Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

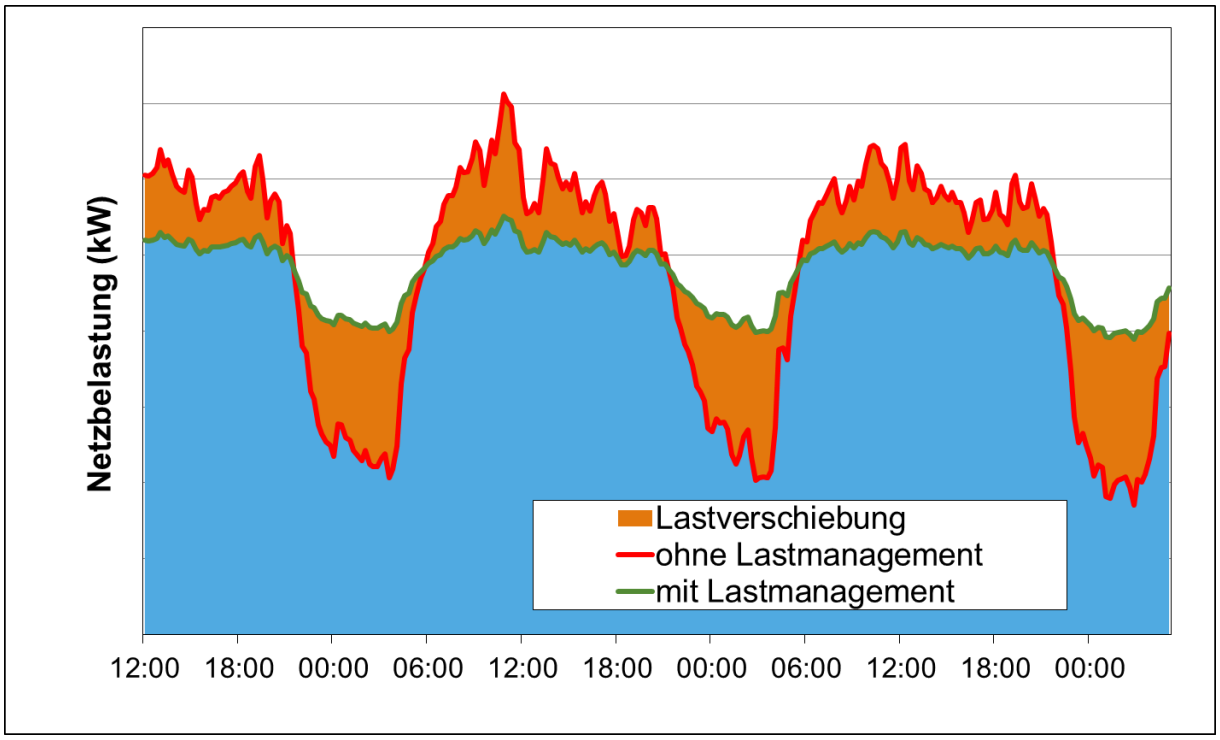
Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Cleantech

Schlussbericht vom 30. April 2019

Prosumer-Flexibilisierung (ProFlex)

Flexibilisierung von Konsumenten und Produzenten eines kleinen Verteilnetzbetreibers



© Basler & Hofmann, 2019

Datum: 30. April 2019

Ort: Suhr, Zürich

Subventionsgeberin:
Schweizerische Eidgenossenschaft, handelnd durch das
Bundesamt für Energie BFE
Pilot-, Demonstrations- und Leuchtturmprogramm
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Subventionsempfänger:
TBS Strom AG
Mühleweg 1, CH-5034 Suhr
www.tbsuhr.ch

Basler & Hofmann AG
Forchstrasse 395, CH-8032 Zürich
www.baslerhofmann.ch

Autoren:
Dr. Christof Bucher, Basler & Hofmann AG, christof.bucher@baslerhofmann.ch
Johnny Strebel, TBS Strom AG, johnny.strebel@tbsuhr.ch

BFE-Programmleitung: Yasmine Calisesi, yasmine.calisesi@bfe.admin.ch
BFE-Projektbegleitung: Walter Schlegel, walter.schlegel@bfe.admin.ch
BFE-Vertragsnummer: SI/501703-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

Bundesamt für Energie BFE
Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen; Postadresse: CH-3003 Bern
Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch

Zusammenfassung

"Boiler einschalten statt Netzausbau bei dezentraler Einspeisung!" ist ein oft gehörter Ratschlag von techno-ökonomischen Netzstudien. "Ja, wie denn?", fragt sich der kleine Verteilnetzbetreiber (VNB)

Im Projekt Prosumer-Flexibilisierung (ProFlex) werden die Möglichkeiten untersucht, welche ein kleiner VNB zur Beeinflussung des Lastprofils in seinem Versorgungsgebiet hat. Praxisnah wird dabei auf die Eigenheiten des VNB eingegangen. So hat dieser aufgrund seiner Grösse nicht die Möglichkeit von Eigenentwicklungen und muss sich auf am Markt verfügbare Produkte abstützen. Gleichzeitig betreibt er eine bestehende Infrastruktur, welche nur in kleinen Schritten auf ein neues System umgestellt werden kann. Im Projekt werden dabei vier Themenfelder identifiziert und bearbeitet:

- Prosumerseitige Sensoren und Aktoren (z. B. Smart Meter);
- Kommunikationssystem zwischen VNB und Prosumer;
- zentrales oder dezentrales Regelungssystem;
- Tarifsystem.

Die Anforderungen an diese Themenfelder werden im Projekt aufgestellt und mit am Markt verfügbaren Produkten abgeglichen. Dabei wird festgestellt, dass keine der heute verfügbaren Systemlösungen den Anforderungen aus dem Projekt gerecht wird.

Résumé

Dans le projet ProFlex, les possibilités d'un petit GRD d'influencer le profil de charge dans son réseau sont examinées. Les particularités de la GRD sont traitées de manière pratique. Un petit GRD n'a pas la possibilité de développement en interne et doit s'appuyer sur les produits disponibles sur le marché. En même temps, elle exploite une infrastructure existante, qui ne peut être convertie en un nouveau système que par petites étapes.

Les exigences d'un nouveau système sont étudiées et énumérées dans ce projet. Il est déterminé qu'aucune des solutions de système disponibles aujourd'hui ne répond aux exigences de ce projet.

Abstract

In the project ProFlex the possibilities of a small DSO to influence the load profile in its supply area are investigated. The peculiarities of the DSO are dealt with in a practical way. Due to its size, the DSO does not have the possibility of in-house system development and must rely on products available on the market. At the same time the DSO operates an existing infrastructure, which can only be converted into a new system in small steps.

The requirements to a novel system are investigated and listed in this project. It is determined that none of the system solutions available today meets the requirements found in this project.

Take-Home Messages

- Zwischen den Resultaten aus der Forschung (z. B. "Boiler zuschalten ist günstiger als Netzausbau") und dem Handlungsspielraum eines kleinen Verteilnetzbetreibers klafft eine Lücke: Heute verfügbare Systeme unterstützen die Verteilnetzbetreiber nur ungenügend bei der Umsetzung solcher Konzepte.
- Die künftige Rolle des Verteilnetzbetreibers kann noch nicht klar abgegrenzt werden.
- Heute verfügbare Systemlösungen für ein Smart Metering bieten nicht die Möglichkeit für flexible Endkundentarife. Damit kann das vielversprechende Anreizsystem zur Lastbeeinflussung nicht ohne Eigenentwicklung umgesetzt werden.
- Das heutige Tarifsystem kann mit einem Minimalaufwand flexibilisiert werden (flexible Hoch- und Niedertarifzeiten). Ein vollflexibles Tarifsystem (Time-of-Use-Tarife) wird jedoch von keiner der untersuchten Lösungen unterstützt.
- Im Gegenteil: Auf Schmalband-Powerline-Carrier (PLC) basierende Technologien können die Tarifzeiten noch weniger flexibel kommunizieren als die herkömmliche Rundsteuertechnologie.
- Alle Anbieter von Systemlösungen für Smart Grids sind in einer steilen Entwicklungsphase. Es ist davon auszugehen, dass in wenigen Jahren viele neue Produkte und/oder Funktionen verfügbar sein werden.
- Selbst bei sehr grossen Streuungen in den Netzkosten (von 1 Rp./kWh bis zu 13 Rp./kWh) sind die mit einem Batteriespeicher erzielbaren Brutto-Einsparungen für die Speicherbetreiber sehr gering.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung ... **3**

Take-Home Messages ... **4**

1. Ausgangslage ... **6**

2. Ziele des Projektes ... **7**

3. Grundlagen – Randbedingungen ... **8**

4. Bestandsaufnahme Flexibilitäten ... **9**

5. Technologienübersicht ... **10**

5.1 Anforderungen ... 10
5.1.1 Regelsystem ... 10
5.1.2 Kommunikationssystem ... 11
5.1.3 Sensoren und Aktoren ... 12
5.1.4 Tarifsystem ... 12
5.2 Lösungsansätze ... 13
5.2.1 Regelsystem ... 13
5.2.2 Kommunikationssystem ... 13
5.2.3 Sensoren und Aktoren ... 15
5.2.4 Tarifsystem ... 15
5.3 Gesamtlösungen: Verfügbare Systeme und Produkte ... 16

6. Konzept – Anlagenbeschrieb ... **20**

6.1 Regelsystem ... 20
6.2 Kommunikationssystem ... 20
6.3 Sensoren und Aktoren ... 20
6.4 Tarifsystem ... 21
6.4.1 Doppeltarifsystem mit flexiblen Zeiten ... 21
6.4.2 Time of Use-Tarife ... 24
6.4.3 Einfluss von Regelungssystemen ... 25

7. Verteilnetzbetreiber und dezentrale Regler ... **30**

7.1 Umgang des Verteilnetzbetreibers mit dezentralen Reglern ... 30

8. Ergebnisse ... **32**

9. Ausblick, weitere Schritte ... **33**

10. Diskussion ... **35**

1. Ausgangslage

Die Schweiz verfügte 2016 laut Swissgrid über 653 Verteilnetzbetreiber (VNB). Die Mehrheit davon sind kleine bis sehr kleine VNB, deren Versorgungsgebiet sich oft nur auf eine Gemeinde beschränkt. Eine besondere Herausforderung dieser VNB liegt darin, sich mit den ihnen zur Verfügung stehenden Mitteln auf die sich im Umbruch befindende künftige Energie- und Energieversorgungslandschaft von Morgen vorzubereiten.

Die TBS Strom AG ist mit einer Spitzenlast von 13 MW und einem jährlichen Energieumsatz von 85'000 MWh eine typische Vertreterin der kleinen Gemeindewerke der Schweiz. Es ist ihr erklärtes Ziel, den Wandel in der Energieversorgung als "Early Adopter" proaktiv mitzugestalten. Die dazu notwendigen Methoden, Technologien und Produkte befinden sich jedoch meist noch in einer frühen Pilot- oder Produktentwicklungsphase und sind insbesondere im Einsatz bei einem kleinen Netzbetreiber mit grossen Unsicherheiten bezüglich des längerfristigen Betriebs verbunden.

