

SATW-Speicherstudie

Die Rolle von dezentralen Speichern für die Bewältigung der Energiewende

Theodor Borsche, Andreas Ulbig und Göran Andersson, Power Systems Laboratory, ETH Zürich

Stand 09.09.2016 (definitiv)

Inhaltsverzeichnis

1	Studienmotivation.....	6
1.1	Ausgangslage	6
1.2	Studienziele & Fragestellungen.....	7
	Technische Analyse	9
2	Auswirkungen der Energiewende und Energiestrategie 2050.....	10
2.1	Energiewende weltweit.....	10
2.2	Energiestrategie 2050	11
2.3	Veränderungen im Stromsystem	12
2.4	Herausforderungen durch die Energiestrategie 2050 im Verteilnetz	14
2.5	PV-Einspeisung im Verteilnetz	15
2.5.1	Steigender Stromverbrauch durch zunehmende Elektrifizierung.....	23
2.5.2	Dezentrale Speicher für Eigenverbrauch- und Stromtarifoptimierung.....	29
2.6	Lösungsansätze	37
2.6.1	Netzausbau und Verstärkung.....	37
2.6.2	Steuerung von Blindleistung	38
2.6.3	Steuerung von Wirkleistung.....	38
2.6.4	Neue Tarifmodelle	39
3	Energiespeicher im Stromnetz.....	40
3.1	Was sind Energiespeicher aus Netzsicht?.....	40
3.2	Wo sind Energiespeicher im Netz?	43
3.3	Grössenvergleich von Energiespeichern in der Schweiz	45
3.4	Wer betreibt Energiespeicher im Netz?	47
3.5	Flexibilitätsbereitstellung durch dezentrale Speicher und Lastmanagement.....	48
4	Einsatz von Speichersystemen.....	50
4.1	Anwendungsfälle nach Zeitskala	50
4.1.1	Saisonaler Energieausgleich	50
4.1.2	Mittelfristiger Energieausgleich (Energiearbitrage)	51
4.1.3	Kurzfristiger Energieausgleich (Regelleistung).....	52
4.2	Anwendungsfälle je Netzebene	56
4.2.1	Niederspannungsebene (NE6–NE7).....	56
4.2.2	Mittelspannungsebene (NE4–NE5).....	56
4.2.3	Hochspannungsebene (NE1–NE3)	57
4.3	Technische Evaluation der Eignung von Energiespeichern	58

5	Vergleich von zentralen und dezentralen Speichersystemen.....	59
5.1	Vergleich: Pumpspeicherkraftwerk – Gross-Batteriesystem.....	59
5.2	Vergleich: Pumpspeicherkraftwerk – Lastmanagement (Wärmepumpen)	61
5.3	Netzverluste dezentrale Speicher / Grossspeicher.....	63
5.4	Synergien zwischen zentralen und dezentralen Energiespeichern.....	66
5.5	Optimale Einsatzbereiche von zentralen und dezentralen Energiespeichern	67
	Ökonomische Analyse	76
6	Ökonomische Analyse.....	77
6.1	Vergütung von Speichieranwendungen.....	77
6.2	Ökonomie von Flexibilitätsbereitstellung	80
6.3	Wirtschaftlichkeit von Batterien für Endkunden (Eigenverbrauchsfall).....	84
6.4	Dezentrale Speicher – Einbindung in SDL-Märkte	87
6.5	Ausbaukosten Verteilnetz	88
7	Kernaussagen & Zusammenfassung.....	90
7.1	Speicher bei Endkunden.....	90
7.2	Speichieranwendungen.....	91
7.3	Geschäftsmodelle für Speicher	92
7.4	Einfluss von dezentralen Speichern auf den Netzausbau.....	93
8	Literatur.....	95
9	Nomenklatur	96

1 Studienmotivation

1.1 Ausgangslage

Um eine **faktenbasierte Diskussion über die Schweizer Energiepolitik** zu unterstützen, hat die Schweizerische Akademie der Technischen Wissenschaften (SATW) vom Power Systems Laboratory der ETH Zürich untersuchen lassen, ob die basierend auf den *Energieperspektiven* [1] geplante Energiestrategie 2050 des Bundesamts für Energie (BFE) mit der heute vorhandenen und bereits geplanten elektrischen Infrastruktur technisch machbar ist und welche Rolle hierbei Speichersysteme haben. Zudem wurde untersucht, ob die Schweizer Landesversorgung auch in Extremfällen gewährleistet werden kann.

Diese Untersuchung erfolgt in Form von zwei SATW-Studien:

- 1. Studie: «Ist das geplante Stromsystem der Schweiz für die Umsetzung der Energiestrategie 2050 aus technischer Sicht geeignet?» – Fokus Grossspeicher und das elektrische Transportnetz (220–380kV), veröffentlicht im Juni 2014 [2],
- 2. Studie: «Die Rolle von dezentralen Speichern für die Bewältigung der Energiewende» – Fokus dezentrale Speicher und das elektrische Verteilnetz (220V–36kV).

Die Energiestrategie 2050 des BFE sieht vor, langfristig aus der Stromproduktion durch Kernenergie auszusteigen und im Gegenzug den Anteil der Stromproduktion aus erneuerbaren Energiequellen signifikant zu erhöhen. Der Anteil an fluktuierender Stromerzeugung, vor allem aus Photovoltaik (PV), soll deutlich steigen. **Diese neue Situation hat signifikante Auswirkungen auf das Stromsystem, insbesondere auf den täglichen Netzbetrieb und die Netzplanung.**

Die **Betriebsstabilität des Stromsystems muss auch bei grosser Stromeinspeisung aus fluktuierenden, meist dezentralen erneuerbaren Energiequellen weiterhin sicher gewährleistet werden.** Ebenfalls muss eine vorausschauende Netzplanung die durch den Ausbau dezentraler erneuerbarer Energiequellen **notwendigen Netzanpassungs- und Netzausbaumassnahmen rechtzeitig identifizieren und realisieren.** Einen **wichtigen Lösungsbeitrag**, um die zeitlich wie örtlich beschränkte Verfügbarkeit der Stromproduktion aus fluktuierenden erneuerbaren Energien auszugleichen, **können sowohl zentrale als auch dezentrale Speichersysteme** liefern. **Zentrale Speichersysteme wie Pumpspeicher und Speicherseen** standen und stehen in der Schweizer Energiepolitik und Energiewirtschaft aus historischen Gründen **stets im Fokus.** Auch die Energiestrategie 2050 des BFE ist hier **keine Ausnahme und verbindet die Ausbauziele im Bereich der erneuerbaren Energien mit dem Ausbau dieser konventionellen Grossspeichersysteme als für den Netzbetrieb notwendige Flexibilitätsquelle.**

Die **erste SATW-Studie zur Thematik Energiewende** [2] hat gezeigt, dass die heutigen zusammen mit den geplanten Pumpspeicherkraftwerke im Zusammenspiel mit den saisonalen Speicherseen in der Lage sind, die prognostizierten Produktionsschwankungen durch neue erneuerbare Energien, sprich die fluktuierende Wind- und PV-Stromerzeugung, vollständig auszugleichen. Ausserdem hat sich herausgestellt, dass das Hochspannungsnetz durch die verschiedenen Stromverbrauchs- und Erzeugungsszenarien der Energiestrategie 2050 und die dadurch erzeugten neuen Stromtransportmuster innerhalb der Schweiz und mit den Nachbarländern nicht überlastet wird. **Deutlich anders kann die Situation auf den tiefsten Netzebenen aussehen. Da die Schweizer Energiewende vor allem**

auf der untersten Verteilnetzebene stattfindet, können hier lokale Engpässe und netzbetriebliche Probleme entstehen, die auch nur hier gelöst werden können.

Dezentrale Speichersysteme spielen in den Szenarien der Energiestrategie 2050 für die Schweiz bisher keine Rolle, obwohl diese, platziert in den Verteilnetzen in räumlicher Nähe zum Grossteil der erwarteten dezentralen Erzeugungsanlagen, deren fluktuierende Stromeinspeisung und die sich daraus ergebenden Probleme ortsnahe und damit vergleichsweise einfach ausgleichen könnten.

1.2 Studienziele & Fragestellungen

Ziel dieser zweiten SATW-Studie zur Thematik **Energiewende** ist es abzuklären, welche **Aufgaben dezentrale Speichersysteme** übernehmen können, um die Herausforderungen durch fluktuierende Einspeisung auf den unteren Netzebenen zu entschärfen. Der **Ist-Zustand der Stromnetze heute** – kaum dezentrale erneuerbare Erzeugung, nur zentrale Grossspeichersysteme – wird **dabei mit dem zukünftigen Zustand** – grosse Anteile erneuerbarer Erzeugung, zentrale und dezentrale Speichersysteme – mit allen Vor- und Nachteilen verglichen und bewertet. Dabei interessiert deren Potential als

- a) Beitrag zur Netz- und Betriebsstabilität,
- b) Vermeidung von Netzausbau,
- c) Vermeidung von zusätzlichen Pumpspeicherkapazitäten.

Im Rahmen der Studie werden folgende technischen und ökonomischen Fragestellungen untersucht:

Technische Analyse

- 1. **Identifikation und Erläuterung der Herausforderungen der Energiewende**, insbesondere die durch die grossen Anteile dezentraler, fluktuierender Stromerzeugung auf den verschiedenen Stromnetzebenen entstehen.
- 2. **Beschreibung der Eigenschaften von – aus betrieblicher Sicht – optimalen Stromspeichern** für eine Auswahl an relevanten Aufgaben, u.a. Frequenzregelung, Spannungsregelung, Peak-Reduktion, Verbesserung der Netzintegration von fluktuierenden erneuerbaren Energien.
Beschreibung der Wirkung von Speichern auf den unteren Netzebenen (NE4–NE7), um die entstehenden Probleme auszugleichen. Dabei ist je nach Anwendung die Anzahl, Grösse und Anordnung von notwendigen Speichersystemen zu untersuchen, um
 - a) ein möglichst gutes Regelverhalten zu erhalten und
 - b) die Kosten der gesamten Stromnetzinfrastruktur zu minimieren.

Ökonomische Analyse

- 3. **Ökonomische Betrachtungen**
Analyse der wirtschaftlichen Bedeutung von dezentralen Speichern im Sinne der
 - Reduktion des Netzausbaus auf unteren Netzebenen, insbesondere zur PV-Integration
 - Verringerung der notwendigen Reservekapazitäten und einer effektiveren Bereitstellung von Systemdienstleistungen (SDL) für die Frequenz- und Spannungshaltung

- Verringerung des Bedarfs an zusätzlichen Pumpspeicherkapazitäten durch die Bereitstellung derselben operativen Flexibilität durch dezentrale Energiespeicher

Diese zweite SATW-Studie ergänzt thematisch die im Sommer 2014 erschienene erste SATW-Studie zur Thematik Energiewende als auch die Energiestrategie 2050 selbst, in denen das Hauptaugenmerk auf zentralen Grossspeichern liegt. Mit dem klaren Fokus auf dezentrale Speicher in dieser zweiten SATW-Studie wird auch ein bewusster inhaltlicher Kontrapunkt zu den vorgenannten Studien gesetzt.

Technische Analyse

2 Auswirkungen der Energiewende und Energiestrategie 2050

2.1 Energiewende weltweit

Als **Energiewende** wird der **Übergang von der nicht-nachhaltigen Nutzung von endlichen fossilen Energieträgern sowie der Kernenergie zu einer nachhaltigen Energieversorgung mittels erneuerbaren Energien** bezeichnet. **Hauptziel der Energiewende ist die Dekarbonisierung der Energiewirtschaft** durch ein Ende der Nutzung von fossilen Energieträgern wie Erdöl, Kohle und Erdgas. Ebenso stellen die Endlichkeit der fossilen Energieträger sowie die Gefahren der Kernenergie wichtige Gründe für die Energiewende dar.

Die **Energiewende umfasst die Sektoren Strom, Wärme und Mobilität**. Wesentliche Elemente der Energiewende sind der **Ausbau der erneuerbaren Energien, die Steigerung der Energieeffizienz sowie die Realisierung von Energieeinsparmassnahmen**. Ein wichtiger Beitrag zur Substitution des fossilen Energieeinsatzes ist die **Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätssektors** mittels Wärmepumpen und Elektromobilität, sprich Elektroautos und elektrisch betriebener öffentlicher Nah- und Fernverkehr.

Um das ambitionierte 2-Grad-Klimaziel, sprich die Beschränkung der globalen Erderwärmung auf max. 2 Grad Celsius, noch zu erreichen, müsste laut den *Energy Technology Perspectives* der Internationalen Energieagentur (IEA) [3] das globale Energiesystem bis zum Jahr 2050 eine fundamentale Transition durchlaufen, um den Anteil an erneuerbaren Energien auf circa 40% zu erhöhen (Abbildung 1a) anstatt unter 20% in einem weltweiten *Business-as-usual*-Szenario, das auf ein folgenreiches 6-Grad-Klimaszenario (Abbildung 1b) hinausläuft.

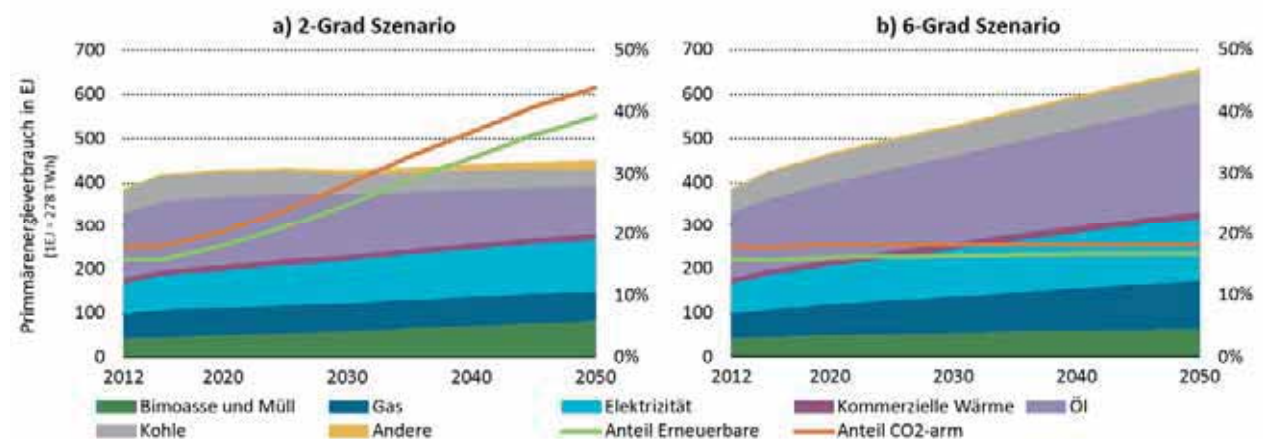


Abbildung 1 – Energy Technology Perspectives 2015, Internationale Energieagentur (IEA), Energieszenario mit 2°C Ziel (2DS) bedingt im Vergleich zum 6°C Ziel (6DS) weltweit die massive Zunahme der erneuerbaren Energien (IEA, ETP 2015).

Noch ambitionierter müsste die Energiewende im Stromsektor umgesetzt werden: **mehr als 60% der weltweiten Stromproduktion im Jahr 2050 müssten für das 2-Grad-Klimaziel durch erneuerbare Energien erzeugt werden** (Abbildung 2a). Ohne grundlegende Veränderungen würden stattdessen

auch im Jahr 2050 noch circa 65% der Stromerzeugung aus fossilen Kraftwerken kommen (Abbildung 2b). Die Dekarbonisierung der Stromproduktion in den reichen Industrieländern (OECD) müsste hierbei fast vollständig sein.

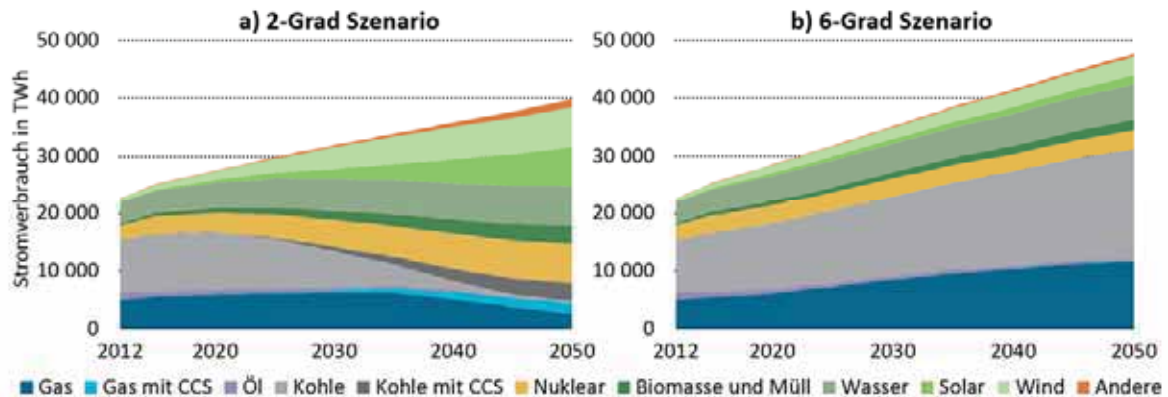


Abbildung 2 – Energy Technology Perspectives 2015, Internationale Energieagentur (IEA), Veränderung des globalen Strommixes im Energieszenario mit 2°C Ziel (2DS) im Vergleich zum 6°C Ziel (6DS) (2012–2050), IEA ETP 2015.

2.2 Energiestrategie 2050

Der Bundesrat und das Parlament haben im Jahr 2011 einen **Grundsatzentscheid für einen schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie zur Stromproduktion in der Schweiz** gefällt. Die bestehenden fünf Kernkraftwerke sollen am Ende ihrer sicherheitstechnischen Betriebsdauer stillgelegt und nicht durch neue Kernkraftwerke ersetzt werden. Stattdessen sollen, je nach Stromangebots- und Nachfrageszenarien, eine Kombination aus neuen erneuerbaren Energien und gasbetriebenen Kombikraftwerken im Inland sowie Stromimporte aus den Nachbarländern die Versorgung sichern (Abbildung 3).

Dieser Entscheid sowie weitere seit Jahren zu beobachtende tiefgreifende Veränderungen insbesondere im internationalen Energieumfeld bedingen einen **sukzessiven Umbau des Schweizer Energiesystems bis ins Jahr 2050**. Hierfür hat der Bundesrat die **Energiestrategie 2050** erarbeitet. Sie basiert unter anderem auf den BFE Energieperspektiven [1], welche zu diesem Zweck aktualisiert und erweitert wurden.

Am 4. September 2013 unterbreitete der Bundesrat dem Parlament ein erstes Massnahmenpaket für die langfristige und nachhaltige Sicherstellung der Energieversorgung. **Der Bundesrat setzt in erster Linie auf eine konsequente Erschliessung der vorhandenen Energieeffizienzpotenziale und in zweiter Linie auf eine ausgewogene Ausschöpfung der vorhandenen Potenziale der Wasserkraft und der neuen erneuerbaren Energien.** Der Nationalrat hat das Massnahmenpaket am 8. Dezember 2014 angenommen, der Ständerat am 23. September 2015. Den definitiven Entscheid über die Energiestrategie fällen die beiden Räte voraussichtlich in der Schlussabstimmung im Spätherbst 2016.

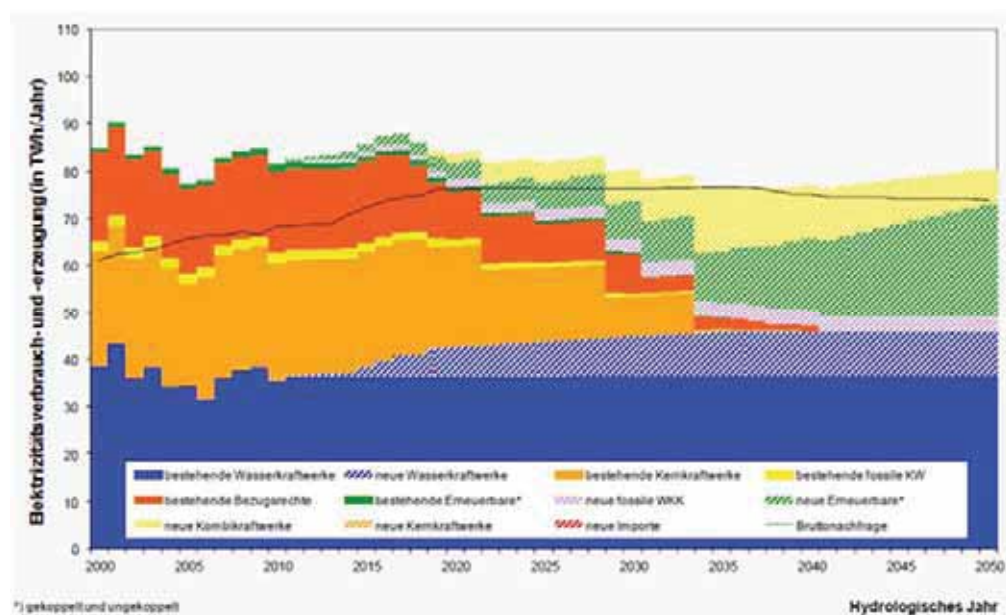


Abbildung 3 – BFE Energieperspektiven 2050 (BFE/Prognos 2012 [1]).

2.3 Veränderungen im Stromsystem

Die Ergebnisse der ersten SATW Studie [2] zeigen, dass das geplante Schweizer Transportnetz gut für die Energiestrategie 2050 gerüstet ist. Schon das heute existierende Transportnetz mit seinen im europäischen Vergleich sehr grossen Stromimport- und Stromexport-Kapazitäten sowie das grosse Flexibilitätspotenzial der Pumpspeicher und saisonalen Speicherseen in den Alpen ermöglichen den sicheren Netzbetrieb sowohl bei stark fluktuierenden Last- als auch Erzeugungssituationen. Unter der Annahme, dass alle für den Zeitraum 2020 bis 2025 geplanten Ausbauten im Bereich Netz- und Pumpspeicherkapazitäten realisiert werden, reichen in allen Szenarien der Energieperspektiven und auch in deutlich anspruchsvolleren Szenarien (+50% höherer Stromverbrauch als heute) sowohl die nationalen als auch die grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten für die Schweizer Landesversorgung vollständig aus.

Sowohl in den BFE-Energieperspektiven als auch in der Energiestrategie 2050 werden im Detail nur die etablierten grosstechnischen Energiespeicher berücksichtigt, sprich Pumpspeicherkraftwerke und saisonale Speicherseen, die im Normalfall direkt ans Transportnetz, dem sogenannten Hochspannungsnetz, angeschlossen sind.

Der Fokus der Energiestrategie 2050 liegt allerdings auf dem dezentralen PV-Ausbau, der Substitution von fossilen Energieträgern durch Energieeffizienzmassnahmen sowie der zunehmenden Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätssektors.

Als Konsequenz hieraus findet die Schweizer Energiewende vor allem in den Verteilnetzen statt, sprich auf den unteren Spannungs- und Netzebenen.

Die in den *Energieperspektiven 2050* beschriebenen Trends werden vornehmlich **folgende grundlegende Veränderungen und neue Herausforderungen im Verteilnetz** nach sich ziehen:

- 1) **Dezentralisierung der Stromproduktion**, vor allem **hohe Einspeisung dezentraler PV-Anlagen** mit einer Erzeugung von 6–11 TWh_e sowie einer Windstromproduktion von bis zu 4 TWh_e im Jahr 2050,
- 2) **Möglicherweise steigender elektrischer Energieverbrauch**, von heute circa 60 TWh_e/a hin zu 60–77 TWh_e/a im Jahr 2050, unter anderen durch vermehrten Wärmepumpen-Einsatz und Elektromobilität,

zudem ein bis vor kurzem noch vernachlässigter Trend:

- 3) **Steigender Eigenverbrauch aus PV-Anlagen auf Ebene der Endverbraucher.**

Zwar sind **dezentrale Elektrizitätsspeichersysteme immer noch eine Nischenanwendung** – heute stellen klassische Pumpspeicher immer noch den absoluten Grossteil (97%) der weltweit installierten Stromspeicherkapazität (Abbildung 4). Allerdings gibt es auch dort Bewegung: **Von 2005 bis 2014 hat sich die netzgebundene Batteriekapazität nahezu versechsfacht** von 120 MW auf 690 MW und die **installierte Kapazität thermischer Speicher fast verzehnfacht** von 250 MW auf 2420 MW.

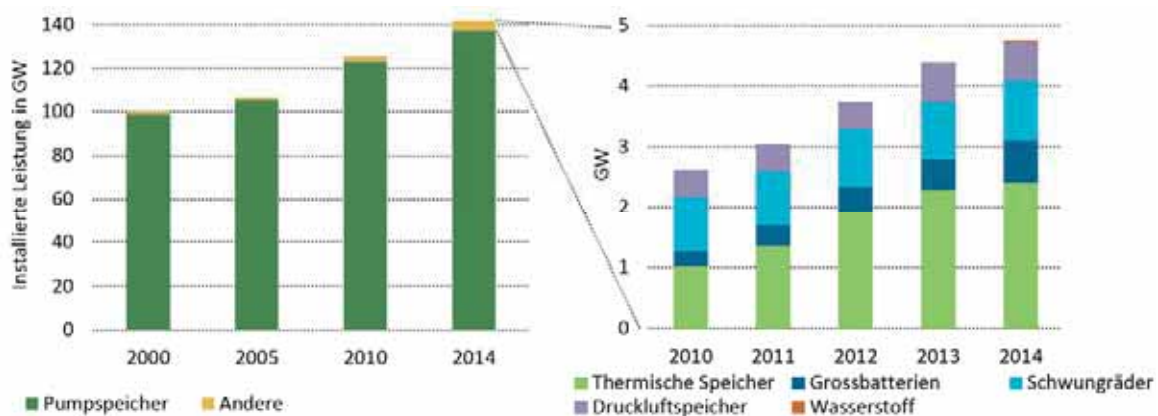


Abbildung 4 – Global installierte Stromspeicherkapazität (IEA, ETP 2015).

Dezentrale Speichersysteme können, platziert in den Verteilnetzen in direkter räumlicher Nähe zum Grossteil der erwarteten dezentralen Erzeugungsanlagen, am einfachsten lokale Probleme aus fluktuierender Stromeinspeisung ausgleichen.

Zudem haben dezentrale Speichertechnologien in den letzten Jahren eine **sehr dynamische Entwicklung** erlebt:

- Die **Kosten für Batteriesysteme sind stark gesunken**. Gleichzeitig hat sich deren **Lebensdauer deutlich erhöht**. Batteriesysteme werden in der Schweiz heute schon für verschiedene Aufgaben im Stromnetz eingesetzt – sowohl von Netzbetreibern als auch von Endverbrauchern in deren Wohnhäusern. Durch die zwar noch langsame aber stetige Verbreitung von Elektroautos kommen weitere netzgebundene Batteriesysteme hinzu.

- Mittlerweile gibt es 250'000 Elektrowärmepumpen und zunehmend auch Elektroautos als neue Stromverbraucher in der Schweiz. Diese **steuerbaren Stromverbraucher können ähnlich wie reine Batteriesysteme zusätzliche Flexibilität für das Stromsystem liefern** – was diese mittels so genannter Aggregatoren und Lastmanagement-Konzepten auch im wachsenden Umfang tun.
- **Sowohl Batteriespeicher als auch steuerbare Lasten werden** mehr und mehr in Verbindung mit PV-Anlagen **zur Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs** verwendet.

2.4 Herausforderungen durch die Energiestrategie 2050 im Verteilnetz

Im Gegensatz zur Situation in anderen europäischen Ländern wie Spanien und Deutschland werden in der Schweiz PV-Anlagen fast ausschliesslich auf Gebäudedachflächen, sprich dezentral in den Verteilnetzen installiert. Auch neue Stromverbraucher wie Wärmepumpen und Elektroautos werden aufgrund ihrer Anschlussgrösse ausschliesslich im Verteilnetz angeschlossen. Damit zeichnet sich ab, dass im Fall der Schweiz auch die grösseren Herausforderungen der Energiestrategie 2050 im Verteilnetz zu Tage treten werden und nicht, wie oft dargestellt, im Übertragungsnetz. Den Beitrag, den dezentrale Energiespeicher für die Bewältigung der sich durch die Energiewende abzeichnenden Herausforderungen im Verteilnetz leisten können, wurde bisher allerdings nicht im Detail analysiert.

In den europäischen Nachbarländern sind heute schon mehr als eine Million PV-Anlagen (Deutschland), mehr als eine Million Wärmepumpen (Frankreich) und ebenso mehrere zehntausende Hausbatteriesysteme (Deutschland) installiert. Im Gegensatz zur Situation in den europäischen Nachbarländern spielen Windturbinen in der Schweiz bisher keine Rolle (Tabelle 1).

	Schweiz	Europa
PV-Anlage	39'440 (circa 1 GW _e)	> 1 Mio. (circa 38 GW _e) in Deutschland
Wind-Turbinen	37 (circa 60 MW _e)	circa 25'000 (circa 38 GW _e) in Deutschland
Wärmepumpen	240'887 (circa 950 MW _e)	> 1 Mio. in Frankreich
Batterien	< 1'000 (Ende 2015)	≈ 20'000 in Deutschland (Ende 2015)
Elektroautos	≈ 2'000	≈ 12'000 in Deutschland

Tabelle 1 – Anzahl dezentraler Erzeugungs- und Lasteinheiten im Verteilnetz (Status Quo in der Schweiz und europäische Vergleichswerte, Stand Ende 2014) Quelle: EurObserver, BFE Elektrizitätsstatistik [5], eigene Analyse.

Die stetig wachsende Anzahl an PV-Anlagen und neuen Stromverbrauchern wie Wärmepumpen und Elektroautos verursacht neue Herausforderungen in Verteilnetzen, u.a. Spannungsprobleme und eine höhere Netzbelastung durch grösser werdende Einspeise- und Lastspitzen (Abbildung 5).

Die möglichst effiziente Integration dieser neuen dezentralen Stromerzeuger und Stromverbraucher wird sowohl den Verteilnetzbetrieb als auch die Netzausbauplanung mittel- bis langfristig stark bestimmen.



Abbildung 5 – Neue Herausforderungen im Verteilnetzbetrieb (ETH/Adaptricity).

Dezentrale Energiespeicher können bei vielen Teilaspekten dieser Herausforderungen technisch elegante Lösungen liefern – je nach Anwendungsfall auch effektivere als die klassischen Grossspeicher. Dezentrale Energiespeicher sind neben Batterietechnologien auch Lastmanagement-Technologien jeglicher Art.

Batterien sowie dynamisches Einspeise- und Verbrauchsmanagement, sprich dem kontrollierten Abregeln von Stromerzeugung aus PV-Anlagen und Stromverbrauch von flexiblen Stromlasten wie Wärmepumpen und Elektroautos helfen alleine oder im Zusammenspiel mit anderen SmartGrid-Elementen, wie der aktiven Spannungsregelung durch Blindleistungskompensation oder regelbaren Ortsnetztransformatoren, die Herausforderungen der Energiewende – vor allem die PV-Integration – zu bewältigen und auftretende Netzbelastungen zu reduzieren.

Durch dezentrale Speichertechnologien kann langfristig ein andernfalls notwendig werdender umfangreicher und damit auch teurer konventioneller Netzausbau auf der Verteilnetzebene entweder vermieden oder zumindest deutlich reduziert werden.

In den folgenden Abschnitten werden die drei Herausforderungen für das Verteilnetz (PV-Einspeisung, steigender Stromverbrauch, dezentrale Speicher/Eigenverbrauch) näher beleuchtet. Dann werden Lösungsansätze beschrieben und die Rolle dezentraler Speichersysteme identifiziert.

2.5 PV-Einspeisung im Verteilnetz

Durch den geplanten – und de-facto auch schon seit einigen Jahren sehr konkret und spürbar stattfindenden – grossflächigen PV-Ausbau in der Schweiz ergeben sich die folgenden Herausforderungen respektive operativen Probleme in Verteilnetzbetrieb und -planung.

Herausforderungen

Starke PV-Stromerzeugung kann sowohl zu **lokalen Spannungsproblemen (Überspannung)** als auch zu **Leitungs- und oft verbunden hiermit zu Transformatorüberlastungen** führen. Eine hohe dezent-

rale Stromerzeugung kann darüber hinaus auch zu einem **Rückfluss von Strom aus den Verteilnetzen in die überlagerten Mittel- und Hochspannungsebenen** führen. Technische Netzschutzrichtung müssen gegebenenfalls auf die veränderte Stromflussrichtung hin angepasst werden.

Darüber hinaus führt ein hoher Anteil dezentraler Stromerzeugung mittelfristig auch zu einer **nicht-verursachergerechten Aufteilung der Netznutzungskosten**: Hausbesitzer mit PV-Anlagen belasten einerseits das Verteilnetz durch ihre Stromeinspeisung, beziehen aber andererseits weniger Strom aus dem Verteilnetz. Da Netzentgelte nach den heutigen Netzentgeltreglements für kleine Endkunden allein auf den Stromverbrauch umgelegt werden, zahlen PV-Anlagenbesitzer bezogen auf Ihren Gesamtstromverbrauch geringere, alle anderen Endkunden dafür höhere Netzentgelte.

In den letzten Jahren hat sich die Anzahl der PV-Anlagen aufgrund der rapiden Kostenreduktionen und der Einführung von staatlichen Fördermechanismen in Form der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) auch in der Schweiz fast verzehnfacht, von 4'160 Anlagen Ende Jahr 2008 auf 39'440 Anlagen Ende Jahr 2014 (Abbildung 6). Im gleichen Zeitraum hat sich die installierte Leistung und produzierte Strommenge dabei mehr als verzwanzigfach, von 46 MW_e und 35 GWh_e Ende Jahr 2008 auf 1'056 MW_e und 840 GWh_e Ende Jahr 2014 [4].

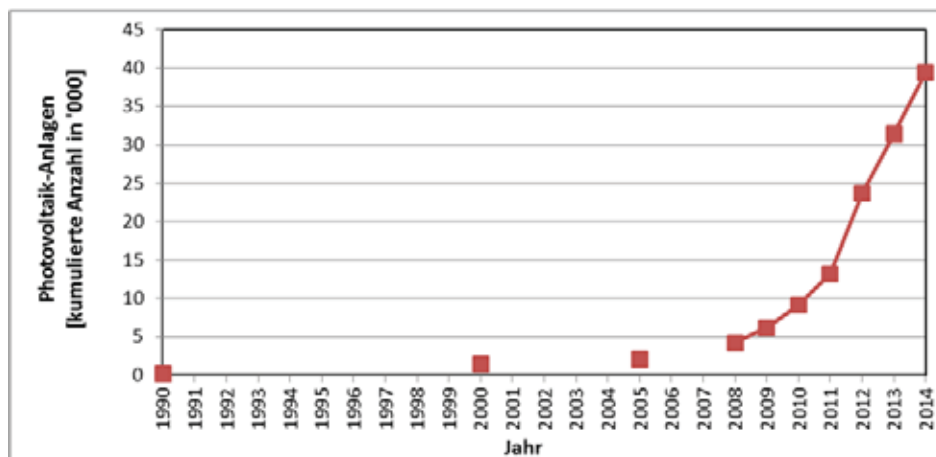


Abbildung 6 – Photovoltaik-Zubau in der Schweiz (1990-2014): Kumulierte Anzahl installierter Anlagen, (eigene Abbildung nach BFE, Eicher+Pauli) [4].

