen Elektroautos durch das Stromnetz versorgt. Aktuelle Diskussionen in Politik und Forschung deuten darauf hin, dass die Entwicklung rascher vonstattengeht als in den Energieperspektiven 2050+ angenommen.<sup>6</sup>

<sup>4</sup> <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html>

<sup>5</sup> Installierte Leistung. Leistung steht für die Energie pro Zeitspanne bzw. die Energiemenge, die zu einem beliebigen Zeitpunkt anfällt.

<sup>6</sup> Studie «Verständnis Ladeinfrastruktur 2050 – Wie lädt die Schweiz in der Zukunft?» des BFE (<https://www.news.admin.ch/newsd/message/attachments/78058.pdf>)



# Strom-Autarkie

Eine ausgeglichene Jahresbilanz<sup>7</sup> eines Haushalts bedeutet nicht, dass dieser autark vom Stromnetz wird. Ursache dafür ist, dass die lokale Produktion praktisch nie zum zeitgleichen lokalen Verbrauch passt. Da Verteilnetze auf die mögliche Maximalbelastung bzw. den maximalen Leistungsbedarf ausgelegt werden müssen, resultiert für sie aus dem massiven Zuwachs von Photovoltaik-Anlagen, Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen ein erheblicher Ausbaubedarf.

In bisherigen Analysen und Diskussionen wurde oft über Autarkie oder ausgeglichene Jahresbilanz gesprochen. Vielfach führt dies in Gesellschaft und Politik zu der falschen Wahrnehmung, dass mit lokaler Produktion und lokalem Verbrauch die Verteilnetze entlastet würden. Die lokale, volatile Stromproduktion eines einzelnen Haushalts passt aber praktisch nie zu dessen gleichzeitig auftretendem Strombedarf. Das heisst, kurzfristig zu viel produzierter Strom – z. B. aus Photovoltaik – muss über das Verteilnetz abgeführt werden. Umgekehrt möchten beispielsweise nachts, wenn die Photovoltaik-Anlagen keinen Strom produzieren, viele Haushalte ihr Elektroauto laden und beziehen dazu Strom aus dem Netz. Dieser Strom wird von anderen Energiequellen an anderen Orten erzeugt und kann nur mithilfe des Stromnetzes zum jeweiligen Elektroauto gelangen.

Auch wenn lokale Erzeugung und lokaler Verbrauch am selben Ort erfolgen, vermindert dies den Ausbaubedarf des Verteilnetzes folglich bestenfalls geringfügig. Denn das Verteilnetz muss stets auf die lokale, maximal zu erwartende,

gleichzeitige Leistung<sup>8</sup> ausgelegt werden, welche in das Netz eingespeist oder aus diesem bezogen wird. Durchschnitts- oder Jahresenergiebetrachtungen führen zu massiv falschen Ergebnissen. Ebenso ist die durchgeleitete Energiemenge für die Auslegung des Verteilnetzes nicht massgeblich.

Um den rasant steigenden dezentralen Leistungsbedarf sowohl in der Erzeugung (v. a. durch Photovoltaik-Anlagen) als auch im Verbrauch (v. a. durch Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge) decken zu können, müssen die Verteilnetze erheblich ausgebaut werden.

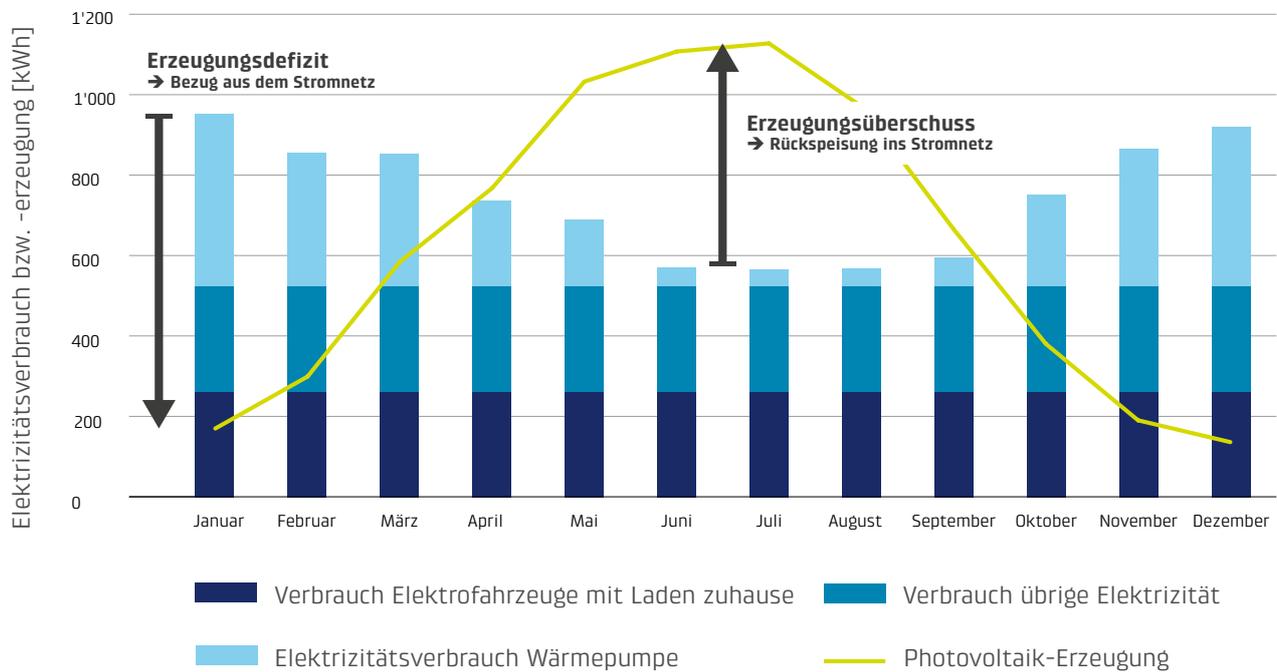
Die Verteilnetzstudien des BFE und der BKW stimmen in ihrer Beurteilung zur Strom-Autarkie und zur zukünftigen Bedeutung der Netze überein.

## Lokale Batterien

Lokale Batterien können die Netzbelastung über einige Tage reduzieren, wenn sie im Sinne der Reduktion der Netzbelastung eingesetzt werden. Bei einer wirtschaftlichen Dimensionierung der Batterien sind diese jedoch nicht in der Lage, zu jedem Zeitpunkt ausreichend Strom zur Verfügung zu stellen oder sämtlichen selbst produzierten Strom zu speichern. Spätestens nach mehreren Tagen Nebel ohne eigene Photovoltaik-Produktion ist die Batterie leer. In diesen Fällen ist der Haushalt mit seiner kompletten Anschlusskapazität wieder auf die Stromversorgung aus dem Netz angewiesen.

<sup>7</sup> Eine ausgeglichene Jahresbilanz liegt vor, wenn der Wert der eigenen Stromerzeugung mit dem des eigenen Stromverbrauchs über den Zeitraum von einem Jahr übereinstimmt.

<sup>8</sup> Leistung steht für die Energie pro Zeitspanne bzw. die Energiemenge, die zu einem beliebigen Zeitpunkt anfällt.



Monatliche Energiebilanz eines durchschnittlichen Privathaushalts im Jahresverlauf: Trotz ausgeglichener Jahresbilanz<sup>9</sup> stimmen Erzeugung und Verbrauch bereits bei einer Monatsbetrachtung (erst recht bei einer Tages-, Minuten- oder Sekundenbetrachtung)<sup>10</sup> nur selten überein. (Quelle: Analyse BKW)

<sup>9</sup> Die Jahresproduktion der Photovoltaik-Anlage entspricht dem Jahresenergieverbrauch des Privathaushalts.