Mit der vorliegenden Projektstudie will die TBS Strom AG die Möglichkeiten eines kleinen VNB ausloten und im Rahmen eines P+D-Projekts demonstrieren.

2. Ziele des Projektes

Mit der Studie sollen folgende Ziele erreicht werden:

- Das Potenzial der Flexibilisierung von Verbrauchern und Produzenten im Versorgungsgebiet soll aufgezeigt werden. Die bereits installierte Speicherkapazität (vorwiegend thermisch) soll ermittelt und charakterisiert werden.
- Der Einfluss der Flexibilisierung von Verbrauchern und Produzenten auf die Spitzenlast sowie auf die Netzbelastung soll abgeschätzt werden. Eine quantitative Abschätzung über vermiedene Netzausbaukosten dank Flexibilisierung soll gemacht werden.
- Technologien zur Ansteuerung der Flexibilitäten sollen evaluiert werden. Dies sind:
  - Kommunikationstechnologien (z. B. LoRaWAN, Mobilfunk oder Breitbandinternet)
  - Kontrollsysteme, Regelungssysteme (diverse Hersteller verfügbar)
  - Dezentrale Steuer- und Regelungseinheiten (Ansteuergeräte für Wärmepumpen, Warmwas-ser-boiler, Elektrofahrzeuge, Stationäre Batteriespeicher etc.).
- Ein Tarifsystem zum Schaffen von Anreizen für die Endkunden resp. Anbieter von Flexibilitäten soll entworfen werden.
- Erste Meinungen und Reaktionen von Endkunden resp. Anbietern von Flexibilitäten sollen eingeholt und evaluiert werden.
- Der Anpassungsbedarf der Werkvorschriften im Hinblick auf künftige Entwicklungen soll aufgezeigt werden.
- Im Rahmen von mindestens einem Fachbeitrag sollen die Resultate der Studie öffentlich bekannt gemacht werden.
- Eine Methodik wird vorgeschlagen / entwickelt, mit Hilfe derer ein kleiner Netzbetreiber sein Potenzial zur Flexibilisierung seines Lastprofils ermitteln kann.

3. Grundlagen – Randbedingungen

Zwei relevante Randbedingungen prägen dieses Projekt:

- Eine Systemumstellung muss im Betrieb erfolgen und bedarf deshalb eines schrittweisen Umstiegs vom aktuellen Systembetrieb zu einem künftigen Systembetrieb.
- Der finanzielle Handlungsspielraum ist eng begrenzt. Synergien mit dem bestehenden System sind deswegen unabdingbar. Neue Lösungen müssen sich evolutionär in die bestehende Systemlandschaft integrieren. Hohe einmalige Kosten für zentrale Systeme sind zu verhindern.

Die erste Randbedingung trifft wohl auf jeden Netzbetreiber zu, während die zweite typisch für einen kleinen Netzbetreiber ist.

Die bisherige Systemarchitektur der TBS wird in **Abbildung 1** dargestellt.

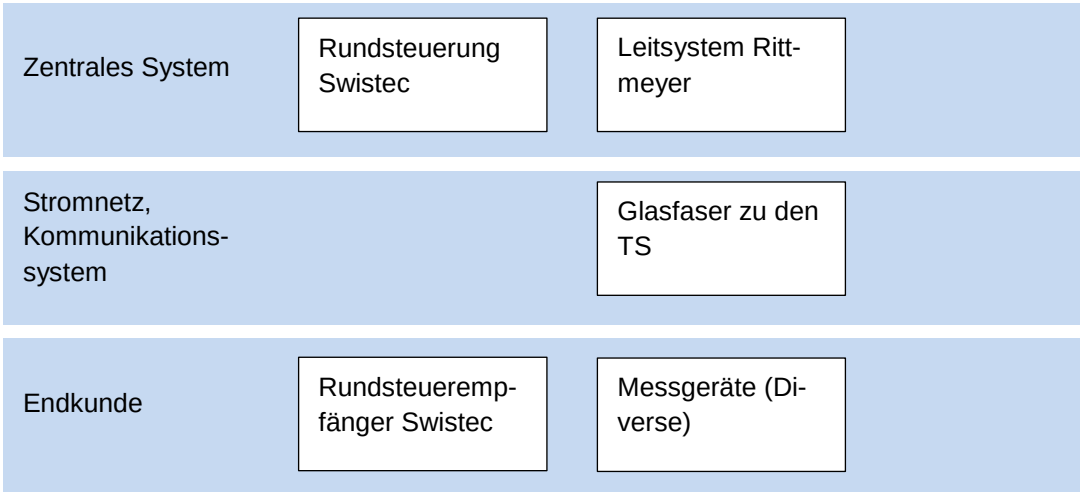


Abbildung 1: Übersicht über die für ProFlex relevanten Systeme der TBS Strom AG.

4. Bestandsaufnahme Flexibilitäten

In diesem Kapitel wird das Potenzial an flexiblen Lasten und flexiblen Produzenten im Versorgungsgebiet der TBS Strom AG untersucht.

Technologie	Total Leistung (kW)	Total Energie für Flexibilität (kWh)	Zeitdauer für Flexibilität (h)	Anzahl Einheiten
Boiler 4h Gruppe 1	578	1734	24	93
Boiler 4h Gruppe 2	594	1782	24	153
Boiler 6h Gruppe 1	686	3430	24	136
Boiler 6h Gruppe 2	617	3085	24	136
Boiler 8h Gruppe 1	1683	11781	24	307
Boiler 8h Gruppe 2	1479	10353	24	298
Grossboiler	366	1830	12	18
Wärmepumpenboiler	unbekannt	unbekannt	unbekannt	unbekannt
Wärmepumpen	906	4532	24	215
Elektroheizungen	641	3205	24	
Subtotal	7550	41732		
Elektrofahrzeuge	unbekannt	unbekannt	unbekannt	unbekannt
Akku-Betriebene Endgeräte (Laptops, Handys, ...)*	300	300	1	15000
Kälteanlage, Klimakälte	unbekannt	unbekannt	unbekannt	unbekannt
Kühlschränke**	500	100	1	5000
Gefrierschränke***	250	120	1	2500
Subtotal	1050	520		
TOTAL				

Tabelle 1: Flexible Lasten. Hinweis: Leistungsdaten für Boiler, Wärmepumpen und Elektroheizungen sind gemessen. Alle anderen Werte (insb. Energiewerte) sind grob abgeschätzt.

* Annahme: 2 Handys (5 Wh) + 1 Laptop (50 Wh) je Messpunkt

** Annahme: 1 Kühlschrank à 150 kWh/Jahr je Messpunkt. Leistungsaufnahme 100 W.

*** Annahme: 0.5 Gefrierschränke à 200 kWh/Jahr je Messpunkt. Leistungsaufnahme 100 W.

5. Technologienübersicht

Im Fokus des Projekts steht folgende Frage: "Wie können Flexibilitäten im Verteilnetz nutzbar gemacht werden?". Um diese Frage beantworten zu können, werden drei technologische Themenfelder und ein wirtschaftliches Themenfeld identifiziert. Diese werden in **Abbildung 2** dargestellt.

Regelsystem	Ein System, welches momentanen Leistungsbedarf oder -überschuss identifiziert und daraus Regelbefehle bildet. Dieses kann zentral und/oder dezentral sein.
Kommunikationssystem	Ein System, welches den aktuellen Zustand des Netzes misst und diesen an das Regelsystem übermittelt sowie die Regelbefehle an die Aktoren übermittelt.
Sensoren und Aktoren	Messgeräte und Steuereinheiten bei den flexiblen Lasten / Produktionsanlagen. Diese messen Energie und Leistung und nehmen Schaltbefehle entgegen.
Tarifsystem	Ein Tarifsystem, welches die Kunden motiviert, sich netzdienlich zu verhalten.

Abbildung 2: Technologische Themenfelder zur Nutzbarmachung von Flexibilitäten.

5.1 Anforderungen

In diesem Kapitel werden die Anforderungen an die einzelnen Themenfelder erarbeitet. Dabei wird unterschieden, ob eine Anforderung "zwingend", "vorteilhaft" oder "optional" ist. Die Anforderungen beziehen sich in erster Linie auf technische und betriebliche Anforderungen. Die Frage lautet: Wenn der VNB heute ein neues Regelsystem beschaffen würde, was sollte dieses System für Funktionen beinhalten? Auf die regulatorischen Anforderungen (z. B. Mindestanforderungen an intelligente Messsysteme) wird dabei explizit nicht eingegangen.

5.1.1 Regelsystem

In diesem Abschnitt wird zusammengestellt, welche Anforderungen das Regelsystem erfüllen soll.

Anforderung: Das Regelsystem soll...	Relevanz
... den Eigenverbrauch für Kunden optimieren können.	zwingend
... Spitzenlastmanagement für den Netzbetreiber anbieten.	zwingend
... Produktion und Verbrauch prognostizieren können.	zwingend
... neben fremden (privaten, kundenseitigen) Reglern koexistieren können.	zwingend
… flexibel bezüglich der Bandbreite sein.	zwingend
... die Rundsteuerung ersetzen.	vorteilhaft
... Spitzenlastmanagement für den Kunden anbieten.	vorteilhaft
... Tarife bei der Regelung berücksichtigen.	vorteilhaft
... Energieaustausch zwischen Nachbarn ermöglichen.	vorteilhaft
... den Zusammenschluss zum Eigenverbrauch optimieren.	vorteilhaft
... manuelle Schalteingriffe ermöglichen.	vorteilhaft
... auf Preissignale reagieren und Preissignale generieren können.	vorteilhaft
... Meteodaten berücksichtigen.	vorteilhaft
... im Sinne eines Reservationssystems Kundenanforderungen aufnehmen und umsetzen können (Elektromobilität).	vorteilhaft
... eine Plattform ("Börse") für Kunden bieten. Überschüssiger Strom soll dem Nachbarn verkauft werden können.	optional
... über einen MPC-Optimierungsalgorithmus verfügen.	optional

Tabelle 2: Anforderungen an das Regelsystem.

5.1.2 Kommunikationssystem

In diesem Abschnitt wird zusammengestellt, welche Anforderungen das Kommunikationssystem erfüllen soll.

Anforderung: Das Kommunikationssystem soll...	Relevanz
... Sicherheit gegen Einflüsse von aussen bieten.	zwingend
... Echtzeitkommunikation anbieten (Verzögerung < ca. 10 Sekunden).	zwingend
... Befehle zum Ein- oder Ausschalten von Lasten versenden (Demand Side Management).	zwingend / vorteilhaft
... Anreize zum Ein- oder Ausschalten von Lasten versenden (Demand Response).	zwingend / vorteilhaft
... den Systemzustand (z. B. Füllgrad eines Speichers) rückmelden.	vorteilhaft
... Tarife übermitteln können.	vorteilhaft
... hohe Robustheit / Zuverlässigkeit bieten.	vorteilhaft
... die bestehende Infrastruktur nutzen.	vorteilhaft
... Schnittstellen zu den Endgeräten des Kunden haben.	vorteilhaft
… eine skalierbare / flexible / erweiterbare Bandbreite aufweisen.	vorteilhaft

Tabelle 3: Anforderungen an das Kommunikationssystem.