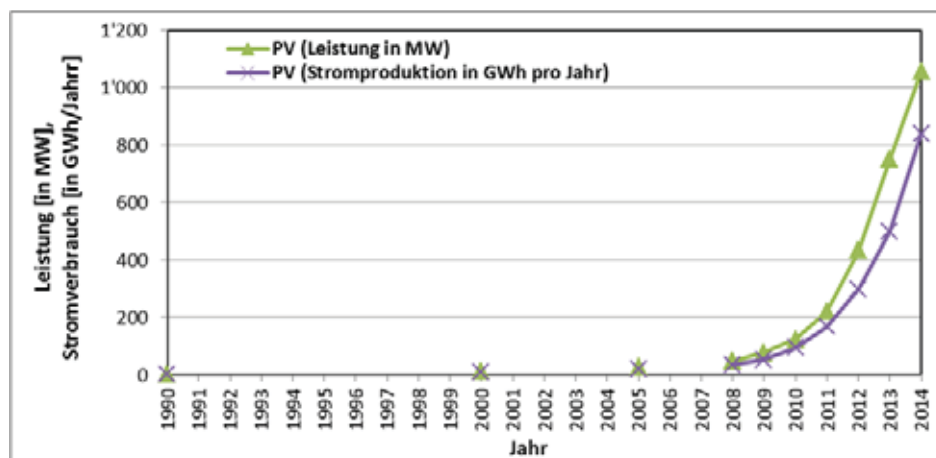


Abbildung 7 – Photovoltaik-Zubau in der Schweiz (1990-2014): installierte Leistung und Stromproduktion, (eigene Abbildung nach BFE, Eicher+Pauli) [4].

Fallstudie – PV-Peak (Andreas Zimmermann, Elektra Jegenstorf)

Der in Nachbarländern wie Deutschland und Italien schon seit Jahren viel diskutierte PV-Boom wird auch in der Schweiz mehr und mehr sichtbar.

Die Genossenschaft Elektra, Jegenstorf, als Stromversorgerin für 23 Gemeinden der Kantone Bern und Solothurn mit ca. 23'000 Kunden (39'000 Einwohnern), hat in den letzten Jahren einen rapiden PV-Zuwachs erlebt. Mittlerweile sind rund 600 PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von über 16 MW im Netzgebiet vorhanden. Im Jahr 2016 wird die PV-Stromerzeugung voraussichtlich einen Anteil von ca. 9-10% des jährlichen Stromverbrauchs im Elektra-Netzgebiet decken.

Am Sonntag, 17. Juli 2016 wurde zur Schwachlastzeit in den Mittagsstunden erstmals zeitweise mehr Strom im Elektra-Netzgebiet produziert als verbraucht. Das Netzgebiet wurde damit zum Strom-Rücklieferer (Abbildung 8).

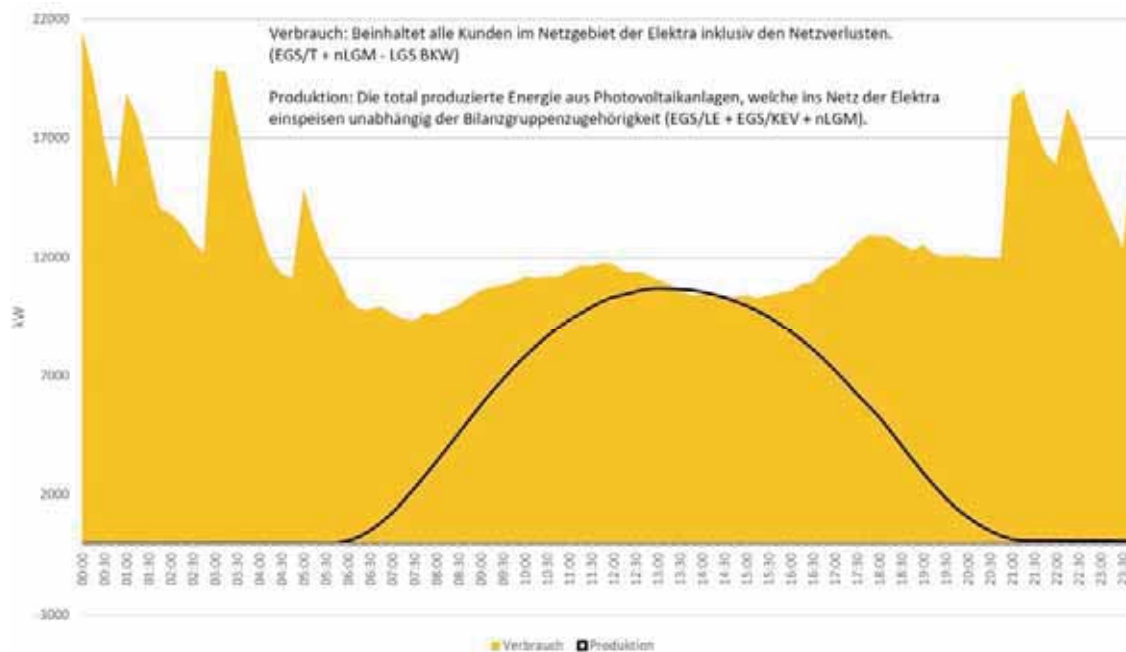


Abbildung 8 – Verbrauch versus Produktion im Netzgebiet der Elektra (Sonntag, 17. Juli 2016)
(Quelle: Andreas Zimmermann, Elektra Jegenstorf)

Fallstudie – Einfluss der Lastdichte auf die PV-Integration in der Stadt Zürich (Florian Kienzle, ewz)

Ein **entscheidender Indikator** für die Frage, wie gross die netzseitigen Herausforderungen durch dezentrale PV-Erzeugung und im Umkehrschluss wie problematisch oder problemlos die PV-Integration aus Sicht des Verteilnetzbetreibers ist, **ist die Lastdichte im betrachteten Netzgebiet.**

Die Lastdichte, auch Flächenbelastung genannt, gibt an, wie hoch die maximale Scheinleistung (in MVA) bezogen auf die versorgte Netzgebietsfläche (in km²) ist. Allgemein gilt, dass die Lastdichte stark mit der Siedlungsdichte korreliert: **Die Lastdichte ist gering in ländlichen Regionen, höher in suburbanen Gebieten (Agglomeration) und am höchsten in städtischen Gebieten.** Da die Lastdichte aber selbst innerhalb von an sich dicht besiedelten Stadtgebieten sehr unterschiedlich ist, können sich auch dort Herausforderungen bei der PV-Integration ergeben.

Je höher die Lastdichte ist, desto besser ist das Verteilnetz ausgebaut und desto einfacher ist die Netzingegration von PV-Anlagen, insbesondere die Aufnahme der PV-Spitze zur Mittagszeit.

Im Folgenden wird die Situation im Versorgungsgebiet der ewz in der Stadt Zürich analysiert. **Schon innerhalb des Stadtgebiets von Zürich variiert die Lastdichte zwischen Innenstadt und Aussenquartieren um den Faktor 10:** Die Stadt ist in insgesamt 14 Unterwerksgebiete aufgeteilt, die über unterirdische Hochspannungsleitungen (150 kV) versorgt werden (Abbildung 9).

In der Innenstadt rund um die Zürcher Bahnhofsstrasse ist die Lastdichte am Unterwerk Katz mit über 55 MVA/km² am höchsten, während diese in den Aussenquartieren deutlich kleiner ist und am Unterwerk Höggerberg nur noch knapp ein Zehntel, 5.5 MVA/km², beträgt (Tabelle 2). **Da in den Gebieten mit geringerer Lastdichte (Högg, Drahtzug, Oerlikon, Aubrugg und Frohalp) das PV-Potenzial relativ zur Lastdichte grösser ist, erwartet ewz bei einem verstärkten PV-Ausbau vor allem dort Probleme im Verteilnetz.**

Verteilnetz Zürich (220/150 kV).

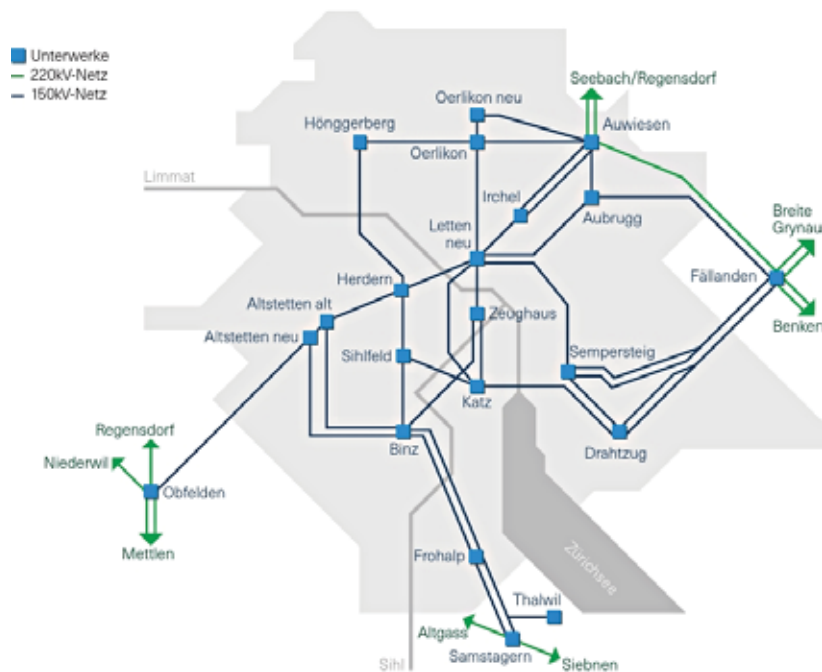


Abbildung 9 – Hochspannungsnetz und Unterwerke im Stadtgebiet Zürich (Unterwerk «Altstetten alt» ist mittlerweile ausser Betrieb; Quelle: ewz).

Unterwerk	Lastdichte [in MVA/km ²]	Lage im Stadtgebiet
UW Katz	55,5	Zentrum
UW Zeughaus	49,0	Zentrum
UW Herdern	27,5	Innenstadt
UW Letten	24,0	Innenstadt
UW Altstetten	17,5	Stadtrand
UW Sempersteig	15,5	Innenstadt/Stadtrand
UW Binz	14,5	Innenstadt/Stadtrand
UW Sihlfeld	12,0	Innenstadt/Stadtrand
UW Irchel	11,5	Innenstadt/Stadtrand
UW Frohalp	9,0	Stadtrand
UW Aubrugg	8,5	Stadtrand
UW Oerlikon	8,0	Stadtrand
UW Drahtzug	7,5	Stadtrand
UW Hönggerberg	5,5	Stadtrand

Tabelle 2 – Verteilung der Lastdichte (Stromlast pro Netzgebietsfläche) innerhalb der Stadt Zürich (absteigend sortiert) (Quelle: ewz).

Fallstudie – Grosse PV-Anlage in einem suburbanen Verteilnetz im Grossraum Zürich (EKZ/Adaptricity)

Die Herausforderungen des PV-Ausbaus für den Verteilnetzbetrieb werden im Folgenden am – zwar hypothetischen, aber doch realistischen – Beispiel einer grossen PV-Anlage in einem suburbanen Siedlungsgebiet im Grossraum Zürich illustriert. Dafür wurde das Niederspannungsnetz unterhalb der Transformatorstation Luberzen in Dietikon (ZH) im Detail modelliert und über den Jahresverlauf simuliert. Die Topologie des Niederspannungsnetzes ist in Abbildung 10 dargestellt, inklusive der hypothetischen Standorte einer grösseren PV-Dachanlage (280 kW_p) und 30 Elektroauto-Ladestationen in einem Parkhaus (330 kW_p). Diese hypothetischen Anlagen sind als Stromerzeuger (PV-Anlage) bzw. als Stromverbraucher (Elektroauto-Ladestation) hinreichend gross dimensioniert worden, um die vorhandene Transformatorstation (430 kVA) und das Niederspannungsnetz bereits im Alltagsbetrieb stark zu belasten.

Der heutige Ist-Zustand des Niederspannungsnetzes zeigt für eine typische Sommerwoche kaum Belastungen. Die Spannungsbänder der einzelnen Netzknoten sind im Wochenverlauf sehr nah an der Referenzspannung (400 V). Auch die Leitungsbelastungen sind in einer Sommerwoche erwartungsgemäss eher gering. In einer typischen Winterwoche ist die Leitungsbelastung dagegen höher und die Transformatorbelastung steigt hier bis nahe der maximalen Auslegungsbelastung an.

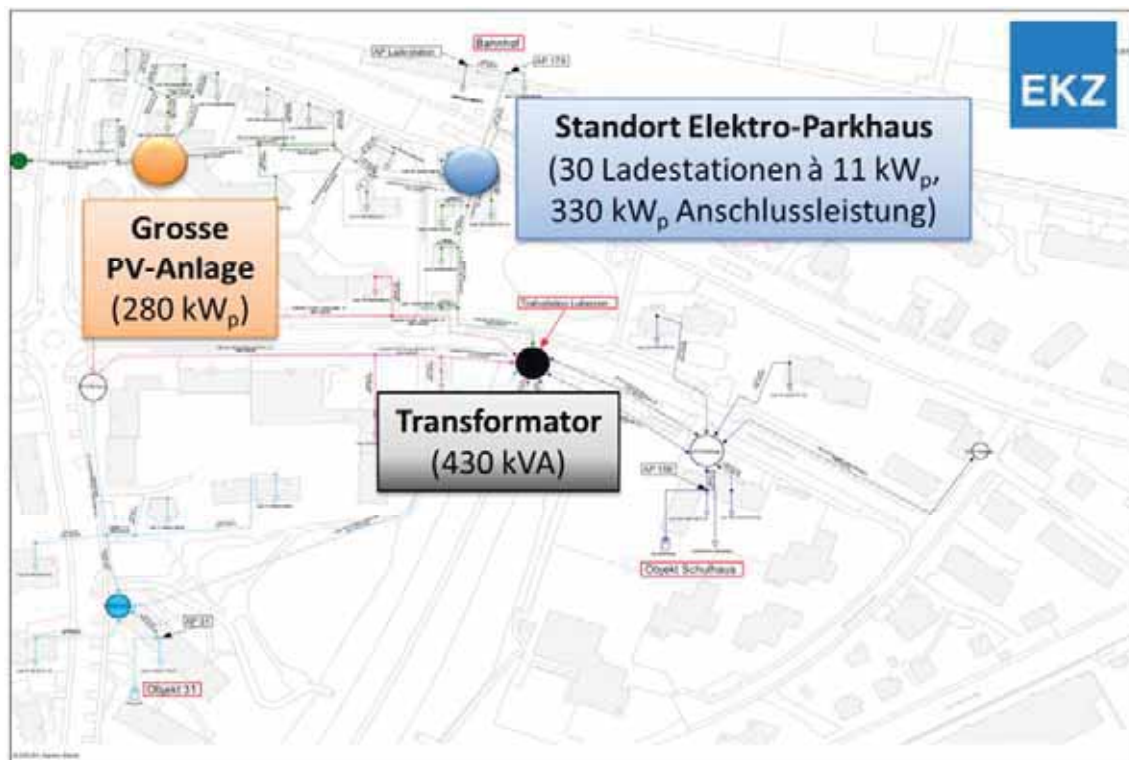


Abbildung 10 – GIS-Darstellung des Niederspannungsnetzes Luberzen inklusive hypothetischer Standorte für eine grosse PV-Anlage und ein Elektroauto-Parkhaus, Dietikon ZH (Quelle: EKZ/Adaptricity).

Die im Vergleich zur Leistung der örtlichen Trafostation recht **grosse PV-Anlage erzeugt mit ihrem Einspeiseverlauf an sonnigen Tagen signifikante Spannungsspitzen und Leitungsbelastungen**, wie in Abbildung 11 illustriert. Das erlaubte Spannungsband von $\pm 10\%$ um die Referenzspannung (400 V)

wird an sonnigen Tagen zur Mittagszeit jeweils deutlich verletzt. Die Belastung der Trafostation verringert sich zwar aufgrund der geringeren Residuallast, dafür wären die Leitungsbelastungen teilweise deutlich über der Belastungsgrenze im Normalbetrieb. Die durch die PV-Einspeisung erzeugte Netzüberlastung tritt über den Jahresverlauf selten auf. In nur knapp 50 Stunden pro Jahr wird mehr als 70% der nominellen PV-Leistung (280 kW_p) überhaupt erreicht (Abbildung 12).

PV-Produktionsspitzen in wenigen hundert Stunden im Jahr sind die Treiber für Verteilnetzüberlastung und daraus abgeleiteten Verteilnetzausbau.

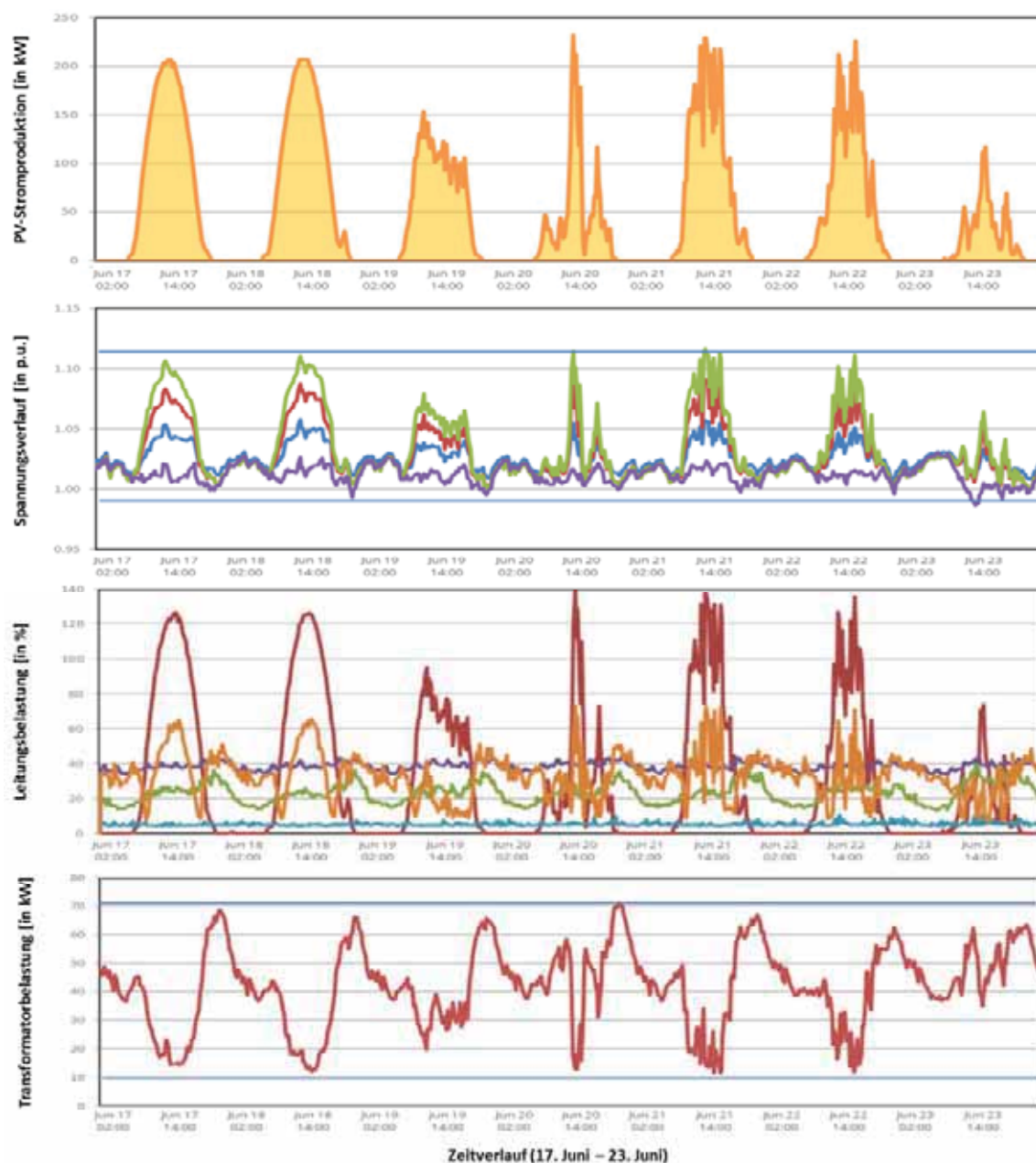


Abbildung 11 – PV-Einspeisung, Exemplarische Sommerwoche (Quelle: EKZ/Adaptricity), 1. PV-Einspeisung [kW], 2. Spannungsband [pu], 3. Leitungsauslastung [%], 4. Transformatorauslastung [%]. Die unterschiedlichen Farben bei 2. und 3. stehen für unterschiedliche Leitungen.

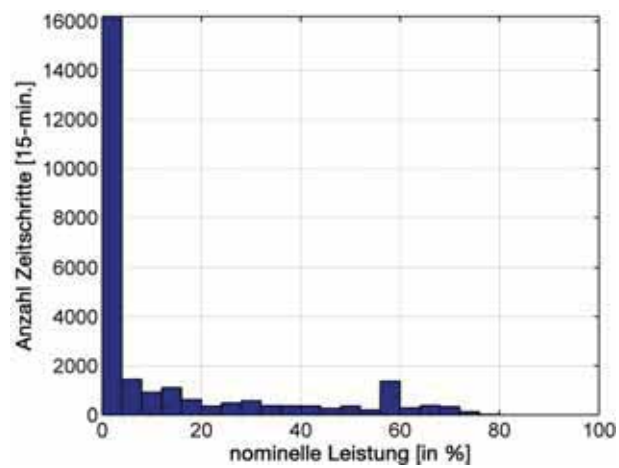


Abbildung 12 – PV-Einspeisung, Histogramm für das Jahr 2013 (Quelle: EKZ/Adaptricity)

2.5.1 Steigender Stromverbrauch durch zunehmende Elektrifizierung

Die Substitution von fossilen Energieträgern durch elektrische Energie im Wärme- und Mobilitätssektor wird, trotz steigender Nutzungseffizienz, zu einem erhöhten Gesamtbedarf an elektrischer Energie führen. Es wird eine Zunahme an *Wärmepumpen für Raumheizung* und *Elektromobilität* erwartet.

Herausforderungen

Sowohl der Wärmebedarf als auch die Ladezeiten von Elektroautos sind jeweils stark korreliert. Der Bedarf an Heizleistung hängt stark von Wetterbedingungen ab und ist daher für Kunden in einem Netzgebiet ähnlich. Elektroautos werden nach Ankunft, insbesondere also am frühen Abend, ans Stromnetz angeschlossen. Wird der Ladevorgang nicht reguliert, kann dies durch gleichzeitiges Laden vieler Elektroautos zu einer deutlichen Verschärfung der Lastspitze am Abend führen. Ein solch unkontrollierter Energiebezug kann das Netz sehr schnell an seine Kapazitätsgrenzen bringen und einen Netzausbau erforderlich machen.

Neue Verbraucher und Substitution fossiler Energieträger

Sowohl die Bereitstellung von Warmwasser (15%) als auch von Raumwärme (65%) stellen einen signifikanten Teil des Primärenergieverbrauchs privater Haushalte dar. Zurzeit wird ein Grossteil der Energie aus fossilen Energieträgern gewonnen. Zumindest bei der Raumwärme hat in den letzten Jahren jedoch eine Verschiebung von Gas- und Öl-befeuerten Anlagen hin zu Wärmepumpen stattgefunden.

Die Anzahl der Wärmepumpen für Raumwärme-Bereitstellung ist in der Schweiz zwischen 1990 und 2014 von 35'000 auf über 240'000 angewachsen (Abbildung 13), mit einer installierten elektrischen Leistung von fast 1 GW_e und einem Strombedarf von circa 1.9 TWh_e, entsprechend 3% des jährlichen Landesverbrauchs [4]. Dies entspräche durchschnittlich 1'900 Volllaststunden im Jahr. Die tatsächliche Nutzungsperiode von Wärmepumpen für Bereitstellung von Raumwärme erstreckt sich allerdings über den Grossteil des Jahres (Oktober-Mai) und ist für die Bereitstellung des Warmwasserbedarfs naturgemäss ganzjährig.

Von diesen Wärmepumpen sind knapp 144'000 Luft/Wasser-gekoppelt, knapp 88'000 Sole/Wasser-gekoppelt und knapp 7'000 Wasser/Wasser-gekoppelt [4]. Erdsonden-Wärmepumpensysteme (Sole/Wasser und Wasser/Wasser) haben aufgrund der geringeren Temperaturschwankungen ihres Wärmereservoirs (Erdreich bzw. See/Flussbett) im Jahresdurchschnitt eine generell höhere Energieeffizienz, die so genannte Arbeitszahl, als Wärmepumpen, die die Aussenluft als Wärmereservoir verwenden. Basierend auf den entsprechenden Statistiken ergibt sich eine durchschnittliche Jahresarbeitszahl (JAZ) von circa 4.3 für Erdwärmesonden-Wärmepumpen im Vergleich zu einer durchschnittlichen Jahresarbeitszahl (JAZ) von circa 2.9 für luftgekoppelte Wärmepumpen. Ausserdem können Erdsonden-basierte Wärmepumpensysteme mit minimalem Energieaufwand auch zum Kühlen in den Sommermonaten eingesetzt werden.

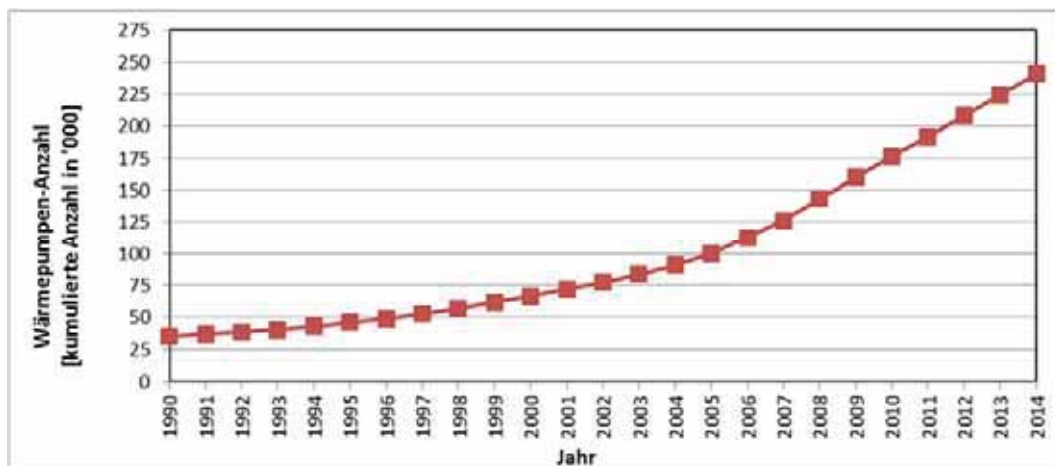


Abbildung 13 – Zahl installierter Wärmepumpen in der Schweiz (1990-2014), (eigene Abbildung nach BFE, Eicher+Pauli) [4].

Im Zeitraum von 2000 bis 2014 hat sich die mit Wärmepumpen beheizte Fläche mehr als vervierfacht, während der elektrische Energiebedarf nur um einen Faktor 2,6 gewachsen ist. Nach wie vor werden circa 69% des Heizbedarfs durch Gas und Öl gedeckt. Es gibt also weiterhin grosses Wachstumspotenzial für elektrische Wärmepumpen in der Schweiz.

Die elektrische Leistung typischer Wärmepumpen liegt bei 2–12 kW_e, und beträgt in der Schweiz durchschnittlich 4 kW_e. Der Leistungsbedarf von Wärmepumpen ist also auf einer ähnlichen Grösse wie die übliche Spitzenleistung eines Haushalts; die elektrische Bezugsleistung eines Haushalts mit Wärmepumpe ist daher signifikant grösser als die eines Haushalts mit fossiler Heizung. Ausserdem kann eine hohe Gleichzeitigkeit der Wärmepumpen-Nutzung angenommen werden, sodass es zu einer starken Belastung des Verteilnetzes kommen kann.

Elektroautos haben sich bisher weder in der Schweiz noch in anderen Ländern am Markt durchgesetzt, doch ist auch in diesem Bereich mit einem starken Wachstum in den nächsten Jahren zu rechnen – nicht zuletzt getrieben durch stetig strenger werdende Grenzwerte für Schadstoffemissionen (CO₂, Feinstaub) in den Industrieländern, aber auch in asiatischen Megametropolen.

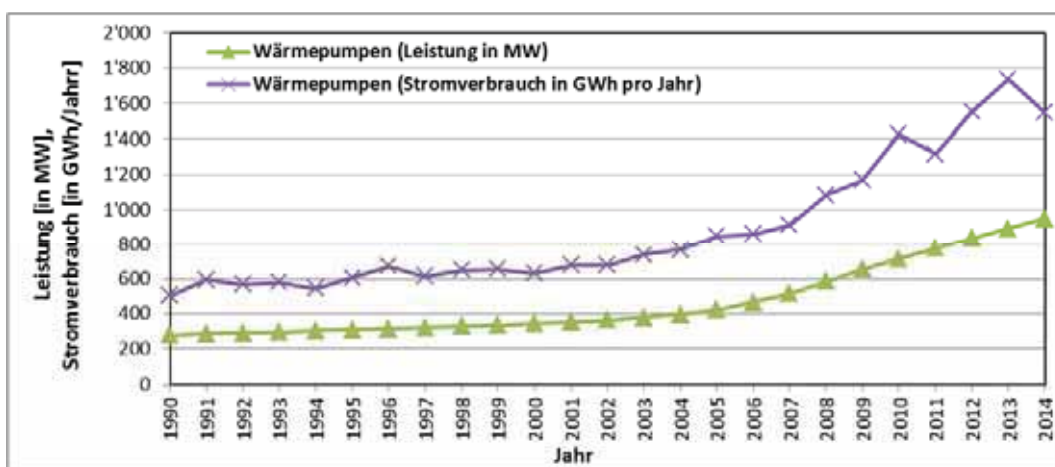


Abbildung 14 – Nennleistung und Energiebedarf Schweizer Wärmepumpen (1990-2014), (eigene Abbildung nach BFE, Eicher+Pauli) [4].

Die Substitution fossiler Energieträger durch Elektrizität führt zu einem steigenden Stromverbrauch. Die neuen Lasten – Wärmepumpen und Elektromobilität – sind zeitlich stark korreliert und können so zu einer Überlastung des Stromnetzes führen.

Fallstudie – Elektromobilität (EKZ/Adaptricity)

Die Herausforderungen neuer Lastverbrauchertypen für den Verteilnetzbetrieb werden im Folgenden am – hypothetischen, aber realistischen – Beispiel eines Elektroautoparkhauses in der suburbanen Siedlung Luberzen, Dietikon ZH, siehe auch Abbildung 15 und Abbildung 10, illustriert: Die netzüberlastenden Effekte durch die zusätzliche Last der Schnelladestationen des Elektrofahrzeugparkhauses, bis zu 190 kW_e, sind in Abbildung 15 in der Zeitreihensimulation einer exemplarischen Winterwoche (Februar 2013) gut sichtbar.

Das Spannungsniveau der betroffenen Netzknoten sinkt deutlich ab, auf 94% der Nominalspannung von 400V, während gleichzeitig die Belastung der betroffenen Netzleitungen stark über die Belastungsgrenze im Normalbetrieb ansteigt ($\approx 160\%$). Die Belastung an der Trafostation steigt zu Spitzenzeiten (mittags, abends) kurzzeitig deutlich über dessen Leistungsauslegung an ($\approx 120\%$). Auch die durch die Elektroautos erzeugte Netzüberlastung tritt über den Jahresverlauf nur selten auf. In weniger als 30 Stunden pro Jahr wird überhaupt mehr als 60% der nominellen Elektroauto-Ladeleistung (330 kW_p) überhaupt erreicht (Abbildung 16).

Auch die Lastspitzen durch Elektromobilität führen vermehrt zu kurzzeitigen Netzbelastungen. Andernfalls notwendiger Netzausbau kann durch ein Brechen der Lastspitzen, z.B. durch eine geeignete Reduzierung der Ladeleistung oder auch durch Pufferbatterien, vermieden werden.

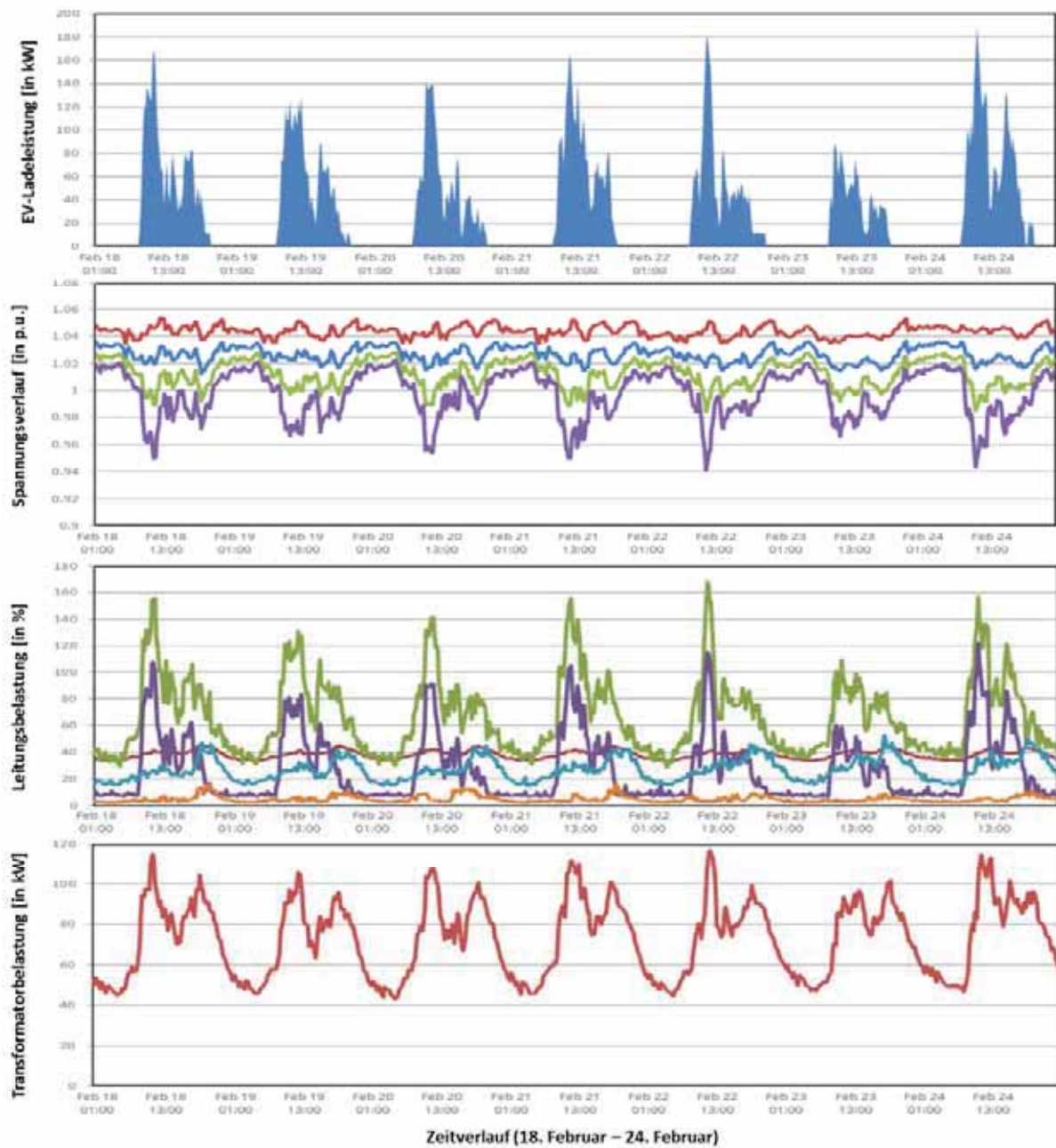


Abbildung 15 – Elektromobilität (11 kW Ladeleistung), Exemplarische Winterwoche. (Quelle: EKZ/Adaptricity)

1. Lastprofil durch EV-Schnellladung, 2. Spannungsband [pu], 3. Leitungsauslastung [%], 4. Trafoauslastung [%]. Die unterschiedlichen Farben bei 2. und 3. stehen für unterschiedliche Leitungen.