<sup>10</sup> Bei einer echten Autarkie, welche keinen Netzanschluss benötigt und somit das Verteilnetz nicht in Anspruch nimmt, muss zu jedem Zeitpunkt im Jahr die erzeugte Energiemenge mit der verbrauchten Energiemenge übereinstimmen. Es darf also zu keinem Zeitpunkt ein Erzeugungsüberschuss oder ein Erzeugungsdefizit auftreten.

### **Nachbarschafts- und Quartierlösungen, Zusammenschluss zum Eigenverbrauch und lokale Elektrizitätsgemeinschaften**

Nachbarschafts- und Quartierlösungen sowie Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (ZEV) und lokale Elektrizitätsgemeinschaften (LEG) mildern die Herausforderungen für die Verteilnetze im Allgemeinen nicht. Stromnetze funktionieren nach elektrotechnischen und physikalischen Gesetzen: Strom nimmt immer den kürzest möglichen Weg<sup>11</sup> unabhängig davon, was innerhalb dieser Gemeinschaften vertraglich vereinbart wurde. Der Leistungsbedarf bzw. die benötigte Netzkapazität geht allein durch einen Zusammenschluss nicht zurück und der Ausbaubedarf des Verteilnetzes wird nicht reduziert.

Eigenverbrauch wie auch Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch hinter einem gemeinsamen Anschlusspunkt reduzieren den Netzausbau erst dann, wenn die Kundinnen ihre Einspeise- und Bezugsspitzen am Anschlusspunkt mindern. Tatsächlich bleiben beispielsweise im Winter oder bei schlechtem Wetter die Spitzen erfahrungsgemäss jedoch unverändert. Die Anschlusskapazität kann folglich nicht reduziert werden, da das Netz stets auf die zu erwartende maximal auftretende Leistung ausgelegt werden muss.

Bei den durch den Gesetzgeber geplanten virtuellen Zusammenschlüssen wie lokalen Elektrizitätsgemeinschaften sinkt der Netzausbaubedarf ebenfalls nur dann, wenn zum einen die benötigte Anschlusskapazität bei den individuellen Anschlüssen reduziert wird und zum anderen sich durch den Zusammenschluss die Stromflüsse im Netz reduzieren oder systematisch gleichmässiger verteilen.<sup>12</sup> Allein durch den Zusammenschluss zu einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft kommt es jedoch zu keiner Reduktion der Anschlusskapazität, da die Versorgung der Teilnehmer über das öffentliche Netz erfolgt.

Bei einer rein finanziellen Optimierung kann es durch lokale Elektrizitätsgemeinschaften sogar zu zusätzlichem Netzausbaubedarf kommen; etwa, wenn die Gemeinschaft die Lastspitzen ihrer Mitglieder und damit die benötigte Anschlusskapazität bzw. die Belastung des Verteilnetzes erhöht.<sup>13</sup> Die Auswirkungen auf das Verteilnetz sollten daher bei der Planung und Steuerung von lokalen Elektrizitätsgemeinschaften zwingend berücksichtigt werden.

<sup>11</sup> Genauer: Elektronen nehmen stets den Weg des geringsten Widerstandes.

<sup>12</sup> In ihrer Planung legen die Netzbetreiberinnen das Netz nicht auf die Summe aller individuellen Anschlussleistungen aus, sondern berücksichtigen dabei die aus Verschachtelungseffekten resultierenden Gleichzeitigkeitsfaktoren, welche den Netzbedarf reduzieren.

<sup>13</sup> In der fälschlichen Annahme, dass eine ausgeglichene Jahresbilanz eines oder mehrerer Haushalte gleichbedeutend mit einer Autarkie vom Stromnetz ist bzw. dass dadurch das Stromnetz entlastet wird.



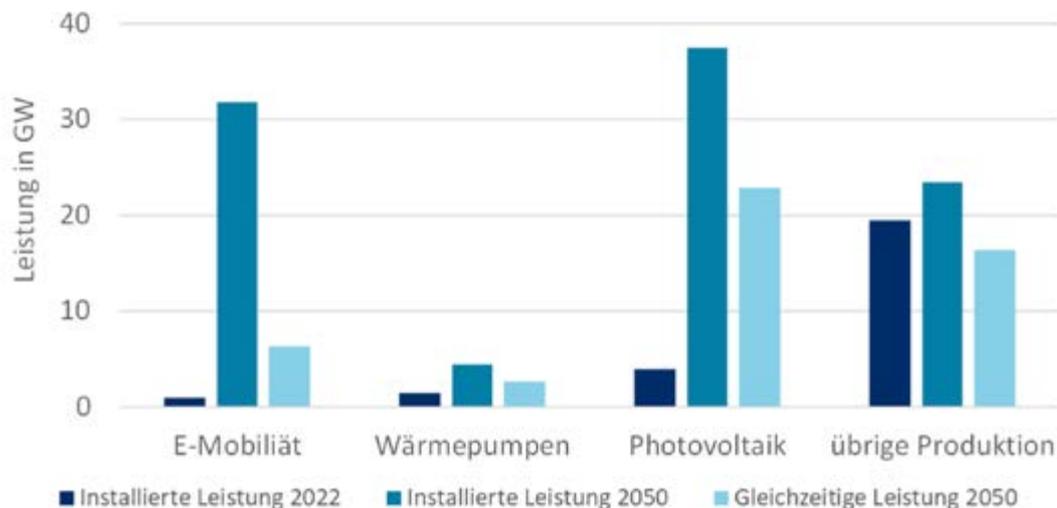
# Treiber des Netzausbaubedarfs

Zum Erreichen der Energiewende plant der Bund den massiven Ausbau der dezentralen Stromerzeugung. Gleichzeitig sollen auf der Verbrauchsseite Mobilität und Heizen CO<sub>2</sub>-frei elektrifiziert werden. Der notwendige Ausbau des Stromnetzes, an welches die entsprechende Infrastruktur angeschlossen wird, ist sowohl erzeugungs- als auch verbrauchsgetrieben.

Mit der Energiewende nimmt die Anzahl dezentraler Produktions- und Verbrauchsstätten massiv zu. Leistungsbedarf, Dynamik und Volatilität sowie Komplexität und Risiko im Verteilnetz steigen in Folge parallel an. Nur wenn das Netz gut auf die Veränderungen ausgerichtet ist, kann der zusätzliche Strom auch woanders als am Ort seiner Erzeugung genutzt und ausreichend Strom für die neuen Verbraucher bereitgestellt werden. Um dies zu leisten, müssen die Verteilnetze signifikant ausgebaut werden. Haupttreiber sind sowohl die zusätzliche dezentrale Erzeugung mittels Photovoltaik-Anlagen als auch der Verbrauchs- bzw.

Lastzuwachs durch E-Mobilität und Wärmepumpen. Dabei resultieren zwei Drittel des Netzausbaubedarfs aus der Installation von Photovoltaik-Anlagen (erzeugungsgetrieben) und ein Drittel aus den Installationen für E-Mobilität und Wärmepumpen (lastgetrieben).

Entgegen der Verteilnetzstudie des BFE zeigen die Berechnungen der BKW, dass der Netzausbau nicht nur lastgetrieben, sondern sogar in noch deutlich grösserem Ausmass erzeugungsgetrieben ist.



Die Entwicklung der Leistung in GW für die neuen Verbrauchs- und Produktionsstätten wird bis 2050 erheblich ansteigen. (Quellen: Energieperspektiven 2050+ des BFE sowie interne Analysen der BKW auf Basis von Daten von Swissgrid, ENTSO-E, EBP und VDE FNN; alle Gleichzeitigkeitsfaktoren<sup>14</sup> sind auf die ganze Schweiz bezogen.)