5.1.3 Sensoren und Aktoren

In diesem Abschnitt wird zusammengestellt, welche Anforderungen die Sensoren und Aktoren (System beim Endkunden) erfüllen sollen.

Anforderung: Dies Sensoren und Aktoren sollen...	**Relevanz**
... dezentrale Geräte (Boiler, WP, Batterien, Ladestation, ...) ansteuern, schalten und auslesen.	zwingend
... auch bei Ausfall des (zentralen) Gesamtsystems ihre Funktion in einem definierten Ausmass wahrnehmen.	zwingend
... über eine eigene, dezentrale Intelligenz verfügen.	vorteilhaft
... Zählerdaten auslesen können.	zwingend
... die Rundsteuerung ersetzen.	vorteilhaft / zwingend
... Kunden auf Befehl vom Netz trennen (bei Zahlungsverzug).	optional

Tabelle 4: Anforderungen an die Sensoren und Aktoren.

5.1.4 Tarifsystem

Beim Tarifsystem muss zwischen den Netz- und Energietarifen unterschieden werden. Diese Studie bezieht sich grundsätzlich nur auf die Netztarife. Werden Netz- und Energietarife durch zwei verschiedene Anbieter (Netzbetreiber und Energielieferant) bestimmt, so können sie sich gegenseitig widersprechen, womit die Anreizwirkung verloren geht. Dieser Umstand ist bei einem Tarifdesign zu berücksichtigen. In dieser Studie wird im Folgenden nicht explizit auf diesen Umstand eingegangen.

Das Tarifsystem soll in dieser Studie finanzielle Anreize setzen, damit sich der Kunde netzdienlich verhält und sein Lastprofil möglichst in die Zeiten mit geringer Netzbelastung verschiebt. Bei hoher lokaler PV Produktion sollte jedoch die Last auf diese Zeiten verlegt werden, um eine Abregelung zur Verhinderung einer Überlastung im Verteilnetz zu vermeiden. Eine Anreizwirkung bedarf einer gewissen minimalen Höhe des finanziellen Vorteiles für den Kunden, ansonsten fällt das Ganze im Vergleich zu den Gesamten Energiekosten des Kunden kaum ins Gewicht. Je geringer der Jährliche Stromverbrauch eines Haushaltes ist, desto geringer ist der finanzielle Anreiz.

In diesem Abschnitt wird zusammengestellt, welche Anforderungen ein Tarifsystem erfüllen soll.

Anforderung	**Relevanz**
Motiviert den Kunden, sich netzdienlich zu verhalten.	zwingend
Bietet die Möglichkeit der Vollversorgung zu im Voraus bekannten Kosten	zwingend
Ist gesetzeskonform	zwingend
Stellt der Kundengruppe, welche den VNB in ihre Regelung eingreifen lassen, einen Anreiz zur Verfügung.	zwingend
Time of Use-Tarife (jede Viertelstunde ein neuer Preis)	optional

Tabelle 5: Anforderungen an das Tarifsystem.

5.2 Lösungsansätze

Ausgehend von den identifizierten Themenfeldern werden Lösungsansätze aufgelistet. Ziel dabei ist es, möglichst viele und gute Handlungsoptionen zu entwickeln und diese zu bewerten. Als Lösungsansätze werden von Konzeptideen bis zu marktreifen Produkten Systeme verschiedener Technologiereifengrade beurteilt. Nebst der Beschreibung der Lösungsansätze werden diese bewertet. Produkte (Systeme) welche im Sinne einer Gesamtlösung das Regelsystem, das Kommunikationssystem und die Sensoren sowie Aktoren vereinen, werden übergeordnet im Abschnitt behandelt.

5.2.1 Regelsystem

In diesem Abschnitt werden Lösungsansätze und Produkte zu Regelsystemen aufgeführt.

Lösung / Produkt	Beschreibung	Vorteil	Nachteil
Bestehende Rundsteuersoftware weiterentwickeln	Zentrales System. Bisher zum Betrieb der Rundsteuerung verwendet. Kann neu auch dynamisch Lasten regeln.	Bestehendes System, sanfter Übergang, bestehender Support	Keine Erfahrung. Risiko einer Neuentwicklung.
MATLAB oder ähnliches Programm	Zentrales System. Eigenentwicklung für Pilotphase	Sehr flexibel, im Betrieb / in der Testphase erweiterbar	Für künftigen Dauerbetrieb nicht geeignet, nicht standardisiert.
Smart Meter	Mit einem Rollout von Smart Metern können in vielen Fällen zusätzliche Funktionen ohne grossen Mehraufwand erschlossen werden.	Wird früher oder später sowieso nötig sein.	Grosser Basisaufwand. Etablierte Anbieter haben einen beschränkten Funktionsumfang.
Dezentrale Lösung	Kunden werden motiviert, dezentrale Lösungen einzusetzen (z. B. SmartFox oder andere Eigenverbrauchsoptimierungsgeräte). Der Netzbetreiber schafft Anreize für netzdienliches Verhalten.	Ohne Basiskosten ausbaubar. Risiko und Investition nicht beim Netzbetreiber.	Nur schwer kontrollierbar. Keine standardisierte Kommunikation verfügbar.

Tabelle 6: Lösungsansätze und Produkte zu Regelsystemen.

5.2.2 Kommunikationssystem

In diesem Abschnitt werden Lösungsansätze und Produkte zu Kommunikationssystemen aufgeführt.

Lösung / Produkt	Beschreibung	Vorteil	Nachteil
Kommunikationssystem der TBS			
Internet (diverse Anbieter)	Das Kommunikationssystem zum Endkunden muss nur in Summe zuverlässig sein, nicht jedoch für jeden einzelnen Kunden. Internet könnte diesbezüglich Vorteile haben.	kostengünstig	Nicht sehr zuverlässig, Konfigurationen ändern sich
Mobilfunk (GSM/M2M)	Zählerauslesung sowie Monitoring von Energieanlagen werden heute oft über GSM gemacht.	Günstig in der Anschaffung	Teuer im Betrieb. Abhängig vom Provider. Schlechter Empfang in Kellern.
LoRaWAN	Long Range Wide Area Network ist zur Auslesung und Ansteuerung von Anwendungen mit sehr geringem Datendurchsatz geeignet, z. B. Parkplatzüberwachungen. Smart Meter Daten können theoretisch ebenfalls übertragen werden.	Günstig	Geringer Datendurchsatz. Ungeeignet für grosse Datenmengen. Für Smart Meter-Daten eher ungeeignet.
Rundsteuerung	Die Rundsteuerung wird heute beim Endkunden primär zur Steuerung von HT / NT sowie zur Freigabe von Verbrauchern (Boiler, Wärmepumpe, Waschmaschine) verwendet.	Bestehend. Robust.	Unflexibel. Einwegkommunikation. Wird in Zukunft vermutlich abgelöst.
Schmalband-PLC	Verschiedene Technologien sind verfügbar. Wird oft zur Kommunikation zwischen Transformatorstation und Endkunde verwendet. Ist weiter verbreitet als Breitband-PLC.	Bewährt, robust, sicher	Bedarf z. T. neue Grundinfrastruktur. Signal für jeden abhörbar. In Industrienetzen störungsanfällig. Geringe Übertragungsrate, nicht für Echtzeitanwendungen geeignet
Breitband-PLC	Verschiedene Technologien sind verfügbar. Wird heute wenig eingesetzt und zur Kommunikation zwischen Transformatorstation und Endkunde verwendet.	Flexibel, dynamisch, unempfindlicher gegen Störungen. Höhere Übertragungsrate als Schmalband-PLC.	Bedarf z. T. neue Grundinfrastruktur. Signal für jeden abhörbar. Wenig verbreitet, nur von wenigen Herstellern angeboten.
Funklösungen	Kamstrup, 433 MHz-Bereich, Zähler bauen untereinander Netzwerk auf 10-12 Konzentrationen für Suhr	Weniger Datenkonzentratoren als PLC, unabhängig für Netzumschaltungen. Gute Durchdingung in bebauten Gebieten. Kommunikation unabhängig vom Schaltzustand im energienetz.	Proprietär, nur Kamstrup

Tabelle 7: Lösungsansätze und Produkte zu Kommunikationssystemen.

5.2.3 Sensoren und Aktoren

In diesem Abschnitt werden Lösungsansätze und Produkte zu Sensoren und Aktoren aufgeführt.

Lösung / Produkt	Beschreibung	Vorteil	Nachteil
Smart Meter	Wird künftig flächendeckend eingesetzt. Beinhaltet oft einfache Varianten von Lastschaltgeräten (z. B. 2 Relais)	Wird sowieso früher oder später installiert.	Rollout teuer, Business Case noch unklar.
Lastschaltgerät	Weiterentwicklung des Rundsteuerempfängers. Meist aus der Ferne parametrisierbar. Je nach Hersteller unterschiedlich im Funktionsumfang. Wird z. T. als das kundenseitige Terminal des Smart Grids gesehen. Haben meistens 4 potenzialfreie Relais.	Wird sich als neue Standardlösung etablieren. Hat ein grosses Entwicklungspotenzial. Meist kompatibel mit Boiler und Wärmepumpe.	Neue Hardware erforderlich. Oft beschränkt im Funktionsumfang.
Kundenseitige, dezentrale Lösung	Es ist davon auszugehen, dass diverse Endverbraucher (insb. Prosumenten) eigene Regelungssysteme betreiben werden. Solche dezentrale, private Lösungen können in ein Gesamtsystem eingebunden werden.	Beliebige Lösungen denkbar, Kunde wählt aus und geht ins Risiko. Höchstmögliche Akzeptanz. Netzbetreiber kann, muss aber nicht Anbieter sein.	Genaue Funktionalität und Betriebsstrategie ist nicht in der Kontrolle des VNB.

Tabelle 8: Lösungsansätze und Produkte zu Sensoren und Aktoren.

5.2.4 Tarifsystem

In diesem Abschnitt werden Lösungsansätze zu Tarifsystemen aufgeführt. Hier werden nicht Produkte, sondern Konzepte bewertet.

Lösung	Beschreibung	Vorteil	Nachteil
Doppeltarif klassisch	Bestehendes Tarifsystem mit Hoch- und Niedertarif (HT/NT)	Bekannt, bewährt, verständlich	Wenig flexibel für neue Realitäten (z. B. Produktionsüberschuss am Mittag)
Doppeltarif flexibel	HT und NT werden dynamisch unter Einhaltung gewisser Regeln definiert.	Einfach, flexibel	schwerer kommunizierbar, weniger vorhersehbar, Anreize sin begrenzt
Massive Preisunterschiede HT/NT	Überhöhte Anreize schaffen, um den Effekt zu verstärken.	Beschleunigt die Vorgänge, erhöht die Anreize	Entspricht längerfristig nicht der Kostenwahrheit
Einheitstarif	Jede Kilowattstunde ist gleich viel Wert.	Der VNB kann Kundenlasten ohne tariflichen Nachteil für den Kunden flexibel ein- und ausschalten.	Entsprich nicht der Kostenwahrheit. Endverbraucher hat keinen Anreiz, bei Stromknappheit sparsam zu sein. Gesetzlich evtl. nicht möglich.