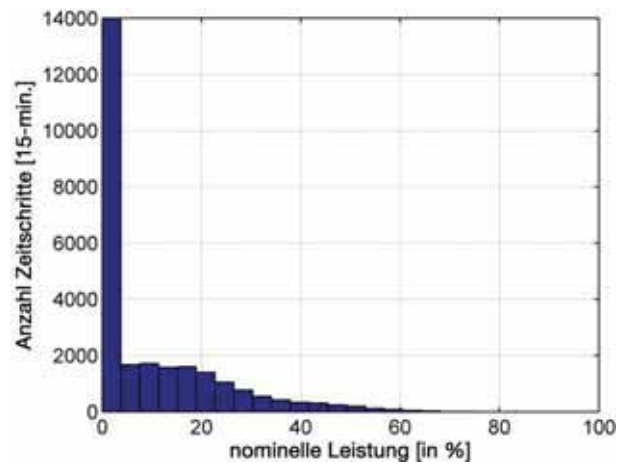


Abbildung 16 – PV-Einspeisung, Histogramm für das Jahr 2013 (Quelle: EKZ/Adaptricity)

2.5.2 Dezentrale Speicher für Eigenverbrauch- und Stromtarifoptimierung

Dezentrale Energiespeicher stellen eine Herausforderung für den Netzbetrieb dar, weil sie primär von Privatkunden meist in Verbindung mit PV-Anlagen installiert werden. Hierbei ist die **Batterie-Betriebsstrategie dem Netzbetreiber, aber auch dem Energieversorger nicht zwingend bekannt**. Ähnliches gilt auch für Lastmanagement-Systeme, die von Aggregatoren betrieben werden und deren Verhalten wiederum dem Verteilnetzbetreiber und Energieversorger nicht zwingend bekannt ist.

Herausforderungen

Eigenverbrauch Hat ein Privatkunde das Ziel, den Eigenverbrauch einer PV-Anlage mit Hilfe eines Speichers zu maximieren, so ist es für ihn optimal die Batterie immer dann zu laden, wenn ein Netto-Überschuss produziert wird. Die Batterie wird also primär während der Morgenstunden geladen, und ist möglicherweise gerade zu Zeiten höchster PV-Einspeisung, zur Mittagszeit, nicht mehr verfügbar. Sollten mehrere Batteriesysteme mit ähnlicher Auslegung in einem Netzgebiet installiert sein, kann dies in der Summe zu grossen Rampen im Verteilnetz führen.

Netzdestabilisierendes Verhalten Allgemein haben Endkunden zurzeit keinen Anreiz, sich netzdienlich zu verhalten. Privat betriebene Batterien sind also nicht zwangsläufig eine Netzunterstützung und können das (Verteil-) Netz durch Erzeugung lokaler Spannungs- und Lastspitzen sogar weiter destabilisieren.

Fallstudie – Typische Verhaltensmuster von Prosumer-Haushalten (Stephan Koch, Adaptricity)

Es folgt eine Analyse, inwiefern die Eigenverbrauchsoptimierung von Haushalten mit eigener dezentraler Stromproduktion (PV-Anlage) – so genannte Prosumer-Haushalte – wahlweise mit Hausbatterie, Probleme für den Verteilnetzbetrieb schaffen kann.

Exemplarisches Verteilnetz Als exemplarisches Verteilnetz werden zwei Mittelspannungsnetzstränge (20 kV) und der Hochspannungsanschluss (110 kV) eines grösstenteils verkabelten ländlichen Verteilnetzes betrachtet, in denen 4'000 Prosumer-Haushalte zufällig verteilt wurden (Abbildung 17). Die Lastspitze der Haushalte liegt in einem Band von 5–7 kW, die PV-Spitze in einem Band von 4–7 kW und die installierte Batterieleistung bei 4 kW und 20 kWh. Das Verteilnetz wird durch die Prosumer-Leistungsaufnahme und -abgabe nur mässig belastet: Die Leitungsbelastung liegt während des kompletten Simulationszeitraums (März–September) nur bei maximal 60%, die Transformator-Last bei nur maximal 30%.

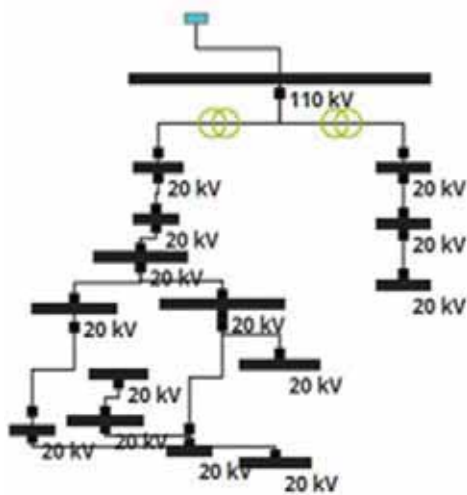


Abbildung 17 – Exemplarisches Hochspannungs-/Mittelspannungsverteilnetz (Quelle: Adaptricity).

Evaluation von Prosumer-Strategien in Verbindung mit dezentralen Batteriespeichern In dem hier dargelegten Studien-Setup wurden drei verschiedene Prosumer-Strategien analysiert:

1. **Basisfall**, in dem die dezentrale Erzeugung von Prosumer-Haushalten ungepuffert an das Verteilnetz abgegeben wird.
2. **Eigenverbrauchsfall**, in dem Hausbatterien zur Pufferung der PV-Spitze genutzt werden.
3. **Energiearbitrage-Fall**, in dem die Hausbatterien zur Ausnutzung von Preisdifferenzen der Endverbraucher-Stromtarife eingesetzt werden.

Im **Basisfall** speisen die Prosumer-Haushalte ihre Stromproduktion aus PV-Anlagen direkt ins Verteilnetz ein (Abbildung 18, oben). Die dabei deutlich sichtbare PV-Spitze an sonnigen Tagen (Abbildung 18, mittig) lässt das Spannungsprofil an den Hausanschlussknoten (Abbildung 18, unten) merklich ansteigen.

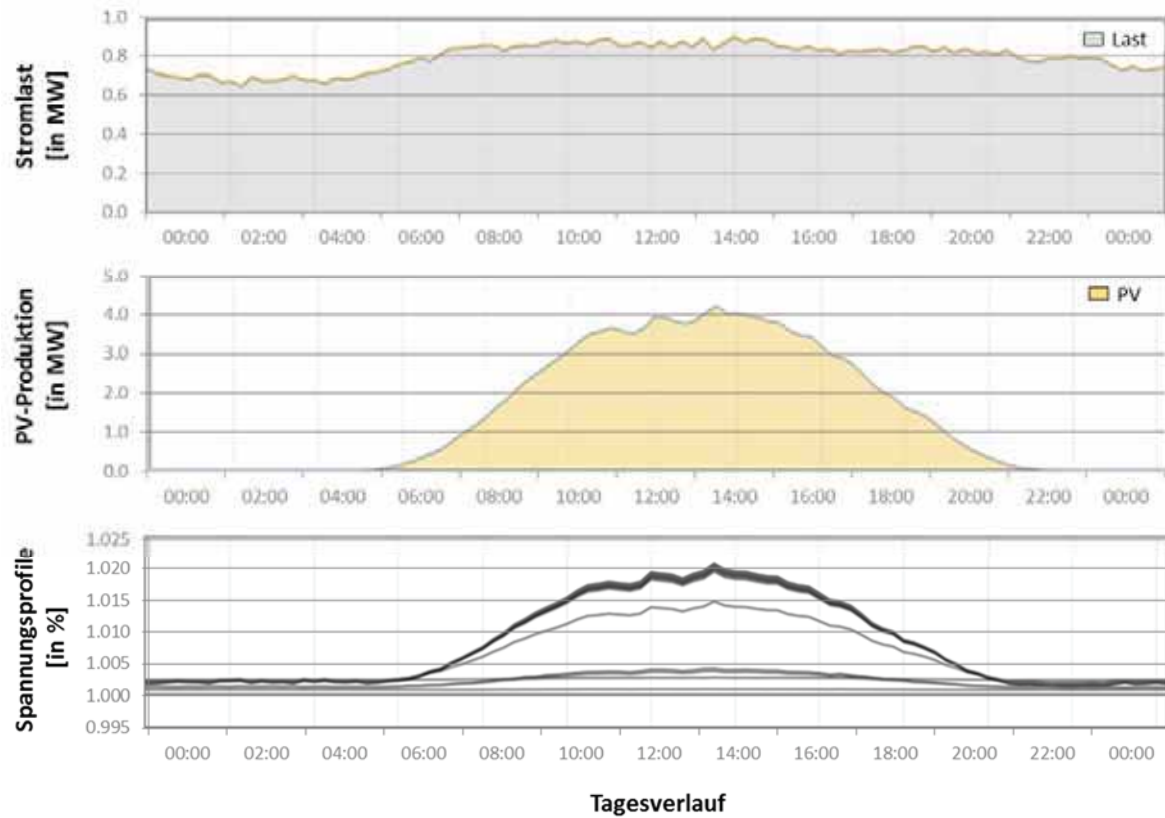


Abbildung 18 – Verhalten von Prosumer-Haushalten mit PV-Anlage und Auswirkungen auf das Verteilnetz. (Quelle: Adapticity)

Im Fall der **Eigenverbrauchsoptimierung** nutzen Prosumer-Haushalte mit PV-Anlagen ihre Haus-Batterie, um die Stromproduktion der PV-Anlage vor Ort zwischen zu speichern, um diese dann in den Abendstunden wieder zu verbrauchen. Dies geschieht allerdings nur solange, bis die Batteriespeicher vollständig geladen sind (Abbildung 19, unten). Ab diesem Zeitpunkt tritt – bedingt durch den hohen Gleichzeitigkeitsfaktor – trotzdem wieder eine PV-Spitze und sichtbare Spannungsanhebung im Verteilnetz auf.

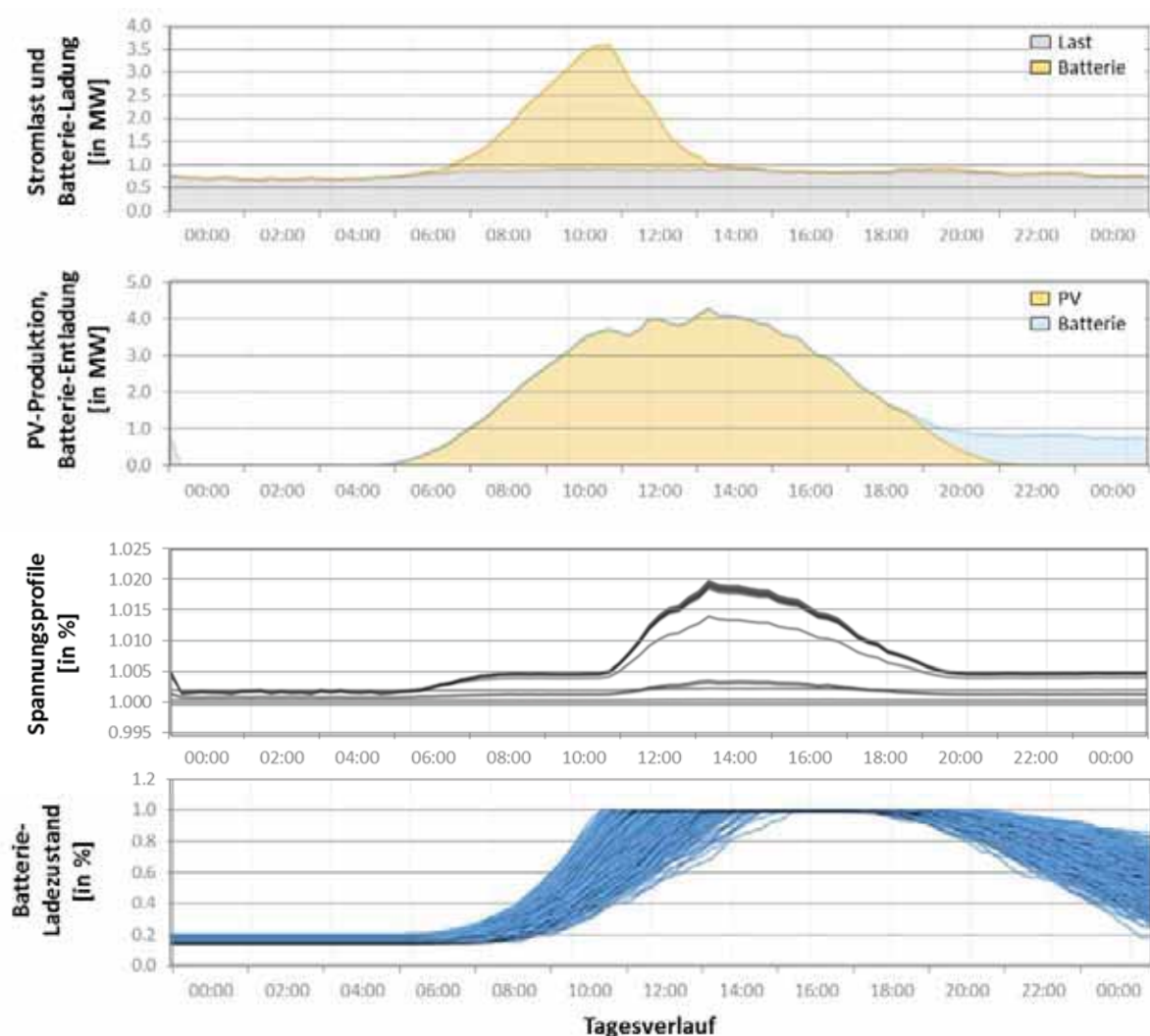


Abbildung 19 – Verhalten von Prosumer-Haushalten mit PV-Anlagen und Batterien und Auswirkungen auf das Verteilnetz.
(Quelle: Adaptricity)

Im **Energiearbitrage-Fall** der stromtarifgetriebenen Eigenverbrauchsoptimierung (Energiearbitrage) sorgt die vom variablen Stromtarif (Abbildung 20, oben) vorgegebene Batterienutzung zusammen mit der lokalen PV-Stromproduktion für stark fluktuierende Stromproduktions- und Stromverbrauchsprofile der Prosumer-Haushalte (Abbildung 20, mittig). Dies führt zu sehr deutlich sichtbaren Über- und Unterspannungssituationen im Verteilnetz (Abbildung 20, unten).

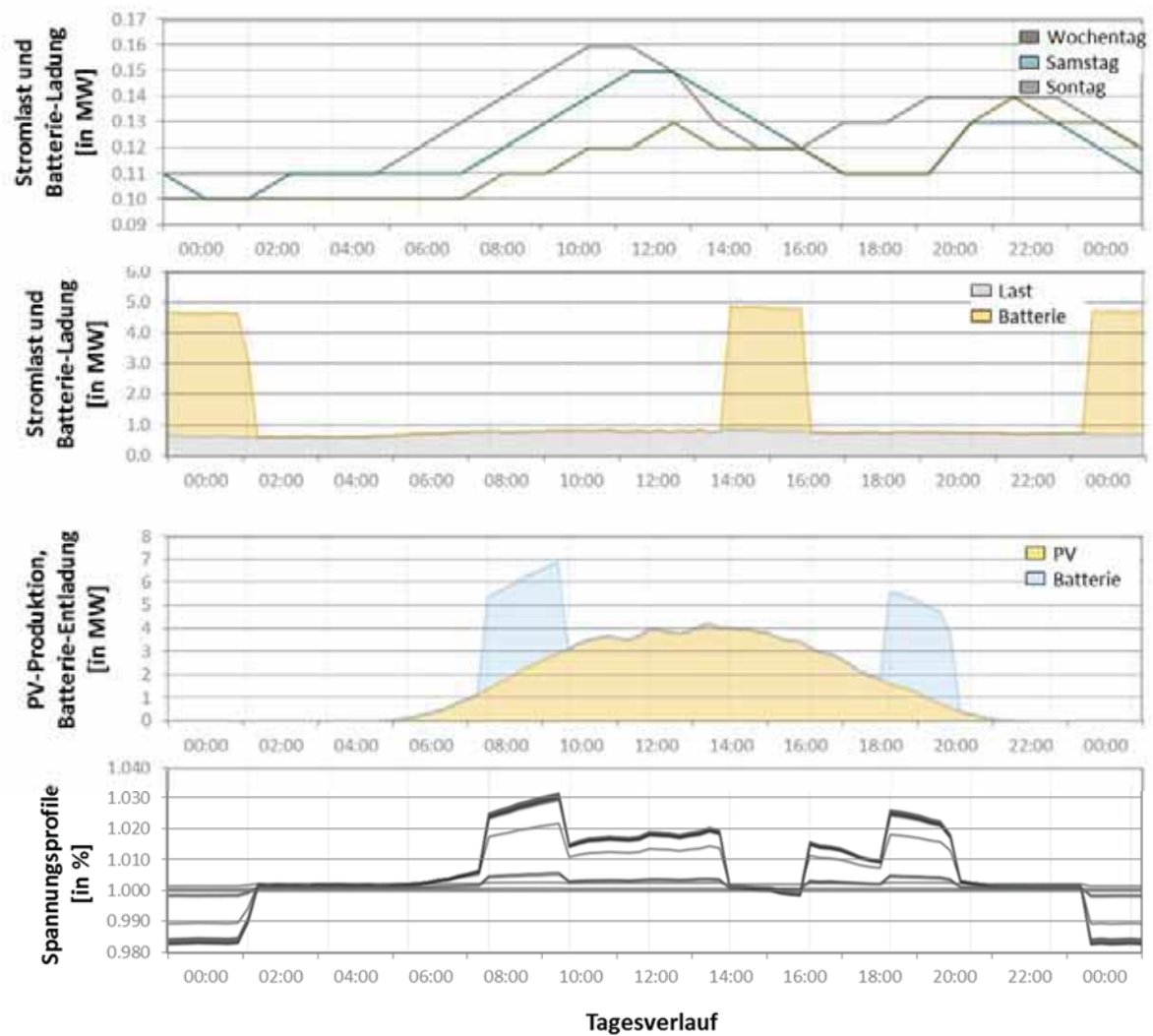


Abbildung 20 – Verhalten von Prosumer-Haushalten die Stromproduktion und -verbrauch intern gegen einen variablen Stromtarif optimieren. (Quelle: Adaptricity)

Die Kopplung von PV-Anlage und Batteriespeicher kann in einem Stromtarif-getriebenen Betriebsmodus, der die Netzbelastung nicht berücksichtigt, zu einer hohen Gleichzeitigkeit (zeitlichen Synchronisierung) von potenziell tausenden Batteriesystemen führen. Dies kann ein besonders netzunfreundliches Lade-/Entlade-Verhalten der Batterien erzeugen.

Fallstudie: Evaluation von Batterieeinsatz zur PV-Integration (Martin Bolliger et al., BKW)

Der vorliegende Bericht zeigt Möglichkeiten auf, wie koordinierter PV-Ausbau in Kombination mit Smart-Grid-Komponenten und Batterien Netzausbaukosten vermindern kann.

Beim Untersuchungsgebiet Üttligen handelt es sich um ein Dorf mit circa 500 Gebäuden, das zur Gemeinde Wohlen BE gehört. Viele dörfliche Elemente sind hier noch vorhanden: Gewerbe, Schule, Altersheim, Dienstleistung, Landwirtschaft. Der Gebäudepark stammt aus der Periode 1850 bis 2010, der Dorfkern ist von einzelnen Quartieren aus den 1960er, 1970er und 1980er Jahren umgeben mit den für diese Zeit typischen Siedlungsformen.

Mit einer Standardanlage von 18 Modulen, insgesamt circa 5 kWp, können 285 der vorhandenen 500 Häuser ausgerüstet werden. Die übrigen Häuser haben zu kleine Dachflächen für diese Anlagengrösse. Vier von 13 Trafokreisen halten dem PV-Ausbau stand.

Durch den Einsatz von kleinen Typ-1-Batterien (2kW und 7,5kWh) kann eine Überlastung bei zwei weiteren Trafokreisen vermieden werden. Mit der Kombination von Smart-Grid-Komponenten (z.B. Typ-1-Batterie und RONT oder Leistungsbegrenzung auf 70% und RONT) wird in den übrigen 7 Trafokreisen ein konventioneller Netzausbau vermieden. Durch den Einsatz grösserer Typ-2-Batterien (9kW und 10kWh) ist genügend Leistung und Speicherkapazität vorhanden, um an allen Trafokreisen einen Netzausbau zu vermeiden. Die Netzbelastungen wurden hier für ausgewählte Einzelsituationen im Snapshot-Verfahren berechnet.

Fall 1: Die erwähnten 285 PV-Anlagen à 5 kWp erzeugen insgesamt 1,65 GWh/a. Diese Energiemenge entspricht 23% des Jahresstromverbrauchs des gesamten Dorfes. Die ausgerüsteten Häuser erreichen durchschnittlich eine Eigendeckung (Reduktion des Netzbezugs) von 35%. Der Eigenverbrauch (Anteil der selbstverbrauchten Energie an der erzeugten Energie) ohne Batterie beträgt 45%, mit der Typ-1-Batterie 70% und mit der Typ-2-Batterie 72%. Obwohl die Typ-2-Batterie grösser und somit teurer als die Typ-1-Batterie ist, liegt der Grenznutzen der zusätzlichen Leistung/Energiemenge für den Eigenverbrauch nahe Null. Sie wird erst durch die Netzausbauverhinderung in Wert gesetzt.

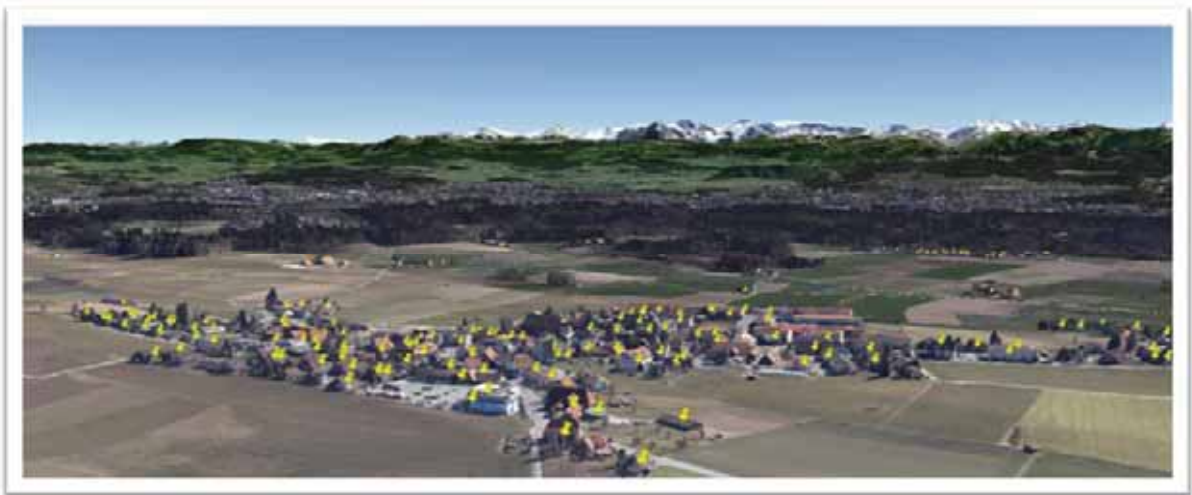


Abbildung 21 – Situationsplan des Dorfes Üttligen (Quelle: Martin Bolliger, BKW).

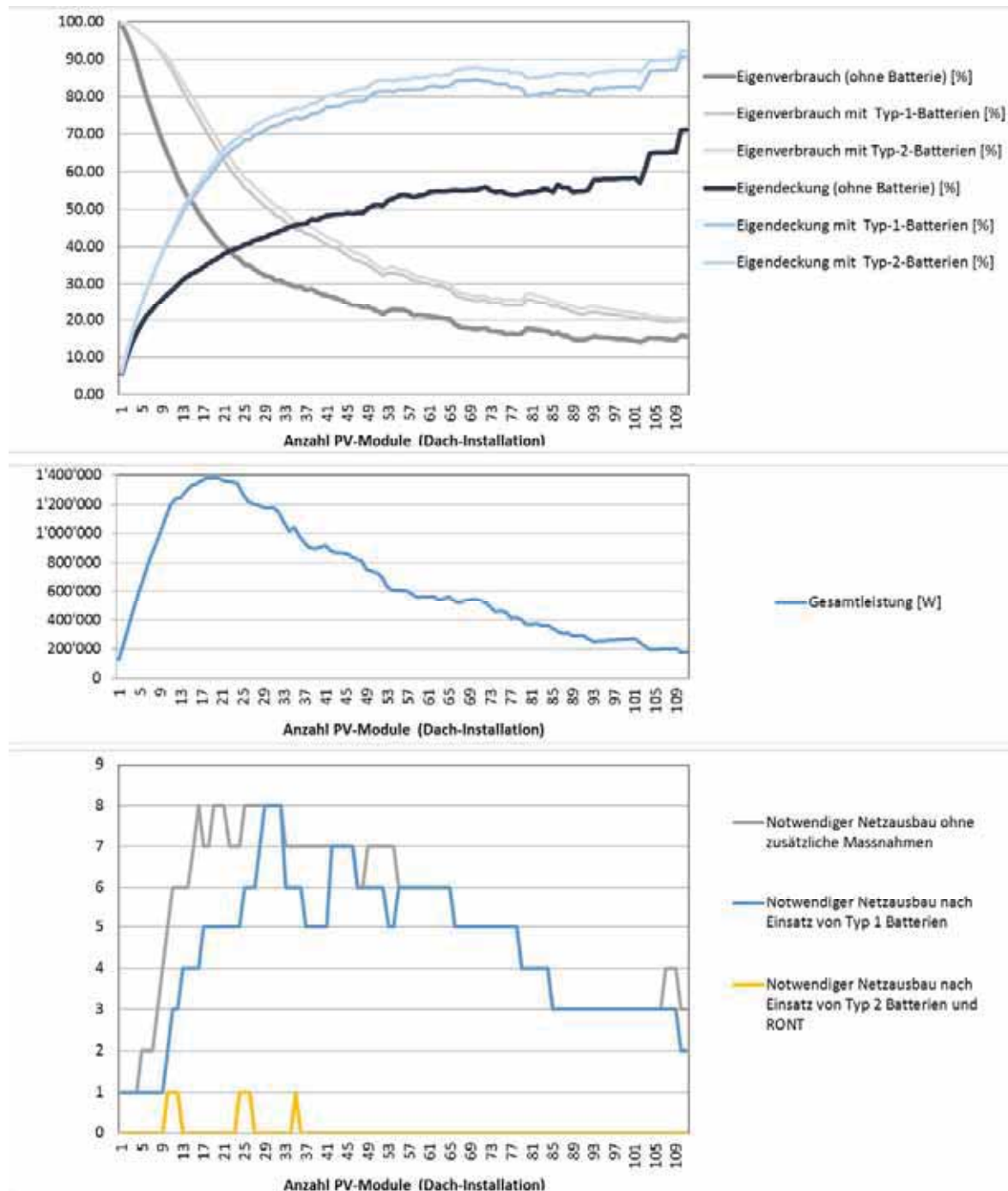


Abbildung 22 – Analyseergebnisse der Fallstudie des Dorfes Üttligen. (Quelle: Martin Bolliger, BKW)
 oben) Elektrischer Eigenverbrauch und Eigendeckung durch PV-Anlagen mit/ohne Batteriesystem in Üttligen.
 mittig) Produktion über den gesamten Gebäudepark mit unterschiedlichen Anlagengrössen.
 unten) Notwendiger Netzausbau mit und ohne Einsatz von Batterien und SmartGrid-Komponenten.

Abbildung 22 (oben) zeigt den Zusammenhang zwischen Eigenverbrauch und Eigendeckung durch die installierten PV-Anlagen unterschiedlicher Grösse auf dem Gebäudepark. Der Eigenverbrauch ist umso grösser, je kleiner die Anlage ist, während die Eigendeckung umgekehrt mit der Grösse der PV-Anlagen wächst. Der Einsatz von Batteriesystemen erhöht Eigenverbrauch und Eigendeckung deutlich.

Abbildung 22 (mittig) zeigt die Produktion über den gesamten Gebäudepark mit unterschiedlichen Anlagengrößen. Die maximale Leistung wird mit einer Einheitsgröße von 5kWp pro Dach erreicht, was dem Schnittpunkt aus Eigenverbrauch und Eigendeckung entspricht.

Abbildung 22 (unten) zeigt den notwendigen Netzausbau mit und ohne Einsatz von Batterien und SmartGrid-Komponenten – Batterien leisten hier einen wesentlichen Beitrag zur Vermeidung des Netzausbaus.

Fall 2: Bei maximalem PV-Ausbau (60% der besonnten Dachfläche) wird ein rund doppelt so hoher Solarertrag wie in Szenario 1 erwartet. Die produzierten 3,7 GWh entsprechen 53% des geschätzten Jahresverbrauchs des Dorfes, während die Eigendeckung pro Haus im Durchschnitt 34,5% beträgt. Insgesamt 11 der 13 Trafokreise brauchen Netzverstärkung, in 7 Fällen kann diese mit dem Einsatz der Typ-1-Batterie in Kombination mit einem RONT vermieden werden. Der Einsatz von Typ-1-Batterien alleine vermeidet nur in einem Trafokreis den Netzausbau. Wenn statt der kleinen Typ-1-Batterie (2kW/7,5 kWh) eine grössere Typ-2-Batterie (9 kW/10kWh) verwendet wird, kann in 4 Trafokreisen auf Netzausbau verzichtet werden.

Batteriespeicher können die durch PV-Spitzen auftretenden Belastungen im Verteilnetz effektiv reduzieren und damit anderweitig notwendigen konventionellen Netzausbaubedarf vermeiden helfen. Dies kann auch in Kombination mit anderen SmartGrid-Komponenten wie Wechselrichter-Regelung und RONT-Einsatz unterstützt werden.

2.6 Lösungsansätze

Für die oben beschriebenen Herausforderungen gibt es eine Reihe von Lösungsansätzen, die teilweise bereits von Verteilnetzbetreibern umgesetzt werden, teilweise in der Erprobung sind. Diese Ansätze können in verschiedene Kategorien unterteilt werden. Hier wird unterschieden zwischen 1) klassischer Netzverstärkung, 2) Steuerung von Blindleistung, 3) Steuerung von Wirkleistung durch Abregelung, Lastmanagement und Speicher und 4) neue Stromtarifmodelle (Abbildung 23).

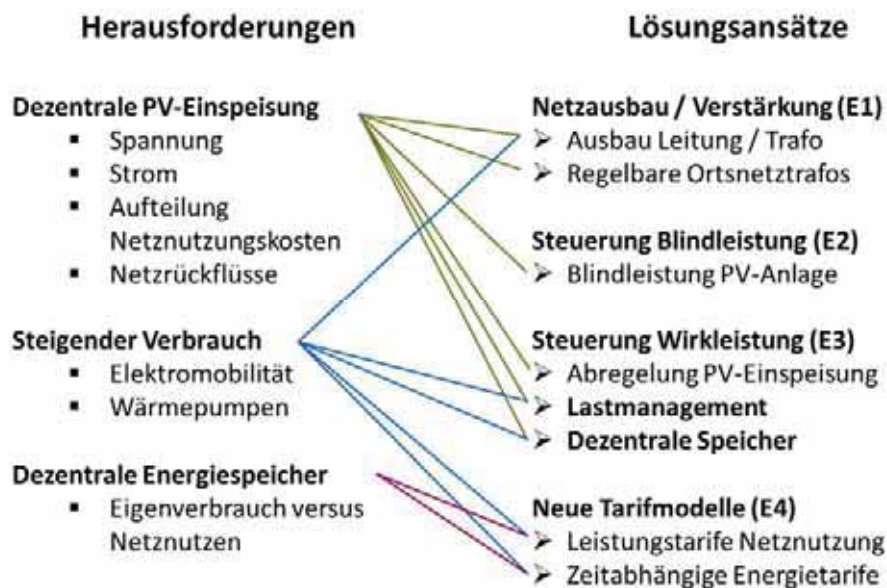


Abbildung 23 – Herausforderungen im Verteilnetz und Lösungsansätze (eigene Darstellung).

Netztransparenz als Entscheidungshilfe

Durch temporäre oder permanente Messeinrichtungen im Verteilnetz wird ein detaillierter Ein- und Überblick über identifizierte oder nur vermutete Probleme im Verteilnetzbetrieb ermöglicht. Netztransparenz ist ein notwendiger Zwischenschritt zum intelligenten, smarten Verteilnetzbetrieb und erzeugt eine fundierte Grundlage für Fragen wie gravierend bestimmte Netzüberlastungssituationen sind und welche der in Abbildung 23 aufgezeigten Lösungsansätze am sinnvollsten sind.

2.6.1 Netzausbau und Verstärkung

Leitungs- und Transformatorenausbau Die momentan üblicherweise verwendete Lösung für Netzprobleme ist der klassische Ausbau der Transformator- oder Leitungskapazität. Dies kann hohe Netzinvestitionskosten verursachen, ist aber üblicherweise einfach umsetzbar und bietet eine langfristige und wartungsarme Lösung. Allerdings besteht hierbei die Gefahr, dass verhältnismässig hohe Netzausbaukosten für die Vermeidung von kurzfristigen Belastungsspitzen, verursacht durch lokale Stromlasten oder Stromproduktion, entstehen.

Regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT) Auf Spannungserhöhungen in einem Niederspannungsstrang kann mit einer Absenkung der Spannung auf Netzebene 6 begegnet werden.

Strangregler Da möglicherweise mehrere Stränge mit verschiedenartiger Auslastung an einem Trafo angeschlossen sind, ist in einigen Fällen ein Einzelstrangmanagement nötig. Dies erlaubt im Vergleich zum RONT-Einsatz eine genauere Spannungssteuerung gerade in Verteilnetzen mit ungleichmässigen Spannungsprofilen, verursacht z.B. durch inhomogenen PV-Ausbau.

2.6.2 Steuerung von Blindleistung

Blindleistungseinspeisung PV-Anlage Spannungsprobleme können durch ein Blindleistungsmanagement angegangen werden. Bei zu hohen Spannungen bezieht zum Beispiel eine PV-Anlage Blindleistung und senkt so lokal die Spannung. Dies kann statisch geschehen, also mit fest eingestelltem $\cos(\phi)$ -Leistungswert, oder dynamisch, direkt vom Netzbetreiber gesteuert. Ein Abregeln der Stromproduktion (Wirkleistung) einer PV-Anlage kann so vermieden werden. Allerdings verursachen die dadurch erzeugten Blindströme zusätzliche Leitungs- und Transformatorverluste. Die Blindleistungseinspeisung zur Behebung von Spannungsproblemen kann somit zu anderen Problemen auf Netzebene 5 bis Netzebene 7 führen. Latente Leitungsüberlastungen werden dadurch möglicherweise noch verschärft.