<sup>14</sup> In ihrer Planung legen die Netzbetreiberinnen das Netz nicht auf die Summe aller individuellen Anschlussleistungen aus, sondern berücksichtigen dabei die aus Verschachtelungseffekten resultierenden Gleichzeitigkeitsfaktoren, welche den Netzbedarf reduzieren. Eine grössere Anzahl von Verbrauchern oder Erzeugern erhöht zwar die gleichzeitige Leistung, führt aufgrund des unterproportionalen Wachstums aber zu einem niedrigeren Gleichzeitigkeitsfaktor im Netz. Je höher die Netzebene desto tiefer ist daher der Gleichzeitigkeitsfaktor.



### **Entwicklung der Leistung**

Schon heute entspricht die schweizweit installierte Leistung von Photovoltaik jener aller Schweizer Kernkraftwerke zusammen (3.1 GW). Gemäss Zahlen des Bundes soll die Leistung aus Photovoltaik bis im Jahr 2050 um das Zwölfwache auf 37.5 GW ansteigen. Auf der Verbrauchsseite sieht es ähnlich aus: Etwa 400'000 Wärmepumpen sind heute in der Schweiz installiert. Für 2050 erwarten Prognosen 1.5 Millionen. Wenn an einem kalten Winterabend alle Wärmepumpen in Betrieb sind (5.6 GW) und zusätzlich nur 10 % der erwarteten 3.6 Millionen Elektroautos gleichzeitig laden, entspricht das einer Zusatzlast von 9.6 GW. Diese Zusatzlast ist so hoch wie die gleichzeitige Höchstlast der gesamten Schweiz im Jahr 2020.

# Verteilung des zusätzlichen Leistungsbedarfs nach Regionen und Netzebenen

Die Energiewende fordert von Stromnetzen insbesondere im ländlichen Mittel- und Niederspannungsnetz massiv mehr Leistung. Gerade hier – wie auch in periurbanen bzw. vorstädtischen Netzgebieten – sind die Transportkapazitäten bislang jedoch gering. Der grösste Netzausbaubedarf besteht somit ausserhalb städtischer Gebiete im Mittel- und Niederspannungsnetz.

Das Verteilnetz muss stets auf die mögliche gleichzeitige Maximalbelastung in jedem Abschnitt des Netzes ausgelegt werden. Hingegen ist die transportierte Energiemenge für die Auslegung des Verteilnetzes nicht massgeblich.

Mit der Energiewende steigt der lokale, dezentrale Leistungsbedarf durch Erzeugung und Verbrauch massiv an. 90 bis 95 % der Photovoltaik-Leistung werden an das Mittel- und Niederspannungsnetz angeschlossen, 75 % davon in ländlichen Gebieten.<sup>19</sup> Im Verbrauch zeigt sich ein ähnliches Bild: Private Ladestationen für die E-Mobilität haben aufgrund des schwächer ausgebauten öffentlichen Verkehrs und voraussichtlich geringen Angebots an Schnellladestationen in ländlichen und periurbanen Gebieten eine grössere Verbreitung als in Städten. Zudem leben auf dem Land überproportional viele Eigenheimbesitzer, welche im Gegensatz zu Mietern selbst über ihre privaten Ladestationen für die E-Mobilität und ihre Wärmeaufbereitung entscheiden. Mangels Alternativen (wie z. B. Anschluss an Fernwärme- oder Gasnetze) wird auch die Durchdringung von Wärmepumpen in ländlichen Gebieten rascher vorstattengehen und höher ausfallen als in periurbanen und städtischen Gebieten.

Praktisch alle neuen Infrastrukturen aus der Energiewende (Photovoltaik-Anlagen, Ladestationen für E-Mobilität und Wärmepumpen) werden an das Niederspannungsnetz angeschlossen. Einzig grosse Photovoltaik-Anlagen und Schnellladestationen für die E-Mobilität werden an das Mittelspannungsnetz angeschlossen.

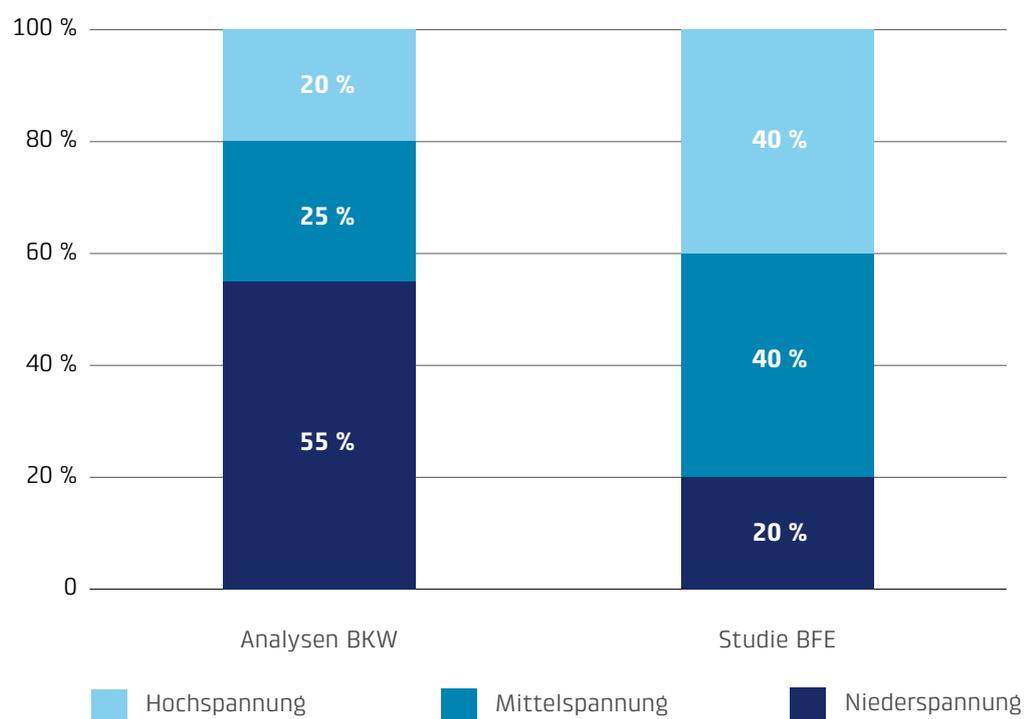
Ein überproportional grosser Teil dieser neuen Anschlüsse erfolgt in ländlichen Gebieten. Entsprechend der hier typischen dünnen Besiedlung wurden die Verteilnetze in der Vergangenheit auf einen geringen Leistungsbedarf ausgelegt. Dadurch sind sie bislang weitaus weniger dicht, leistungsfähig und redundant und erfordern einen umso stärkeren Netzausbau. Dies gilt insbesondere dort, wo die heutigen Netze nur über geringe Reserven verfügen.<sup>20</sup> Als zusätzlicher Kostentreiber wirkt dabei die vielfach anspruchsvolle Topologie ländlicher Regionen, die beispielsweise in den Kantonen Bern und Jura zahlreiche zum Teil steile und schwer zugängliche Hanglagen aufweist.

Berechnungen der BKW mit Daten aus ihrem Verteilnetz verdeutlichen diese Aussagen: Mit einem Anteil von 55 % fällt der grösste Kostenanteil für den erforderlichen Verteilnetzausbau im Niederspannungsnetz an. Es folgen das Mittelspannungsnetz mit 25 % und schliesslich das Hochspannungsnetz mit 20 %.