Leistungstarif	Leistungstarif auch für Haushaltskunden	Entspricht besser der Kostenwahrheit. Fördert Speicher	Energiesparen wird weniger attraktiv. Heute nicht möglich (Elcom)
Flexible Tarifstruktur, Time of Use-Tarife	Jede Viertelstunde hat einen eigenen Tarif. Die Tarife werden im Viertelstundentakt mittels Kommunikationssystem versendet.	Entspricht besser der Kostenwahrheit und der aktuellen Netzbelastung	Für Kunden aufwändig, die Stromkosten nachzuvollziehen.
Tarif je Netzebene	Wenn Energie in die Netzebene 7 eingespeist und gleichzeitig von der Netzebene 7 bezogen wird, müssen Netzabgaben nur an Netzebene 7 entrichtet werden.	Fördert Eigenverbrauch im Quartier	Komplexität in der Berechnung. Kostenwahrheit ebenfalls nicht gegeben.

Tabelle 9: Tarifkonzepte.

5.3 Gesamtlösungen: Verfügbare Systeme und Produkte

Diverse Anbieter liefern heute Systeme, welche die vier Funktionalitäten Regeln, Sensor / Aktor, Kommunikation und Tarifsystem erbringen oder zumindest unterstützen. Im Folgenden werden verschiedene Systeme porträtiert.

SmartPower (REPOWER)

SmartPower besteht aus zwei Hauptkomponenten: Einem endkundenseitig zu installierenden Regler und einem Cloud-basierten System, welches mit den Reglern kommuniziert sowie Steuer- und Regelbefehle versendet. Das System ist mit diversen gängigen Kommunikationsmedien und diversen Stromzählern kompatibel. Gestützt auf diese Infrastruktur (Kommunikationssystem und Smart Meter) stellt SmartPower die gängigen Funktionen eines intelligenten Netzes zur Verfügung und löst die Rundsteuerung ab.

Ampard

Das System von Ampard ist auf das Management von kundenseitigen Flexibilitäten spezialisiert. Die Schnittstelle zum Netzbetreiber ist der Stromzähler: Hinter dem Zähler regelt und steuert Ampard, vor dem Zähler der Netzbetreiber. Dabei hat der Netzbetreiber die Möglichkeit, die kundenseitige Regelung im Rahmen eines White Labelings ebenfalls anzubieten. Das System von Ampard ist jedoch darauf optimiert, mit sehr grossen Kundenportfolios zu operieren und daher für einen kleinen VNB tendenziell uninteressant. Hingegen hat auch ein kleiner VNB die Möglichkeit, für einen grösseren Dienstleister, welcher seinerseits auf der Ampard-Lösung basiert, den Kundenkontakt zu führen und den Dienstleister für den Systembetrieb zu entschädigen resp. diesem seine Leistungen in Rechnung zu stellen.

IDS Schweiz AG

IDS bietet eine auf einem Leitsystem basierende Gesamtlösung für ein Smart Metering und Laststeuerungssystem an. Das System basiert auf einer geschlossenen und dafür in sich abgestimmten Architektur. Alles

aus einer Hand spricht dabei für eine hohe Zuverlässigkeit, jedoch für eine reduzierte Kompatibilität mit Komponenten von Drittanbietern. Das IDS-System bietet einen vollwertigen und mandantenfähigen Ersatz der Rundsteuerung basierend auf schmalband-PLC an. Die kundenseitige Funktionalität ist wegen dem Fokus auf den Netzbetreiber jedoch reduziert und muss bei höheren Anforderungen (z. B. Eigenverbrauchsoptimierung in Echtzeit) über Drittsysteme erfolgen.

Swistec Systems AG

Das System von Swistec bezieht Messdaten vom Stromnetz und schaltet mit Optimierungsalgorithmen Lasten in Echtzeit. Traditionell verwendet Swistec dazu Rundsteuersignale; seit einigen Jahren aber auch Breitband-PLC sowie andere mit TCP/IP kompatible Kommunikationssysteme. Die Regelungssoftware zeichnet sich primär durch ihre Robustheit und langjährige Erfahrung in den Basisfunktionen aus. Neue Funktionalitäten wie z. B. der Einbezug von Wetterdaten oder dezentralen Spannungsmessungen sind noch nicht erprobt. Künftig sollen Endverbraucher jedoch über eine Cloud-Lösung (z. B. mittels Smartphone-App) Präferenzen für Ihre Endverbraucher konfigurieren können, welche der Netzbetreiber als Dienstleistung mit seinem System zur Verfügung stellt. Das System kann evolutionär aus einem herkömmlichen Rundsteuersystem aufgebaut werden; eine Umstellung kann kontinuierlich erfolgen.

Landis + Gyr

Als traditioneller Anbieter von Stromzählern bietet Landis + Gyr eine erprobte und bewährte Systemlandschaft für Smart Metering an. Mit dem Lastschaltgerät L540 (vier Relais-Ausgänge) und den künftig erhältlichen Stromzählern mit zwei Relais-Ausgängen kann zudem die Rundsteuerung ersetzt werden. Lastregelungen sind damit softwarebedingt nur eingeschränkt respektive noch nicht oder nur mit VNB-seitiger Zusatzsoftware möglich. Parametrisierungen von Zählern und Lastschaltgeräten erfolgen über Schmalband-PLC und sind nicht für Echtzeit-Anwendungen geeignet. Hingegen können Schaltbefehle quasi in Echtzeit versendet und für Regelungen eingesetzt werden. Die Lastschaltgeräte haben zudem einen internen CPU, einen Speicher und einen Digitaleingang, was die lokale Steuerung von Lasten auf Basis von Echtzeit-Messsignalen wie Spannungen oder Dämmerungssensorwerten ermöglicht.

Erweiterte Analysefunktionen bietet Landis + Gyr in der Software "AGA" (Advanced Grid Analysis), welche eine Netzsimulation auf Basis von Real-time-Messungen macht. Damit wird u. a. ein vorausschauender Unterhalt von Verteilnetzen erleichtert.

In der nachfolgenden Tabelle werden diese Systeme miteinander verglichen.

Lösung / Produkt	SmartPower (REPOWER)	IDS / Görlitz	Kamstrup (CKW)	Ampard / Eneco	Swistec	Landis + Gyr
Funktionsumfang						
Beschreibung	Kundenseitiges Kommunikations- und Regelgerät mit umfangreichen Funktionen	Integrierte Gesamtlösung mit Leitsystem. Mandantenfähig.	Vollständige Smart Meter-Lösung mit Daten Head End, verschlüsselter Datenübertragung, eigener Kommunikationslösung, Schnittstellen zu ERP-Systemen und Portalen für Smart Home	"Flex behind the meter". Cloud-basiertes System, welches kundenseitige Flexibilitäten regelt. Produkt richtet sich an grosse Anbieter (zurzeit in D und NL), nicht an VNB	Regelungssystem, welches verschiedene Inputdaten (Spannungen, Ströme, Wetter, Kundenwünsche, ...) verarbeitet und über ein offenes Kommunikationssystem versendet (in Übergangszeit Rundsteuerung, danach FTTH, PLC oder Mobilfunklösung).	Zähler, Lastschaltgeräte und Softwarepaket. Die Lastschaltgeräte sind fernparametrisierbar und können für einfache lokale Steuerungen gebraucht werden.
Entwicklungsphase	Rollout von Pilot abgeschlossen	Mehrfach eingesetzt, Entwicklung abgeschlossen	Produktiv im Einsatz	Pilotprojekte in Betrieb, in Entwicklung	Basissystem langjährig in Betrieb, neue Funktionen in Entwicklung	Viele Komponenten im Einsatz, Software und Kombigerät Zähler/Lastschaltung erst ab 2019
Unterstützt Tarifsysteme	Ja	Kann max. 1x täglich Tarifsystem auf Zähler laden.	Ja		Ja	Parametrisierbar auf Zähler laden.
Display für Kunden (z. B. Smartphone)	Ja	Ja	Ja		Cloud-Interface	Nein
Ersetzt Rundsteuerung	Ja	Ja	Ja	Evtl.	Ja	Ja
Beinhaltet Smart Metering	Ja	Ja	Ja	Kompatibel	Kompatibel	Ja
Kann Verbraucher schalten	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Kompatibel mit div. Zählern	Ja	Nein, nur Görlitz	Nein, nur Kamstrup	Ja	Ja, z. Z. Elster und Iskra	Nein

Kompatibel mit anderen Medien (Gas, Wasser, ...)	Ja	Ja	Ausschliesslich Zähler von Kamstrup (Wasser, Wärme)	Nicht relevant	Noch nicht implementiert	
Powerline	Ja	Ja (Schmalband)	Ja	Nein	Ja (Breitband)	Ja (Schmalband)
Ethernet	Ja	Nein	Nein	Ja	Ja (noch nicht impl.)	Mit Zusatzmodul
Mbus	Ja	Nein	Ja		Ja (noch nicht impl.)	Nein
USB	Ja	Nein	n/a		Ja (noch nicht impl.)	Nein
RS485	Ja	Nein	n/a		Ja (noch nicht impl.)	Mit Zusatzmodul
WiFi	Ja	Nein	Nein	Ja	Ja (noch nicht impl.)	Nein (?)
LoRa / Narrow Band IoT / LTE	Ja	Nein	Ja	Ja	Ja (noch nicht impl.)	Nein
Relais-Ausgänge	4x	2x im Zähler, zusätzliche erhältlich	Modular 1 oder 2 Relais		2 oder 4 (erweiterbar)	Intern ab 2019, extern im L540
Vorteile		Solides, erprobtes System	System aus einer Hand, praxiserprobt		Nahtloser Übergang von Rundsteuerung	Robust
Nachteile	Neuentwicklung, wenig erprobt.	Limitierte Kompatibilität mit anderen Systemen.	Kein offenes System, Herstellerabhängigkeit		Neuentwicklung, nicht erprobt	Geringer Funktionsumfang

Tabelle 10: Vergleich der Gesamtsysteme.

6. Konzept – Anlagenbeschrieb

In diesem Kapitel wird das zur Umsetzung vorgesehene System beschrieben. Da von den voruntersuchten Systemen keines in der Lage ist, die Anforderungen zu erfüllen, entspricht die Systembeschreibung einem "funktionalen Leistungsverzeichnis": Nicht das System selbst, sondern die Anforderungen an das System welches umgesetzt wird, werden festgehalten.

6.1 Regelsystem

Das Regelsystem soll mindestens folgende Funktionen erfüllen:

- Optimierung des Eigenverbrauchs für Kunden, optional Spitzenlastmanagement beim Kunden
- Spitzenlastmanagement für den Netzbetreiber.
- Produktions- und Verbrauchsprognose
- Berücksichtigung dezentraler, privater Regler
- Ersatz der Rundsteuerung
- Verarbeitung und Generierung von Preissignalen

Es wurde kein System identifiziert, welches diese Funktionen erfüllt.