2.6.3 Steuerung von Wirkleistung

Abregelung PV-Einspeisung (Curtailment) Die Produktion von PV-Anlagen kann abgeregelt werden. Dies entweder statisch auf einen festen Prozentsatz der Nennleistung oder dynamisch per Schaltsignal durch den Netzbetreiber. Die dadurch verlorene Energiemenge ist üblicherweise sehr klein. Zurzeit ist eine Abregelung von PV-Einspeisung in der Schweiz nicht vorgesehen, und Entschädigungsregelungen für den Anlagenbesitzer sind nicht geklärt.

Ausrichtung der PV-Anlagen Durch eine heterogenere Himmelsausrichtung der installierten PV-Anlagen (Ost–West), kann die aggregierte PV-Produktionsspitze deutlich abgeflacht und ebenso die PV-Produktion in den Morgen- und Abendstunden erhöht werden. Allerdings führt dies zu einem insgesamt niedrigeren Energieertrag. Aktuelle Fördermechanismen wie die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV), die ausschliesslich die absolute Energieproduktion bewerten, geben bisher keinen Anreiz für solche Massnahmen. Ausserdem ist nicht in allen Fällen eine geänderte Ausrichtung der PV-Anlagen baulich umsetzbar.

Lastmanagement Flexible Verbraucher, wie Warmwasserboiler und Wärmepumpen, können so angesteuert werden, dass Bedarfsspitzen reduziert werden oder der Energiebezug mit der Produktionsspitze von PV-Anlagen koinzidiert. Diese Lösung ist elegant, da die überschüssige elektrische Energieerzeugung lokal genutzt wird, erfordert jedoch einen gewissen Mess- und Regelaufwand und eine Überwachung durch den Netzbetreiber. Ausserdem müssen hinreichend flexible Lasten am betroffenen Netzstrang angeschlossen sein. Letztendlich gibt es zurzeit keine Anreize, Endverbraucher zu möglicherweise teureren Tagesstunden zuzuschalten, z.B. zu Hochtarif- anstatt zu Niedertarifzeiten.

Dezentrale Batteriespeicher Batterien können, ähnlich wie das Lastmanagement, Wirkleistung direkt vor Ort absorbieren. Mit den erwarteten Preissenkungen können solche Systeme in Zukunft wirtschaftlich sein. Bisher installieren Endkunden Speicher in Kombination mit PV-Anlagen um von einer Eigenbedarfsregelung zu profitieren. In Deutschland sind allein im Jahr 2015 rund 20'000 privat-betriebene Solarstromspeicher installiert wurden – deutlich mehr als die circa 12'000 im selben Zeitraum zugelassenen Elektroautos [6]. Oft spielt bei der Installation einer Hausbatterie auch der emotionale Wunsch nach höherer Autonomie eine wichtige Rolle.

Regulierung Durch den Netzbetreiber vorgegebene Anschlussbedingungen für Elektroautos, PV-Anlagen, Wärmepumpen und Speicher könnten prinzipiell ein netzdienliches oder zumindest ein nicht-netzdestabilisierendes Verhalten von Endkunden einfordern. Solche Vorschriften sind aber aus mehreren Gründen schwierig in der Umsetzung: zuerst einmal müsste klar, allgemeingültig und diskriminierungsfrei definiert werden, welches Endkunden-Verhalten netzdienlich ist und unter welchen Bedingungen zum Beispiel der Batteriebetrieb geändert werden kann. Nicht zuletzt stellen solche Regeln einen deutlichen Eingriff in die Freiheit des Endkunden dar und können Investitionen abschrecken. Andererseits entstehen durch den Trend hin zur dezentralen Stromerzeugung und -speicherung auch neue Geschäftsmodelle im Bereich Systemdienstleistungen und Energiemanagement. Aus Sicht des Gesamtsystems ist daher wichtig, dass die Regulierung sowohl die Netzstabilität garantiert als auch neue Geschäftsmodelle beim Betrieb dezentraler Speicher ermöglicht.

2.6.4 Neue Tarifmodelle

Netznutzungskosten auf Leistungsbasis Um eine ungerechte Kostenverteilung zu vermeiden und den hohen Anteil an Fixkosten widerzuspiegeln, werden leistungsbasierte Netznutzungskosten diskutiert. Diese können entweder einen Teil oder die gesamten anfallenden Netznutzungskosten abdecken und abhängig von einer monatlich, wöchentlich oder sogar täglich gemessenen Höchstleistung oder über eine begrenzte Anschlusssicherung wie in Frankreich realisiert werden. **Die Grösse des Hausanschlusses kann auch eine Einspeisung durch PV-Anlagen begrenzen.**

Zeitabhängige Energie-Tarife Der Energiebezug kann – wie im heute verwendeten Zwei-Tarif-System (Hoch- und Niedertarif) – zeitabhängig mit Strombeschaffungs- als auch Netznutzungskosten tarifiert werden und kundenseitig einen Anreiz schaffen, flexible, meist thermische Lasten primär während Schwachlastzeiten zuzuschalten. Nach einer Liberalisierung des Strommarktes würde der Anreiz aber voraussichtlich mehr die Strombeschaffungskosten am Strommarkt abbilden und weniger die lokale Verteilnetzsituation. **Wenn PV-Produktionsspitzen mit Niedrigpreisstunden korrelieren, dann lindern solche Tarife auch Netzprobleme.**

Einspeisekosten Momentan wird in der Schweiz nur der Bezug von Energie mit Netznutzungskosten (pro kWh) beaufschlagt. Die Rückspeisung aus dezentralen Energieerzeugungsanlagen wird zurzeit nicht mit Netznutzungsgebühren belastet. Bei einer geringen Durchdringung der Verteilnetze mit dezentraler Einspeisung ist dies nachvollziehbar, da sich durch die lokale Erzeugung eine eher geringere Netzbelastung ergibt, z.B. Verminderung der Spitzenlast zur Mittagszeit durch lokale PV-Einspeisung. Sollte die verteilte Produktion stark zunehmen, kann sie das Netz belasten. Denkbar wäre es, zeitabhängige Einspeisekosten auf Netzebene 7 (400V) einzuführen, um PV-Anlagen einen Anreiz zur Einspeisereduktion während Spitzenzeiten zu geben und damit das Netz zu entlasten.

3 Energiespeicher im Stromnetz

3.1 Was sind Energiespeicher aus Netzsicht?

Oft wird im Zusammenhang mit Energiespeichern im Stromnetz nur von Pumpspeicherkraftwerken (PSKW) als Grossspeicheranlagen und von Batteriesystemen als Kleinspeicheranlagen oder dezentralen Speichern gesprochen.

Diese Sichtweise ist allerdings recht verkürzt, da Lastmanagement-Methoden, sprich die gezielte Beeinflussung bzw. Modulation von Leistungsbezug steuerbarer, meist thermischer Lasten wie Kühlgeräte, Wärmepumpen sowie Elektroautos, aus Netzsicht gleichwertig zum Betrieb eines Energiespeichers sind. Lastmanagement-Methoden nutzen die thermische Speicherfähigkeit solcher Lasten als kurzfristigen zeitlichen Puffer aus, um den Stromverbrauch zur Bereitstellung von Regelreserven oder Energiearbitrage gezielt zu modulieren.

Aus Netzsicht haben alle Anlagen, die ihre Stromproduktion oder ihren Stromverbrauch gezielt anpassen können, eine inhärente Speicherfähigkeit:

- **Batteriesysteme** nutzen die elektrochemische Speicherkapazität der Batteriezellen zur gezielten Auf- und Abgabe elektrischer Energie aus dem Stromnetz. Der Wirkungsgrad liegt bei hohen 85–90%.
- **Power-to-Gas-Anlagen (P2G)** nutzen Gasspeichertanks für die Elektrolyse von elektrischer Energie in chemische Energieträger (Wasserstoff, Methan) und die Verstromung via Brennstoffzelle oder Gasturbine. Der Wirkungsgrad ist mit nur 25–40% allerdings gering.
- **Lastmanagement** nutzt vorhandene thermische Speicherkapazitäten von Wärme- und Kälteprozessen, z.B. in Form von Warmwassertanks oder der thermischen Trägheit der Gebäudehülle, zur gezielten Modulation des Stromverbrauchs von Wärmepumpen, Warmwasser-Boilern, Klimaanlage und Kühlschränken aus. Aktives Lastmanagement beeinflusst den Wirkungsgrad – je nach Fall und Anwendung kann der Stromverbrauch deutlich sinken, z.B. durch ein effektiveres Gebäude-Energiemanagement durch zusätzliches Monitoring, aber auch leicht steigen, z.B. durch energetisch suboptimale Betriebszyklen von Wärmepumpen und Wärmeboilern.
- **Pumpspeicher** nutzen die Höhendifferenz zwischen Wasserbassins, um die potenzielle Energie des Wassers zu speichern. Mittels Pumpen und Turbinen können sie somit gezielt elektrische Energie aus dem Stromnetz beziehen oder liefern. Der Wirkungsgrad ist ebenfalls hoch und liegt je nach Anlagenalter bei 75–85%.
- **Konventionelle Kraftwerke** nutzen den jeweiligen kraftwerksspezifischen Treibstoff (Wasserkraft, fossile Brennstoffe, ...) und dessen inhärente Speicherfähigkeit, z.B. in Form von saisonalen Wasserspeicherbecken oder Brennstoffspeichern (Gas- und Öltank, Kohlehalde), um planbar elektrische Energie ans Stromnetz zu liefern.
- **Wind- und PV-Anlagen** besitzen zwar keine Speicherfähigkeit ihrer Treibstoffe (kinetische Energie des Windes, Solareinstrahlung), können aber immerhin ihre Stromproduktion gezielt reduzieren, sprich abregeln, und damit eine teilweise Steuerbarkeit der Stromproduktion erreichen.

Diese aus Netzsicht gleichwertige Einsatzfähigkeit von Batteriespeichern und Lastmanagement-Methoden wird durch Abbildung 24 illustriert: Die Bereitstellung eines Regelleistungsprofils für den Netzbetrieb entspricht der gezielten Aktivierung von positiver und negativer Regelleistung über die

Zeitachse (a). Konventionelle Kraftwerke und Lastmanagement-Methoden können durch die gezielte Modulierung der Stromproduktion um die Nominalproduktion (b), respektive des Stromverbrauchs um den Nominalverbrauch (c), das geforderte Regelleistungsprofil erzeugen. Im Gegensatz dazu können Batteriespeicher das geforderte Regelleistungsprofil direkt bereitstellen, ohne erforderliche nominale Energieproduktion oder Verbrauch (d) – zumindest solange es der Batterie-Ladezustand erlaubt.

Damit ist gezeigt, dass sowohl Batteriespeicher als auch Lastmanagement-Methoden gleichwertig zu konventionellen Kraftwerken Regelleistung bzw. «Flexibilitätsdienste» liefern können.

Durch die effektive Entkopplung von Reservebereitstellung und Stromproduktion/-verbrauch bieten Batterien sogar ein deutlich grösseres Flexibilitätspotenzial. Gerade in Stunden mit sehr hohen EE-Produktionsanteilen aus erneuerbaren Energien, sprich einem Stromüberfluss, kann dies vorteilhaft sein.

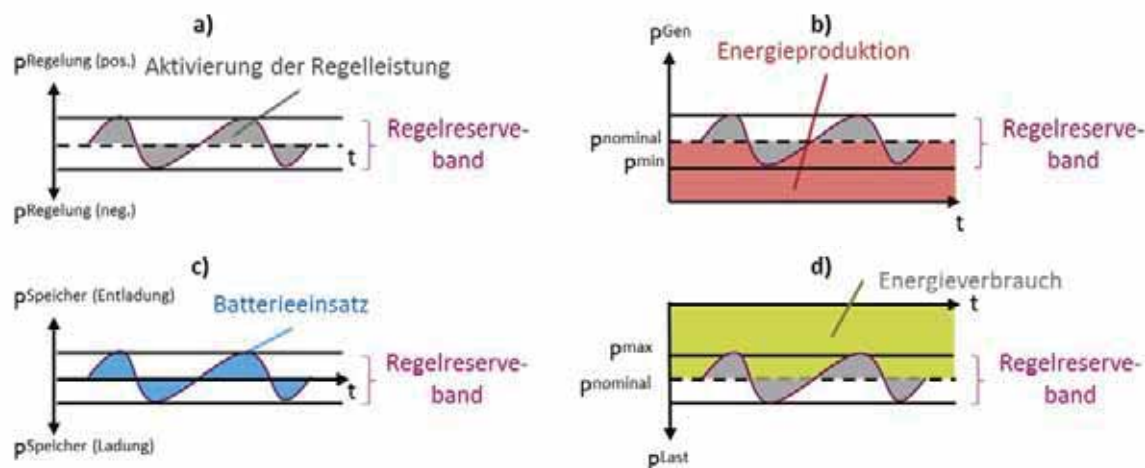


Abbildung 24 – Illustration der Bereitstellung von benötigter Regelleistung durch verschiedene Betriebseinheiten: (a) Regelleistungsprofil, (b) Kraftwerk, (c) Batterieeinheit, (d) Lastmanagement (eigene Darstellung).

Die technisch realisierbaren Energiespeicherkapazitäten sind je nach Speichertechnologie sehr unterschiedlich (Abbildung 25):

- **Mechanische Schwungräder** haben mit Lade-/Entladezyklen von Sekunden bis wenigen Minuten die geringste Speicherkapazität und eine sehr hohe Selbstentladungsrate.
- **Batteriesysteme** können heutzutage bei typischen Leistungs-/Energie-Dimensionierungen im Volllastbetrieb einige Minuten bis hin zu einigen Stunden Strom laden bzw. entladen. Aufgrund der geringen Selbstentladung wäre auch die Energiespeicherung über Wochen technisch möglich (z.B. durch Redox-Flow-Batterien), zurzeit aber noch nicht wirtschaftlich darstellbar.
- **Pumpspeicher und Druckluftspeicher** (Compressed-Air-Energy-Storage, CAES) können als Stunden- bis hin zu Tagesspeicher genutzt werden. Saisonale Speicherseen werden als Monats- und Jahresspeicher verwendet, können allerdings aufgrund der benötigten Topologie nur an wenigen Orten realisiert werden.

- **Chemische Speichersysteme** basierend auf Wasserstoff (H_2) und Methan (CH_4) können prinzipiell als Tages-, Monats- und Jahresspeicher zur Anwendung kommen. Heutige Pilotanlagen haben allerdings vergleichsweise geringe Wirkungsgrade von circa 25% (CH_4) bis hin zu 40% (H_2).
- **Lastmanagement** nutzt thermische Speicherfähigkeit und thermische Trägheit, die je nach Anwendung eine Speicherfähigkeit von wenigen Minuten (z.B. Kühlschränke, Kühlhäuser) bis hin zu mehreren Stunden (z.B. Wärmepumpen), Tagen (z.B. Warmwasserbereitstellung) oder auch Monaten (z.B. saisonale Wärmespeicher) reichen kann.

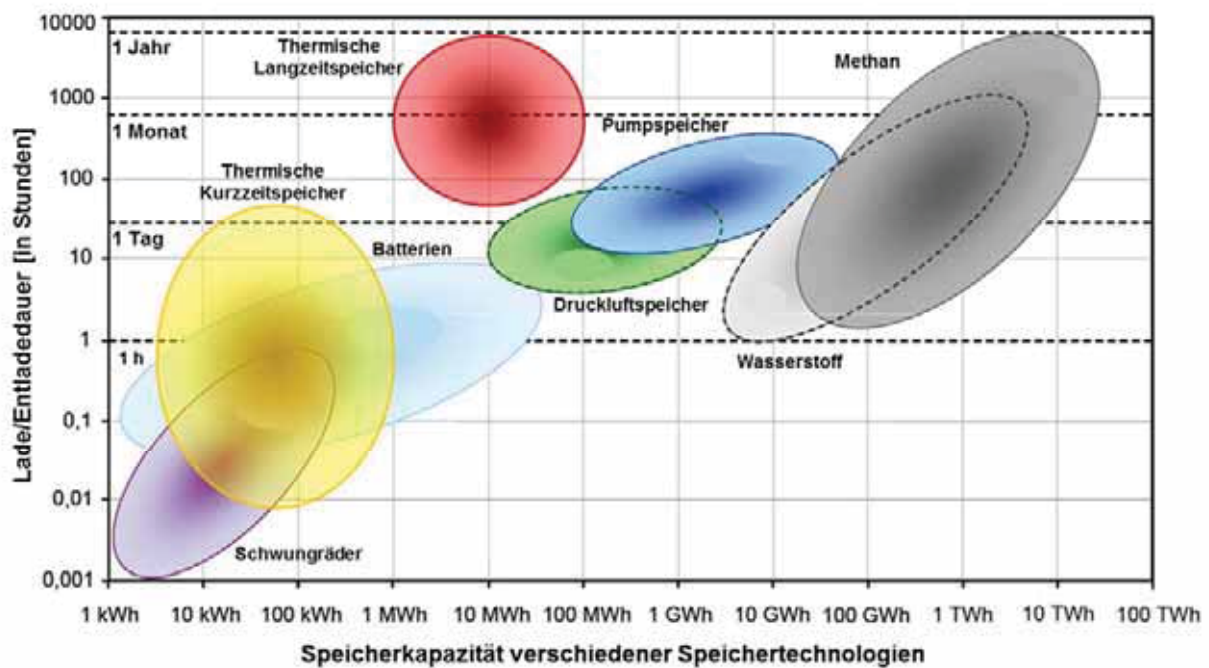


Abbildung 25 – Energiespeicherkapazität verschiedener Speichertechnologien
(Quelle: Sterner 2011, durch eigene Analyse erweitert um thermische Kurz- und Langzeitspeicherfähigkeit).

3.2 Wo sind Energiespeicher im Netz?

Die Speicherung elektrischer Energie ist technisch anspruchsvoll. Es stehen verschiedene Lösungen zur Verfügung, die sich bedingt durch ihre typische Leistungsgrösse wie folgt auf die einzelnen elektrischen Netzebenen (NE), von der Höchstspannungsebene des Übertragungsnetzes (NE1) bis hin zur Niederspannungsebene der Verteilnetze (NE7) verteilen (Abbildung 26).

Allgemein gilt: Je höher die Netzspannung ist, desto grösser und leistungstärker sind die dort angeschlossenen Energiespeichereinheiten. Ebenso sind Kraftwerke und Stromverbraucher leistungs- bzw. verbrauchsstärker, je höher die Netzspannung ist.

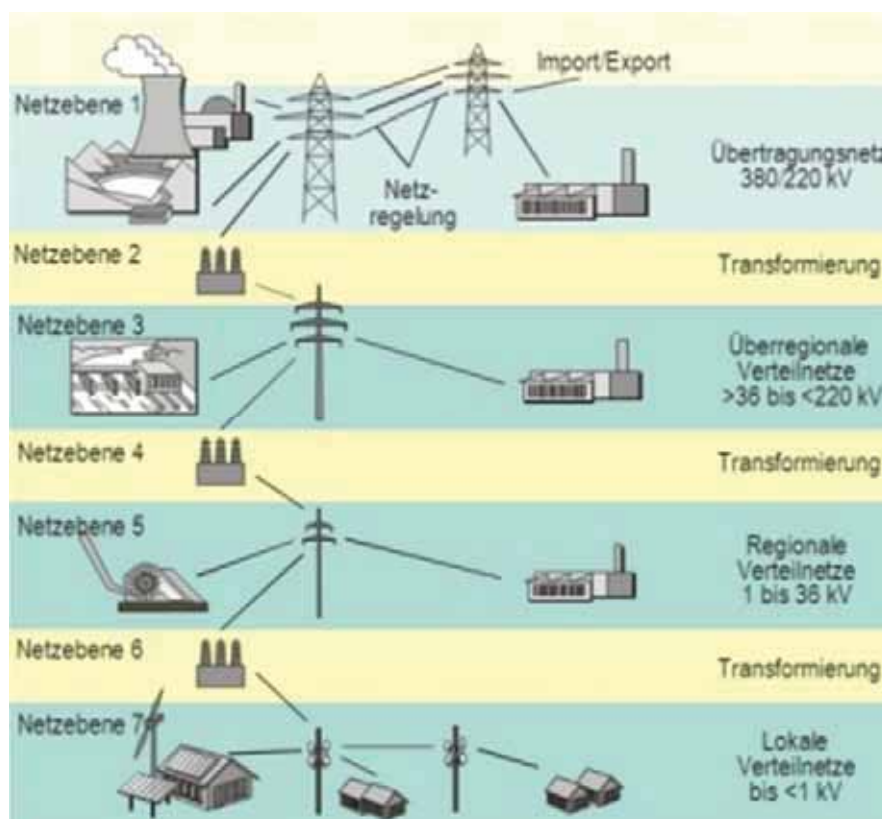


Abbildung 26 – Netzebenen des Elektrischen Stromnetzes (Quelle: swissgrid).

Das Verteilnetz versorgt innerhalb von Siedlungsgebieten (ländlich, suburban, urban) Endverbraucher mit Strom. Auf den untersten Spannungsebenen (NE6–7), dem Niederspannungsnetz, sind Speicherelemente im Normalfall nur direkt beim Endverbraucher (NE7) sinnvoll. Auf Ebene der Ortsnetztransformatoren (NE6) würden z.B. Batteriespeicher als Pufferelemente aber Sinn ergeben, falls es dort lokale Netzleitungsengpässe auf Netzebene 5 gäbe. Durch den Einsatz dezentraler Speicher als Pufferelement für Spitzenbelastung oder als zusätzliches Sicherheitselement (N-1 Fall) kann ein anderweitig notwendiger Netzausbau vermieden werden.

Auf den mittleren Spannungsebenen (NE4–5) sind vor allem Industrielasten, mittelgrosse dezentrale Kraftwerkseinheiten (Laufwasser, Windanlagen, PV-Parks) und auch schon erste Gross-Batteriespeicher angeschlossen. Analog zum obigen Fall könnten Batteriespeicher als Pufferelemente auf Ebene der Unterwerke (NE4) eingesetzt werden, falls es Netzengpässe an den dortigen Anschlussleitungen (NE3) gäbe.

Netzebene 6–7 (NE6–7, 220–400V)

- dezentrale Batteriespeicher (kW),
- steuerbare Haushaltslasten (Elektroboiler, Wärmepumpen, Klimaanlage)
- dezentrale Power-to-Gas (P2G) Anlagen
- Elektroautos (Normal- und Schnellladestationen)

Netzebene 4–5 (NE4–5, 1–36kV)

- Gross-Batteriespeicher (MW),
- Industrie-Lasten
- Industrielle Power-to-Gas (P2G) Anlagen
- Elektroautos (Schnellladestationen)
- Laufwasserkraftwerke (teilweise flexibel einsetzbar)

Das Übertragungsnetz oder Hochspannungsnetz verbindet zentrale Kraftwerke und Grosswasserkraftwerke via Hochspannungsleitungen mit den Ballungszentren und dem Ausland. Hier sind als Speicherelemente vor allem die Grosswasserkraftanlagen wie Pumpspeicher und Speicherseen zu finden, in Zukunft perspektivisch auch Power-to-Gas-Grossanlagen.

Netzebene 1–3 (NE1–3, 110–380kV)

- Pumpspeicher
- Saisonale Speicherseen
- Power-to-Gas (P2G) Gross-Anlagen

3.3 Grössenvergleich von Energiespeichern in der Schweiz

Durch die technologischen Unterschiede in der Energiespeicherfähigkeit ergeben sich auch die technisch realisierbaren bzw. technisch sinnvollen Leistungs- und Energiekapazitäten und damit indirekt auch die Antwort, auf welcher Netzebene welche Speichertechnologien zum Einsatz kommen können (Tabelle 3). Gross-Batteriespeicher können aufgrund ihrer Modularität und Kompaktheit leicht als Pufferelemente direkt in Unterwerken und Trafo-Stationen eingesetzt werden.

Speichertechnologie	Leistungs-kapazität	Energie-kapazität	NE1	NE2	NE3	NE4	NE5	NE6	NE7
Batterien (Haus/Auto)	kW	kWh							
Batterien* (Industrie)	MW	MWh							
Lastmanagement (Haus)	kW	kWh							
Lastmanagement (Industrie)	MW	MWh–GWh							
Chemische Speicher* (P2G)	kW–MW	GWh–TWh							
Pumpspeicher	MW–GW	MWh–GWh							
Saisonale Speicherseen	MW–GW	GWh–TWh							

Tabelle 3 – Kategorisierung von Speichertechnologien und Netzebenen 1–7 (NE 1–7).

*) sowohl Batteriesysteme als auch chemische Speicher (P2G) können als modulare Systeme bei geringen Platzanforderungen technisch prinzipiell frei skaliert werden.

Der Grössenvergleich verschiedener Energiespeichertechnologien im Fall der Schweiz ergibt ein differenziertes Bild. Abbildung 27 zeigt am Beispiel einer hypothetischen Sommerwoche im Jahr 2050 den Flexibilitätsbedarf durch stark fluktuierende Stromproduktion aus Wind- und vor allem PV-Anlagen sowie den Flexibilitätsbeitrag, den zentrale Grossanlagen wie Pumpspeicher und Speicherseen auf der einen Seite und dezentrale Energiespeicher auf der anderen Seite im Falle der Schweiz liefern können. Der Flexibilitätsbeitrag der Energiespeicher wird hier jeweils als eigener Flexibilitätsblock wiedergegeben, der darstellt, wie viel Speicher-Lade/Entladeleistung (in GW) über die Zeitachse (Minuten bis Stunden) maximal verfügbar ist. Je grösser die Flexibilitätsblöcke sind, desto grösser ist der Beitrag für den zeitlichen Leistungsausgleich fluktuierender Einspeisung aus Erneuerbaren Energien.

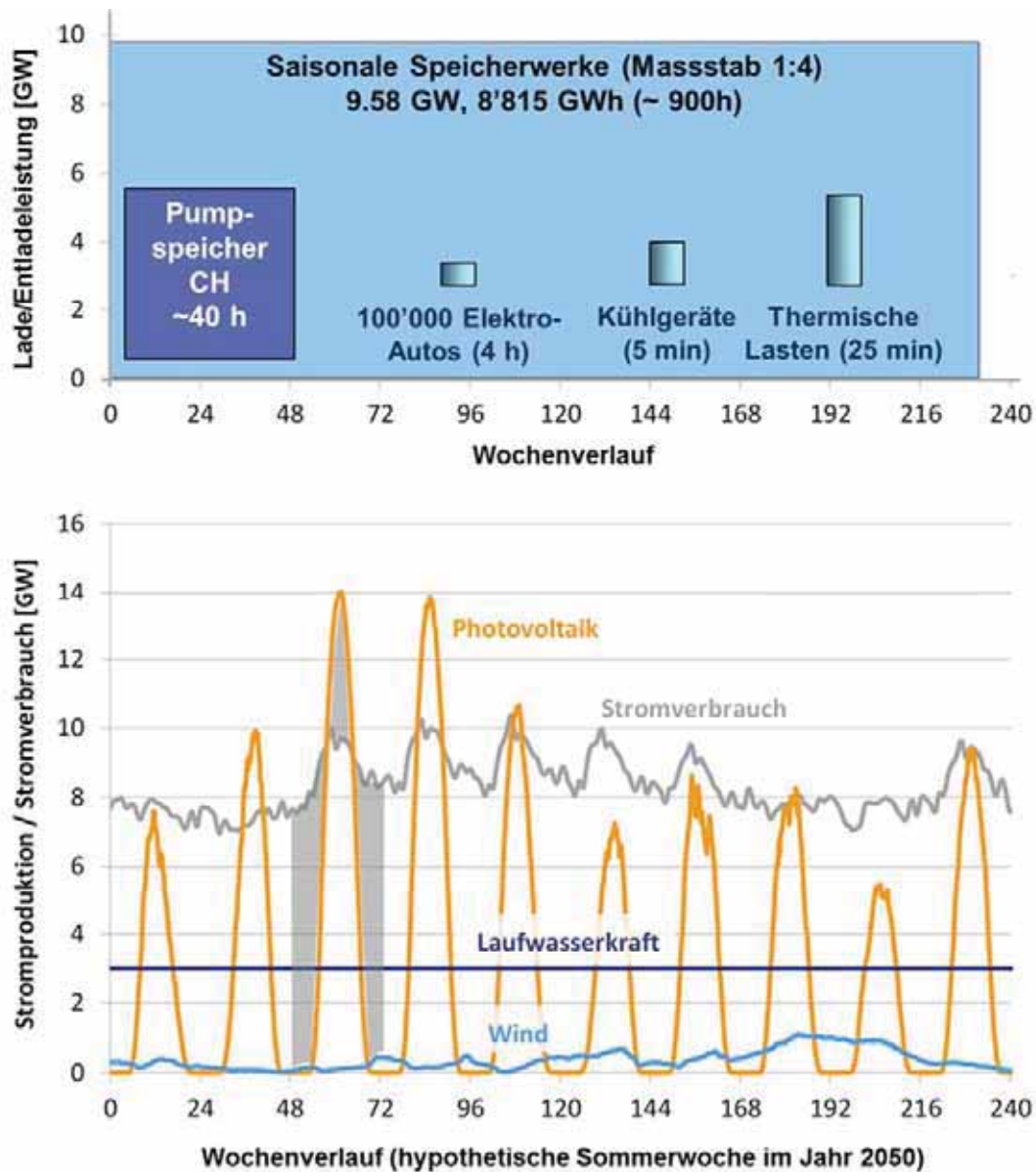


Abbildung 27 – Flexibilitätsbereitstellung und Flexibilitätsbedarf in der Schweiz

(oben: Grössenvergleich verschiedener Energiespeichertechnologien, unten: fluktuierende Einspeisung aus PV-, Wind- und Wasserkraft in hypothetischer Sommerwoche in 2050) [7] (eigene Darstellung).

Zwar sind die Leistungs- und Energiekapazitäten der Pumpspeicher inklusive den Ausbauprojekten nach den derzeitigen Plänen [1, 2], und vor allem der Speicherseen um Grössenordnungen höher als jene von steuerbaren Lasten oder dezentralen Energiespeichern.

Steuerbare Lasten oder dezentrale Energiespeicher sind direkt im Verteilnetz installiert und können lokale Engpässe, wie Spannungsprobleme und Netzüberlastung, auch lokal ausgleichen.

3.4 Wer betreibt Energiespeicher im Netz?

Je nach Technologie und Netzebene, auf der Energiespeicher installiert sind, kommen unterschiedliche Speicherbetreiber und Anwendungsfälle in Betracht (Tabelle 4):

- Pumpspeicher und saisonale Speicherseen werden von Energieversorgern für Energiearbitrage und Systemdienstleistungen verwendet. Saisonale Speicherseen tragen darüber hinaus (auch) durch den natürlichen Wasserzufluss eine zusätzliche Stromproduktion bei. Im Durchschnitt aller Schweizer Speicherseen wird nur ein Drittel der Jahresproduktion saisonal zwischengespeichert, zwei Drittel werden als Laufwasser-Anteil direkt ins Stromnetz abgegeben.
- Batterien werden je nach ihrer Systemgrösse und ihrem Netzebenen-Anschluss entweder von Privatkunden zur Eigenverbrauchsoptimierung und Steigerung der Energieunabhängigkeit oder von den Verteilnetzbetreibern für Systemdienstleistungen und die Beseitigung von Netzproblemen betrieben. Auch Lastmanagement wird je nach Grösse der aktiv gemanagten Anlagen entweder vom Verteilnetzbetreiber – und neu auch von Aggregatoren – betrieben (Haushalts- und Industrielasten) oder auch vom Industriekunden selbst (grosse Industrielasten) betrieben.

Netzebene	Technologie	Betreiber	Zweck
NE1–3	Pumpspeicher	Energieversorger	Energiearbitrage, Systemdienstleistungen
NE1–3	saisonale Speicherseen	Energieversorger	Energieproduktion, Energiearbitrage, Systemdienstleistungen
NE4–5	Batterien	Verteilnetzbetreiber	Systemdienstleistungen, Netzprobleme
NE4–5	Lastmanagement (Industrie)	Industriekunde, Verteilnetzbetreiber, Aggregatoren	Spitzenlast, Energiekosten Systemdienstleistungen
NE7	Lastmanagement (Haushalte)	Verteilnetzbetreiber, Aggregatoren	Spitzenlast, Energiekosten, Systemdienstleistungen
NE7	Batterien	Privatkunden	Eigenverbrauch
NE7	Batterien (Pool)	Aggregator	Systemdienstleistungen

Tabelle 4 – Betreiber von Energiespeichern und Anwendungsfall.

3.5 Flexibilitätsbereitstellung durch dezentrale Speicher und Lastmanagement

Sowohl dedizierte Speicher als auch schaltbare, flexible Lasten wie Wärmepumpen und Elektroautos stellen dem Stromnetz Flexibilität in Form zeitlich verschiebbaren Energiebezugs und Einspeisung zur Verfügung. Aus der System-Perspektive können Batteriespeicher und schaltbare Lasten annähernd identisch modelliert werden. Batteriespeicher stellen trotzdem die zuverlässigste und grösste Flexibilität dar: Sie sind dediziert für Energie-Speicherung vorgesehen und daher hoch verfügbar.

Abbildung 28 zeigt qualitativ normalisierte Energiebezugsprofile und Speicherzustände für Warmwasserboiler, Wärmepumpen und Batterien. Die Freischaltzeit von Warmwasserboilern kann verschoben werden, solange hinreichend Warmwasser im Speichertank vorhanden ist. Typische Verträge sehen eine Freischaltzeit zwischen 3 und 8 Stunden und eine Abrechnung im Niedertarif, sprich in den Nachtstunden, vor. Basierend auf den heutzutage typischen Vereinbarungen zwischen Verteilnetzbetreiber und Endkunde dürfen Wärmepumpen ein oder zweimal pro Tag für jeweils 1–2 Stunden blockiert werden (in diesem Beispiel zur Mittagszeit). Die Freischaltung der Wärmepumpe nach der Blockade-Zeitspanne erzeugt allerdings einen gut sichtbaren Nachladeeffekt. Der Energiebezug von Wärmepumpen mit solchen Verträgen lässt sich derzeit also weniger flexibel steuern als bei Warmwasserboilern. Prinzipiell sind Wärmepumpensysteme, vor allem Erdwärmesonden-Wärmepumpen, aber wesentlich flexibler und könnten auch mehrmals am Tag für mehrere Stunden unterbrochen werden.