Die Verteilnetzstudie des BFE zeigt den grössten Ausbaubedarf im Hoch- und im Mittelspannungsnetz. Dementgegen betrifft der Ausbaubedarf gemäss den auf eigenen Netzdaten beruhenden Analysen der BKW insbesondere das (ländliche) Mittel- und Niederspannungsnetz.

<sup>19</sup> Abschlussbericht «Auswirkungen dezentraler Einspeisung auf die Verteilungsnetze der Schweiz» vom 24.04.2012, Untersuchung im Auftrag des Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) von Consentec.

<sup>20</sup> Verteilnetze sind gemäss Art. 8 Stromversorgungsgesetz sicher, leistungsfähig und effizient zu bauen und zu betreiben. Entsprechend sind die heutigen Verteilnetze bedarfsgerecht auf stark verteilte, relativ schwache Lasten ausgelegt.



Gemäss den auf Verteilnetzdaten basierenden Analysen der BKW ergibt sich der grösste Netzausbaubedarf aus der Energiewende im Niederspannungsnetz. Dieses Ergebnis weicht signifikant von der auf synthetischen Modellen<sup>21</sup> basierenden Prognose der BFE-Studie ab. (Quellen: Analysen BKW, Verteilnetzstudie BFE, 2022)

<sup>21</sup> Die BFE-Studie geht innerhalb einer Gemeinde von homogenen, gleichartigen Verbrauchern und Erzeugern aus, die geografisch gleichmässig auf dem Gemeindegebiet verteilt sind. Zudem wurden die Netze vollständig homogen modelliert. Dies entspricht weder dem realen Kundenverhalten noch der realen geografischen Verteilung der Kunden oder den realen Netzgegebenheiten.

# Einspeisemanagement für Photovoltaik-Anlagen

Durch Einspeisemanagement für Photovoltaik-Anlagen am jeweiligen Anschlusspunkt lässt sich die Aufnahme von Solarenergie in das Stromnetz beschleunigen und steigern. So lassen sich bei geringerem Netzausbau mehr Photovoltaik-Anlagen ans Netz anschliessen und es steht dadurch insgesamt mehr Solarenergie zur Verfügung. Mit der gleichen Netzinfrastruktur lässt sich rund 30% mehr Solarenergie integrieren, falls die Einspeiseleistung am jeweiligen Anschlusspunkt auf 70% der installierten Leistung<sup>15</sup> der Photovoltaik-Anlage begrenzt wird.

Unter Einspeisemanagement wird die Limitierung der Einspeiseleistung am jeweiligen Anschlusspunkt verstanden. Für Photovoltaik-Anlagen ist dies ein einfacher und pragmatischer Ansatz zur Verringerung der Netzausbaukosten: Eine Limitierung auf 70% der installierten Leistung der Photovoltaik-Anlage reduziert den Verteilnetzausbaubedarf um CHF 5 bis 10 Milliarden<sup>16</sup> bzw. um 30%.

Dieser Einsparung steht im schlechtesten Fall ein Verlust von lediglich maximal 3% der Jahresenergie entgegen. Die geringe Verlustquote ergibt sich aus der Tatsache, dass die maximale Leistung von Photovoltaik-Anlagen nur während weniger Stunden pro Jahr auftritt. Hingegen hätte eine Redimensionierung der Anlage auf 70% ihrer ursprünglichen Modulfläche zwar im Verteilnetz denselben Effekt wie die Limitierung am Anschlusspunkt, würde jedoch auch zu dauerhaft 30% weniger produzierter Energie führen. Zudem gehen die maximal 3% Jahresenergie im Sommer zu einem Zeitpunkt verloren, zu welchem infolge des voraussichtlich massiven Überschusses an produziertem Strom<sup>17</sup> zukünftig tiefe oder sogar negative Marktpreise zu erwarten sind.

Der geringe Energieverlust kann zudem erheblich reduziert oder sogar komplett vermieden werden, wenn die Energie beispielsweise via Zwischenspeicher oder intelligenter Gebäudeautomation am Ort der Produktion für den Eigenverbrauch verwendet wird.

Sofern kein Zwischenspeicher oder keine intelligente Gebäudeautomation vorhanden ist, erfolgt die Limitierung direkt am Wechselrichter der Photovoltaik-Anlage. Für grössere Anlagen kann anstelle der fixen Einspeiselimitierung auch eine netzseitige dynamische Steuerung eingesetzt werden.

Die Verteilnetzstudien des BFE und der BKW stimmen in ihrer Beurteilung zum Einspeisemanagement für Photovoltaik-Anlagen und der damit erreichbaren Reduktion des Verteilnetzausbaubedarfs um 30% überein.

<sup>15</sup> Die installierte Leistung bezeichnet die maximal mögliche produzierbare Energiemenge je Zeitspanne.

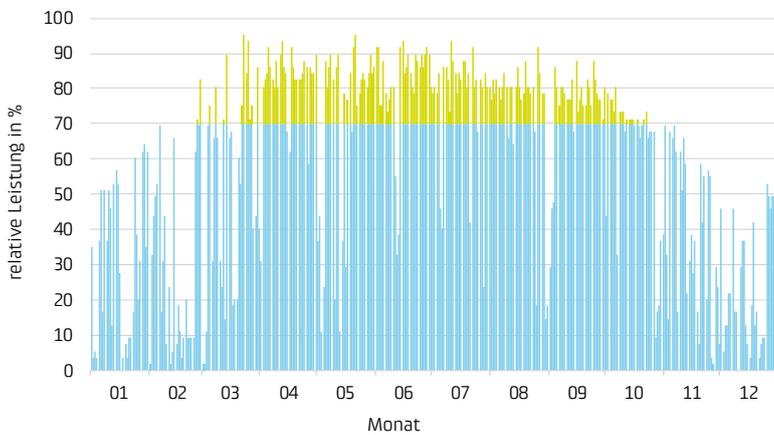
<sup>16</sup> Berechnung der BKW bzw. Berechnung Verteilnetzstudie BFE, 2022.

<sup>17</sup> Gemäss Energieperspektiven 2050+ des Bundes beträgt die installierte Leistung von Photovoltaik-Anlagen im Endausbau 37.5 GW. Zum Vergleich: Die heute gleichzeitige Höchstlast tritt im Winter auf und liegt gemäss Schweizerischer Elektrizitätsstatistik des Bundes bei 10 GW; im Sommer beträgt die Höchstlast ca. 8 GW.

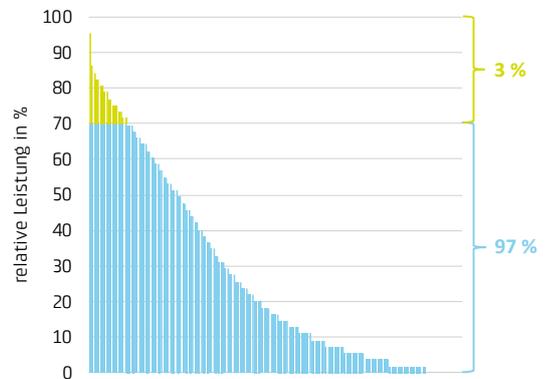


### Relative Jahresproduktion einer PV-Anlage

(am Beispiel einer realen PV-Anlage mit 65.5 kW<sub>p</sub>)



### Relativer Anteil Stromproduktion



Wenn Besitzerinnen von Photovoltaik-Anlagen auf eine Netzeinspeisung von maximal 3 % ihrer Jahresproduktion verzichten, erspart das allen Netzkunden 30 % der Ausbaukosten. (Quelle: Verteilnetzstudie BFE, 2022, sowie Berechnungen der BKW, 2023)

### Einspeisemanagement ist bereits heute sinnvoll

Auch wenn aktuell erst ca. 10 % des Zielwerts für Photovoltaik-Anlagen erreicht sind und die Verteilnetze längst noch nicht bei jedem Neuanschluss einer Photovoltaik-Anlage ausgebaut werden müssen, ist die Leistungsbegrenzung bereits heute sinnvoll. Während Nachrüstungen teuer und in der Praxis sehr schwierig umsetzbar sind<sup>18</sup>, führt diese Einstellung bei der Erstinstallation zu keinen Zusatzkosten.