6.2 Kommunikationssystem

Die Systembeschreibung geht aus Kapitel 5.1.2 hervor. Folgende Anforderungen sollen erfüllt werden:

- Sicherheit und Zuverlässigkeit
- Geeignet für bidirektionale Quasi-Echtzeitkommunikation (max. wenige Sekunden Verzögerung)
- Demand Response und Demand Side Management anbieten

6.3 Sensoren und Aktoren

- Sensoren: Smart Metering System (gemäss StromVG und StromVV)
- Zusätzliche Sensoren / Aktoren: Private dezentrale Systeme, welche auf flexible Tarife reagieren können.

6.4 Tarifsystem

Die Definition eines neuen, diskriminierungsfreien, verursachergerechten und gesellschaftlich akzeptablen Tarifsystems gehört zu den schwierigsten Fragestellungen dieses Pilotprojekts. Aus den in Kapitel 5.2.4 vorgestellten Lösungsansätzen haben sich zwei Tarifsysteme herauskristallisiert, welche im Folgenden näher untersucht werden.

Zur Überprüfung der vorgeschlagenen Tarifsysteme werden verschiedene Lastgänge miteinander verglichen. Ausgehend vom Summenlastgang der TBS im Jahr 2017 werden die Tarifmodelle so kalibriert, dass die Einnahmen des Netzbetreibers konstant bleiben. Es wird untersucht, welche Umverteilung zwischen den Endverbrauchern resultieren würde. **Abbildung 3** zeigt die Lastprofile der untersuchten Verbraucher für einen Beispieltag. Die Lastprofile sind auf einen Jahresverbrauch von 1‘000 kWh normiert.

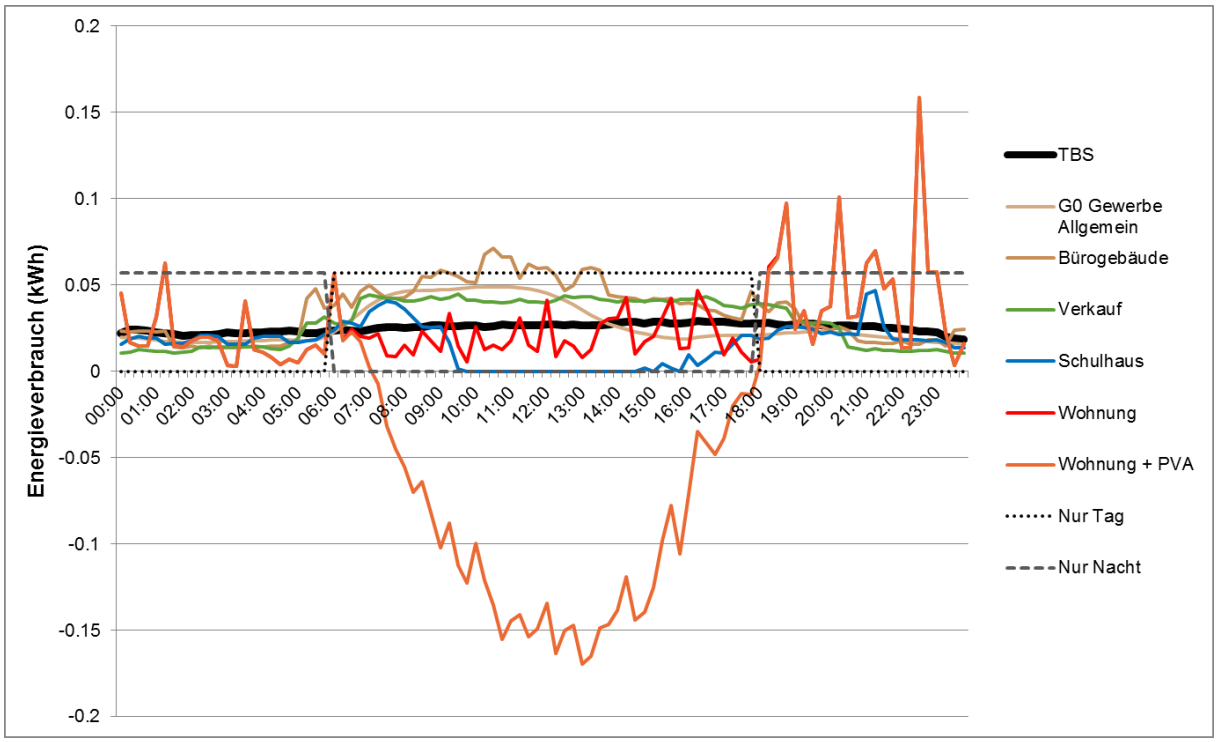


Abbildung 3: Beispieltag der untersuchten Lastprofile. Die Profile "Nur Tag" und "Nur Nacht" sind hypothetische Bandverbraucher, welche nur am Tag resp. nur in der Nacht Strom beziehen.

6.4.1 Doppeltarifsystem mit flexiblen Zeiten

Das Doppeltarifsystem ist das in der Schweiz wohl am weitesten verbreitete System. Hoch- und Niedertarif werden im Volksmund aber auch in der Praxis als "Tag- und Nachttarife" verstanden. Das System hat primär zur Aufgabe, den Strombedarf von den verbraucherstarken in die verbraucherschwachen Zeiten (nachts und am Wochenende) zu verschieben. Damit wird eine Bandlast generiert, welche eine konstantere Auslastung der unflexiblen Grosskraftwerke ermöglicht.

Bei dem hier vorgestellten und geprüften Tarifsystem soll dieser Gedanke weitergetragen werden: Das Hoch- und Niedertarifsystem soll helfen, Angebot und Nachfrage im Strombereich besser aufeinander abzustimmen. Die Zeiten sollen jedoch nicht streng nach Fahrplan, sondern dynamisch nach Angebot und Nachfrage festgelegt werden. In einem konkreten Beispiel kann das heissen, dass an einem sonnigen Sommernachmittag mit hohem Solarstromüberschuss während drei Stunden Niedertarif gilt, dafür in einer kalten Herbstnacht der Hochtarif von sieben Uhr abends bis zehn Uhr abends bestehen bleibt.

Folgende Prämissen sollen gelten:

- Die insgesamt erhobenen Netzgebühren sollen sich nicht ändern.
- Die Arbeitskomponente der Netzgebühren soll mindestens 50% der gesamten Netzkosten für den Kunden ausmachen.
- Endverbraucher, welche sich netzdienlich verhalten, sollen dafür zu Lasten von Endverbrauchern, welche sich nicht netzdienlich verhalten weniger für dieselbe bezogene Energiemenge oder Leistung bezahlen.
- Die Netzbetreiber sollen die Flexibilität haben, zumindest zur Sicherstellung der Netzstabilität jederzeit regelbare Kundenlasten zu- oder wegzuschalten. Sie verpflichten sich aber dazu, gleichzeitig mit der Lastzuschaltung den für den regelbaren Verbraucher vorgesehenen Tarif (typischerweise Niedertarif) zu definieren.
- Die Tarifumschaltung gilt für alle Kunden, welche das entsprechende Tarifsystem gewählt haben.
- Risikoärmere Tarife (z. B. ein Einheitstarif) sollen zu einem angemessenen Aufpreis möglich sein.
- Die Endverbraucher sollen die Möglichkeit haben, jederzeit zu wissen, ob aktuell Hoch- oder Niedertarif gilt.
- Leistungstarife bleiben wo vorhanden unverändert bestehen. Die flexiblen Doppeltarife gelten nur für die Arbeitskomponente des Netztarifs. Dies gilt zur einfacheren Beschreibung und Analyse der Auswirkungen des Tarifs. Bei einer effektiven Umsetzung ist die Anpassung der Leistungstarife ebenfalls zu prüfen.

Die folgende Netztariftabelle beschreibt ein mögliches flexibles Hoch- und Niedertarifsystem.

	Zeiten HT	**Grundtarif CHF / Mt.**	**Netz HT Rp./kWh**	**Netz NT Rp./kWh**	**Rücklieferung HT Rp./kWh**	**Rücklieferung NT Rp./kWh**
Einheitstarif	-	-	5.54	5.54		-
Doppeltarif	Mo-Fr, 7-19	-	7.00	4.50		-
Doppeltarif Flex	Variabel	-	8.00	3.30	-2.00	-

Tabelle 11: Tariftabelle flexible Hoch- und Niedertarife Netznutzung.

Für die konkrete Umsetzung dieses Tarifs werden folgende Regeln verwendet:

- Hochtarif gilt immer dann, wenn das Verteilnetz stark belastet ist. Stark belastet bedeutet, die Summe der Netzlast des VNB ist höher als p Prozent der Differenz zwischen maximaler und minimaler Last. Mathematisch ausgedrückt bedeutet dies:

$$P_{TBS,aktuell} > P_{min} + p \cdot (P_{max} - P_{min}) \quad \rightarrow \quad Hochtarif$$

$$sonst \quad \rightarrow \quad Niedertarif$$

  Der Faktor p wird jährlich neu festgelegt. Er bestimmt in seiner Natur massgeblich die durchschnittliche Tarifhöhe. Der Faktor p soll jeweils zwischen 25% und 75% liegen, ansonsten wird empfohlen, die Höhe von HT und NT anzupassen, um p wieder in das Zielband zu bringen.

Die Prüfung von verschiedener Lastgänge anhand des Summenlastprofils der TBS ergibt, dass unter obigen Annahmen p=60% ein geeigneter Wert ist.

Zur Validierung des Tarifsystems "Doppeltarif Flex" wird der 15-Minutenlastgang des Netzbetreibers als Basislastgag verwendet. Ein Einheitstarif wird als Referenztarif verwendet. Der Einheitstarif wird so gewählt, dass die insgesamt erhobenen Netzgebühren in Summe den aus den tatsächlich geltenden Doppeltarifen resultierenden Einnahmen entsprechen. Weil Leistungstarife diese Betrachtung verzerren würden und für die meisten Prosumer nicht relevant sind, wird hier auf die Gegenüberstellung mit Leistungstarifen verzichtet. Es wird davon ausgegangen, dass Leistungstarife bei diesem Tarifsystem unverändert bestehen bleiben würden.

Für jeden Kundenlastgang (Gewerbe, Büro, Verkauf, Schule, Wohnen, Wohnen+PVA) sowie für zwei hypothetische Lastgänge (Tagverbraucher, Nachtverbraucher) werden nun die Netzabgaben unter dem Einheitstarif berechnet. Diese werden als Referenzgrösse auf 100% gesetzt. Nun wird sowohl für den herkömmlichen Doppeltarif wie auch für den Doppeltarif Flex berechnet, wie sich die Netzabgaben verändern. **Tabelle 12** zeigt die Veränderungen der Netzabgaben für die verschiedenen Endverbraucher.

	Profil TBS	**Gewerbe**	**Büro**	**Verkauf**	**Schule**	**Wohnen**	**Wohnen +PVA**	**Nur Tag**	**Nur Nacht**
Einheitstarif	100%	100%	100%	100%	100%	100%	69%	100%	100%
Doppeltarif	100%	106%	100%	102%	100%	98%	63%	111%	84%
Doppeltarif Flex	100%	108%	97%	100%	105%	99%	39%	111%	76%

Tabelle 12: Jahres-Netzkosten in Abhängigkeit der verschiedenen Tarifsysteme. Hinweis: Die Tarife sind so angepasst, dass sich zwischen "Einheitstarif", "Doppeltarif" und "Doppeltarif Flex" für das Profil der TBS keine Kostenunterschiede ergeben.