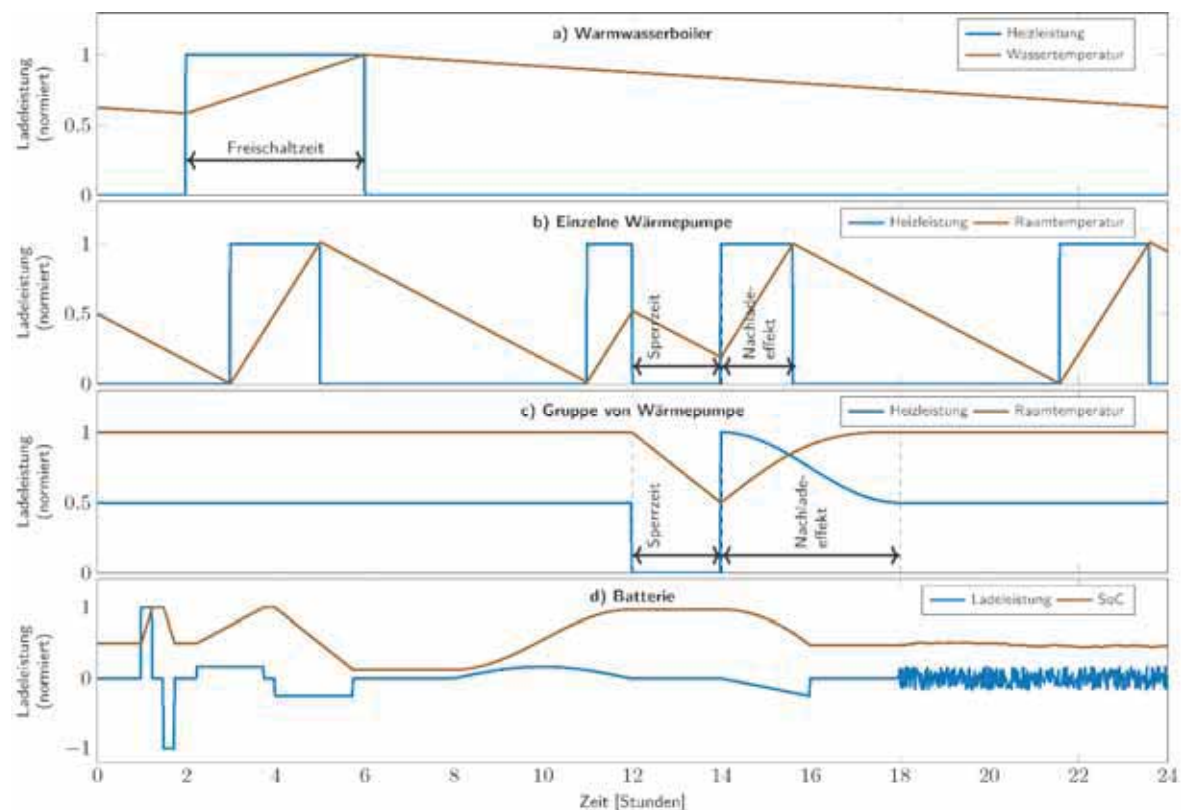


Abbildung 28 – Normierte Ladeleistung und normierter Ladezustand von flexiblen Lasten und Batterien.

A) Wasserboiler haben eine (verschiebbare) Freischaltzeit. B) Wärmepumpen können üblicherweise für einige Stunden gesperrt werden. C) Energiebezug einer Wärmepumpengruppe mit Nachladeeffekt. D) Batterien können sehr flexibel eingesetzt werden.

Die bessere Ausnutzung der technisch-verfügbaren Flexibilität von Wärmepumpen und Warmwasserboilern scheitert in der Praxis aber meist an den inflexiblen Vertragskonstrukten, sprich den strikten Freischaltzeiten und starren Hoch-/Niedertarif-Zeitfenstern, sowie den Begrenzungen der klassischen Rundsteuer-Kommunikationstechnik. Die Rundsteuertechnik erlaubt lediglich Broadcasts an alle Kunden in einem Netzgebiet, und stellt keine Messinfrastruktur zur Verfügung. Um den Kundenkomfort zu garantieren, muss also immer ein Schaltmuster gewählt werden, das für alle Kunden im Netzgebiet unter restriktiven Annahmen zum Verbrauch ausreichend Energiebezug garantiert. Daher kann ein grosser Teil der Verbrauchsflexibilität nicht genutzt werden. Mit der Echtzeit-Kommunikationsinfrastruktur tiko hat Swisscom Energy Solutions in der Zwischenzeit eine Lösung, die eine freie Steuerung des Energiebezugs unter Einhaltung der Komfortgrenzen erlaubt (siehe Fallstudie tiko Lastmanagementsystem (Martin Geidl, Swisscom Energy Solutions)», Seite 69).

Batterien können beliebig betrieben werden, solange der Ladezustand es zulässt, und ebenso auch Strom ins Verteilnetz zurückspeisen. Sie sind daher der flexibelste Speichertyp.

Schaltbare Lasten haben gegenüber Batteriesystemen den Vorteil, dass sie wegen ihres Primärnutzens – d.h. Bereitstellung von Warmwasser oder Raumwärme – installiert werden. Mit der Rundsteuerung steht häufig bereits eine rudimentäre, da örtlich grobe Schaltinfrastruktur zur Verfügung, eine Endkunden-scharfe Schalt- und Messinfrastruktur wird über einen allfälligen Smart-Meter-Rollout in naher Zukunft installiert. Schaltbare Lasten können also eine Speicherfunktion zu möglicherweise deutlich geringeren Kosten übernehmen.

Im weiteren Verlauf der Studie wird Speicher auf NE7 synonym für flexible Lasten und Batteriespeicher benutzt.

Schliesslich spielt es eine entscheidende Rolle, wer die Kontrolle über Speicher und Lasten hat. Im Fall grosser Batteriespeicher wird es vermutlich der Netzbetreiber sein, bei dezentralen Batteriespeichern hingegen Privatkunden bzw. Aggregatoren. Flexible Lasten werden aktuell vom Netzbetreiber netzdienlich geschaltet. Dieses Recht könnte aber nach einer Marktliberalisierung an den Energieversorger gehen oder von Privatkunden an Aggregatoren verkauft werden.

Schaltbare Lasten, insbesondere zur Warmwasser- und Raumwärmebereitstellung, stellen ein signifikantes und kosteneffektives Speicherpotential im Verteilnetz dar. Dieses wird bereits heute teilweise genutzt, kann mit Hilfe moderner Kommunikationstechnik aber noch weiter ausgebaut werden.

4 Einsatz von Speichersystemen

Da Verteilnetzengpässe und unzulässige lokale Netzbelastungen meist nur lokal beseitigt werden können, sind deren Energiespeicherkapazitäten im Verteilnetz von hohem Wert. Im Umkehrschluss bieten die riesigen Speicherkapazitäten von Pumpspeichern und saisonalen Speicherseen in den Alpen für die Beseitigung von Verteilnetzproblemen praktisch keinen Mehrwert.

Dezentrale Speicher können Probleme auf Netzebene 7 lösen, auf welche zentrale Speichersysteme keinen Einfluss haben. Eigenverbrauchsregeln und Endverbraucher-Tarife können Batteriespeicher aus Sicht der Endkunden wirtschaftlich interessant machen. Ausserdem haben viele private Besitzer von PV-Anlagen ein emotionales Interesse an Eigenverbrauch. Vor allem hieraus kann sich ein grosser Ausbau dezentraler Batteriespeicher ergeben, vollkommen unabhängig von staatlichen Fördermechanismen.

4.1 Anwendungsfälle nach Zeitskala

Die bis heute lukrativen Anwendungen zentraler Speichersysteme, insbesondere die Bereitstellung von Systemdienstleistungen an Netzbetreiber, können teilweise auch von dezentralen Speichern abgedeckt werden. Im Folgenden werden die Aufgaben

- Langfristiger (saisonaler) Energieausgleich,
- Kurzfristige Energiearbitrage und
- Bereitstellung von Systemdienstleistungen (Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung)

näher diskutiert.

4.1.1 Saisonaler Energieausgleich

Der grösste Bedarf an elektrischer Energie fällt im Winterhalbjahr an, während die Produktion von PV-Anlagen im Sommer am höchsten ist. Ein qualitativer Ausblick zur möglichen Stromverbrauchs- und Stromerzeugungssituation bei ansteigendem Stromverbrauch (circa 79 TWh_e) und hoher PV-Erzeugung (> 10 TWh_e) im Jahr 2050 wird durch Abbildung 29 illustriert. Ein saisonaler Ausgleich wird daher nötig.

Die flexible Schweizer Wasserkraft kann diesen Ausgleich liefern. Die meisten Pumpspeicherkraftwerke haben jedoch nur eine vergleichsweise geringe Energiekapazität und sind daher nicht für den saisonalen Energieausgleich geeignet. Diese Aufgabe wird de facto ausschliesslich von den saisonalen Speicherseen (Speicherwerken) erfüllt, deren Wasserbecken circa 9 TWh_e oder 15% des jährlichen Landesverbrauchs zurückhalten können und die insgesamt (Entleerung der Speicherseen im Frühjahr plus kontinuierliche Laufwasser-Produktion über den Jahresverlauf) circa 22 TWh_e oder 38% des Landesverbrauchs produzieren [5].

Dezentrale Energiespeicher, gerade Batteriespeicher, haben heute einen noch kleineren relativen Energiegehalt und stellen zurzeit keine Alternative für die saisonale Energiespeicherung dar. Noch in der Entwicklung befindliche chemische Speichermethoden wie Methanisierung und Redox-Flow-

Batterien, die tendenziell saisonale Speicherung erlauben, haben aufgrund der geringen bisher erreichbaren Gesamtwirkungsgrade, 25–40%, noch keine Marktreife gegenüber Pumpspeichern und Speicherseen erreicht.

Gerade die Methanisierung, sprich die Umwandlung von überschüssiger Stromproduktion in Erdgas (CH_4), das so genannte *Power-to-Gas*-Verfahren, hat ein sehr grosses physikalisches Potenzial für die saisonale Energiespeicherung. Allerdings muss dafür auch die notwendige Gasinfrastruktur vorgehalten werden, was bei einer weiteren Elektrifizierung im Wärmesektor und damit der Substitution fossiler Energieträger wie Erdgas langfristig möglicherweise kostenineffizient würde.

Eine preisgünstigere und technisch einfachere Speicheroption stellt allerdings die saisonale Wärmespeicherung dar: Überschüssiger PV-Strom kann mittels Wärmepumpen und unterirdischen Wärmespeichern in Wärme für die kalten Wintermonate umgewandelt werden. Aber auch hier stellt sich die Frage des Wirkungsgrades und der Wirtschaftlichkeit.

Sowohl Lastmanagement mit den heute typischen Lasten als auch herkömmliche Batteriesysteme sind für einen saisonalen Energieausgleich aufgrund ihrer Energiespeicherkapazitäten technisch nicht geeignet.

Power-to-Gas Prozesse bieten zwar ein sehr grosses physikalisches Energiespeicherpotenzial allerdings bei hohen Anlagenkosten und relativ kleinen Wirkungsgraden. Eine mögliche kostengünstigere Alternative kann die lokale, saisonale Wärmespeicherung darstellen.

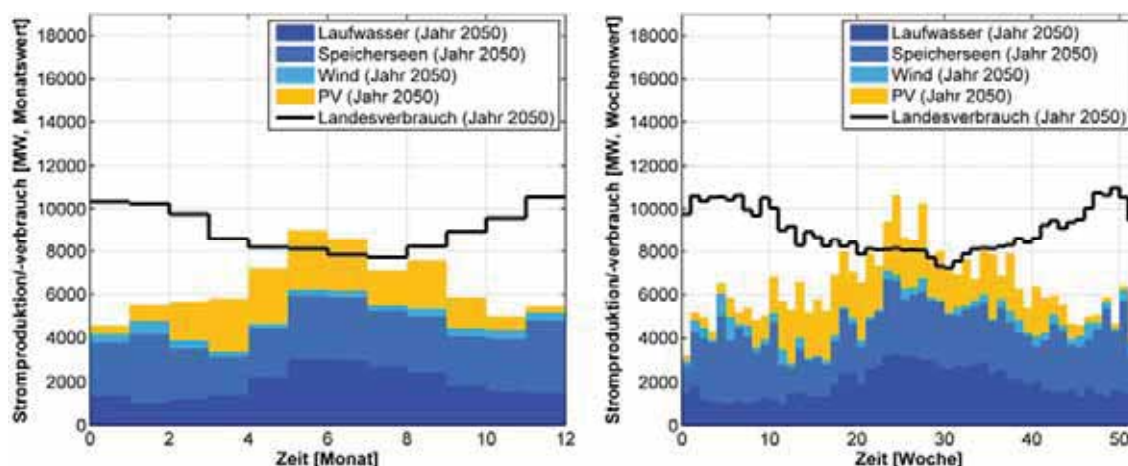


Abbildung 29 – Qualitativer Ausblick auf die Fluktuationen von Stromverbrauch und Stromerzeugung in der Schweiz im Jahr 2050 (entsprechend Energiestrategie 2050), Monats- und Wochenwerte (eigene Darstellung).

4.1.2 Mittelfristiger Energieausgleich (Energiearbitrage)

Ein klassisches Geschäftsmodell von Pumpspeicherkraftwerken ist Energiearbitrage. Hierbei wird die natürliche Fluktuation des Strombedarfs und zunehmend auch der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (Wind, PV), illustriert in Abbildung 30, durch Speichereinsatz ausgeglichen.

Der ökonomische Anreiz besteht in den sich durch Stromverbrauchs- und Stromangebotsschwankungen ergebenden Strompreisdifferenzen am Spotmarkt. Durch die PV-Produktion in Deutschland sind die traditionell hohen Preise zur Mittagszeit zwar gesunken. Mit der weiter ansteigenden Produktion von neuen erneuerbaren Energieträgern kann die Volatilität aber durchaus wieder zunehmen.

Dezentrale Energiespeicher einschliesslich Lastmanagement – insbesondere, wenn sie dynamische Spotmarkt-basierte Tarife bekommen – werden einen stabilisierenden Einfluss auf Spotmarkt und Intraday-Preise haben. Die Flexibilität dezentraler Speicher und gesteuerter Lasten wird also im Fall der Energiearbitrage in Konkurrenz zur Flexibilität von Pumpspeicherkraftwerken stehen.

In Japan sind schon heute elektrische Grossspeichersysteme in Erprobung, die die unsichere Stromproduktion erneuerbarer Energien, z.B. von Windparks, direkt vor Ort über mehrere Stunden ausgleichen sollen.

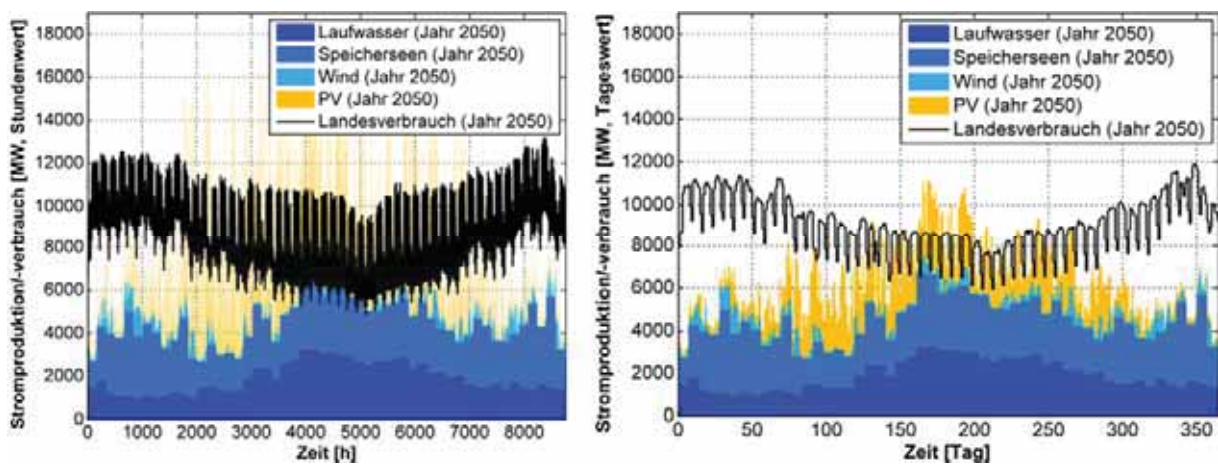


Abbildung 30 – Qualitativer Ausblick auf die Fluktuationen von Stromverbrauch und Stromerzeugung in der Schweiz im Jahr 2050 (entsprechend Energiestrategie 2050), Tages- und Stundenwerte.

4.1.3 Kurzfristiger Energieausgleich (Regelleistung)

Der kurzfristige Energieausgleich bedeutet im europäischen Kontext die automatische bzw. manuelle Bereitstellung von Regelleistung oder Regelreserve zum schnellen Ausgleich von abrupten Störungen des Leistungsgleichgewichts zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch, z.B. im Fall von Kraftwerks- oder Leitungsausfällen.

Die Bereitstellung von Regelreserven nach einem Kraftwerksausfall läuft im kontinentaleuropäischen Netzgebiet (ENTSO-E Central Europe) in Form einer Regel-Kaskade ab (Abbildung 31):

1. Im Fall eines Kraftwerksausfalls, sprich einer Störung der Leistungsbilanz von Stromerzeugung und Stromverbrauch, sinkt die Netzfrequenz rapide ab.
2. Daraufhin wird die Primärregelleistung im ganzen kontinentaleuropäischen Netzgebiet nach wenigen Sekunden automatisch aktiviert. Da die Primärfrequenzregelung ein Proportionalregler (P-Regler) ist, wird der Frequenzabfall lediglich gestoppt, aber nicht ausgeglichen.

3. Durch die automatische Aktivierung von Sekundärregelleistung in dem Netzgebiet, in dem der Kraftwerksausfall stattfand, in diesem Beispiel Frankreich, wird die Primärregelleistung innerhalb von 5 Minuten abgelöst. Da die Sekundärfrequenzregelung ein Proportional-Integralregler (PI-Regler) ist, wird die Netzfrequenz in Richtung ihres Nominalwerts von 50 Hertz ausgeglichen.
4. Durch die manuelle Aktivierung von Tertiärregelleistung wird die Sekundärregelleistung ihrerseits nach circa 15 Minuten abgelöst.

Durch eine Anpassung der Kraftwerksfahrpläne – manuell oder als Resultat von Strommarkt-Auktionen – wird schlussendlich auch die Tertiärregelleistung abgelöst.

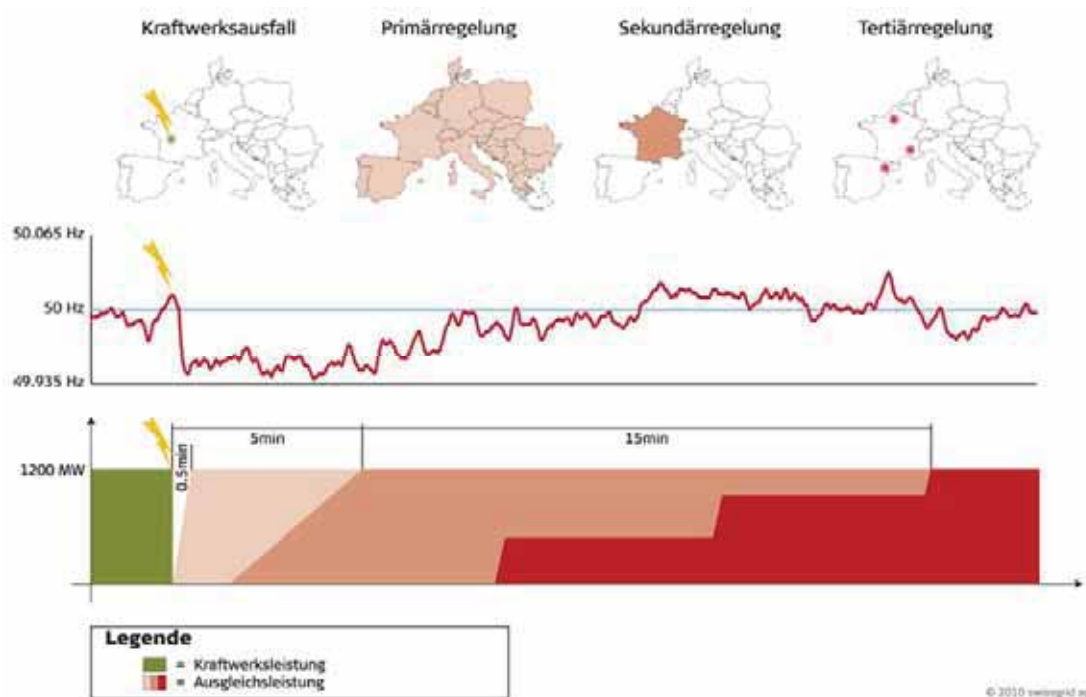


Abbildung 31 – Bereitstellung von Regelreserven nach einem Kraftwerksausfall (Quelle: M. Scherer, swissgrid).

Primärregelleistung In vielen Ländern Europas gibt es einen Markt für Primärregelleistung. Kraftwerke oder Speicher werden für die vorgehaltene Leistungsreserve entschädigt, eine Vergütung der Regelleistung gibt es nicht. In anderen Regelzonen, insbesondere in den USA aber zum Beispiel auch in Spanien, ist Primärregelleistung eine Anschlussbedingung für alle grossen Kraftwerke. Diese werden entsprechend auch nicht für diese Dienstleistung vergütet.

Batterien sind aufgrund ihrer schnellen und präzisen Leistungssteuerung technisch hervorragend geeignet, um Primärregelleistung anzubieten. Zum Beispiel bietet EKZ bereits heute 1 MW_e an Regelleistung regulär im Schweizer Primärregelenergiemarkt an (Fallstudie «Gross-Batterie (Michael Koller, EKZ)», Seite 67). Ähnliche Entwicklungen sind auch in Deutschland und anderen europäischen Ländern vorhanden. Es ist ausserdem denkbar, dass Besitzer von dezentralen Batteriespeichern diese Speicherkapazitäten einem Aggregator zur Verfügung stellen, um zusätzlich zum Eigenverbrauch Primärregelleistung anzubieten.

Diese doppelte Nutzung der Batteriesysteme, zusammen mit stetig fallenden Batteriepreisen, erlaubt in absehbarer Zeit ein Angebot von Regelleistung unter dem aktuellen Marktpreisniveau und damit in direkter Konkurrenz zu Wasserkraftwerken.

Sekundärregelleistung Anforderungen an die Verfügbarkeit von Sekundärregелеinheiten, insbesondere die Forderung auch bei länger anhaltenden Abweichungen kontinuierlich Energie ins Netz einzuspeisen oder zu entnehmen, machen ein Angebot für Sekundärregelleistung mit Speichern und Lasten deutlich schwieriger als für Primärregelleistung.

Es ist jedoch mittelfristig zu erwarten, dass geeignete Methoden gefunden werden, um Speicher auch im Sekundärregelmarkt zu platzieren. Bereits heute wird vom Netzbetreiber PJM im Nordosten der USA ein Sekundärregelprodukt ausgeschrieben, das netto von den Teilnehmern weder Energieproduktion noch -bezug verlangt. Ebenfalls ist ein Verbund von Batterien mit Kraftwerken denkbar, die heute aufgrund ihrer Betriebscharakteristik nicht im Regelmarkt teilnehmen können.

Tertiärregelleistung Verschiedene Aggregatoren bieten flexible Lasten im Tertiärregelmarkt als Regelreserve an. Diese Lasten sind üblicherweise grössere Industriebetriebe die technisch bedingt ihren Stromverbrauch für einige Stunden reduzieren können. Das Angebot von Tertiärregelleistung ist relativ einfach, da nur eine konstante Leistungsanpassung für einen längeren Zeitraum verlangt wird, und keine Echtzeitanpassung des Bedarfs erwartet wird. Ausserdem gibt es bereits heute getrennte Produkte sowohl für positive als auch für negative Regelleistung, was es erlaubt, auch mit Lasten in den Markt zu gehen die ausschliesslich den Bedarf reduzieren können.

Neue Systemdienstleistungsprodukte Die derzeitigen Anforderungen an Systemdienstleistungen (symmetrische Bereitstellung von positiver und negativer Regelleistung) und die SDL-Produktstrukturierung (Bereitstellungsdauer, zeitlicher Auktionsablauf Gate-Closure) in vielen europäischen Ländern stellen allerdings immer noch ein Hemmnis für die optimale Nutzung von dezentralen Energiespeicher-Elementen wie Batterien und Lastmanagement dar. Gleichzeitig werden Kraftwerke und Batterien nicht für die Qualität (Reaktionsgeschwindigkeit) der angebotenen Regelreserve belohnt. Gerade Batterien können deutlich schneller als alle konventionellen Kraftwerkstypen Regelreserven bereitstellen (< 1 Sekunde Reaktionszeit). Ebenso können Batterien in Situationen mit hohem Produktionsanteil aus gleichrichtergebundenen Wind- und PV-Anlagen die dann fehlende, aber für die Netzstabilität wichtige Rotationsträgheit grosser Generatoren emulieren.

Abbildung 32 zeigt die Systemfrequenz nach einer angenommen, grossen Störung in einem Netz mit geringer Rotationsträgheit. Konventionelle Kraftwerke (grün) reagieren langsam, es kommt daher zu einer zeitlich begrenzten, aber signifikanten Frequenzabweichung, bevor ein stabiler Zustand erreicht wird. Batterien können deutlich schneller reagieren und die Frequenz daher auch stabilisieren, bevor es zu einer grossen Abweichung kommt. Der Rückgang der Rotationsträgheit im europäischen Verbundnetz, aber auch in anderen Netzen, kann also durch schnell reagierende Speichersysteme abgefangen werden. Einige Netzbetreiber wie ERCOT in Texas und EirGrid in Irland haben bereits heute einen sehr hohen Anteil Stromproduktion aus Wind und anderen erneuerbaren Energien. Diese Netzbetreiber schlagen vor, dass zukünftig schnell reagierende Primärregелеinheiten – zum Beispiel Batterien – für ihre Reaktionszeit und die damit einhergehende Netzstabilisierung belohnt werden oder dass sogar ein expliziter Systemdienst für virtuelle Trägheit definiert und vermarktet wird.

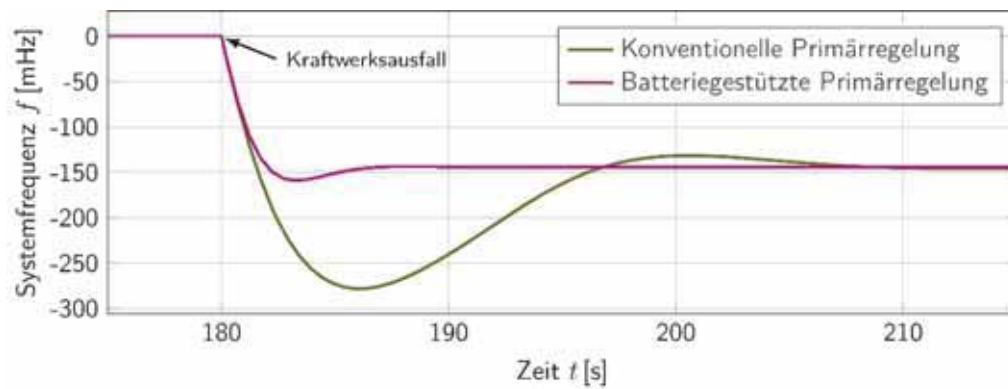


Abbildung 32 – Frequenzänderung nach einer Störung. Die schnell reagierenden Batterien können eine unzulässig grosse Frequenzabweichung verhindern.

4.2 Anwendungsfälle je Netzebene

4.2.1 Niederspannungsebene (NE6–NE7)

Batterien auf NE7 Durch Eigenverbrauchsregelungen gibt es für Privatkunden einen Anreiz zur Installation von Haus-Batteriespeichern. Diese Speicher haben heute typischerweise eine Leistung von einigen kW und eine Speicherkapazität in der Grössenordnung von 10 kWh_e. Der derzeitige europäische Marktführer im Bereich Haus-Batteriespeicher, Sonnenbatterie, bietet Einheiten mit 1.5–3.3 kW Leistung und 2–16 kWh für Privatkunden an. Batterieinstallationen können aber je nach Anwendungsfall auch deutlich grösser sein. Im US-amerikanischen Markt werden derzeit im KMU-Bereich auch schon Einheiten bis hin zu einer Grösse von 90kW und 240 kWh angeboten, um die dort vorherrschenden Spitzenlast-Tarife zu unterlaufen. Als typische Anwendungsfälle für Hausbatterien gelten PV-Eigenbedarfsoptimierung, Notstromversorgung und Vermeidung von Hochtarif-/Spitzenlastgebühren. Von einem Aggregator gebündelt können solche dezentralen Batterien auch für Systemdienstleistungen wie Primärregelreserve angeboten werden oder lokale Netzengpässe beseitigen. Mit weiter fallenden Batteriekosten würden absehbar sowohl das mögliche Anwendungsspektrum als auch die typischen Installationsgrössen zunehmen.

Elektroautos auf NE7 Elektroautos haben ihre Primärfunktion als Mobilitätslösung, können aber während der Ladezeit als Speicher betrieben werden. Ähnlich wie Batteriespeicher können Elektroautos dem Endkunden helfen, Energiebezugskosten zu optimieren und gegebenenfalls PV-Produktion als Eigenverbrauch zu nutzen. Typische Speicherkapazitäten liegen zwischen 15 kWh_e für Kleinwagen und 85 kWh_e, die Ladeleistung beträgt üblicherweise 3.5 kW_e und bis zu 50 kW_e im Schnelllademodus. Ein Einspeisen ins Netz – auch Vehicle-to-Grid (V2G) genannt – ist technisch möglich, aber die Kosten zusätzlicher Batteriealterung rechtfertigen bei den derzeitigen Batteriepreisen solch einen Betrieb (fast) nie. Auch wenn Elektroautos tagsüber die meiste Zeit parkiert sind, stehen sie primär nachts als Speicher zur Verfügung.

Steuerbare Lasten NE7 Steuerbare Lasten können zwar keine Energie ins Netz zurückspeisen, ähnlich wie bei Elektroautos lässt sich aber der Zeitpunkt des Ladevorgangs verschieben. Bereits heute lassen sich die meisten elektrischen Warmwasserboiler und Wärmepumpen vom Verteilnetzbetreiber über ein Rundsteuersignal steuern.

Der Netzbetrieb profitiert von dieser Flexibilität, indem Lastspitzen reduziert und PV-Einspeisespitzen lokal absorbiert werden. Ebenso kann der Energieeinkauf eines Energieversorgers durch die Flexibilität im Verbrauch besser an Marktpreise angepasst werden. Es ist noch nicht abschliessend geklärt, ob Netzbetreiber auch nach einer allfälligen zweiten Stufe der Strommarktliberalisierung weiter das Recht haben Warmwasserboiler, Wärmepumpen und neu Elektroautos zu steuern.

4.2.2 Mittelspannungsebene (NE4–NE5)

Batterien auf NE4–5 Momentan gibt es lediglich Pilotprojekte für Batteriespeicher auf Mittelspannungsebene. Diese Batteriespeicher haben in der Regel eine Nennleistung von mehr als 1 MW_e und eine Speicherkapazität grösser 500 kWh_e. Aufgrund ihrer Grösse und Kosten werden sie von Verteilnetzbetreibern betrieben. Sie können für verschiedene Netzaufgaben verwendet werden, dazu gehören Spannungsregelung, Bereitstellung von Blindleistung, Inselbetrieb von Microgrids, Abfang

von Leistungsspitzen und Primärfrequenzregelung [4]. Auch Batterien dieser Grösse sind prinzipiell mobil und können bedarfsorientiert aufgestellt werden.

4.2.3 Hochspannungsebene (NE1–NE3)

Pumpspeicher und saisonale Speicherseen auf NE1–3 Die klassischen Speichersysteme auf Hoch- und Höchstspannungsebene sind Pumpspeicher und Speicherseen. Die in diesen Systemen verwendeten Pump- und Turbinensysteme haben üblicherweise einen Leistungsbereich von 50 MW_e bis hin zu mehr als 1 GW_e. Pumpspeicher haben eine typische Lade-/Entladedauer von einigen Stunden bis hin zu 1–2 Tagen. Saisonale Speicherseen haben oft eine Speicherkapazität von mehreren Wochen bis hin zu Monaten (z.B. in der Schweiz und Österreich) oder sogar Jahren (z.B. in Norwegen).

Die typischen Anwendungsfälle sind die marktgetriebene Energiearbitrage und die Bereitstellung von Systemdienstleistungen (SDL). Im Fall von Speicherseen spielt auch die Stromproduktion aus dem zufließenden Wasser eine wichtige Rolle.

4.3 Technische Evaluation der Eignung von Energiespeichern

Dezentrale Batteriesysteme und Lastmanagement eignen sich vor allem für die Bereitstellung von schnellen Regelreserve-Kategorien: Batterien aufgrund der geringeren Energieanforderungen vor allem für Primärregelleistung, Lastmanagement-Methoden aufgrund der geringeren Reaktionsanforderungen vor allem für Sekundärregelleistung. Der für das effektive Lastmanagement erforderliche Kommunikations-/Koordinierungsaufwand ist zwar beträchtlich, wird aber durch die rapide Kostendegression im IKT-Sektor von Jahr zu Jahr billiger. Diese beiden Anwendungen werden traditionell von Pumpspeicherkraftwerken (PSKW) und Speicherkraftwerken (SKW) bereitgestellt. Die Anforderungen an Kommunikation und Koordination machen das Angebot von Regelleistung mit dezentralen Systemen allerdings etwas komplexer als mit grossen Batterien auf NE5 (Tabelle 5).

Dezentrale Batteriesysteme sind darüber hinaus sehr gut für die lokale Spannungsregelung geeignet, vor allem auf Netzebene 7 (NE7) sowie auf Netzebene 5 (NE5). Ebenso können Lastspitzen grosser Haushaltsverbraucher als auch Einspeisespitzen aus PV-Anlagen gut durch Batterien auf NE7 abgepuffert werden. Für diese beiden Anwendungen kommen Grossspeicher nicht in Frage, da diese nur direkt auf der Hoch- und Höchstspannungsebene (NE1–3) agieren können. Lastmanagement kann effizient für die lokale PV-Integration sowie für Energiearbitrage auf Haushaltsebene eingesetzt werden.

Energiearbitrage und saisonale Energiespeicherung stellen zwei der Hauptanwendungen von (saisonalen) Speicherkraftwerken dar und können dort auch nicht (saisonale Speicherung) oder nur bedingt (Energiearbitrage) von dezentralen Speichersystemen substituiert werden.

Dezentrale Speicher eignen sich für schnellen Leistungsausgleich in Form von Systemdienstleistungen sowie für lokale Aufgaben im Verteilnetz wie Spannungsregelung, Peak-Reduktion und PV-Integration.

Tabelle 5 – Technische Bewertung des Energiespeicher-Einsatzes im Verteilnetz (Jahr 2016)

Anwendungen	Batterie NE7	Batterie NE5	Lastmanagement NE7	Lastmanagement NE5
Primärfrequenzreserve	+	++	0	+
Sekundärfrequenzreserve	0	+	+	+
Spannungsregelung	++	+	+	+
Peak-Reduktion	++	+	+	+
PV-Integration	++	0/+	0/+	0/+
Energiearbitrage	0	0	+	+
saisonale Energiespeicherung	-	-	- / +*	- / +*

(++ sehr geeignet / grosse Wirkung, + geeignet, 0 kaum geeignet / nicht sinnvoll, - nicht möglich)

*) nur geeignet falls saisonale, thermische Speicher vorhanden

5 Vergleich von zentralen und dezentralen Speichersystemen

Im Folgenden werden zentrale und dezentrale Speichersysteme an konkreten Fallbeispielen in ihren Leistungs- und Energiekapazitäten miteinander verglichen.