<sup>18</sup> Erfahrung aus dem schweizweiten Retrofit-Programm für Photovoltaik-Anlagen infolge des 50.2 Hertz-Problems (2018 – 2022).

# Einfluss des Kundenverhaltens und intelligente Gebäudeautomation

Das individuelle Verhalten der Kundinnen beeinflusst den Verteilnetzausbaubedarf stark. Je nach Ausprägung des Kundenverhaltens kann sich der durch die Energiewende bedingte Ausbaubedarf des Verteilnetzes von den vom BFE für die Basisvariante prognostizierten CHF 30 Milliarden auf bis zu CHF 66 Milliarden erhöhen oder auf bis zu CHF 12 Milliarden reduzieren.<sup>22</sup> Mit intelligenter Gebäudeautomation lässt sich – ohne Komforteinbusse bei den Kundinnen – die Energieeffizienz erhöhen und der Netzausbaubedarf signifikant reduzieren.

Ein aus Verteilnetzsicht «geschicktes» Kundenverhalten kann den Netzausbaubedarf für die Energiewende erheblich reduzieren. Analysen der BKW stimmen mit den entsprechenden Sensitivitätsanalysen der Verteilnetzstudie des BFE überein. Demnach resultiert aus dem Verhalten der Kunden, ob der Ausbaubedarf gegenüber dem Basisszenario des BFE (Prognose CHF 30 Milliarden) um bis zu 60 % tiefer (dies entspricht Einsparungen von CHF 18 Milliarden) oder aber um bis zu 120 % höher (dies entspricht Zusatzkosten von CHF 36 Milliarden) ausfällt.

Die Kundinnen entwickeln sich somit zu wesentlichen Akteurinnen im elektrischen Gesamtsystem. Der Einfluss ihrer Rolle spiegelt sich im von der BFE-Studie geprägten Begriff «smartes Netz» wider: Wie «smart» und somit kostenverursachend das zukünftig Verteilnetz sein wird, steht und fällt zu einem Grossteil mit der Mitwirkung der Kunden. Neben einem verantwortungsbewussten individuellen Verhalten umfasst eine konstruktive Mitwirkung für Immobilienbesitzer auch Investitionen in die Digitalisierung ihrer Gebäudeinfrastruktur ausserhalb des Verteilnetzes.

Inbesondere mit einer abgestimmten Gebäudeautomation über alle Energieformen und Geräte lässt sich die Energieeffizienz erhöhen und die maximale Belastung auf die Verteilnetze signifikant reduzieren, ohne dass die Bewohnerinnen eine Komforteinbusse erleiden. Dank Gebäudeautomation geht im Falle eines Einspeisemanagements für Photovoltaik-Anlagen keine Energie verloren. Ebenso hilft Gebäudeautomation den Kundinnen, ihre Bezugsspitzen zu reduzieren, womit sie zur

Reduktion des Netzausbaubedarfs beitragen. Somit tragen Lösungen zur intelligenten Gebäudeautomation entscheidend dazu bei, das Spannungsfeld zwischen Netzausbaubedarf und gefühltem Komfort der Netznutzer aufzulösen.

Besonders relevant sind aus Sicht der BKW – neben dem bereits dargestellten Einspeisemanagement für Photovoltaik-Anlagen – nachfolgende Aspekte der Szenarienanalyse der BFE-Studie.

## Lastreduktionen und -verschiebungen

Charakteristische Eigenschaft der neuen Lasten wie Wärmepumpen und Ladestationen für E-Mobilität ist eine gewisse zeitliche Flexibilität beim Bezug von Elektrizität. Lokale (Batterie-) Speicher und intelligente Gebäudeautomation unterstützen die Inanspruchnahme dieser Flexibilität. Nutzen die Kundinnen ihre Möglichkeiten zur Lastreduktion und -verschiebung bei der Ladung ihres E-Fahrzeugs (die BFE-Studie bezeichnet dies als «netzorientiertes Laden»), so lässt sich der lastgetriebene Netzausbaubedarf laut BFE um CHF 8 Milliarden vermindern. Hingegen führt sogenanntes «Heimladen & Marktladen»<sup>23</sup> zu einer nochmals deutlich höheren Belastung des Verteilnetzes als im Basisszenario. Die zusätzlich verursachten Netzausbaukosten belaufen sich auf CHF 33 Milliarden. Mit einer abgestimmten, intelligenten Gebäudeautomation über alle Energieformen und Geräte lässt sich die maximale Belastung in den Verteilnetzen signifikant reduzieren, ohne dass der Kunde eine Komforteinbusse erleidet. In Form von Rundsteuerung<sup>24</sup>, die Boiler, Elektroheizungen oder Wärmepumpen bei Kundinnen steuert, ist Laststeuerung schon seit Jahrzehnten etabliert und akzeptiert.

<sup>22</sup> Quelle: Verteilnetzstudie BFE (2022)

<sup>23</sup> Heimladen: überdurchschnittlich hoher Strombezug an der Heimpladestation; Marktladen: überdurchschnittlich hoher Strombezug bei tiefen (dynamischen) Energiepreisen.

<sup>24</sup> Die Rundsteuertechnik ist eine Fernsteuerung über das vorhandene Stromnetz. Dabei werden die Steuersignale über das Stromnetz von zentralen Rundsteuersendern an dezentrale Rundsteuerempfänger übermittelt.



### **Synergiepotenzial von Photovoltaik-Anlagen und Ladestationen oder Wärmepumpen**

Das Synergiepotenzial von Photovoltaik-Anlagen und Ladestationen für E-Mobilität oder Wärmepumpen hinsichtlich des Netzausbaus ist aufgrund der Asynchronität von Erzeugung und Verbrauch relativ gering (vgl. Abschnitt «Strom-Autarkie»). Einzig die vom BFE in ihrer Verteilnetzstudie vorgeschlagene Lösung «smartes Netz» (mit einer lokalen Batterie) reduziert den Netzausbedarf. Allerdings ist diese Reduktion nur minimal höher als die der gesamthaft deutlich günstiger realisierbaren Lösung «Netzladen & Kappung 70%»<sup>25</sup>, welche ohne Batteriespeicher auskommt.