6.4.2 Time of Use-Tarife

Die Time of Use-Tarife (auch flexible Tarife genannt) bringen die volatilen Strompreise zum Endverbraucher. Sie stellen ein sogenanntes "Demand Response"-System dar und überlassen die eigentlichen Schaltvorgänge von flexiblen Lasten dem Kunden. Time of Use-Tarife sind in der Forschung allgegenwärtig, bei den Systemherstellern und Endverbrauchern jedoch noch nicht angekommen. Nebst der möglicherweise fehlenden Akzeptanz hat dies insbesondere mit technischen Hürden zu tun. So ist es mit der heutigen Infrastruktur (Stromzähler und Kommunikationssystem) meist nicht möglich, die entsprechenden Tarife zu kommunizieren und abzurechnen.

Mit einem Smart Metering System werden solche Tarifkonstrukte jedoch umsetzbar. Im Rahmen dieses Projekts sollen folgende Prämissen gelten:

- Unterliegt ein Endverbraucher einem Time of Use-Tarif, soll er gegenüber dem mit Einheits- oder Doppeltarif versorgten Endverbraucher grundsätzlich bessergestellt sein resp. im Durchschnitt weniger Netzabgaben bezahlen. Er trägt jedoch ein höheres finanzielles Risiko als dieser, da er zu gewissen Zeiten deutlich mehr für die Netznutzung bezahlt als der Endverbraucher mit Einheits- oder Doppeltarif.
- Nur Endverbraucher, welche technisch dafür eingerichtet sind, automatisch auf Time of Use-Tarife zu reagieren (z. B. Batteriespeichersysteme, Wärmepumpen oder Ladestationen für Elektrofahrzeuge) sollen mit Time of Use-Tarifen bedient werden. Dabei soll es dem Kunden überlassen sein, am gleichen Messpunkt nur regelbare oder sowohl regelbare als auch nicht regelbare Lasten angeschlossen zu haben.
- Die Besserstellung der Endverbraucher mit Time of Use-Tarifen wird über einen Zuschlag auf dem Strompreis der Endverbraucher mit konventionellen Tarifen finanziert. Unterliegen alle Endverbraucher einem Time of Use-Tarif, so werden die damit eingesparten Netzausbaukosten an die Endverbraucher weitergegeben in dem die Tarife gesenkt oder zumindest nicht erhöht werden.

Das folgende Diagramm beschreibt ein mögliches flexibles Time-of-Use-System. Die variablen Tarife werden so gewählt, dass für das TBS-Profil kein unterschiedlicher Preis im Vergleich zum Doppeltarif auftritt:

- Die Tarife werden jede Viertelstunde automatisch generiert.
- Das Tarifmodell beinhaltet 10 Stützpunkte. Wird das Verteilnetz wenig belastet, resultiert ein geringer Preis für den Endverbraucher.
- Die verwendeten Preise variieren zwischen 1 Rp./kWh und 13 Rp./kWh.

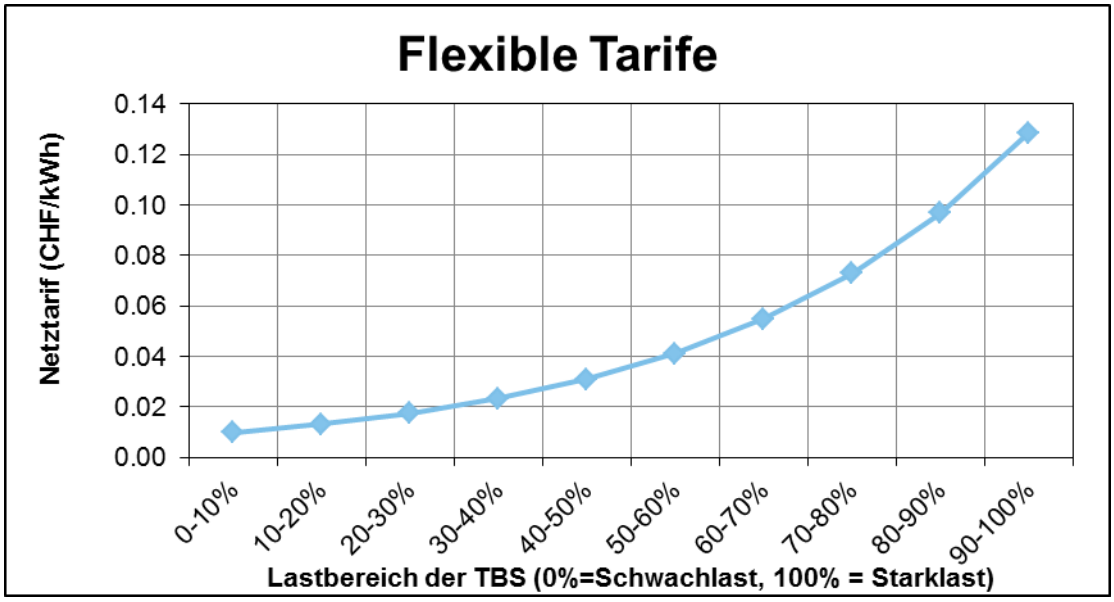


Abbildung 4: Tarifstruktur für flexible Tarife. Ist das Stromnetz insgesamt im Schwachlastbereich, sind die Tarife deutlich günstiger als während der Starklastzeit. Damit findet eine Umlagerung der Netzkosten von flexiblen Kunden zu unflexiblen Kunden, welche zu Spitzenlastzeiten Strom beziehen, statt.

Zur Validierung der Tarifstruktur werden wiederum die Netzabgaben für die verschiedenen Endverbraucherprofile unter Annahme des Einheitstarifs herangezogen. Die Time of Use-Tarife zeigen nun, wie viel mehr oder weniger der entsprechende Endverbraucher mit dem Profil bezahlen würde.

	Profil TBS	Gewerbe	Büro	Verkauf	Schule	Wohnen	Wohnen +PVA	Nur Tag	Nur Nacht
Einheitstarif	100%	100%	100%	100%	100%	100%	69%	100%	100%
Doppeltarif	100%	106%	100%	102%	100%	100%	63%	111%	84%
Time of Use	100%	112%	95%	99%	116%	98%	38%	114%	62%

Tabelle 13: Jahres-Netzkosten in Abhängigkeit der verschiedenen Tarifsysteme.

6.4.3 Einfluss von Regelungssystemen

Nebst der besseren Kostenwahrheit gegenüber dem heutigen System verfolgen flexible Tarifmodelle insbesondere das Ziel, die Endverbraucher in ihrem Verhalten zu beeinflussen. Eine Prognose ist komplex: Wie hoch müssten die Tarife sein, dass für die Prosumer ausreichend Anreize geschaffen werden, sich netzdienlich zu verhalten? In dieser Studie wird dazu ein vereinfachter Ansatz gewählt. Ein von den Tarifsystemen nicht stark betroffener Haushaltslastgang ("Wohnen") wird in einer Simulation mit einem Batteriesystem ausgerüstet. Das Batteriesystem erwirkt eine Lastverschiebung von hohen Netzabgaben hin zu günstigen Netzabgaben. Der Batteriespeicher wird wie folgt eingebunden:

- Lade- und Entladezyklen basierend auf 15 min Werten.

- Die Tarifverteilung der nächsten 24 Stunden wird berücksichtigt zur Bestimmung des Lade- und Entladeverhaltens.
- Bei hohen Tarifen im Vergleich zu den nächsten 24 Stunden (ab 60% der Netzbelastung) wird der Batteriespeicher entladen und bei tiefen Tarifen im Vergleich zu den nächsten 24 Stunden (ab 40% der Netzbelastung) wir der Batteriespeicher geladen.
- Die Lade- und Entladeleistung variiert je nach Tarif. Wenn die Netzbelastung beispielsweise nahe am Maximum ist, wird die maximale Entladeleistung verwendet. Als maximale Lade-/ Entladeleistung werden 0.40 kW verwendet.
- Wenn der Verbrauch des Profils geringer ist als die ideale Entladeleistung fürs Netz (Rückspeisung), wird die Entladung des Batteriespeichers auf die Bezugsleistung gedrosselt.
- Für die Lade- und Entladezyklen wird mit einem Wirkungsgrad von 95% gerechnet.
- Das Verbrauchsprofil Wohnen ist auf einen Jahresverbrauch von 1‘000 kWh skaliert. Dementsprechend wird der Batteriespeicher ausgelegt (1 kWh nutzbare Kapazität).

Tiefe Tarife: Batterie laden

Tarifbereich	Ladeleistung
0-10%	0.4 kW
10-20%	0.3 kW
20-30%	0.2 kW
30-40%	0.1 kW

Hohe Tarife: Batterie entladen

Tarifbereich	Entladeleistung
60-70%	0.1 kW
70-80%	0.2 kW
80-90%	0.3 kW
90-100%	0.4 kW

Tabelle 14: Tarifbereiche und Lade- bzw. Entladeleistungen. Die Tarifbereiche entsprechen **Abbildung 4**.

Folgende Aussagen können anhand der oben beschriebenen Batterieregelung getroffen werden:

- Die Lade- und Entladeenergie eines 1 kWh-Batteriesystems über ein Kalenderjahr gesehen beträgt ca. 285 kWh. Dies entspricht 285 Vollzyklen.
- Die Netzkosten können mit dem Batteriespeicher (1 kWh pro 1 MWh Verbrauch) um ca. 30% reduziert werden. Für das Haushaltsprofil mit 1‘000 kWh Verbrauch pro Jahr bedeutet dies eine Kosteneinsparung von ca. 16 CHF.
- Die spezifischen Einsparungen liegen bei 5.6 Rp./kWh für die zwischengespeicherte Energie.

Die beiden folgenden Abbildungen zeigen das Lade- und Entladeverhalten des Batteriespeichers mit der in Kapitel 6.4.3 definierten Regelung. Das Laden des Batteriespeichers erfolgt jeweils in der Nacht bei tiefer

Netzbelastung während das Entladen tagsüber geschieht. Der Batteriespeicher ist in etwa so dimensioniert, dass der Entladevorgang 5-10 Stunden dauert. Der Entladevorgang ist teilweise limitiert durch den eigenen Stromverbrauch.