Als Referenz für ein zentrales Speichersystem wird das Pumpspeicherkraftwerk Linth-Limmern betrachtet. Für alle nachfolgenden Vergleiche werden hierbei die Kapazitätsspezifikationen des aktuellen PSKW-Ausbauprojekts (Linthal 2015) berücksichtigt.

Referenz Pumpspeicherkraftwerk: PSKW Linth-Limmern, Glarus

- Leistungskapazität: 1000 MWe (1 GWe) Pump-/Turbinenbetrieb
- Energiespeicherkapazität: circa 40 GWhe (circa 40.9 GWhe)
 - Wasservolumen Muttsee: 25 Mio. m³
 - Höhendifferenz Muttsee – Limmernsee: circa 600 m
- Speicherdauer: circa 40 h – Ratio aus Leistungs-/Energiekapazität (P/E-Ratio): 0.025 [1/h]
- Kosten: circa 2.1 Mrd. Franken

5.1 Vergleich: Pumpspeicherkraftwerk – Gross-Batteriesystem

Aktuell stehen vor allem Batteriesysteme als dezentrale Speicherelemente im Fokus. Der modulare Aufbau von Batteriesystemen ermöglicht nahezu beliebig kombinierbare Leistungs- und Energiekapazitäten in der Form von

1. **Haus-Batteriesystemen** mit einer Leistungskapazität von mehreren Kilowatt und einer Energiekapazität im Bereich bis dreistelligen Kilowattstunden, die direkt in Wohnhäuser installiert werden, und
2. **Gross-Batteriesystemen** mit einer Leistungskapazität von einigen Megawatt und einer Energiekapazität im Bereich von Megawattstunden, die direkt als Teil von Industrieanlagen oder der Stromnetz-Infrastruktur installiert werden.

Bei der folgenden Analyse stehen solche Gross-Batteriesysteme im Fokus. Ihre Vorteile im Vergleich zum Einsatz von dezentralen Batteriesystemen sind die geringeren Kosten für Leistungs-/Energiekapazität aufgrund von Skaleneffekten (*economies of scale*) und der damit ebenso einhergehende deutlich geringere Kommunikations- und Koordinationsaufwand.

Als Referenzspeicher wird das Gross-Batteriesystem der EKZ betrachtet (Fallstudie «Gross-Batterie (Michael Koller, EKZ)», Seite 67).

Referenz Grossbatterie (BESS): EKZ 1 MW Batteriesystem, Dietikon ZH

- Leistungskapazität: 1.0 MW_e Lade-/Entladeleistung
- Energiespeicherkapazität: 0.5 MWh_e
- Speicherdauer: 0.5 h – Ratio aus Leistungs-/Energiekapazität (P/E-Ratio): 2.0 [1/h]
- Kosten: circa 2.0 Mio. Franken (Stand: Jahr 2011)

Technischer Vergleich PSKW Linth-Limmern – Grossbatterie

Die Leistungskapazität des betrachteten PSKW entspricht der Leistung von circa 1'000 Gross-Batteriesystemen. Während die Energiekapazität des PSKW dem Speichervermögen von mehr als 80'000x (81'750x) Gross-Batteriesystemen entspricht.

Batteriesysteme können zwar deutlich schneller als konventionelle Pumpspeicherkraftwerke Regelleistung liefern. Regelenergie dagegen nur in sehr kleiner Grössenordnung zwischenspeichern.

Ökonomischer Vergleich PSKW Linth-Limmern – Grossbatterie (indikativ)

Aufgrund der zurzeit sehr dynamischen Entwicklung im Bereich der Batterietechnologien, ihrer technischen Fähigkeiten und Kosten (vgl. Abschnitt 6.2) kann ein ökonomischer Vergleich nur eine grobe Momentaufnahme sein.

Die Kosten für verfügbare Leistungskapazität sind für beide Speichertechnologien heute schon in etwa vergleichbar (in Kosten pro MW_e). Die Batterieleistung wird aufgrund der anhaltenden Kostendegression mittelfristig wohl sogar billiger als PSKW-Leistungskapazität werden (vgl. Abschnitt 6.2).

Bei der verfügbaren Energiekapazität gibt es einen sehr deutlichen Kostenvorteil des PSKW (in Kosten pro MWh_e). Die Energiespeicherkapazität eines PSKW ist in diesem Vergleichsfall circa 80x billiger als die Energiekapazität einer Gross-Batterie.

Zwar werden Batteriesysteme rapide günstiger; sie werden aber wohl auch längere Zeit hin Gross-Energiespeicher wie PSKW bei der grosstechnischen Energiearbitrage nicht wirtschaftlich konkurrieren können.

Bei der lokalen (klein-technischen) Energiearbitrage (PV-Eigenverbrauch) in Haushalten sind Batterien aufgrund anderer Rahmenbedingungen (Endkunden-Stromtarife, vermiedene Netzgebühren) in der Schweiz schon heute näher an der Wirtschaftlichkeit. In anderen Ländern sind diese in vielen Fällen schon wirtschaftlich, z.B. in Deutschland.

5.2 Vergleich: Pumpspeicherkraftwerk – Lastmanagement (Wärmepumpen)

Auch Lastmanagement kann, wie in den vorigen Kapiteln dargelegt, als Speicherelement betrachtet werden. Allerdings ist sowohl die Leistung als auch die Energiekapazität einer einzelnen Wärmepumpe im Vergleich zu Grossspeichern sehr gering. Der nachfolgende Vergleich soll dies verdeutlichen.

Im Folgenden wird das Speicherpotential überschlagsmässig abgeschätzt.

Referenz Lastmanagement: Koordinierung von Wärmepumpen-Aggregationen

- Leistungskapazität: 4 kW_e Ladeleistung
- Energiespeicherkapazität: 8 kWh_e
- Speicherdauer: 2 h – Ratio aus Leistungs-/Energiekapazität (P/E-Ratio): 0.5
- Kosten: Kommunikationsinfrastruktur

Für die Speicherkapazität wird hier die Annahme getroffen, dass Luft/Wasser-gekoppelte und Sole/Wasser-gekoppelte Wärmepumpensysteme zusammen mit der Gebäudehülle eine thermische Speicherkapazität von durchschnittlich zwei bis vier Stunden haben. Im folgenden Vergleich wurde mit dem konservativen Wert von zwei Stunden gerechnet.

Dies ist auch die Sperrzeit die üblicherweise in Wärmepumpentarifen von Verteilnetzbetreiber vorgesehen ist. Bei der Leistungskapazität ist zu berücksichtigen, dass – saisonabhängig – nicht alle Wärmepumpen zeitgleich laufen und mit der Rundsteuerung nur ein Blockieren, nicht aber ein aktives Zuschalten von Wärmepumpen möglich ist.

Technischer Vergleich PSKW Linth-Limmern – Lastmanagement

Aus den oben genannten Zahlen lässt sich ablesen, dass das PSKW Linth-Limmern eine Leistung von 250'000 Wärmepumpen hat. Dies entspricht der Zahl aller zurzeit in der Schweiz installierten Wärmepumpen. Bei der Energiekapazität hingegen zeigen sich Vorteile des PSKW: das PSKW hat eine Energiekapazität von 5'000'000 Wärmepumpen, eine Zahl die höher wäre als das technische Potenzial aller in der Schweiz installierbaren Wärmepumpen. Ausserdem können Wärmepumpen ihren Energiebedarf nur über einen kurzen Zeitraum – circa zwei Stunden – verschieben. **Wärmepumpen können also kurzfristigen Leistungsausgleich liefern, aber Energie nicht gleichgut auf der Zeitachse verschieben.** Das Flexibilitätspotenzial von Wärmepumpen eignet sich also zum Beispiel für Sekundärregelleistung oder vergleichbare Produkte und zur Entlastung der Verteilnetze zu Spitzenlastzeiten, nicht aber zur Speicherung von Energie in Zeiträumen von Tagen oder gar Wochen.

Ökonomischer Vergleich PSKW Linth-Limmern – Lastmanagement (indikativ)

Die Kosten für eine Implementierung von Lastmanagement hängen von vielen Faktoren ab. Für eine einfache Rechnung kann man zunächst ausschliesslich Installationskosten annehmen – oder anders ausgedrückt: Man geht davon aus, dass die Endkunden freiwillig an einem Lastmanagementprogramm teilnehmen. Legt man einmalige Kosten von CHF 500 pro Wärmepumpe zugrunde ergibt sich:

Kosten für Leistungskapazität Bei den angenommen CHF 500 für die Ausrüstung von Wärmepumpen zur Flexibilitätsbereitstellung wäre mit einer Investition von 125 Mio. CHF die gleiche Leistungskapazität wie PSKW Linth-Limmern erreichbar, die Leistungskapazität ist also deutlich günstiger. Dies ist auch der Fall, wenn man davon ausgeht, dass aufgrund saisonaler Effekte nur ein Teil der Leistungskapazität von Wärmepumpen abrufbar ist. Die Kostenersparnis ist darin begründet, dass die Investition in Wärmepumpen für den Primärnutzen, also die Bereitstellung von Wärme, getätigt wird. Die zusätzlichen Kosten für die Verfügbarmachung der Flexibilität sind gering.

Kosten für Energiekapazität sind höher als bei einem PSKW. Ferner kann die Energie maximal für einige Stunden verschoben werden. In der Schweiz sind bei weitem nicht genug Wärmepumpen vorhanden, um die gleiche Energiekapazität wie ein PSKW zur Verfügung zu stellen.

Lastmanagement kann eine grosse Leistungskapazität günstig zur Verfügung stellen, aber Energiebedarf nicht langfristig verschieben. Lastmanagement ist daher gut geeignet für kurzfristigen Energieausgleich, zum Beispiel das Angebot von Regelenenergie oder das absorbieren von PV-Produktionsspitzen.

5.3 Netzverluste dezentrale Speicher / Grossspeicher

Grossspeichersysteme wie PSKW haben im Vergleich zu Batteriesystemen prinzipiell ähnliche Wirkungsgrade: Sowohl moderne PSKW als auch Batteriesysteme erreichen Vollzyklus-Wirkungsgrade von circa 85–90%. Je nach Anwendungsfall kann es aber grosse Unterschiede bei den sich einstellenden Netzverlusten geben. Im Folgenden werden daher die sich ergebenden Netzverluste für zwei typische Speichieranwendungen quantitativ ermittelt.

1. Anwendungsfall: Zwischenspeicherung von Strom-Import/Export des Transportnetzes durch Pumpspeicherkraftwerk

Bei der Zwischenspeicherung der Stromproduktion aus Grosskraftwerken in einem Pumpspeicherkraftwerk (NE1) entstehen in diesem Fall Netzverluste nur auf der obersten Netzebene NE1 – und in Einzelfällen auch auf der zweitobersten Netzebene (NE3). Die Netzverluste sind aufgrund des hohen Spannungsniveaus (100–380kV) mit circa 1–2% pro Transportrichtung gering.

Die Stromtransport- und Stromspeicherungskette besteht hierbei aus folgenden Schritten:

- Stromtransport – Netzebene NE1 => Pumpspeicher (NE1): 1–2%
- Umwandlungsverluste – Pumpspeicher (NE1): 10–15%
- Stromtransport – Pumpspeicher (NE1) => Netz NE1: 1–2%

Die reinen Netztransportverluste betragen in diesem Fall circa 2–4%. Die Gesamtverluste aus Netztransport und Zwischenspeicherung betragen circa 12–18%.

2. Anwendungsfall: Zwischenspeicherung von Stromproduktion aus dezentralen PV-Anlagen

Die notwendigen Stromtransportwege bei der Zwischenspeicherung von dezentral erzeugtem Photovoltaikstrom (Netzebene 7) unterscheiden sich je nach Anschluss des Zwischenspeichers – Pumpspeicher (Netzebene 1) oder dezentraler Energiespeicher (Netzebene 7) – ganz entscheidend:

a) Netz-/Gesamtverluste bei Zwischenspeicherung durch Pumpspeicherkraftwerk

Bei der zentralen Zwischenspeicherung im Transportnetz auf Netzebene 1 entstehen durch die sehr lange Stromtransport- und Umwandlungskette ungleich höhere Netz-/Umwandlungsverluste.

Die Stromtransport-, Stromumwandlungs- und Stromspeicherungskette besteht aus den Schritten:

- Stromtransport – PV-Anlage (NE7) => Transformator (NE6): 2–3%
- Umwandlungsverluste – Transformator (NE6) => Netzebene NE5: 1%
- Stromtransport – Netzebene NE5 => Transformator (NE4): 1–2%
- Umwandlungsverluste – Transformator (NE4) => Netzebene NE3: 1%
- Stromtransport – Netzebene NE3 => Transformator (NE2): 1–2%
- Umwandlungsverluste – Transformator (NE2) => Netzebene NE1: 1%
- Stromtransport – Netzebene NE1 => Pumpspeicher (NE1): 1–2%
- Umwandlungsverluste – Pumpspeicher (NE1): 10–15%
- Stromtransport – Pumpspeicher (NE1) => Transformator (NE2): 1–2%
- Umwandlungsverluste – Transformator (NE2) => Netzebene NE3: 1%
- Stromtransport – Netzebene NE3 => Transformator (NE4): 1–2%
- Umwandlungsverluste – Transformator (NE4) => Netzebene NE5: 1%

- Stromtransport – Netzebene NE5 => Transformator (NE6): 1–2%
- Umwandlungsverluste – Transformator (NE6) => Netzebene NE7: 1%
- Stromtransport – Netzebene NE7 => Verbraucher (NE7): 2–3%

Die reinen Netztransportverluste betragen in diesem Fall deutlich höhere 15–22%. Die Gesamtverluste aus Netztransport und Zwischenspeicherung betragen circa 23–33%.

b) Netzverluste bei Zwischenspeicherung mit Batteriespeicher/Lastmanagement (NE7) an derselben Installation (Hausanschluss)

Bei der dezentralen Zwischenspeicherung direkt im Verteilnetz auf Netzebene 7 entstehen deutlich geringere Stromtransportverluste:

- Stromtransport – PV-Anlage (NE7) => Batteriespeicher (NE7): $\approx 0\%$ (hausintern) / 1–3% (Nachbarschaft)
- Umwandlungsverluste – Batteriespeicher (NE7): 10–15%
- Stromtransport – Netzebene NE7 => Verbraucher (NE7): $\approx 0\%$ (da hausintern) / 1–3% (Nachbarschaft)

Die reinen Netztransportverluste betragen in diesem Fall nahezu 0% bei der Zwischenspeicherung im selben Haus, bzw. 2–6% bei der Zwischenspeicherung in der Nachbarschaft (Quartierspeicher). Die Gesamtverluste aus Netztransport und Zwischenspeicherung werden hier klar dominiert von der eigentlichen Zwischenspeicherung und betragen circa 12–20%.

Dieses illustrative Gedanken- und Rechenbeispiel zeigt, dass:

- dezentrale Speicher auf Haushaltsebene zur lokalen Aufnahme der PV-Produktion aus Sicht der Netznutzung und Netzverluste in punkto Energieeffizienz deutlich sinnvoller sind als der Einsatz von Grossspeichersystemen.
- die reinen Netzverluste bei Zwischenspeicherung von PV-Strom in lokalen Batteriesystemen auf Netzebene 7 vernachlässigbar sind, während diese bei einer Zwischenspeicherung in Grossspeichern auf Netzebene 1 bei immerhin bei 15–22% liegen würden.
- im leicht abgewandelten Fall, dass der Batteriespeicher nicht am selben Hausanschluss, aber noch innerhalb desselben Verteilnetzstrangs auf Netzebene 7 vorhanden ist, z.B. in Nachbarhäusern oder in Quartierspeichern, die Übertragungsverluste circa 2–6% betragen würden.

Verluste im Verteilnetz in Abhängigkeit der PV-Durchdringung

Die Netzverluste nehmen nicht nur ab, wenn überschüssiger PV-Strom lokal gespeichert wird, statt transportiert und zentral gespeichert zu werden. Auch der Verbrauch von PV-Strom direkt vor Ort reduziert die Netzverluste gegenüber einer Versorgung aus dem Übertragungsnetz.

Abbildung 33 zeigt die Verluste auf NE7 unter Annahme von gleichmässiger Last- und Einspeiseverteilung in Abhängigkeit der PV-Durchdringung. PV-Durchdringung beschreibt hier das Verhältnis der im Verteilnetzstrang produzierten PV Energie in Bezug auf den Jahresenergieverbrauch des Strangs, unabhängig ob die Energie lokal verbraucht oder ins Übertragungsnetz eingespeist wird.

Es ist deutlich zu sehen, dass die Netzverluste zuerst sinken, da lokaler Energiebedarf von lokalen PV-Anlagen bedient wird und damit die Transportstrecken auch auf NE7 abnehmen. Mit zunehmender PV-Durchdringung wird wieder mehr Strom in das Mittelspannungsnetz geleitet, die Verluste steigen bis auf das ursprüngliche Niveau an.

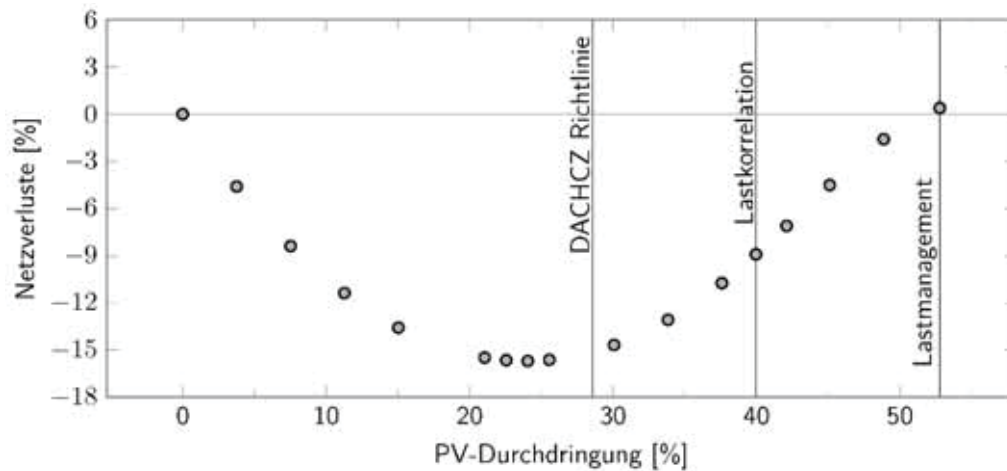


Abbildung 33 – Verluste auf NE7 als Funktion der PV-Durchdringung. Verluste sinken bis zu einer Bereitstellung von circa 25% der Energie durch PV-Anlagen (jährliche Energiebilanz), und erreichen erst ab 50% das Niveau ohne PV-Einspeisung (eigene Darstellung).

Die drei vertikalen Linien beschreiben das maximal zulässige Durchdringungslevel, bis zu dem es keine Spannungsverletzungen gibt. Die erste Linie basiert auf der konservativen DACHCZ-Richtlinie, einer Best-Practice-Empfehlung, die von Netzbetreibern aus Deutschland, Österreich, der Schweiz und Tschechien erarbeitet wurde und die keine Lastkorrelation annimmt. Die zweite Linie markiert den zulässigen Durchdringungsgrad, wenn der ungesteuerte Verbrauch mit einbezogen wird. Die letzte Linie schliesslich nimmt ein Lastmanagement oder dezentrale Speicher an.

Produktion von PV-Anlagen reduziert die Netzverluste auf der untersten Netzebene zunächst und steigt bei stärkerer Durchdringung wieder an. Auch Die Verluste steigen aber auch bei hoher PV-Durchdringung nicht über das ursprüngliche Niveau an. Lastmanagement oder Speicher können die Aufnahmekapazität von Verteilnetzen für PV-Analgen deutlich erhöhen.

5.4 Synergien zwischen zentralen und dezentralen Energiespeichern

Dezentrale Energiespeicher können zentrale Energiespeicher in einigen Aspekten ergänzen und dadurch Synergien schaffen:

1. Synergie – Verkoppelung hoher Reaktionsfähigkeit von dezentralen Energiespeichern mit der Leistungs- und Energiekapazität von Pumpspeicherkraftwerken

Die Nutzung von sehr schnellen, da nicht-mechanisch basierten, dezentralen Batteriesystemen und Lastmanagement-Systemen zur Aufnahme hochfrequenter Anteile des Regelleistungsbedarfs für Primär- und Sekundärregelung (Prinzip eines Frequenzfilters) entlastet (Pump-)Speicherkraftwerke.

Daraus ergeben sich folgende betriebliche Vorteile:

- Reduktion der mechanischen Belastung der (Pump-)Speicherturbinen
- Verbesserung der technischen Leistungsfähigkeit von Grossspeichern durch Ausnutzung der hohen Reaktionsgeschwindigkeit dezentraler Speicher

2. Synergie – Dezentrale Speicher als Ergänzung der Leistungsbereitstellung von neuen Pumpspeicherkraftwerken für kurzfristige Stromverbrauchs-/Produktionsspitzen

Dezentrale Speicher können zusätzliche Leistungsreserven für Grossspeicher bereitstellen, die im Bedarfsfall kurzfristig verfügbar gemacht bzw. dank der Modularität dezentraler Speicher schneller zugebaut werden kann.

Das Synergiepotenzial bei der koordinierten Nutzung zentraler und dezentraler Speichersysteme besteht aus der Addition der jeweiligen technischen Stärken – grosse Leistungs- und Energiekapazität der Grossspeicher und schnelle Reaktionsfähigkeit dezentraler Speicher – und die damit mögliche Maskierung der jeweiligen technischen Schwächen – vor allem der geringen Energiekapazität von dezentralen Speichern.

5.5 Optimale Einsatzbereiche von zentralen und dezentralen Energiespeichern

Dezentrale Energiespeicher können zentrale Energiespeicher in bestimmten Teilbereichen allerdings auch konkurrieren:

Systemdienstleistungen

Batteriespeicher sind technisch hervorragend geeignet um PRL anzubieten. Bereits heute sind sie im aktuellen Marktumfeld konkurrenzfähig. Es muss also davon ausgegangen werden, dass mittelfristig ein grosser Teil der PRL von Batteriesystemen angeboten wird.

Batterien haben dabei auch technische Stärken die sie für Übertragungsnetzbetreiber interessant machen. Wie in 4.1.3 beschrieben, kann die schnelle Reaktionsfähigkeit von Batterien gerade in Netzen mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energiequellen die Frequenzstabilität deutlich verbessern.

Im deutlich grösseren SRL-Markt ist die begrenzte Energiekapazität von Batterien, und teilweise auch Lastmanagement, jedoch eine relevante technische Hürde. Es ist denkbar, dass es zukünftig in der Schweiz neue Regelprodukte gibt, die explizit die Energiekapazität von Speichersystemen berücksichtigen. Eine vollständige Ersetzung von PSKW im SRL-Markt ist jedoch nicht zu erwarten.

Fallstudie – Gross-Batterie (Michael Koller, EKZ)

Die EKZ bieten mit dem Zurich 1MW Batterieenergie-Speichersystems (BESS), einem Batteriesystem mit 1MW Nennleistung und 580kWh nutzbarer Kapazität (Abbildung 34), seit Sommer 2014 Primärregelleistung im Schweizer Regelleistungsmarkt an. Das Zurich 1MW BESS ist als eigenständige Einheit präqualifiziert, das heisst ein Pooling mit einem konventionellen Kraftwerk ist nicht erforderlich. Um den Ladezustand innerhalb akzeptabler Grenzen zu halten, wird das Batteriesystem kontinuierlich nachgeladen. Die benötigte Energie wird als Ausgleichsenergie bezogen und entsprechend von EKZ bezahlt. Änderungen des Arbeitspunkts werden so langsam durchgeführt, dass die Sekundärregelleistung nicht unnötig belastet wird. Bisher wurde durch dieses Batteriesystem seit Inbetriebnahme ungefähr in jeder zweiten Woche, sprich in mehr als 35 Wochen, Regelleistung erfolgreich an den nationalen Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid verkauft.



Abbildung 34 – Zurich 1MW Batteriesystem in Dietikon ZH (Quelle: Michael Koller, EKZ).

Gerade nach Fehlerfällen wie dem Ausfall eines Kraftwerks wird eine möglichst schnelle Anpassung der Leistung benötigt. Batteriesysteme eignen sich hierfür sehr gut, da sie mindestens eine Grössenordnung schneller reagieren können (< 0.1 Sekunde) als thermische Kraftwerke oder Wasserkraftwerke (> 1 Sekunde). Selbst nach einem Fehlerfall wird zur Stabilisierung des Stromnetzes nur eine geringe Menge an Energie benötigt, ehe Sekundärregelleistung die Frequenz auf nominale Werte zurückführt. Batterien lassen sich daher trotz ihrer begrenzten Energiekapazität leicht in die existierende Frequenzregelhierarchie einbinden.

Abbildung 35 zeigt das Verhalten des Zurich 1MW BESS während eines Fehlerfalls im Übertragungsnetz, nämlich der Netztrennung des Kernkraftwerks Leibstadt. Im oberen Graph ist der Frequenzabfall als Resultat der verlorenen Erzeugungskapazität zu sehen. Im mittleren Plot ist die schnelle Reaktion auf den Fehler gut zu erkennen, der Unterschied zwischen dem Regelsignal (blau) und der Einspeisung aus der Batterie (violett) resultiert aus dem Nachladen über die nächste Stunde. Dieses langsame und sanfte Nachladen hat keinen negativen Einfluss auf die Systemstabilität. Im unteren Plot ist der Ladezustand der Batterie während des Fehlerfalls dargestellt, er weicht nur um wenige Prozentpunkte vom Referenzladezustand ab.

Während der gesamten Betriebszeit von inzwischen mehr als 18 Monaten wurde zu keinem Zeitpunkt ein Ladezustand von grösser als 80% oder kleiner als 40% erreicht. Die grössten Abweichungen kamen nach einem Fehler im Fahrplan eines benachbarten Übertragungsnetzbetreibers und einer resultierenden, anhaltenden Frequenzabweichung zustande.

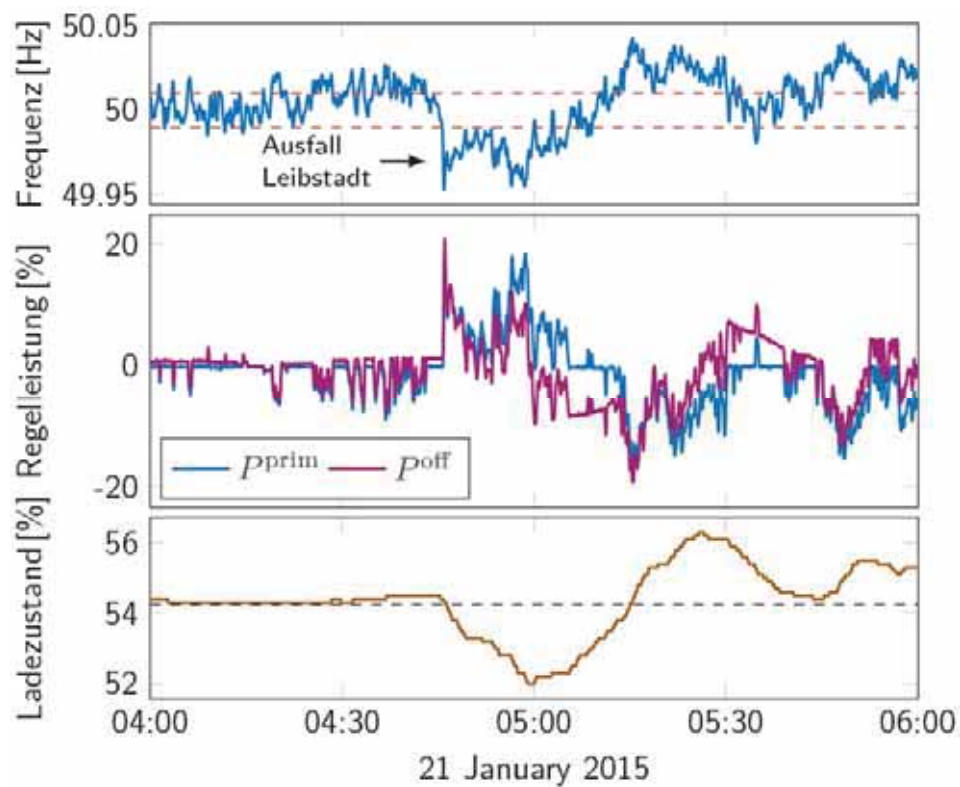


Abbildung 35 – Reaktion des Zürich 1MW BESS auf einen Kraftwerksausfall (Quelle: EKZ, Darstellung: ETH/PSL).

Oben: Verlauf der Netzfrequenz. Mitte: Gefordertes Primärregelsignal (p_{prim}), Leistungsabgabe des Batteriespeichers (p_{BESS}). Unten: Ladezustand des BESS (SoC). Die Batterie reagiert schnell auf das Regelsignal, der Ladezustand ist kaum beeinflusst.

Fallstudie – tiko Lastmanagementsystem (Martin Geidl, Swisscom Energy Solutions)

Bereitstellung von Sekundärregelleistung «tiko power»

Für die Sekundärregelung hat das Unternehmen ein Energiespeichernetz bestehend aus heute 8'500 elektrisch betriebenen Heizungsanlagen (Wärmepumpen, Elektroboiler, etc.) in privaten Haushalten aufgebaut. Die gesamte technische Infrastruktur (Hardware, Software, Kommunikation) wurde von Swisscom Energy Solutions (SES) in Olten entwickelt und aufgebaut. Im Sekundentakt messen vor Ort installierte Messgeräte den Verbrauch der dezentralen Anlagen. Die Messwerte werden via Mobilfunk an das zentrale Back-end-System übertragen und dort verarbeitet. Die Heizungsanlagen werden so gesteuert, dass unter Berücksichtigung des Wohnkomforts der Kunden der Pool insgesamt der Regelennergieanforderung des Übertragungsnetzbetreibers Swissgrid in Echtzeit folgt (Abbildung 36).

Die Kunden profitieren von einer kostengünstigen Installation und diversen Services wie hochauflösenden Verbrauchsdaten (Abbildung 37), eine energiesparende Heizungssteuerung und einer Funktionsüberwachung der Heizung. Stromversorger und Verteilnetzbetreiber können ihren Kunden einen zusätzlichen Service anbieten und verfügen über hochqualitative Verbrauchsdaten. Zudem erlaubt die Technologie eine funktionale Erweiterung oder auch einen Ersatz der klassischen Rundsteuerung.

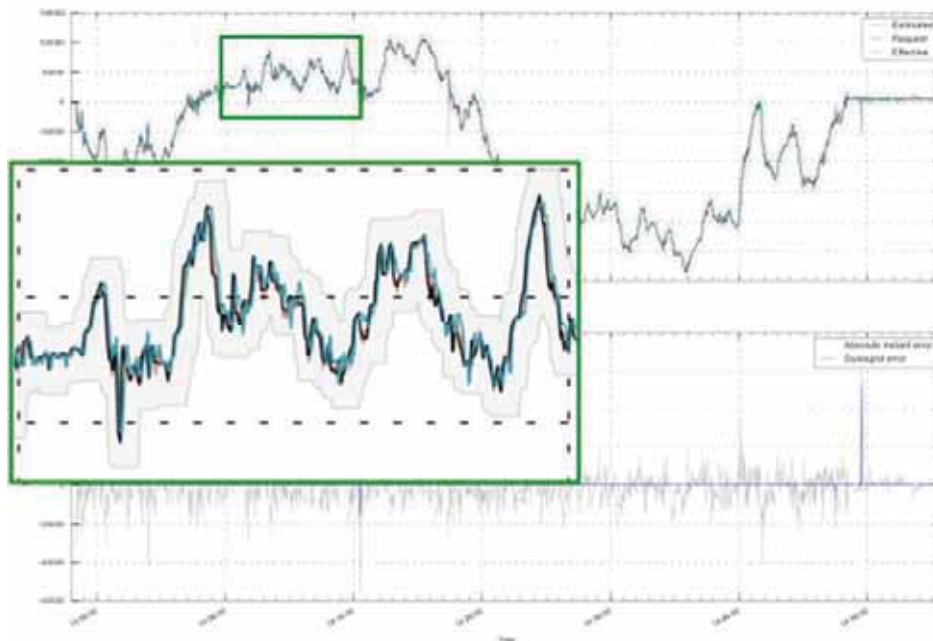


Abbildung 36 – Produktion von Sekundärregelleistung (Quelle: Martin Geidl, SES).

Schwarz: Regelsignal von Swissgrid. Dunkelgrün: produzierte Leistung des tiko-Pools. Grau: zulässige Toleranz.

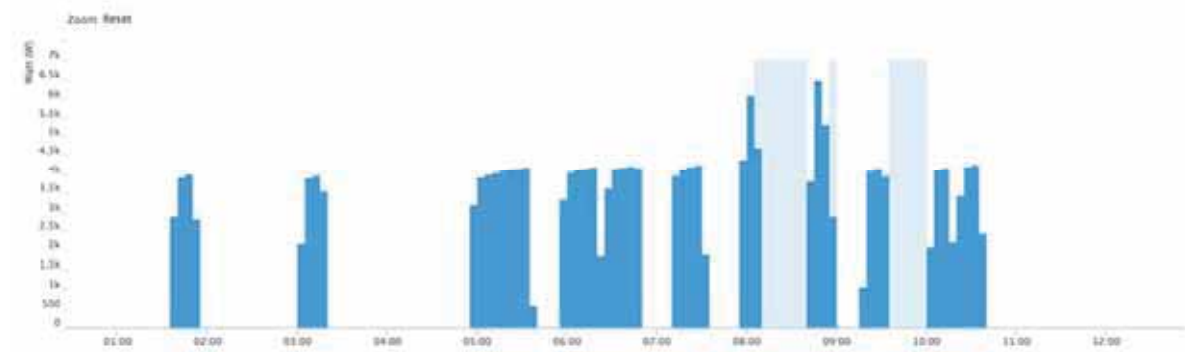


Abbildung 37 – Nutzer-Interface tiko power (Quelle: Martin Geidl, SES).

Dunkelblau: Leistungsaufnahme der Wärmepumpe, Hellblau: Beeinflussung von Heizzyklen durch die tiko-Steuerung.

Eigenverbrauchsoptimierung von Haushalten mit PV-Anlage («tiko sun»)

Swisscom Energy Solutions bietet ein Produkt zur Eigenverbrauchssteuerung für PV-Anlagen an. Betreiber solcher Anlagen können damit den Anteil der selbst verbrauchten PV-Energie signifikant erhöhen. Durch das optimierte Verschieben bzw. Einschalten von elektrischen Verbrauchern im Haushalt bei hoher PV-Produktion und entsprechender Netzzurückspeisung (Abbildung 38) lassen sich für eine typische, mit Einmalvergütung geförderte PV-Anlage Einsparungen von einigen hundert Franken pro Jahr erzielen.