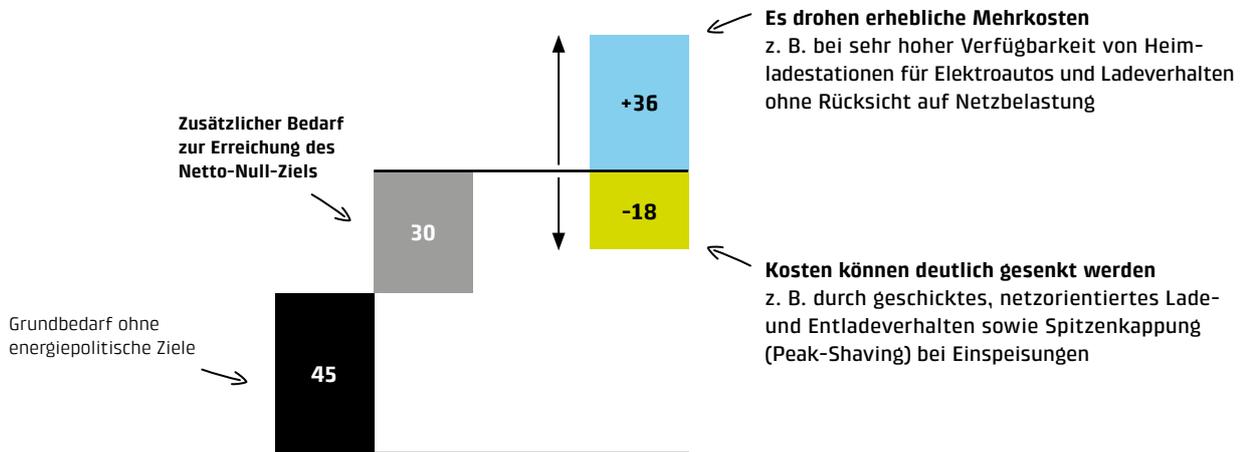
### **Undifferenzierte Steuerung (über technische Steuersignale oder abgestufte Netztarife)**

Eine undifferenzierte Steuerung bezeichnet eine gleichartige Steuerung vieler Kunden (im Gegensatz zu einer individuellen Steuerung). Egal, ob diese über technische Steuersignale<sup>27</sup> oder abgestufte Netztarife im gesamten Versorgungsgebiet erfolgt, kann sie rasch zum Bumerang werden: Erfahrungen

belegen, dass eine hohe Zahl an Kunden auf ein undifferenziertes Steuersignal (gleichzeitig) reagieren. Damit kann eine undifferenzierte Steuerung Lastspitzen sogar erhöhen.

Dies kann bereits heute beobachtet werden, wenn alle Kunden gleichzeitig beginnen, ihren Boiler aufzuheizen, sobald das Sperrsignal der Rundsteuerung aufgehoben wurde. Ein weiteres Beispiel sind Ladestationen für Elektroautos: Hier beginnen alle Kundinnen gleichzeitig, ihre Elektroautos zu laden, wenn der Tarif günstig wird. Das natürlich auftretende, zeitlich versetzte Laden nach Feierabend führt im Netz hingegen zu einer besseren zeitlichen Verteilung der Lasten, einer tieferen Maximallast und niedrigeren Kosten. Eine wirkungsvolle Steuerung aus Netzsicht bedeutet also zeitlich und geographisch unterschiedliche, dynamische Steuersignale bzw. Netztarife im Versorgungsgebiet eines Netzbetreibers. Kundinnen im Quartier A können also andere Steuersignale oder Netztarife erhalten als Kunden im Quartier B derselben Gemeinde.

<sup>25</sup> Netzladen: überdurchschnittlich hoher Strombezug zu Zeiten geringer Netzbelastung;  
Kappung 70 %: Leistungsbegrenzung von Photovoltaik-Anlagen auf 70 % (vgl. Kapitel «Einspeisemanagement für Photovoltaik-Anlagen»)



Der Investitionsbedarf in die Verteilnetze (in Milliarden CHF) lässt sich durch ein «smartes Netz»<sup>26</sup> massiv reduzieren. (Quelle: Verteilnetzstudie BFE, 2022)

### Dynamische Notfallsteuerung

Der Aufbau einer dynamischen Notfallsteuerung ist ein pragmatischer und effizienter Ansatz, um einen drohenden lokalen Stromausfall bzw. einen Blackout im Notfall zu verhindern. Entsprechend sollten die Netzbetreiber Kundenanlagen (Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen) im Notfall bzw. bei effektiv auftretenden Grenzwertverletzungen dynamisch, variabel und vorübergehend steuern können.

Ein flächendeckender Einbau von entsprechenden Steuersystemen für bestimmte Anlagentypen (Photovoltaik-Anlagen, Ladestationen für Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen) ist sinnvoll und gemäss Art. 8c Stromversorgungsverordnung ohne Zustimmung des Kunden zulässig. Die Notfallsteuerung erzielt nur dann die gewünschte Wirkung, wenn sie im Einsatzfall auch bei allen nachgelagerten

Verteilnetzbetreiberinnen umgesetzt wird.<sup>28</sup> Als optimale Lösung betrachtet die BKW die Festlegung einer operativen und informatorischen «Kaskadierung» der entsprechenden Massnahmen, wie sie in Deutschland bereits seit 2017 umgesetzt ist.

### Freiwillige Flexibilitäten

Als Flexibilität wird die Möglichkeit definiert, die Einspeisung ins Netz oder die Entnahme aus dem Netz durch eine Erzeugungs- bzw. Verbrauchseinheit auf Veranlassung durch die Netzbetreiberin oder einen anderen Akteur zu beeinflussen. Freiwillige Flexibilitätsverträge sind im Vergleich zur Lebensdauer von Netzanlagen<sup>29</sup> naturgemäss kurzfristige Konstrukte und können deshalb nur in wenigen Einzelfällen zur langfristigen und zuverlässigen Vermeidung von Netzausbau eingesetzt werden.

<sup>26</sup> Zitat Ergebnispräsentation Verteilnetzstudie BFE, 2022: «Maximale PV-Einspeisungen werden durch Annahme eines optimierten Speichereinsatzes reduziert (Glättung der gesamten Einspeisung eines Tages über 24 h). Maximale Nachfrage flexibler Verbraucher (E-Mobilität / Wärmeanwendungen) wird durch opt. Steuerung („smarter“ Einsatz, der verhindert, dass beide gleichzeitig eingesetzt werden) -> ohne große Komforteinbußen -- Annahme dieser Flexibilität führt zu Entlastungen sowohl in Regionen, in denen die Last, als auch in Regionen, in denen die Erzeugung auslegungsrelevant ist.»

<sup>27</sup> Wie heute beispielsweise die Rundsteuerung, welche grosse Gruppen von Anlagen gleichzeitig beeinflusst.

<sup>28</sup> Allein die BKW hat rund 125 nachgelagerte Verteilnetzbetreiberinnen.



Ein Beispiel ist die Mietwohnung: Mit Mieter A würde eine Flexibilität vereinbart und das Netz würde entsprechend in geringem Masse ausgebaut. Später zieht Mieter A aus und Mieter B zieht ein. Mieter B möchte seine Flexibilität jedoch nicht zur Verfügung stellen. Das Netz müsste deshalb nachträglich doch in vollem Masse ausgebaut werden. Dies würde höhere Kosten verursachen, als wenn das Netz von vornherein ohne Berücksichtigung der Flexibilität, d. h. in vollem Masse ausgebaut worden wäre.

Die Verteilnetzstudien des BFE und der BKW stimmen in ihrer Beurteilung des massiven Einflusses des Kundenverhaltens auf die Netzausbaukosten für die Energiewende und der Bedeutung einer intelligenten Gebäudeautomation bzw. eines «smarten Netzes» überein. Lastreduzierung und -verschiebung haben ein erhebliches Potential zur Verminderung von Netzausbaukosten. Dabei kommen niedrigere Kosten für den Netzausbau dank weniger stark steigender Netztarife der gesamten Volkswirtschaft und jeder einzelnen Kundin direkt zugute.