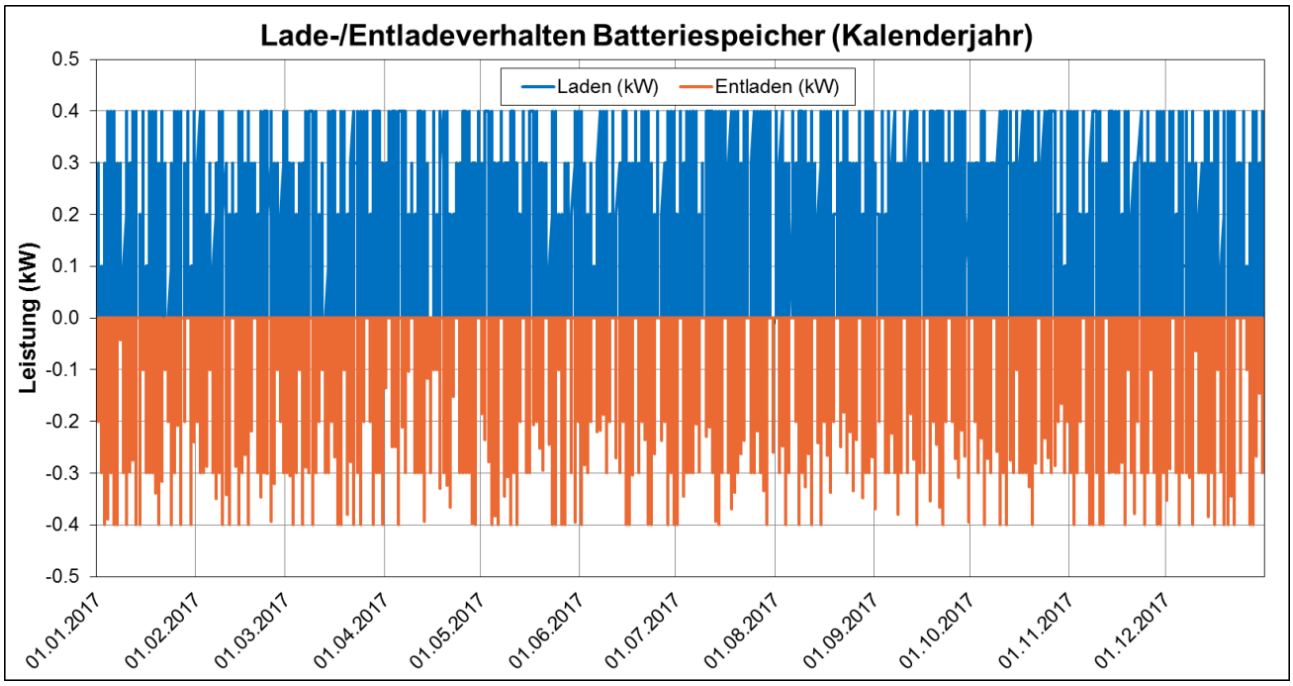


Abbildung 5: Lade- und Entladeverhalten des Batteriespeichers während eines Kalenderjahrs mit den in Tabelle 14 definierten Randbedingungen und Begrenzung der Entladeleistung auf eigenen Verbrauch.

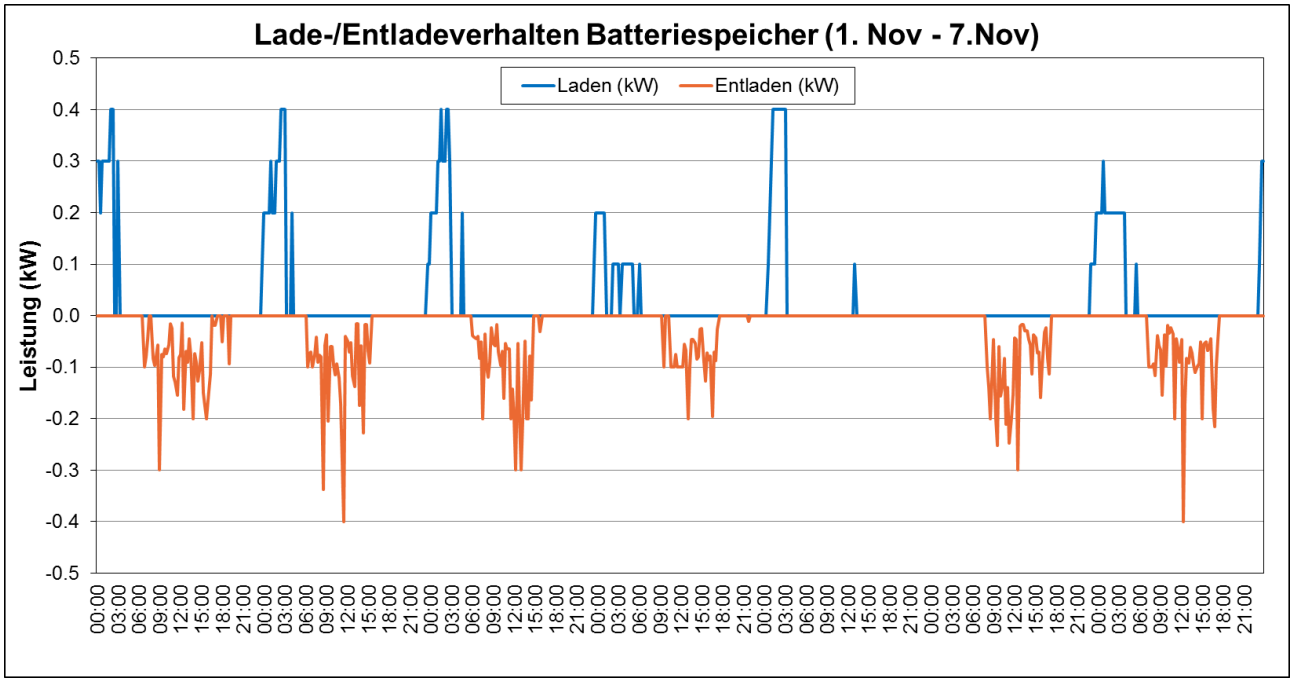


Abbildung 6: Lade- und Entladeverhalten des Batteriespeichers während einer Woche mit den in Tabelle 14 definierten Randbedingungen und Begrenzung der Entladeleistung auf eigenen Verbrauch.

In der folgenden Abbildung wird die Auswirkung eines Batteriespeichers auf die Netzbelastung betrachtet. Dafür werden folgende Annahmen getroffen: Es wird die Regelung aus Kapitel 6.4.3 ohne Einschränkung beim Entladen des Batteriespeichers verwendet. Die Kapazität des betrachteten Batteriespeichers beträgt 2‘000 kWh. Dies entspricht ca. 400 Batteriespeichern mit typischer Auslegung für ein Einfamilienhaus. Durch den Einsatz des Batteriespeichers wird die maximale Netzbelastung um 800 kW reduziert und die minimale Netzbelastung um 800 kW erhöht. Die Differenz zwischen minimaler und maximaler Netzbelastung kann um ca. 20% reduziert werden. Um die Differenz zwischen minimaler und maximaler Netzbelastung zu halbieren, wäre eine Batteriekapazität von ca. 5‘000 kWh notwendig.

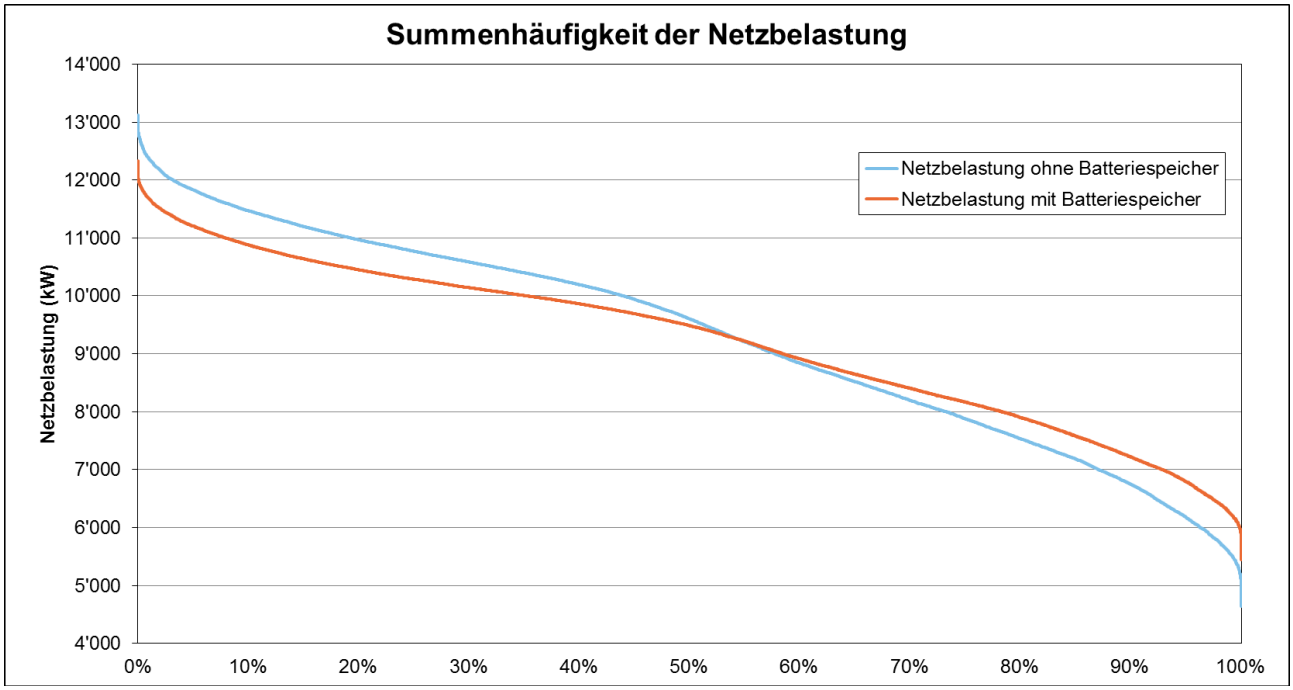


Abbildung 7: Summenhäufigkeit der Netzbelastung mit und ohne Batteriespeicher

Die Vor- und Nachteile der drei Tarifsysteme werden einander in **Tabelle 15** gegenübergestellt.

Tarifsystem	Vorteil	Nachteil
Herkömmliches Doppeltarifsystem	• Generiert Bandlasten • Unterstützt konventionellen Kraftwerkspark • Ist bestehend, etabliert, akzeptiert	• Wird der modernen Energieversorgung (fluktuierende Produktion) nicht gerecht • Entspricht je länger desto weniger der Kostenwahrheit
Doppeltarifsystem mit flexiblen Zeiten	• Nutzt bewährte Technologien, braucht kaum neue Investitionen • Kann die Integration neuer erneuerbarer Energien unterstützen • Konventioneller Betrieb nach wie vor möglich	• Für Endverbraucher nicht mehr berechenbar • Ist immer noch unflexibel gegenüber Time of Use-Tarifen
Time of Use-Tarife	• Kompatibel mit Demand Response • Optimiert der Kunde seine Kosten, verhält er sich maximal netzdienlich	• Für Endverbraucher unberechenbar und ggf. kompliziert • Bedarf neuer Infrastruktur (Smart Metering) •

Tabelle 15: Lösungsansätze und Produkte zu Sensoren und Aktoren.