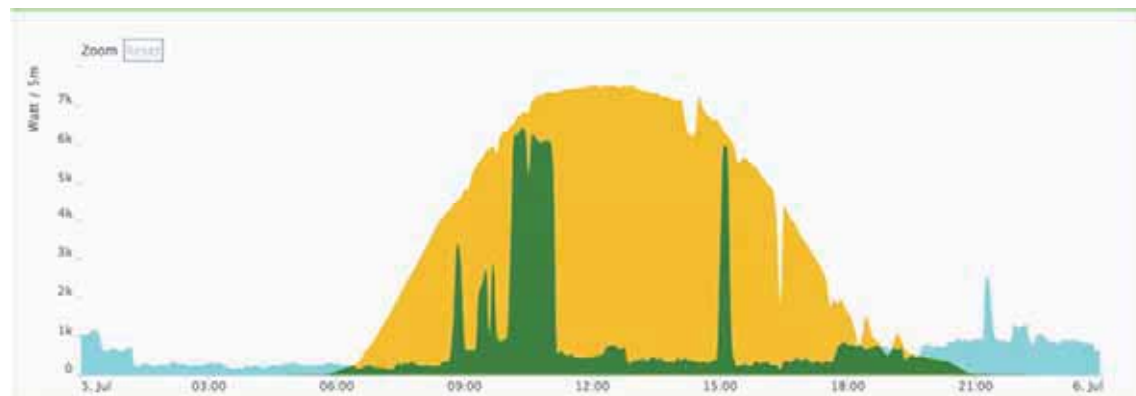


Abbildung 38 – Nutzerinterfaces der PV-Eigenverbrauchslösung tiko sun (Quelle: Martin Geidl, SES).

Der Elektroboiler lädt zwischen 10:00 und 11:10 Uhr sowie zwischen 15:00 und 15:20 Uhr, um die eigene Nutzung der PV-Produktion zu erhöhen. In der folgenden Nacht (Rundsteuerfreigabe) wird weniger Energie aus dem Netz bezogen.

Energiearbitrage

Energiearbitrage, d.h. die Ausnutzung zwischen Zeiten hoher und niedriger Energiepreise, ist ein klassisches Geschäftsmodell von zentralen PSKW. Hier kann es auf zwei Arten, indirekt oder direkt, zu einer Substitution kommen.

- Indirekt, indem Haushalte ihren PV-Eigenverbrauch mit Hausbatterien maximieren oder ihren Strombezug optimieren. Beides trägt zu einer Glättung der Residuallastkurve bei. Dies wird dann auch zu einer Reduzierung der Preisspanne im Energiemarkt führen.
- Direkt, indem Aggregatoren die Flexibilität von Verbrauchern nutzen, um selbst aktiv am Day-ahead und Intra-day Markt zu handeln. Seit Neuestem werden auch erste Nachbarschaftsmodelle lanciert (z.B. sonnenCommunity in Deutschland). Hier stehen sie dann in klarer Konkurrenz zu PSKW.

Saisonale Energiespeicherung

Mittelfristig wird es keine Substitution von Grossspeichersystemen bei grossen Energiemengen und über längere Zeiträume durch dezentrale Speicher geben. Gerade die saisonale Speicherung ist zurzeit nur durch Speicherkraftwerke realisierbar.

Allerdings ist es durchaus vorstellbar, dass saisonale Wärmespeicher auf Haus-/Siedlungsebene in Zukunft ein möglicher game changer sind – zumal Primärenergie zu einem grossen Teil für Wärmebereitstellung aufgewendet wird.

Fallstudie – Hocheffiziente Niederhubsysteme für den emissionsfreien Gebäudebetrieb und flexibles Lastmanagement (Niklaus Haller und Diego Sandoval, BS2).

Bis zum Jahr 2050 muss der Schweizer Gebäudebestand weitestgehend CO₂-frei betrieben werden. Im Neubaubereich werden schon heute mehrheitlich Wärmepumpen eingesetzt. Im Schweizer Gebäudebestand sind jedoch immer noch rund 1.1 Mio Heizungen mit fossilen Energieträgern mit einer installierten thermischen Leistung von rund 40 GW_{th} in Betrieb.

Sollen die Emissionsreduktionsziele der ES2050 erreicht werden, muss auch der Wärmebedarf der bestehenden Gebäude mit erneuerbarer Energie gedeckt werden. Neben der Gebäudehüllensanierung werden Wärmepumpen zur Deckung des Wärme- als auch des Kältebedarfs auch im Bestand einen wichtigen Beitrag liefern.

Funktionen:

- 1 Wärme/Kälte erzeugen
- 2 Erdwärmespeicher laden/entladen
- 3a Regenerationswärme, Sommerstrom
- 3b Winterstrom
- 4 Heizen/Kühlen
- 5 Lüften mit Heizen/Kühlen
- 6 Warmwasser

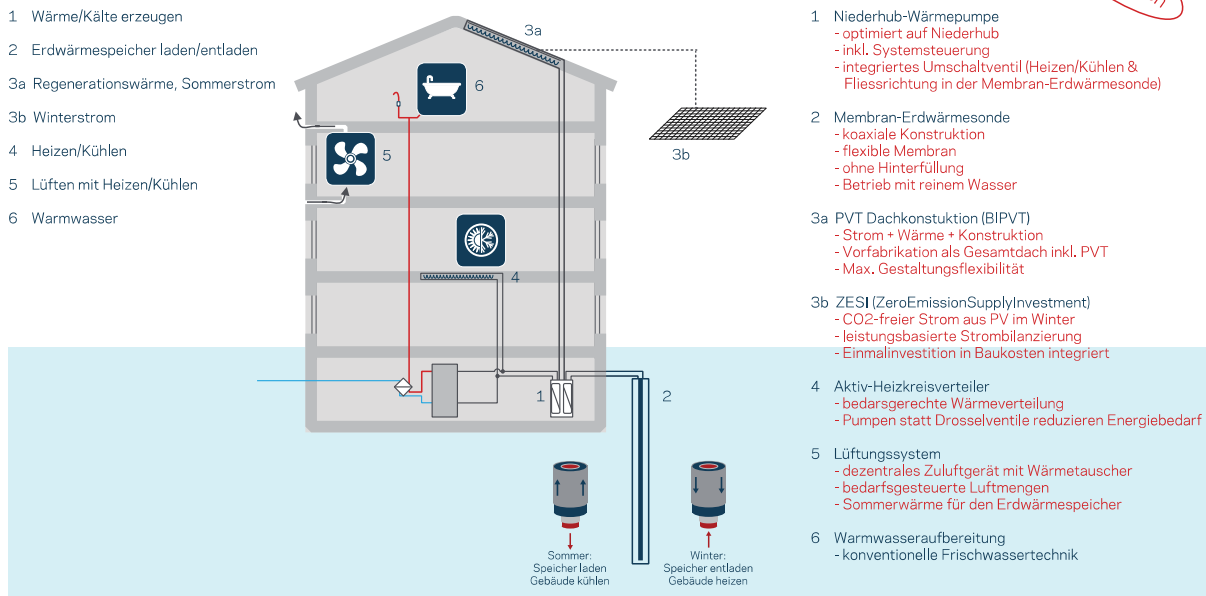


Abbildung 39 – Zeleganz: Das ganzheitliche System für den emissionsfreien Gebäudebetrieb (Quelle: Niklaus Haller, BS2).

Moderne Wärmepumpen-Systeme wie Zeleganz von BS2 (Abbildung 39) decken sämtliche thermischen Funktionen des Gebäudebetriebs ab. Mit einer Niederhub-Wärmepumpe, die optimal auf die tiefe Membran-Erdwärmesonde und auf die niedrige Vorlauftemperatur des Abgabesystems ausgelegt ist, sind im Betrieb Leistungszahlen (COP) von mindestens 7 (Heizen im Auslegungsfall) bis hin zu 12 (Kühlen) erreichbar. Somit wird der für die Heizung und Warmwasseraufbereitung erforderliche Stromverbrauch entsprechend minimiert.

Abbildung 40 zeigt den Vergleich des Tagesenergiebedarfs zwischen Zeleganz-System und einer Aussenluft-Wärmepumpe im Jahresverlauf für Heizung und Warmwasseraufbereitung. Beide Systeme haben eine max. thermische Wärmepumpen-Leistung von 20 kW_{th}. Im Winter ist der COP und der Strombedarf von Zeleganz im direkten Vergleich ca. 2.7mal tiefer.

Dank der deutlich höheren, erreichbaren Leistungszahlen wird neben der direkten Einsparung des Stromverbrauchs indirekt auch ein wichtiger Beitrag zur Reduktion von Leistungsengpässen auf den untersten Stromnetzebenen ermöglicht.

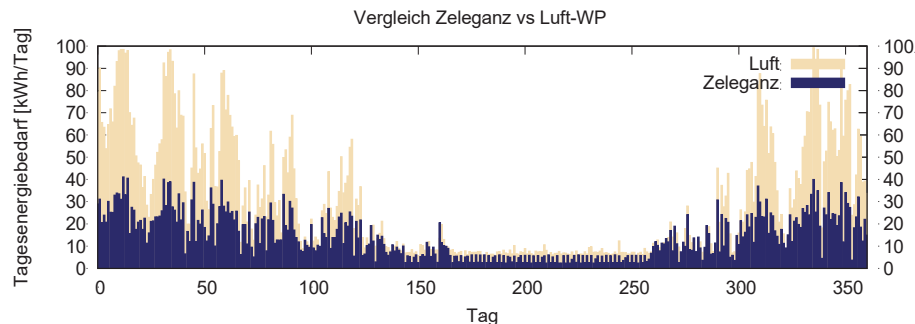


Abbildung 40 – Vergleich des Tagesenergiebedarfs im Jahresverlauf zwischen *Zeleganz*-System und einer Aussenluft-Wärmepumpe für Heizung und Warmwasseraufbereitung.

Darüber hinaus bietet Zeleganz dank der Ausweitung der Systemgrenzen und einer dynamischen Steuerung Opportunities für das Lastmanagement:

- **Saisonale Wärmespeicherung**
Rund 86% der Wärmeenergie werden im Boden lokal und saisonal gespeichert. Im Sommer wird der Speicher passiv oder aktiv über die Wärmepumpe regeneriert. Die Wärme stammt aus der Gebäudekühlung, PVT-Hybridkollektoren oder Prozessabwärme. Eine 450 m tiefe Sonde aktiviert eine Speicherkapazität von ca. 33 MWh.
- **Tag-Nacht-Ausgleich**
Dies wird durch die Aktivierung der Gebäudemasse über die Bodenheizung, vor allem im Sommer, realisiert. Die Speicherkapazität ist dabei durch Komfortanforderungen limitiert.
- **Kurzzeitiger Ausgleich**
Interessanter ist die kurzfristige Erhöhung der Temperatur in der Membran-Erdwärmesonde. Ein Warmwasserspeicher eines Mehrfamilienhauses fasst ca. 1000l. Demgegenüber fasst die Membran-Erdwärmesonde 5000l Wasser, welches kurzfristig auf bis zu 50°C erhöht werden kann (thermische Speicherkapazität ca. 700 kWh).

Das Lastmanagementpotential betrachtet primär die thermischen Lasten wie Wärmepumpen, Boiler etc. Bei effizienten WP-Systemen macht der Bedarf für die Heizung und Warmwasseraufbereitung jedoch einen relativ kleinen Anteil am Gesamtstrombedarf eines Gebäudes aus.

Denkbar ist es, den gesamten Hausverbrauch mit Hilfe einer elektrischen Batterie als ansteuerbare Last sowie die lokale Stromproduktion in Betracht ziehen. Dadurch entsteht die Möglichkeit, den elektrischen Teil mit dem thermischen Gebäudeteil zu verbinden und zu nutzen, respektive das Zusammenspiel zwischen der Wärmepumpe, eines lokalen Photovoltaisch-Thermischen Kollektors (PVT-Anlage), der Gebäudelast und der Batterie zu optimieren und den resultierenden, ansteuerbaren Verbrauch als Lastmanagementdienst anbieten zu können. In diesem Konzept könnte die Gebäudetechnik neben der Optimierung des PV-Eigenverbrauchs auch Lastmanagement anbieten.

Ökonomische Analyse

6 Ökonomische Analyse

6.1 Vergütung von Speichieranwendungen

In der Vergangenheit galt, dass eine schnellere Leistungsbereitstellung über den Jahresverlauf durchschnittlich höhere Erlöse ermöglichte als langsamere Leistungsbereitstellung. Somit war für Speicherbetreiber die Erbringung *schnellerer Primärregelleistung* (PRL) bisher attraktiver als die Erbringung langsamerer Sekundärregelleistung (SRL).

Allerdings kann Primärregelleistung zunehmend grenzüberschreitend und europaweit angeboten und bezogen werden. Im Gegensatz hierzu kann Sekundärregelleistung aus technischen Gründen nur innerhalb desselben Netzgebiets (Regelzone) erbracht werden. Durch den dadurch resultierenden höheren Preisdruck am PRL-Markt im Gegensatz zum SRL-Markt, ist die Bereitstellung von SRL zumindest saisonal attraktiver geworden (Abbildung 41).

Andererseits steigen die Anforderungen an die vorhandene Energiekapazität bei der Sekundärregelung und dadurch auch die damit verbundenen Investitions- und Betriebskosten dezentraler Speicher. Dies ergibt daher ein gemischtes Bild bei der ökonomischen Bewertung von PRL/SRL-Bereitstellung durch dezentrale Energiespeicher wie Batterien und Lastmanagement (Tabelle 6). Energiearbitrage und insbesondere PV-Eigenverbrauch können im Fall des Lastmanagements allerdings heute durchaus schon profitabel sein bzw. es im Fall von Batteriespeichern bei weiter fallenden Batteriekosten demnächst werden.

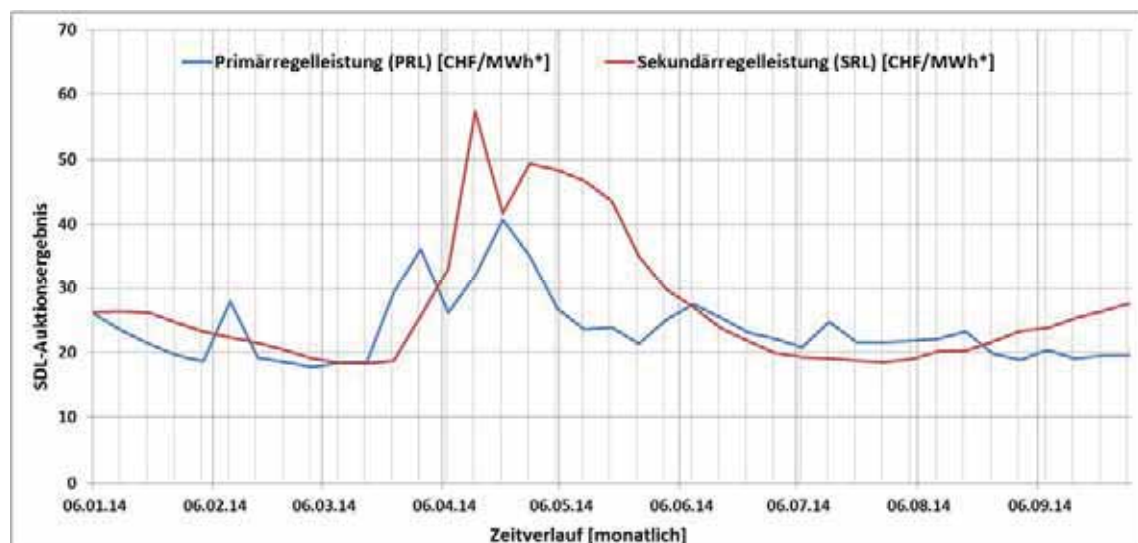


Abbildung 41 – Zahlungen für Systemdienstleistungen (SDL) (durchschnittliche Wochen-Preise, Jahr 2014).

(Quelle: swissgrid, eigene Darstellung)

Tabelle 6 – Ökonomische Bewertung des Energiespeicher-Einsatzes im Verteilnetz (Schweiz, Jahr 2016)

Anwendungen	Batterie NE7	Batterie NE5	Lastmanagement NE7	Lastmanagement NE5
Primärfrequenzreserve	+	++	0	+
Sekundärfrequenzreserve	0	+	+	+
Energiearbitrage	0	0	+	++
PV-Eigenverbrauch	0	0	0/+	0
saisonale Energiespeicherung	-	-	- / 0*	- / 0*

(++ sehr profitabel, + profitabel, 0 heute noch nicht profitabel, - nicht möglich)

*) möglich falls saisonale, thermische Speicher vorhanden

Vergleich der Profitabilität von Batterien für den Systemdienstleistungseinsatz in Europa und USA

Die **Ausgestaltung von Systemdienstleistungsmärkten (SDL-Märkten)** spielt eine entscheidende Rolle für die **Profitabilität von dezentralen Energiespeichern**. Aufgrund der von Netzgebiet zu Netzgebiet anderen Bewertung ergeben sich grosse nationale, aber auch regionale Unterschiede: **Im Gebiet des Netzbetreibers PJM (Pennsylvania-Jersey-Maryland)** im Nordosten der Vereinigten Staaten wird die Zurverfügungstellung schneller Sekundärfrequenzregelleistung (SRL) mit einem Bonussystem (Pay-for-Performance) vergütet. **Die Bereitstellung von schneller(er) Leistungsreserve, sprich einer höheren Flexibilität, die dem Systembetrieb und der Systemstabilität zu Gute kommt, wird auch entsprechend höher vergütet.**

Dadurch können Batteriesysteme im Systemdienstleistungsmarkt des PJM-Netzgebiets in den USA **deutlich profitabler betrieben und amortisiert werden als derzeit im kontinentaleuropäischen Netzgebiet**. Zurzeit wird die Einführung ähnlicher Bonussysteme in den SDL-Märkten anderer US-amerikanischer Netzbetreiber in Kalifornien (CAISO) und Texas (ERCOT) geprüft. Abbildung 42 zeigt das Profitpotenzial anhand eines Vergleichs des erreichbaren Kapitalwerts (net present value) zwischen den SDL-Märkten im Nordosten der USA (PJM) und in Deutschland. Während ein Batteriesystem im PJM-Markt nach drei Jahren seine Investitionskosten einspielen kann, bräuchte ein anderweitig identisches Batteriesystem im deutschen SDL-Markt für Primärregelleistung mehr als 20 Jahre. **Zum Zeitpunkt der Studie (2013) waren die USA im Vergleich zu Kontinentaleuropa der deutlich profitablere SDL-Markt für Grossbatterien.** Durch seitdem weiter gefallene Investitionskosten hat sich heute (2016) die Profitabilität von Batteriesystemen für den SDL-Einsatz in Europa deutlich verbessert.

Eine Anpassung der Systemdienstleistungsstrukturen ist auch in Europa denkbar. So könnte ein **sehr schnelles SDL-Reserveprodukt** definiert werden, **das die technischen Vorteile von Batteriesystemen zur Geltung bringt** (Bereitstellung von synthetischer Rotations-/Frequenzträgheit und sehr schnelle Primärfrequenzregelung mit geringem Regelenenergieanteil), ein weiteres **schnelles SDL-Reserveprodukt, das die technischen Vorteile von Wasserkraftwerken ausnutzt** (Bereitstellung von schneller Primärfrequenzregelung bei mittlerem Regelenenergieanteil), und ein **langsames SDL-Reserveprodukt, das der Sekundärfrequenzregelung (SRL) in Kontinentaleuropa entspricht.**

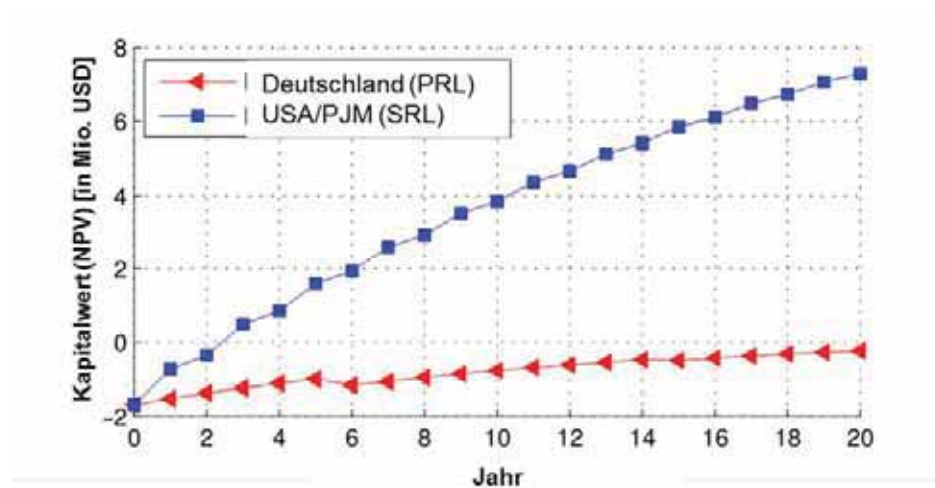


Abbildung 42 – Kapitalwertanalyse (Net-Present-Value, NPV) über 20 Jahre eines 1MW/0.6MWh-e Batteriesystems, das Systemdienstleistungen in Deutschland (Primärregelleistung) oder in den USA (schnelle Sekundärregelleistung, RegD) anbietet: Bei heutigen Preisen sind die USA der deutlich profitablere SDL-Markt für Batterien [Quelle: ABB/ETH PSL].

6.2 Ökonomie von Flexibilitätsbereitstellung

Die Vergütung von Systemdienstleistungen (SDL), als klassischem Fall der Flexibilitätsbereitstellung, basiert traditionell zum Grossteil auf der Zahlung für die bereitgestellte Regelleistung, während die gelieferte Regelenergie selbst nur kleine Deckungsbeiträge erwirtschaftet.

Das bis dato lukrativste SDL-Produkt, Primärregelleistung (PRL), benötigt fast keine Netto-Energie-lieferung, selbst Sekundärregelleistung (SRL) benötigt keine allzu grosse Netto-Energie-lieferung.

Im Gegensatz hierzu wird der Gesamtpreis eines Batteriespeichersystems zuallererst durch die verfügbare Energiekapazität – sprich die Anzahl der Batteriezellen – bestimmt, während die Leistungskapazität des Batteriegleichrichters nur eine untergeordnete Kostenkomponente darstellt.

Das wirtschaftliche Optimum aus Sicht eines Speicherbetreibers liegt also in der Bereitstellung möglichst grosser Leistungskapazität bei gleichzeitig möglichst geringen Anforderungen an die – tatsächlich oder auch schlicht formal – benötigte Energiekapazität des Speichersystems.

In den letzten Jahren hat eine sehr dynamische Entwicklung bei den Batteriekosten sowie den erreichbaren Batterie-Lebensdauern gemessen in Ladezyklen (cycle life times) eingesetzt. Dieser Trend wird z.B. von der Internationalen Energieagentur (IEA) auch für die kommenden Jahre fortgeschrieben (Abbildung 43 – Entwicklung von Batterie-Investitionskosten und erreichbaren Speicherzyklen (2008-18), IEA [3]). Es sind daher weiterhin grosse Kostenreduktionen bei Li-Ionen-Batteriesystemen und verwandten oder neuen Speichertechnologien annehmbar.

Mit sinkenden Batterieinvestitionskosten werden auch die Kosten für die Flexibilitätsbereitstellung für SDL-Produkte durch Batteriespeicher quasi linear mitsinken.

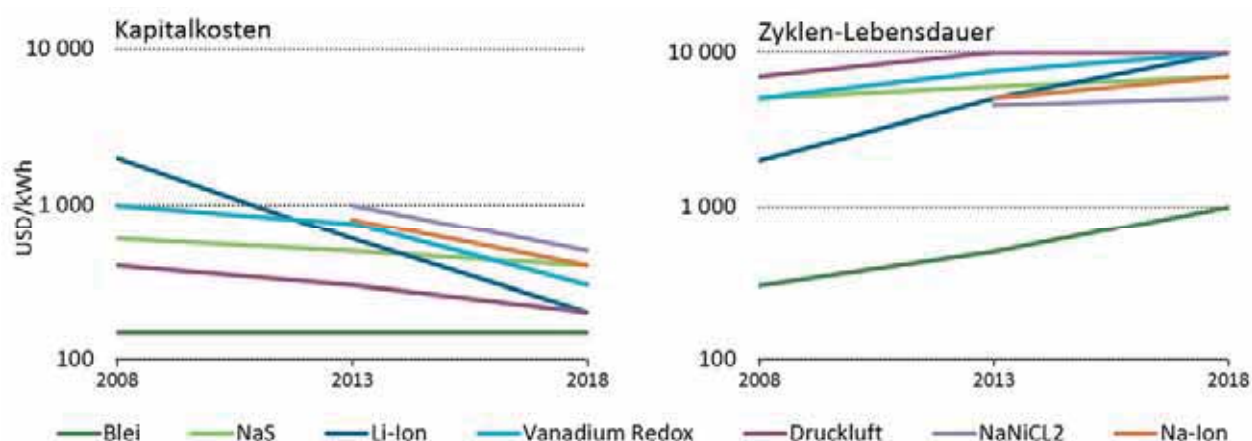


Abbildung 43 – Entwicklung von Batterie-Investitionskosten und erreichbaren Speicherzyklen (2008-18), IEA [3].

Traditionell ist die Flexibilitätsbereitstellung vor allem durch konventionelle Kraftwerke ein schlichtes **Nebenprodukt der eigentlichen Stromproduktion gewesen** – bereitgestellt durch die leichte Modu-
lierung der Stromproduktion um die geplante Produktionsleistung des Kraftwerks (Arbeitspunkt im Teillastbetrieb).

Je mehr allerdings die Strommarktpreise (Spotpreis) fallen, desto häufiger kommen Kraftwerksbetreiber in die Situation, dass die eigentliche Stromproduktion zeitweise nicht mehr rentiert. Falls ein Kraftwerksbetreiber sich vorgängig verpflichtet hat, Regelleistung bereitzustellen, entstehen in diesem Fall für den **Kraftwerksbetreiber mit fallendem Spotmarktpreis aufgrund der anfallenden Grundlaststromproduktion schnell steigende Opportunitätskosten für die SDL-Bereitstellung**. Dies ist der Fall, sobald das Spotmarktpreis-Niveau unter den Stromgestehungskosten des Kraftwerks im Teillastbetrieb fällt. Analog hierzu entstehen ebenso bei hohen Spotmarktpreisen Opportunitätskosten, da wegen der Vorhaltung von Reserveleistung das Kraftwerk nicht im Volllastbetrieb gefahren werden kann, also effektiv eine geringere Stromproduktion anfällt als anderweitig möglich wäre. Dies resultiert in Opportunitätskosten durch entgangene Spotmarkt-Einnahmen (Abbildung 44).

Durch die schnell steigenden Kraftwerksoportunitätskosten sowohl bei niedrigen als auch hohen Spotmarktpreisen, ergibt sich ein relativ enges Spotmarktpreisband, innerhalb dem die SDL-Bereitstellung für einen Kraftwerksbetreiber lukrativ ist.

Bedingt durch die in den letzten Jahren gefallen Strommarktpreise steigen gleichzeitig für konventionelle Kraftwerke als auch für PSKW die Opportunitätskosten der Bereitstellung von Regelleistungsprodukten merklich an.

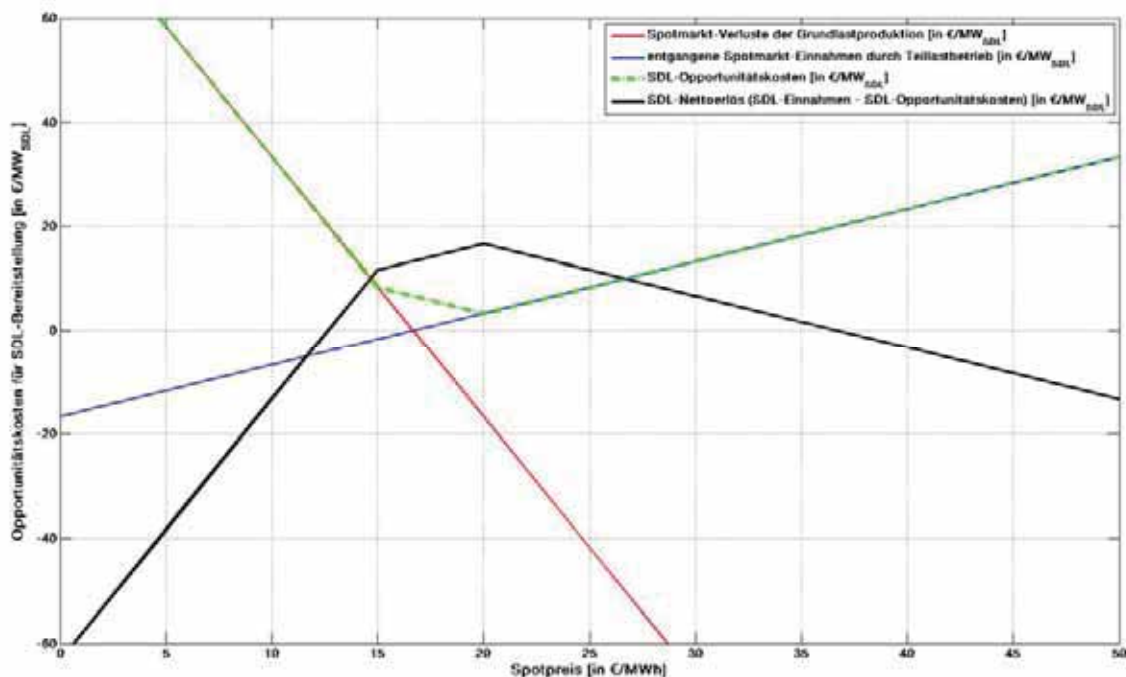


Abbildung 44 – Illustrative Darstellung der Opportunitätskosten der SDL-Bereitstellung [in EUR pro MW durch das Kraftwerk reservierte Regelreserve] in Abhängigkeit vom Spotpreis [in EUR/MWh]. SDL-Bereitstellung ist in diesem Beispielfall (PRL-Preis von 20€/MW) nur für das Spotpreisband von circa 12–38 EUR/MWh rentabel (eigene Darstellung).

Im Gegensatz zu Kraftwerksbetreibern ist für Batteriespeicherbetreiber die Bereitstellung von Regelreserven das Hauptprodukt. Die tendenziell sinkenden Gestehungskosten der SDL-Bereitstellung durch Batteriespeicher bei gleichzeitig tendenziell steigenden Gestehungskosten der SDL-Bereitstellung durch konventionelle Kraftwerke und Grossspeicher, aufgrund fallender Spotmarktpreise, kann mittelfristig zu einem regelrechten Paradigmenwandel in den SDL-Märkten führen.

SDL-Produkte sind statt eines Nebenproduktes der Stromproduktion konventioneller Kraftwerke nun das Hauptprodukt (und Hauptprofitquelle), während die Stromproduktion bei niedrigen Spotmarktpreisen zu einem potenziell teuren Nebenprodukt (bzw. Kostenfaktor) wird.

Batteriespeichersysteme profitieren in dieser Situation davon, dass sie dank der Entkopplung von Regelleistungsbereitstellung und Energieproduktion für die SDL-Bereitstellung keine Stromproduktion im eigentlichen Sinne benötigen.

Alle anderen Kraftwerks- und Speichertechnologien müssen mit den möglichen ökonomischen Nachteilen der Kopplung aus Regelreservebereitstellung und Stromproduktion, respektive Stromverbrauch im Fall des Lastmanagements, umgehen.

Ein elementarer Vorteil von Batteriespeichersystemen besteht darin, dass ein Angebot von Regelleistung oder Systemdienstleistungen (SDL) unabhängig von Energieproduktion ist — und damit unabhängig von aktuellen Spotmarktpreisen. Kraftwerke hingegen müssen eine Mindestleistung produzieren, um im Bedarfsfall ihre elektrische Leistung sowohl erhöhen als auch reduzieren zu können. Die Regelleistungsangebote sind damit indirekt abhängig vom erwarteten Ertrag in den Spotmarktauktionen.

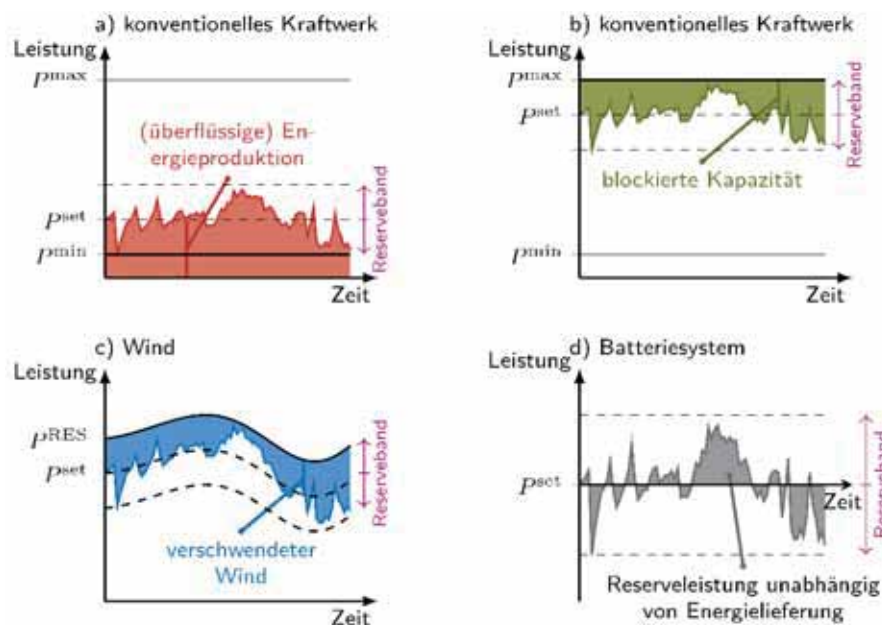


Abbildung 45 – Regelleistungsbereitstellung durch verschiedene Anlagentypen mit unterschiedlichen Einschränkungen

[8]: p_{max} : maximale Leistung, p_{min} : minimale Leistung, p_{set} : Arbeitspunkt, p_{RES} : verfügbare erneuerbare

a) konv. Kraftwerk (überflüssige Energieproduktion), b) konv. Kraftwerk (blockierte Erzeugungskapazität), c) Windturbine (abgeregelte Stromproduktion), d) Batterieeinheit (Entkopplung von Stromproduktion und Regelreserven).

Abbildung 45 illustriert diese Entkopplung von Energieproduktion und Regelreserve:

- a) zeigt ein Kraftwerk, dass während niedriger Energiepreise am Spotmarkt unterhalb seiner marginalen Erzeugungskosten Strom produzieren muss, um Regelreserve anbieten zu können;
- b) und c) zeigen die betrieblichen Beschränkungen und indirekt auch die Opportunitätskosten, wenn die Bereitstellung von Regelreserve einen Teil der Stromproduktion – konventionell oder erneuerbar – blockiert;
- d) zeigt die von einer Batterie angebotene Regelleistung, welche vollständig ohne Energieproduktion auskommt.

Die hier aufgezeigten Zusammenhänge illustrieren gut, dass die Bereitstellung von Regelreserven bisher eher ein Nebenprodukt der Stromproduktion konventioneller Kraftwerke gewesen ist (Abbildung 45a). Im Gegensatz dazu ist beim Batteriebetrieb die Regelreserven-Bereitstellung der Hauptzweck, eine Netto-Stromproduktion findet hier nicht statt (Abbildung 45d).