### «Smart Grid»

In einem intelligenten Stromnetz («Smart Grid») sind Erzeugung, Speicherung und Verbrauch durch intelligente Steuerung optimal aufeinander abgestimmt. Dadurch werden Leistungsschwankungen ausgeglichen. Ein «Smart Grid» umfasst eine «smarte» Erzeugung, ein «smartes» Netz, «smarte» Kunden und die «smarte» Vernetzung aller Akteure, von denen jeder einzelne seinen eigenen Beitrag verantwortet.<sup>30</sup> Somit beinhaltet ein «Smart Grid» auch die Digitalisierung bei den Kunden bzw. die Digitalisierung deren Gebäudeautomation.<sup>31</sup>

<sup>29</sup> Im Durchschnitt weisen Netzanlagen eine Lebensdauer von 40 Jahren auf.

<sup>30</sup> <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/stromnetze/smart-grids.html>

<sup>31</sup> Die Verteilnetzstudie des BFE subsumiert dieses Verhalten unter dem Begriff «smartes Netz».



# Notwendigkeit der Netzausbau-Zieldefinition

Für ein erfolgreiches Meistern der Energiewende und zur Vermeidung unnötiger Kosten für die Gesellschaft ist ein breit abgestützter, verbindlicher Konsens zu den Ausbauzielen der Verteilnetze sowie dem realistischen Umsetzungshorizont erforderlich.<sup>32</sup> Die zentralen Fragen bei der Festlegung dieser Ziele lauten: Welchen zukünftigen Anforderungen von Wirtschaft und Gesellschaft soll das Netz gerecht werden? Und wieviel Netzausbau ist bis 2050 überhaupt realisierbar?

Das individuelle Verhalten der Kunden beeinflusst den Netzausbau stark. Gemäss Verteilnetzstudie des BFE und Analysen der BKW können sich die Netzausbaukosten verdoppeln, wenn das Verhalten der Kunden Netzaspekte nicht berücksichtigt. Hingegen ist bei optimiertem Verhalten eine Reduktion der Netzausbaukosten um mehr als die Hälfte möglich. Unabhängig vom eintretenden Szenario werden die Netzkosten stets durch die Gesamtheit aller Kunden zu finanzieren sein.

Die grosse Varianz der Kosten veranschaulicht, vor welchen Unsicherheiten die Netzbetreiber aktuell stehen. Bei Betrachtung der Szenarien aus der Verteilnetzstudie des BFE stellt sich die Frage, auf welches Szenario die Netzbetreiber ihr Verteilnetz planen sollen, um ihren Auftrag eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes erfüllen zu können. Diese Frage wiegt umso schwerer, als einmal gebaute Netze für die nächsten 40 Jahre bestehen.

Parallel zu den hohen Netzausbaukosten gilt es, auch die Realisierbarkeit im Auge zu behalten. Jeder Netzausbau erfordert eine solide Planung, möglicherweise einen neuen Trassenverlauf und Verhandlungen mit Grundeigentümerinnen, oftmals ein Genehmigungsverfahren sowie die Verfügbarkeit des zu verbauenden Materials. Insbesondere erfordern Planung und Umsetzung des Ausbaus zudem eine Vielzahl zusätzlicher Fachexperten und Netzelektrikerinnen.

Gemäss Verteilnetzstudie des BFE ist im Basis-szenario bis 2050 bei gleichmässig verlaufendem Netzausbau über die nächsten 30 Jahre mit jährlich rund CHF 1 Milliarde zusätzlichen

Investitionen zu rechnen. Dies entspricht einer Zunahme um 70 % gegenüber heute.<sup>33</sup> Für die Realisierung dieser Zusatzinvestitionen ist es erforderlich, bei den Netzbetreiberinnen schweizweit allein bis 2035 rund 3'000 Fachkräfte zusätzlich aufzubauen (ohne Hoch- und Tiefbau). Bereits heute führt die zeitgleiche Umsetzung der Energiewende in ganz Europa zu einem Mangel an Netzelektrikern und Senior Fachexpertinnen sowie punktuell an Materialien. Sofern Bewilligungsverfahren nicht inhaltlich und zeitlich erheblich verschlankt werden, wird sich der Fachkräftemangel zudem auch bei den Behörden manifestieren und zu einer Verzögerung von Projekten führen.

Zu hohe Anforderungen der Gesellschaft an den Netzausbau führen somit nicht nur zu erheblichen Zusatzkosten, sondern schlagen sich auch in einer absehbaren erheblichen Verzögerung der Energiewende nieder. Dank verbindlich festgelegter, realistischer Ziele für den Netzausbau können die Verteilnetze ihren erforderlichen Beitrag zur fristgerechten, bezahlbaren und zuverlässigen Umsetzung der Energiewende leisten.

Die Verteilnetzstudie des BFE nimmt zu der von der BKW festgestellten Notwendigkeit verbindlicher Ziele für den Netzausbau nicht explizit Stellung. Insoweit sie auf die von der BKW dargestellten Argumente eingeht, bestätigt sie diese jedoch.

<sup>32</sup> Der vom Bundesrat vorgegebene Szenariorahmen für die Stromnetzplanung ist heute ausschliesslich für Netzebene 1 (NE1 380/220 kV) und Netzebene 3 (NE3 ab 36 und unter 220 kV) verbindlich.

<sup>33</sup> Gemäss Tätigkeitsbericht der ElCom werden aktuell jährlich rund CHF 1.4 Milliarden in die Verteilnetze investiert.

# Netzausbau mit intelligenten Betriebsmitteln

Obwohl intelligente Betriebsmittel den Netzausbaubedarf reduzieren, bleiben die Netzausbaukosten auch mit intelligenten Betriebsmitteln signifikant.

Unter intelligenten Betriebsmitteln werden in der BFE-Studie regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) verstanden. Mit diesen kann das Übersetzungsverhältnis, mit welchem die elektrische Spannung beim Übergang zwischen Mittelspannungsnetz und Niederspannungsnetz transformiert wird, während des Betriebs geändert werden. So ist beispielsweise eine verstärkte Einspeisung von Solarstrom in das bereits bestehenden Niederspannungsnetz möglich, ohne dass die Spannung bei den Kundinnen dadurch unzulässig ansteigt und ihre Haushaltsgeräte oder jene der Nachbarn beschädigt.

Nach Berechnungen der BKW können rONT den Ausbaubedarf der Niederspannungsnetze je nach Erzeugungs- und Verbrauchs-Szenario sowie Netztopologie im entsprechenden Gebiet um 5 % bis in Einzelfällen zu maximal 50 % reduzieren. Dabei verhält sich die Kostenersparnis durch den Einsatz von rONT gegenläufig zur Erzeugungs- und Verbrauchsleistung, d. h. je höher Erzeugung und Verbrauch sind, desto geringer sind die möglichen Einsparungen durch rONT.

rONT können Spannungsprobleme nur in einem beschränkten Bereich bzw. Spannungsband beheben. Wenn die Spannungsschwankungen zu gross werden – beispielsweise durch zu hohe Photovoltaik-Einspeisung – und den maximal möglichen Regelbereich des rONT überschreiten, kann dies ein rONT nicht ausgleichen. In diesem Fall muss das Netz konventionell verstärkt werden.

Bei starkem Anstieg von Erzeugung und Verbrauch werden jedoch nicht nur die Spannungsgrenzwerte bei den Kundinnen überschritten, sondern auch Leitungen und Transformatoren im Verteilnetz überlastet. Beide Überschreitungen können mit rONT nicht gelöst werden, weshalb die Leitungen und Transformatoren in diesen Fällen stets konventionell verstärkt werden müssen.

Die auf realen Netzdaten und -topologien basierenden Simulationen der BKW berechnen eine deutlich geringere Wirkung von intelligenten Betriebsmitteln wie regelbaren Ortsnetztransformatoren (rONT) im Niederspannungsnetz. Entgegen der Verteilnetzstudie des BFE lassen sich die Netzausbaukosten lediglich um 5 % bis in Einzelfällen zu maximal 50 % reduzieren.<sup>34</sup> Auch mit dem Einsatz von rONT besteht somit ein erheblicher Netzausbaubedarf in der Niederspannung.