6.3 Wirtschaftlichkeit von Batterien für Endkunden (Eigenverbrauchsfall)

Batteriesysteme für Endverbraucher werden im Rahmen von Eigenverbrauchsregeln vermehrt diskutiert. Sind die Energiebezugpreise höher als die Vergütung für eingespeisten Strom, ist es sinnvoll, selbst produzierten Strom lokal zu nutzen. Ein Teil der Einsparungen kommt dann allerdings von vermiedenen Netznutzungskosten, wie in Abschnitt 2.4 beschrieben. Dies ist aus Sicht der Verteilnetzbetreiber eine Herausforderung, da die Kosten für die Netzinfrastruktur, die für alle Endkunden notwendig ist, somit nicht mehr fair zwischen den Endkunden verteilt werden. In diesem Abschnitt wird die Wirtschaftlichkeit von Batteriesystemen kurz überschlagen. Es zeigt sich schnell, dass zu aktuellen Preisen ein Batteriesystem aus rein kostentechnischer Sicht in der Schweiz heute noch nicht sinnvoll ist – in Deutschland ist dieser Punkt aufgrund der höheren Endverbraucher-Stromkosten als auch diverser Fördermechanismen für Batteriespeicher mitunter schon erreicht. Auch in der Schweiz kann der Einsatz von Hausbatterien aus verschiedenen anderen Gründen aber trotzdem interessant sein: zum Beispiel als unterbrechungsfreie Stromversorgung oder um das emotionale Bedürfnis eines PV-Anlagenbesitzers nach möglichst grosser Energie-Autonomie zu erfüllen.

Kosten pro zyklierter Kilowattstunde aus einer Batterie auf Netzebene 7 (NE7)

Zuerst werden die Kosten pro gespeicherter kWh – unter Vernachlässigung der Verluste – berechnet. Hierbei wird die Tesla PowerWall zugrunde gelegt. Zurzeit sind nur Grosshandelspreise veröffentlicht, Installationskosten mit Steuern sollten deutlich höher liegen. Ebenfalls nicht berücksichtigt wird ein Umrichter, da angenommen wird, dass der Umrichter einer allfälligen PV-Anlage mitgenutzt werden kann.

- **Beispiel – Tesla PowerWall:** 7 kWh, 5000 Zyklen
Kosten: USD 3000 (Grosshandelspreis), USD 5000 (Installationspreis, geschätzt)
Zykluskosten: 8.6 ct/kWh–14.3ct/kWh, 8.4–14 Rappen

Abbildung 46 (oben) zeigt das Net-Present-Value mit einer erwarteten Lebensdauer von (optimistischen) 5110 täglichen Zyklen (14 Jahre) und CHF 4500 Installationskosten. Ein positiver Wert bescheinigt ein gewinnbringendes Investment unter Berücksichtigung aller Einnahmen, Ausgaben und der Kapitalkosten. Alle gewinnbringenden Kombinationen von Ertrag pro kWh und Zinssatz sind grün-gelb markiert, verlustbringende sind blau-türkis. Es zeigt sich schnell, dass der benötigte Ertrag pro zyklierter kWh mit 14–18 Rappen recht hoch sein muss, selbst wenn ein niedriger Zinssatz zugrunde gelegt wird.

Sollten die Investitionskosten jedoch um 50% fallen, Abbildung 46 (unten), so wäre ein wirtschaftlicher Betrieb schon ab einem Gewinn von 10–12 Rappen pro zyklierter kWh möglich.

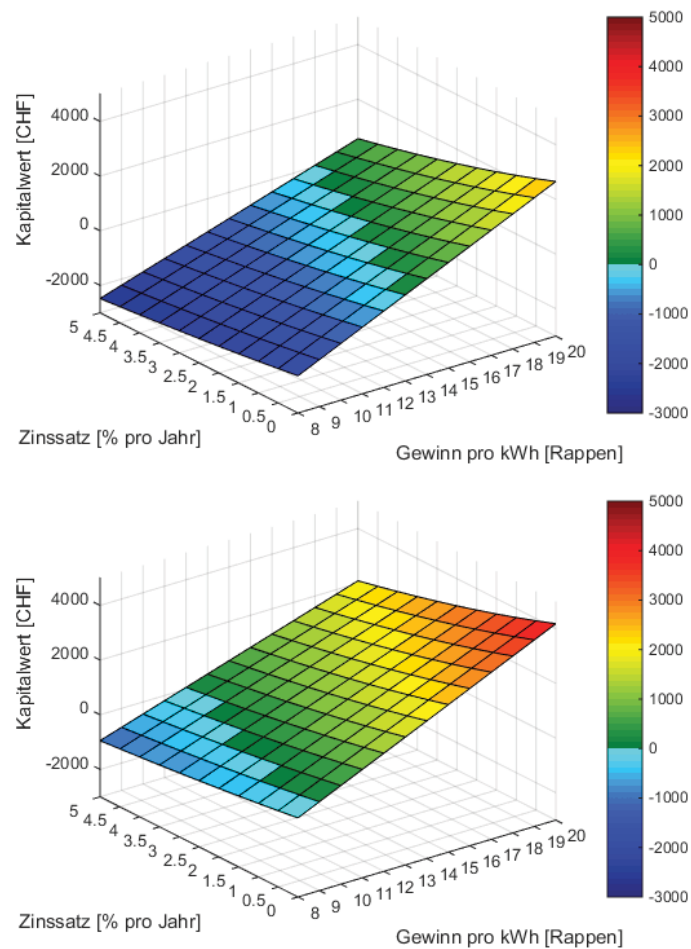


Abbildung 46 – Kapitalwert (NPV) einer Batterie in Abhängigkeit des Zinssatzes und des Ertrags pro kWh
oben: Investition von CHF 4'500, 5110 Zyklen über 14 Jahre; unten: halbe Investitionskosten; (eigene Darstellung)

Hoch-/Niedertarif-Preisunterschied

Momentan liegen die Preisunterschiede zwischen Hoch- und Niedertarif bei grossen Schweizer Verteilnetzbetreibern unterhalb der berechneten Kosten für einen wirtschaftlichen Batteriebetrieb. Die Differenz zwischen Hoch- und Niedertarif ist für einige Netzbetreiber im Folgenden gegeben:

- **Strompreis-Differenz (HT/NT):** EKZ: 8.43 Rappen; ewz: 11.62 Rappen; BKW: 9.07 Rappen
davon Energie: EKZ: 2.21; ewz: 4.75; BKW: 3.83
davon Netznutzungskosten: EKZ: 6.32 Rappen; ewz: 5.94 Rappen; BKW: 5.24 Rappen

Es zeigt sich schnell, dass die Einsparungen hauptsächlich aus den Netznutzungskosten stammen. Dies ist eine Herausforderung für Netzbetreiber: Setzen sich Batteriesysteme durch, werden die Einnahmen aus Netznutzungsgebühren entsprechend sinken. Ähnlich der Eigenverbrauchsproblematik steigen dann entweder die Netznutzungskosten für die übrigen Kunden oder es werden Tarife mit Leistungsanteil eingeführt, welche den Anreiz für die Installation eines Batteriesystems verringern. Idealerweise definiert der Netzbetreiber Tarife, die ein netzdienliches Verhalten belohnen. Dies können zeitabhängige oder sogar dynamische Tarife sein. Wenn Batteriesysteme so betrieben

werden, dass Netzausbau verschoben oder sogar ganz vermieden werden kann, dann ist auch eine entsprechende Reduzierung der Netznutzungskosten für private Batteriebesitzer gerechtfertigt.

Vergütung PV-Stromproduktion

In der Schweiz ist die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) höher als der Netzbezugspreis, daher gibt es keinen Anreiz für Eigenverbrauch. Bei Einmalvergütung gibt es einen solchen Anreiz hingegen schon. In Deutschland liegt die PV-Vergütung derzeit bei EUR 0.1231 (Stand 2016). Eine Batterie, auf heutiger Kostenbasis, kann sich also ab einem Strompreis um EUR 0.24 prinzipiell lohnen.

Sollten die Kosten für Batterien weiter fallen, kann sich auch in der Schweiz ein Batteriesystem lohnen. Allerdings kommen die Einsparungen primär aus den Netznutzungskosten, die Energiepreisspanne selbst kann auf absehbare Zeit keine Batterieinvestition rechtfertigen. Dafür müssten entweder Energiepreise deutlich volatiler oder Batterien deutlich günstiger werden.

Das heisst auch, dass Verteilnetzbetreiber über die Tarifstruktur Einfluss nehmen können auf die Verbreitung und die Nutzungsmodelle von dezentralen Speichern. Führen die Verteilnetzbetreiber Leistungspreise ein, würden Batteriesysteme eher zur Glättung von Lastspitzen als zur Steigerung des Eigenverbrauchs oder Ausnutzung des Niedertarifs eingesetzt. Für die Spitzenlastreduktion reicht womöglich eine deutlich kleinere Batterie aus, für Energiearbitrage wäre hingegen eine Batterie in der Grösse der üblicherweise überschüssigen oder zusätzlich benötigten Energiemenge interessant. In einer Untersuchung von 25 typischen Kunden zeigte sich, dass bereits eine Lastverschiebungspotenzial von 7 kWh pro Tag ausreicht, um die Leistungsspitze von 75% der Kunden um mehr als 30% zu reduzieren [9].

Perspektivisch können sich Batteriesysteme für Endkunden aufgrund der Tarifstruktur und der Einspeisevergütung lohnen. Netzbetreiber können über die Tarifstruktur sowohl auf die Wirtschaftlichkeit als auch auf die Betriebsstrategie Einfluss nehmen.

6.4 Dezentrale Speicher – Einbindung in SDL-Märkte

In den heute in Europa und Nordamerika vorherrschenden Märkten für Systemdienstleistungen (SDL) werden SDL-Erlöse hauptsächlich durch die Vorhaltung von Regelleistung und nur im geringeren Umfang für die Lieferung von Regelenergie generiert.

Die SDL-Regularien definieren hierbei die benötigten Energiekapazitäten. Gerade für Batteriesysteme ist die Energiekapazität der entscheidende Kostenfaktor. Zurzeit werden europaweit neue Regelwerke für die Einbindung von so genannten Energie-begrenzten Systemen, wie Batterien und zum Teil auch Lastmanagement, diskutiert und entwickelt.

Je nach Ausgestaltung dieser neuen SDL-Regularien, vor allem der Anforderungen im Bereich der Primärfrequenzregelung bzgl. notwendiger Energiereserven, kann daraus eine 3–6x grössere notwendige Energiekapazität für Batteriesysteme resultieren. Aus betrieblicher Sicht sind solche höheren Sicherheitsmargen speziell für Batterien im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken allerdings nicht erforderlich und würden den Einsatz von Batteriesystemen für die Bereitstellung von Primärfrequenzregelung unnötig stark verteuern – und diese Technologie damit sehr wahrscheinlich aus den SDL-Märkten verdrängen.

Die kosteneffiziente Einbindung von Batteriesystemen, aber auch von Lastmanagement in existierende SDL-Strukturen ist wichtig. SDL-Regularien sollten dabei sinnvoll weiterentwickelt werden, um möglichst niedrige Eintrittshürden für neue Speichertechnologien zu ermöglichen.

Anforderungen für Primärfrequenzregelung	Zurich 1MW BESS (heutige Strategie)	Ausgleich durch Sekundärregelung	Intra-Day Spotmarkt
Typische Nutzung	220 kWh	230 kWh	640 kWh
Typische Nutzung +/- 15 Minuten Reserve	720 kWh	730 kWh	1'140 kWh
Typische Nutzung +/- 30 Minuten Reserve	1'220 kWh	1'230 kWh	1'640 kWh

Tabelle 7 – Notwendige Batteriekapazitäten für verschiedene Anforderungen an Primärfrequenzregelung

(Quelle: M. Koller, M. González-Vaya, A. Chacko, T. Borsche, A. Ulbig, CIGRE 2016 Session)

6.5 Ausbaurkosten Verteilnetz

Die vermehrte Einspeisung von PV-Strom im Rahmen der Energiestrategie 2050 wird – zumindest an einzelnen Orten – einen Ausbau des Verteilnetzes nötig machen. In diesem Abschnitt soll beleuchtet werden, unter welchen Umständen Lastmanagement oder der Einsatz von Batteriespeichern für die Ausbauvermeidung sinnvoll sein kann.

Anrechenbarkeit von Betriebskosten (OPEX)

Verteilnetzbetreiber dürfen von den Endkunden Netznutzungskosten im Verhältnis zu den anrechenbaren Investitionen einfordern. Hierbei wird üblicherweise ein fester Zinssatz zugrunde gelegt. Zu den anrechenbaren Kosten zählen jedoch meist nur Investitionen in physische Netzelemente wie Leitungen und Transformatoren (CAPEX), laufende Betriebskosten (OPEX) können nicht anrechnet werden. Kann ein Netzbetreiber einen Netzausbau rechtfertigen, hat er also einen Anreiz diesen auch zu beantragen. Eine Vermeidung von Netzausbau durch intelligente Netzregelungskonzepte, die primär Betriebskosten und kaum Investitionskosten verursacht, wird nicht inhärent gefördert.

Gerade bei Netzausbau, der durch PV-Leistungsspitzen getrieben wird, sind intelligente Lösungen wie das gezielte Abregeln von PV-Spitzen durchaus wirtschaftlich, da oft nur eine kleine Menge an Energie verschoben werden muss, um die Netzengpässe zu lösen.

Abbildung 47 zeigt eine Beispielrechnung für ein Schweizer Verteilnetz. Hier wurden Warmwasserboiler von den Nachtstunden hin zu Zeiten übermässiger PV-Produktion verschoben. Dadurch konnte die Menge an PV-Produktion deutlich erhöht werden, ohne dass Spannungsgrenzen verletzt wurden. Allerdings führt das Laden der Boiler zu teuren Tagesstunden zu einer Erhöhung der Energiebezugskosten. Die marginalen Kosten betragen etwa EUR 20 pro verschobener MWh PV-Strom. Die in diesem Verteilnetzstrang entstehenden Kosten hängen sehr von der Menge an produziertem PV-Strom ab. Nimmt man eine Durchdringung von 60% an, so liegen die zusätzlichen Energiekosten bei lediglich etwa EUR 300 pro Jahr. Nicht einbezogen sind hier die Kapitalkosten für die Installation eines solchen Lastmanagementsystems. Idealerweise kann dafür aber die SmartMeter-Infrastruktur mitgenutzt werden.

Vergleicht man dies mit einer Investition in konventionellen Netzausbau, so dürfte der Netzausbau bei einem Zinssatz von 4.5% nicht mehr als etwa EUR 6700 plus die Kosten für eine intelligente Lösung betragen, da sonst die Zinszahlung auf die Investition höher ist als die Kosten für Lastmanagement.

Wählt man als Lösung dezentrale Batteriesysteme mit marginalen Kosten von EUR 140 pro verschobener MWh PV-Strom, so ergeben sich etwa siebenmal höhere Kosten als für Lastmanagement. Allerdings können die Batteriesysteme bedarfsgemäss installiert werden und an Tagen, an denen sie nicht für PV-Integration genutzt werden, anderweitig profitabel vermarktet werden – zum Beispiel als Teil eines Regelleistungspools. Batterien stellen also die deutlich flexiblere, aber im Vergleich zu Lastmanagement auch teurere Lösung dar.

Speicherlösungen werden vor allem in entlegenen Gebieten und an den Rändern von Verteilnetzen wirtschaftlich interessant, da hier die Kosten für den Netzausbau pro gelieferter kWh Strom am höchsten sind. Mittelfristig ist es denkbar, dass alleinstehende Höfe und entfernte Gemeinden kostengünstiger durch ein lokales Microgrid mit Speicher versorgt werden können als durch einen aufwendigen Netzausbau.

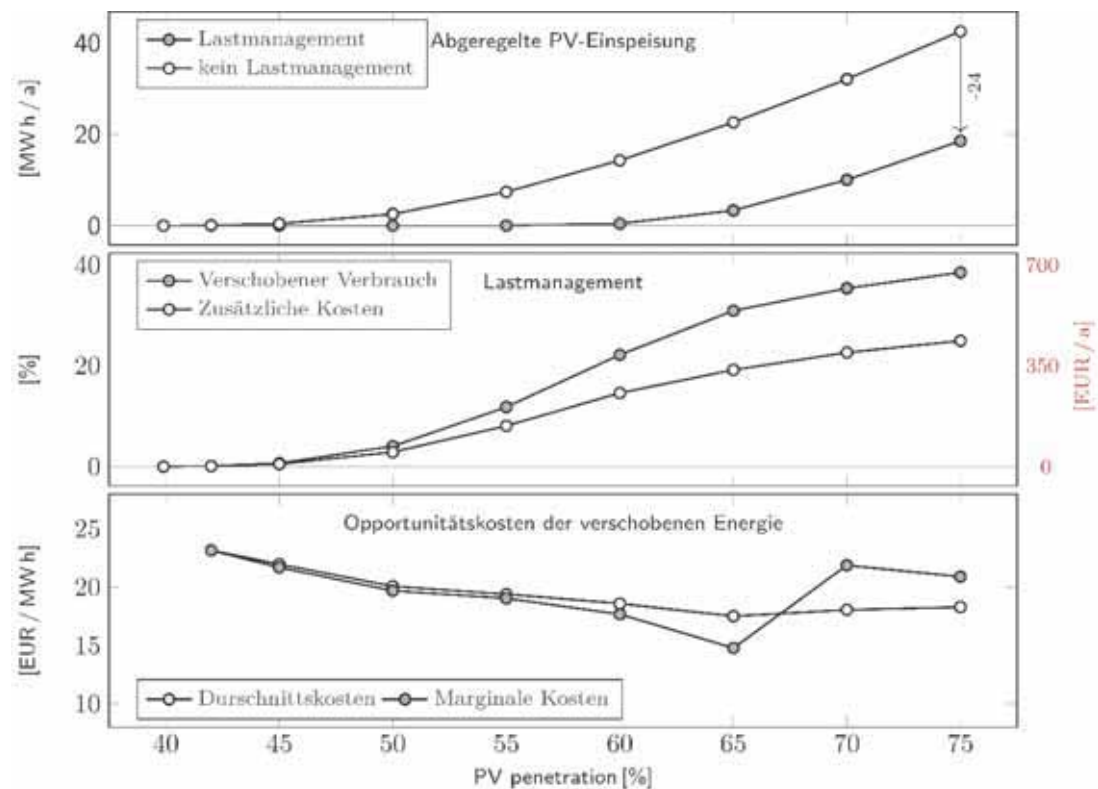


Abbildung 47 – Kosten für PV Integration mit Lastmanagement beispielhaft für ein Schweizer Verteilnetz [Li2014], eigene Darstellung.

Oben: Nicht nutzbare PV Produktion mit/ohne Lastmanagement.

Mitte: Erhöhung der Energiekosten am Spotmarkt, da Warmwasserboiler zu teuren Stunden geladen werden.

Unten: Opportunitätskosten, die durch das Laden zu Hochtarifzeiten am Spotmarkt entstehen.

7 Kernaussagen & Zusammenfassung

7.1 Speicher bei Endkunden

1. Motivation für dezentrale Energiespeicher

Endkunden installieren Batteriespeicher primär, um den Eigenverbrauch der Stromproduktion aus der eigenen PV-Anlage zu steigern, entweder weil es aufgrund der Vermeidung von Netznutzungsgebühren und Abgaben wirtschaftlich ist oder weil sie das Bedürfnis haben, möglichst viel des selbst produzierten PV-Stroms auch selbst zu nutzen.

Eine Speichersteuerung, die den PV-Eigenverbrauch *maximiert*, ist aber *nicht per se netzdienlich* und kann bei gleichzeitigem Betrieb vieler ähnlich dimensionierter Speicher in einem Netzbereich das Verteilnetz sogar zusätzlich belasten.

Bei Beibehaltung der aktuellen energiebezogenen Netztarife kann sich dadurch eine negative Kostenspirale ergeben, welche die Netznutzungsgebühren immer weiter ansteigen lässt: Vermeiden einige Kunden Netzgebühren durch die Installation von Batteriesystemen, so steigen die Gebühren für die übrigen Kunden. Diese haben nun einen grösseren Anreiz, ebenfalls in einen Batteriespeicher zu investieren, was wiederum zu weiter steigenden Netznutzungsgebühren führt (engl. *utility death spiral*). Vermiedene Netzentgelte auf Endkundenseite stehen dann zumindest gleichbleibenden Netzinfrastrukturkosten auf Netzbetreiberseite gegenüber.

Dezentrale Speicher können diese Problematik, die schon durch PV-Anlagen an sich aufgeworfen wird, noch weiter verstärken. Den Netzbetreibern stehen verschiedene Optionen zur Gestaltung der Netznutzungstarife zur Verfügung, um diese Herausforderung zu lösen – insbesondere Endkunden-Stromtarife mit einem Leistungsanteil oder dynamische Netznutzungstarife, die einen Anreiz zur Netzdienlichkeit von dezentralen Speichersystemen schaffen.

Werden Batteriesysteme von Endkunden netzdienlich eingesetzt, steht ein grosses Flexibilitätspotential zur Verfügung, das dazu beitragen kann, dezentrale, erneuerbare Stromproduktion im Verteilnetz ohne zusätzlichen Netzausbau einzubinden.

2. Lastmanagement im Netzbetrieb äquivalent zu Batteriespeichern

Der in vielen Studien sichtbare Diskussionsfokus auf Batteriesysteme schränkt den Blick zu stark ein, da Lastmanagement zur aktiven Steuerung von thermischen Haushaltslasten wie Wärmepumpen und Wasserboilern schon *da* ist und auf mittlere Sicht auch noch wichtiger sein wird. Die in der Schweiz installierte Leistung von Wärmepumpen liegt im Gigawatt-Bereich, die installierte Leistung aller netzgebundenen Batteriesysteme erst im niedrigen Megawatt-Bereich, also noch ca. 100 Mal niedriger, wenn auch schnell zunehmend. Die Speicherdauer und Energiemengen die mit Lastmanagement verschoben werden können sind jedoch ebenfalls begrenzt.

Lastmanagement ist also auf lange Sicht eine relevante und wichtige Quelle für die Bereitstellung von dezentraler Speicherkapazität und für Flexibilität im Netzbetrieb.

7.2 Speichieranwendungen

3. Welche Speichertechnologie für welche Netzanschlussebene?

Moderne Pumpspeicher (PSKW) und Batteriesysteme erreichen ähnlich hohe Wirkungsgrade von ca. 80–90% (Vollzyklus). Bedingt durch die jeweilige Netzanschlussebene der Speichertechnologien, Pumpspeicher auf Höchstspannungsebene (Netzebene 1) und dezentrale Energiespeicher auf Niederspannungsebene (Netzebene 7), als auch aus Sicht der Energieeffizienz, eine wesentliche Zielstellung der Energiestrategie 2050, ergeben sich so unterschiedliche Anwendungsfälle:

- Im Fall der Zwischenspeicherung von Strom-Import/Export auf der Höchstspannungsebene (Netzebene 1) durch Pumpspeicher sind die typischen Netzverluste mit ca. 2–4% sehr gering.
- Im Fall der Zwischenspeicherung von PV-Stromproduktion sind die Netzverluste
 - bei zentralen Speichersystemen aufgrund der langen Stromtransport- und Umwandlungskette mit ca. 15–22% **sehr hoch** während
 - bei dezentralen Speichersystemen diese entweder **vernachlässigbar (≈0%, gleiches Haus)** oder doch zumindest sehr klein (2-6%, Quartierspeicher) sind.

4. Vergleich Kostenstruktur Pumpspeicher – Batterien / Lastmanagement

Aufgrund der zurzeit sehr dynamischen Entwicklung im Bereich der Batterietechnologien, ihrer technischen Fähigkeiten und der Kosten kann ein ökonomischer Vergleich nur eine grobe Momentaufnahme sein. Die Kosten für verfügbare Leistungskapazität sind für beide Speichertechnologien heute schon in etwa vergleichbar (in Kosten pro MW_e). Die Batterieleistung wird aufgrund der anhaltenden Kostendegression mittelfristig wohl sogar billiger als PSKW-Leistungskapazität werden. Bei der verfügbaren Energiekapazität gibt es einen sehr deutlichen Kostenvorteil des PSKW (in Kosten pro MWh_e). Die Energiespeicherkapazität eines PSKW ist in diesem Vergleichsfall ca. 80 Mal billiger als die Energiekapazität einer Grossbatterie. Lastmanagement stellt relativ viel Leistung relativ günstig zur Verfügung, die Energiekapazität und Speicherdauer sind aber im Vergleich zu Pumpspeichersystemen klar begrenzt.

Interessante Synergien ergeben sich, wenn die schnelle Leistungskapazität von Batterie- und Lastmanagementsystemen mit der grossen Energiekapazität von Pumpspeichern kombiniert wird.

5. Anwendungsfälle für dezentrale Speicher

Die Anwendungsfälle für dezentrale Speicher, wie Batteriespeicher und Lastmanagement, sind vielfältig. Sie reichen von der Vermeidung von andernfalls notwendigem Verteilnetzausbau (Verringerung von Netzbelastung) bis hin zur aktiven Einbindung der auf Endverbraucher-Seite verfügbaren Flexibilität in den Netzbetrieb (Prosumer-Thematik).

Aus technischer Sicht eignen sich dezentrale Speicher besonders für den schnellen Leistungsausgleich, wie er für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen (SDL) benötigt wird, und für die Lösung lokaler Netzengpässe wie Spannungsregelung, Peak-Reduktion und PV-Integration. Bei globa-

leren Aufgaben wie grossräumige Energiearbitrage und saisonale Energiespeicherung werden aufgrund ihrer technischen Vorteile weiterhin die Grossspeicher, sprich saisonale Speicherseen und Pumpspeicher, dominieren.

6. Bereitstellung von Systemdienstleistungen (SDL) durch dezentrale Batteriespeicher

Batteriesysteme sind technisch ideal geeignet für die Bereitstellung von schneller Regelleistung, vor allem für

- Primärregelleistung – Bezahlung für schnelle *Regelleistung* bei geringem Bedarf an *Regelenergie* und damit auch Energiekapazität und
- mit Abstrichen auch für Sekundärregelleistung – Bezahlung für schnelle *Regelleistung* bei höherem Bedarf an *Regelenergie* und damit auch Energiekapazität

Gleiches gilt bei entsprechender Kommunikationsanbindung auch für Lastmanagementsysteme.

Existierende SDL-Regularien müssen für eine optimale Einbindung von Energie-begrenzten dezentralen Speichersystemen, wie Batterien und Lastmanagement, allerdings entsprechend weiterentwickelt werden. Gute Beispiele für eine solche netzregulatorische Weiterentwicklung kann man heute schon in den USA sehen und bewerten.

7.3 Geschäftsmodelle für Speicher

7. Wirtschaftlichkeit von Batterien und Lastmanagement

Obwohl in den nächsten Jahren mit einer weiteren Reduktion bei den Kosten für Batteriezellen gerechnet werden kann, hat dies aus heutiger Sicht nur eingeschränkt Einfluss auf Preise für Batteriesysteme. Insbesondere bei industriellen Batteriesystemen im Megawatt-Bereich fällt bereits heute ein Grossteil der Beschaffungskosten für Umrichter, Kühlung und den notwendigen Anschlusstransformator an.

Bei Batteriesystemen für den Eigenverbrauch ist hingegen mit einer grösseren Kostensenkung zu rechnen: im Idealfall kann der Umrichter der PV-Anlage auch für den Anschluss der Batterie genutzt werden. Ein eigener Transformator ist nicht nötig, sodass eine Degression in den Speicherzellenkosten einen deutlich grösseren Einfluss auf den Systempreis hat.

Die Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Batteriesystemen und Lastmanagement hängt stark vom Anwendungsfall und damit vom jeweiligen Besitzer ab:

- Für Netzbetreiber ist ein Batterieeinsatz zur Reduktion von Peak-Last oder Peak-Erzeugung dann wirtschaftlich, wenn ein konventioneller Netzausbau nicht möglich oder sehr teuer wäre. Je geringer die Lastdichte in einer Netzregion ist (hohe Netzkosten pro Kunde), desto attraktiver sind Batterien aus Sicht des Netzbetreibers als Alternative zum konventionellen Netzausbau.

- Neben der Glättung von Peak-Last und Peak-Erzeugung im Verteilnetz an oft nur wenigen hundert Stunden im Jahr, bietet sich darüber hinaus die Bereitstellung von Systemdienstleistungen (Primär- und Sekundärregelung) als zusätzliche Einnahmequelle sowohl für Lastmanagement- als auch für Batteriesysteme an.
- Für Endverbraucher ist ein Batterieeinsatz zur Erhöhung des Eigenverbrauchs dann ökonomisch sinnvoll, wenn die eingesparten Stromtarifkosten die Investitionskosten des Batteriesystems übersteigen. Für Endverbraucher spielen andere Aspekte, wie der Wunsch nach einer Teil-Autonomie, allerdings oft eine wichtigere Rolle als die reine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.
- Grössere Batteriesysteme, zum Beispiel in Form von Quartierspeichern, sind aufgrund von Skaleneffekten kostengünstiger und können prinzipiell auch besser ausgelastet und mit weniger Aufwand (pro installierter Leistung) betrieben und gemanagt werden als viele kleine Hausbatteriesysteme. Die Entscheidung für Gross- oder Kleinbatteriespeicher ist schlussendlich eine Güterabwägung zwischen wirtschaftlicher Effizienz, den regulatorischen Rahmenbedingungen und Kundenwünschen wie der nach mehr Autonomie.
- Lastmanagement kann eine kostengünstige Speicheralternative sein, da flexible Verbraucher wie Wärmepumpen oder Elektroautos wegen ihres Primärnutzens installiert werden. Die zusätzlichen Kosten für eine Schalt- und Messinfrastruktur entscheiden über die Wirtschaftlichkeit.

Die ökonomische Betrachtung ist aufgrund der sich derzeit schnell ändernden Randbedingungen, wie Investitionskosten für Batterien oder Kommunikationskanäle für Lastmanagement als auch erreichbare Erlöse aus SDL-Auktionen, schwieriger und kann daher hier auch nur eine Momentaufnahme sein.

Momentan ist die Bereitstellung von Primärregelleistung, in absehbarer Zeit auch die Optimierung des PV-Eigenverbrauchs als Geschäftsmodell interessant. Die klassische Energiearbitrage und saisonale Speicherung wird durch Batteriespeicher selbst bei der heute angenommenen Kostendegression wohl eher kein relevantes Geschäftsmodell.

7.4 Einfluss von dezentralen Speichern auf den Netzausbau

8. Vermeidung von Netzausbau durch dezentrale Speicher

Der Netzausbaubedarf im Verteilnetz ist getrieben durch Lastspitzen und Erzeugungsspeaks von erneuerbaren Energien, also tendenziell kurzzeitige Netzüberlastungen in Form von Spannungsproblemen und/oder Netzelementüberlastungen. Zur Glättung solcher Belastungsspitzen eignen sich schnell reagierende Kurzzeitspeicher.

Für ein effektiveres Energiemanagement von dezentraler Stromproduktion aus erneuerbaren Energien, neuen Stromverbrauchern und Energiespeichern braucht der Verteilnetzbetrieb einen möglichst detaillierten Blick auf die Netzsituation der unteren Spannungsebenen (Netzebene 5–7).

Netztransparenz erlaubt, ein optimales netzbetriebliches Energiemanagement aller flexiblen Einheiten (Erzeuger, Verbraucher, Speicher) zu erreichen. Dafür ist allerdings auch die Steuerbarkeit dieser flexiblen Einheiten durch den Verteilnetzbetreiber oder einen dazwischen gelagerten Aggregator notwendig.

Insbesondere in Gegenden mit hohen Netzkosten können Speicher wirtschaftlich konkurrenzfähig zum konventionellen Netzausbau sein. Im Extremfall und in Kombination mit dezentraler Produktion, zum Beispiel aus erneuerbaren Energien, werden sie sogar wirtschaftlicher als ein Netzanschluss.

In einem Netzgebiet mit hoher Lastdichte (urbane Zentren) ist Netzausbau oft verhältnismässig aufwendig und damit teuer, in Stadtzentren zeitnah oft nur mit hohem Aufwand oder auch gar nicht möglich. Hier können Batteriespeicher flexibel und zeitnah als *Peakbrecher*, sprich zur Pufferung des Spitzenlastbedarfs, eingesetzt werden.

In einem Netzgebiet mit geringer Lastdichte (ländliche Gebiete) kann Netzausbau auf langen Strecken ebenfalls teuer sein. Auch hier bieten sich Batterien als *Peakbrecher*, entweder zur Pufferung der Spitzenlast oder der dezentralen Erzeugung (PV-Spitze) an.

Bei weiter sinkenden Speicherpreisen ist es durchaus denkbar, dass es in Randgebieten des Netzes fallweise gar nicht mehr zu einem Neubau beziehungsweise einem Ausbau von Netzkapazität kommt. Dies ist heutzutage bereits bei Berghütten der Fall.

8 Literatur

- [1] Bundesamt für Energie (BFE), Prognos AG, Energieperspektiven 2050, Bern, Sept. 2012.
<http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00527/index.html?lang=de>
- [2] Farid Comaty, Andreas Ulbig, Göran Andersson, ETH Zürich, Power Systems Laboratory, Ist das geplante Stromsystem der Schweiz für die Umsetzung der Energiestrategie 2050 aus technischer Sicht geeignet? (Langfassung), Im Auftrag der SATW, Zürich, Juni 2014.
<http://www.satw.ch/publikationen/stromsystem>
- [3] Internationale Energieagentur (IEA), Energy Technology Perspectives 2015, Paris, Frankreich, Juni 2015.
<http://www.iea.org/etp/etp2015/>
- [4] Bundesamt für Energie (BFE), Eicher+Pauli AG, Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien (Ausgabe 2014), Bern, Juni 2015.
http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00543/?dossier_id=00772&lang=de
- [5] Bundesamt für Energie (BFE), Elektrizitätsstatistik (Ausgabe 2014), Bern, Juni 2015.
<http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00542/00630/index.html?lang=de>
- [6] Speicher-Monitoring, RTWH Aachen.
<http://www.speichermonitoring.de/news.html>
- [7] Göran Andersson, Konstantinos Boulouchos, Lucas Bretschger, Mit Beiträgen von: Robert Boes, Fabian Brütsch, Massimo Filippini, Hansjürg Leibundgut, Marco Mazzotti, Fabrizio Noembrini, Roger Ramer, Andreas Ulbig, Energiezukunft Schweiz, ETH Zürich, November 2011.
http://www.cces.ethz.ch/energiegesprach/downloads/Energiezukunft_Schweiz_20111115.pdf
- [8] Michael Koller, Theodor Borsche, Andreas Ulbig and Göran Andersson, Review of grid applications with the Zurich 1 MW battery energy storage system, Electric Power Systems Research (EPRS), Volume 120, Pages 128–135, doi:10.1016/j.epsr.2014.06.023, März 2015.
https://www.eeh.ee.ethz.ch/uploads/tx_ethpublications/Koller_EPRS_2014.pdf
- [9] Luka Cuderman, Alternative Netznutzungstarife für Schweizer Verteilnetzbetreiber, PSL-Masterarbeit, ETH Zürich, 2014.

9 Nomenklatur

Akronym	Bedeutung
DACHCZ	Technische Empfehlung für PV-Anschlussgesuche in Deutschland, Österreich und Schweiz (DACH) sowie Tschechien (CZ)
EE	Erneuerbare Energien
EKZ	Elektrizitätswerke des Kanton Zürich
IEA	Internationale Energieagentur
JAZ	Jahresarbeitszahl
KEV	Kostendeckende Einspeisevergütung
NE	Netzebene
OECD	Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung
PRL	Primärregelleistung
PSKW	Pumpspeicherkraftwerk
PV	Photovoltaik
RONT	Regelbare Ortsnetzstation
SDL	Systemdienstleistung
SRL	Sekundärregelleistung