Die in der Verteilnetzstudie des BFE verwendete Methodik eines homogenen synthetischen Netzes überschätzt das Potential von rONT systematisch. Ein rONT wirkt gleichmässig auf das ganze Niederspannungsnetz, in dem er eingesetzt wird. Aus diesem Grund wird das Einsparungspotential bei homogenen Netzen im Vergleich zu realen Netzen erheblich überschätzt.

<sup>34</sup> Die BFE-Studie kommt hier zu dem in der Praxis nicht realisierbaren Ergebnis, dass Netzausbaukosten im Niederspannungsnetz sich mit rONT praktisch vollständig vermeiden lassen.



# Methodik zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs

Für eine realistische Abschätzung des Netzausbaubedarfs sind Modelle erforderlich, welche hinreichend gut mit der Realität übereinstimmen. Dies lässt sich nur durch digitale Modelle echter Netze sowie einer möglichst realistischen Modellierung des (heutigen und zukünftigen) Verhaltens jeder einzelnen Kundin gewährleisten. Hingegen können synthetisch modellierte Netze und die Annahme eines homogenen, gleichartigen Kundenverhaltens rasch zu falschen Ergebnissen und Schlussfolgerungen führen.

Die Verteilnetze sind historisch gewachsene, stark inhomogene Infrastrukturen. Entwicklung und Ausbau orientierten sich bisher an der ebenfalls stark inhomogenen Siedlungsstruktur der Schweiz. Für eine valide Abschätzung des aus der Energiewende resultierenden Netzausbaubedarfs ist die Zugrundelegung dieses IST-Zustands unerlässlich. Die Abbildung des IST-Zustands stellt eine komplexe Herausforderung dar, welche sich nur mithilfe hinreichend guter Modelle des Verteilnetzes bewältigen lässt. Mit derartigen digitalen Modellen, über welche die BKW für ihr komplettes Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetz verfügt, können Simulationen für das gesamte Netz weitgehend automatisiert innerhalb weniger Stunden durchgeführt werden.<sup>35</sup>

Verwendet man als Modell hingegen ein künstlich entworfenes Netz, müssen die typischen Eigenschaften realer Netze korrekt nachgebildet werden, um zu hinreichend verlässlichen Ergebnissen zu kommen. Insbesondere ist darauf zu achten, dass die gebildeten synthetischen Netze nicht zu homogen sind und keine unrealistischen Reserven enthalten. Denn auch wenn diese Netze bezüglich Topologie, Länge, Querschnitt etc. den Mittelwerten der Schweizer Verteilnetze entsprechen, bilden sie die Realität falsch ab. So dürfen zwei Leitungen, von denen in der Realität eine 2 km und die andere 12 km lang ist, im synthetischen Netz nicht als zwei Leitungen (mit dem Mittelwert) von je 7 km Länge abgebildet werden. Ebenso wenig dürfen die Anschlüsse geographisch gleichmässig innerhalb des Gemeindegebiets verteilt werden und Erzeugungsanlagen oder Verbraucher gleichmässig auf alle Anschlüsse aufgeteilt werden. Hat in der Realität von 10 Häusern eines eine Photovoltaik-Anlage mit 30

kWp, so führt ein synthetisches Netzmodell, bei dem diese 10 Häuser jeweils über eine Anlage mit 3 kWp haben, zu völlig falschen Ergebnissen bzgl. des Netzausbaubedarfs in dieser Siedlung.

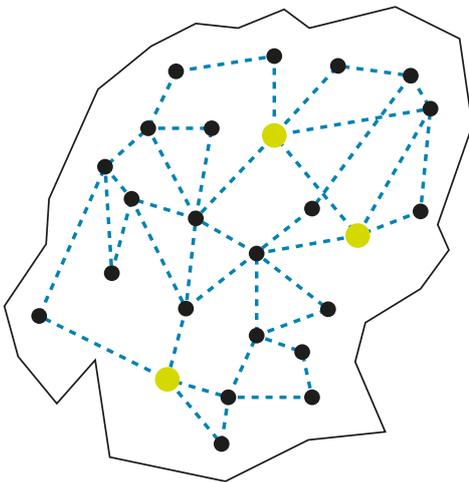
Die zum Teil unterschiedlichen Ergebnisse der Verteilnetzstudien des BFE und der BKW sind primär auf die verschiedenen angewandten Modelle zurückzuführen. Da für die Verteilnetzstudie des BFE keine realen Netze zur Verfügung standen, wurde ein synthetisches Modell verwendet. Dabei führt die Annahme einer homogenen Anordnung des Netzes je Netzebene und je Teilgebiet jedoch zu falschen Schlussfolgerungen: Einerseits wird der Netzausbedarf aufgrund von Erzeugungsanlagen (Photovoltaik) und zusätzlichen Lasten (Ladestationen für E-Mobilität und Wärmepumpen) vor allem in Nieder- und Mittelspannungsnetzen unterschätzt.<sup>36</sup> Andererseits wird das Potential regelbarer Ortsnetztransformatoren (rONT) überschätzt. Auch bei den Lasten geht die Verteilnetzstudie des BFE in ihrem synthetischen Modell von einer homogenen Verteilung aus, welche der Realität nicht entspricht.

<sup>35</sup> Dank fortgeschrittener Digitalisierung und intelligenter Algorithmen berechnet die BKW jede Nacht an jedem einzelnen Anschlusspunkt die freie Netzkapazität für den Anschluss von Photovoltaik-Anlagen. Dabei werden jeweils Berechnungen im Umfang von 100 Ingenieursjahren durchgeführt. Kundinnen der BKW können diese Werte im Kundenportal einsehen.

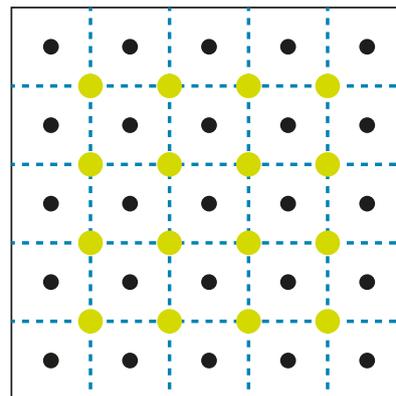
<sup>36</sup> Der Modellierungsfehler der innerhalb einer Gemeinde homogen verteilten Anschlüsse, Erzeuger und Verbraucher reduziert sich im Hochspannungsnetz, da in der Verteilnetzstudie des BFE spezifische (inhomogene) Annahmen pro Gemeinde getroffen wurden.



**Realitätstypische (inhomogene)  
Versorgungsaufgabe**



**Homogene Versorgungsaufgabe**



● Hausanschluss      ● mögl. Einspeisung      - - mögl. Trasse

Das Bild 2.8 der Verteilnetzstudie des BFE, das reale und für die Studie angenommene Versorgungsaufgaben gegenüberstellt, zeigt die Problematik sehr gut auf: Alle Leitungen innerhalb einer Gemeinde sind gleich lang und weisen den gleichen Querschnitt auf. Die Kunden werden gleichmässig auf das Gemeindegebiet verteilt und weisen ein identisches Verhalten bzgl. Verbrauch und Erzeugung auf. Somit werden die simulierten Netze gleichmässig belastet. Entsprechend sind punktuelle, hohe Grenzwertverletzungen und Netzüberlastungen – wie sie in der Realität häufig auftreten – nahezu ausgeschlossen (Quelle: Verteilnetzstudie BFE, 2022).