7. Verteilnetzbetreiber und dezentrale Regler

Neben Verteilnetzbetreibern (VNB) sind zunehmend private Dienstleister bei der Kosten- und Lastenoptimierung des Elektrizitätsverbrauchs aktiv. Private Dienstleister optimieren z. B. die Kosten des Endverbrauchers z. B. durch Eigenverbrauchsoptimierung der PV-Anlage mit Bewirtschaftung von Speichern und flexiblen Verbrauchern (z. B. Wärmepumpe) über den Einsatz von dezentralen Reglern, oder sie bewirtschaften ein Regelleistungspool. Auf der anderen Seite sind die VNB daran interessiert die Netzbelastung und damit ihre Kosten (Verschleiss sowie Leistungstarife gegenüber dem Vorlieferanten) zu optimieren. Die beiden Akteure agieren meist unabhängig voneinander. Dies birgt ein Konfliktpotenzial.

Abbildung 8 zeigt schematisch den Informationsaustausch zwischen VNB, Endkunde, Dienstleister und Energie- resp. SDL-Markt. Dabei wird deutlich, dass diverse Anspruchsnehmer auf Verbraucher und Speicher einwirken.

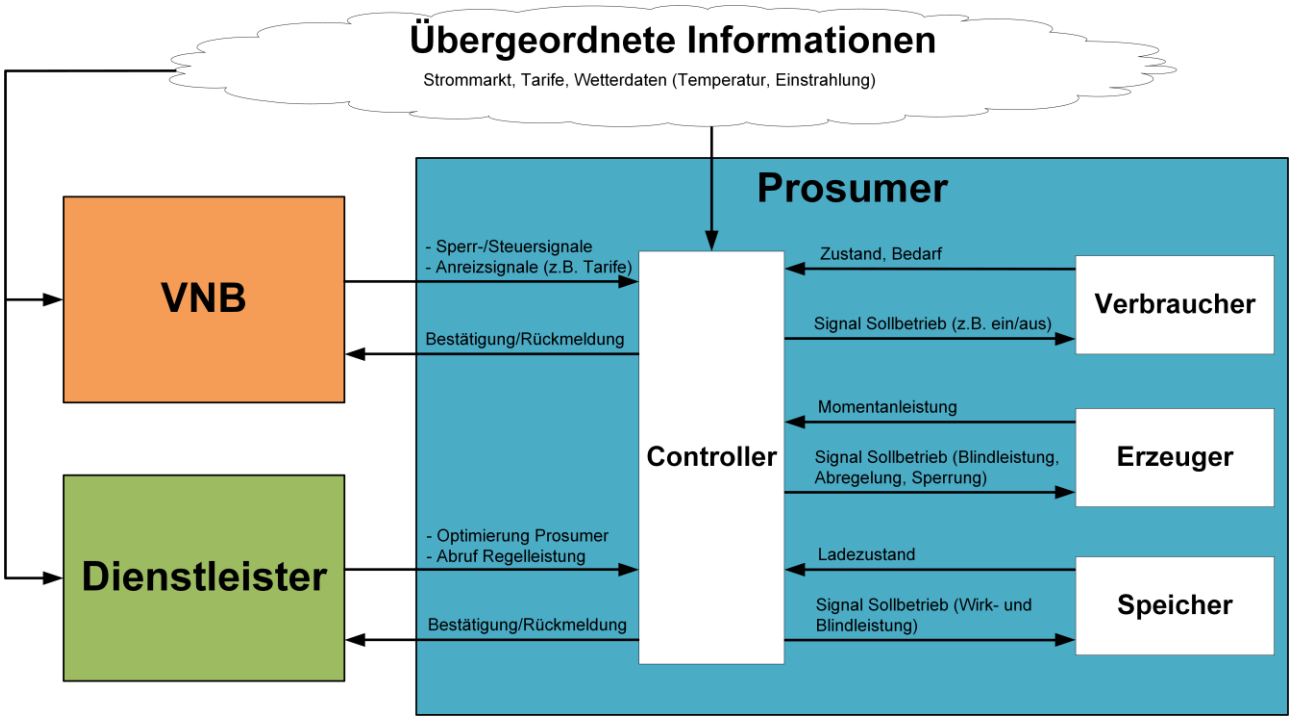


Abbildung 8: Informationsaustausch zwischen VNB, Endkunde, Dienstleister und Energie- resp. SDL-Markt.

7.1 Umgang des Verteilnetzbetreibers mit dezentralen Reglern

Dezentrale Regler sind eine Realität. Der VNB ist gut beraten, sein System so aufzubauen, dass es mit dem Vorhandensein dezentraler Regler nicht im Konflikt steht. Im Rahmen der Studie ProFlex ist es nicht möglich, das Zusammenspiel zwischen VNB und dezentralen Reglern im Detail zu erfassen. Es werden stattdessen als Resultat verschiedener Gespräche folgende Prämissen aufgestellt:

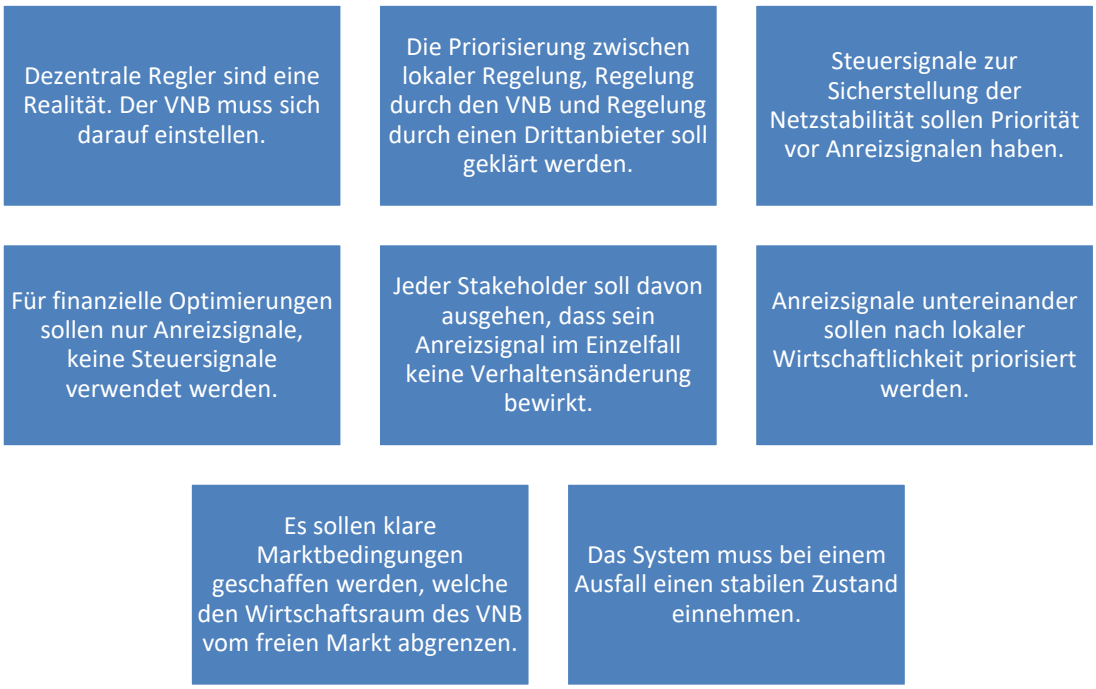
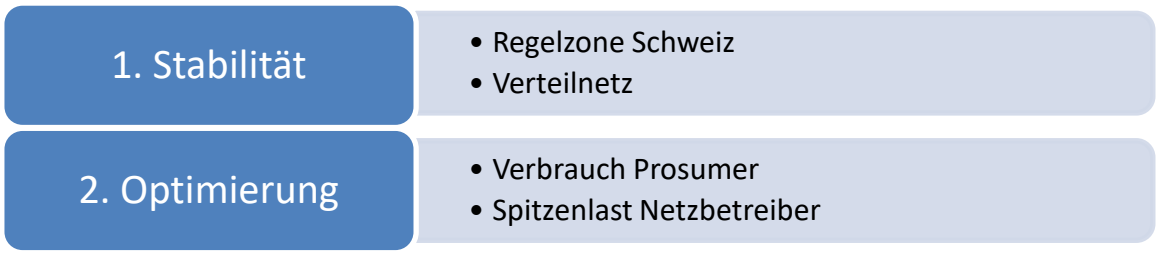


Abbildung 9: Prämissen für den Umgang mit dezentralen Reglern.

Kritisch zu beurteilen ist insbesondere die Hierarchie respektive die Priorisierung der Regelungen. Es muss sichergestellt werden, dass gegenläufige Optimierungsinteressen nicht zu Konflikten führen. Eine Möglichkeit dazu ist die Priorisierung der Signale:



Die heutigen Rahmenbedingungen berücksichtigen dies nicht oder nur ungenügend. So kennt die Schweiz zwar eine Organisation für Stromversorgung in ausserordentlichen Lagen (OSTRAL), jedoch ausser dem normalen Markt keine Anreize zur Verhinderung der Ausrufung von OSTRAL. Ähnlich verhält es sich auf VNB-Ebene: Mit der Förderung von Eigenverbrauch inklusive Speichern ist zwar ein System zur Reduktion der Netzbelastung geschaffen worden – dass dies sich jedoch auch netzdienlich verhält (z. B. durch die Reduktion von Lastspitzen), dafür bestehen keine Anreize. Für den VNB ergeben sich daraus zwei Rechtsunsicherheiten:

1. Welche Anreize darf der VNB schaffen, damit sich Prosumer netzdienlich verhalten?
2. Falls der VNB (Anreiz-)Systeme zur Netzentlastung schafft, welche Sicherheit hat er, dass diese nicht von Drittanbietern übersteuert werden?

8. Ergebnisse

Das wesentliche Studienergebnis ist eine Liste von Anforderungen, welche eine Smart-Grid-Infrastruktur erfüllen können soll, um den Herausforderungen eines kleinen aber aktiven Netzbetreibers gerecht zu werden. Herkömmliche Systemanbieter erfüllen diese Anforderungen jedoch nur ungenügend.

Viele der von Forschern und Berater vorgeschlagenen Lösungen (z. B. im Bereich Lastmanagement) sind für einen kleinen Netzbetreiber nicht umsetzbar, da die dafür notwendige Infrastruktur nicht vorhanden ist und nicht als Standardprodukt am Markt beschafft werden kann. Verschiedene Firmen liefern Teillösungen (z. B. dezentrale Lastregler oder Eigenverbrauchsmanager), welche jedoch nicht ohne weiteres in die bestehende Infrastruktur eingebaut werden können.

Am wenigsten fortgeschritten sind die Tarifsysteme. Seitens Hersteller werden ausser dem herkömmlichen fahrplangesteuerten Doppeltarifsystem sowie dem Leistungstarifsystem keine Tarifsysteme unterstützt. Für flexible Tarife (jede Viertelstunde ein eigener Preis) ist die typische Kommunikationsinfrastruktur von Smart-Grid-Herstellern ungeeignet.

Ausgehend von dieser Studie muss festgestellt werden, dass die direkte Projektumsetzung so nicht möglich ist. Die Umsetzung eines kleineren Pilotprojekts wäre denkbar, ist jedoch mit dem Investitionsrisiko im Umfang des Gesamtprojekts behaftet. Dies will heissen, dass die technologischen Unsicherheiten um betrachteten Umfeld heute so gross sind, dass es unklar ist, ob ein heute umgesetztes Projekt in fünf Jahren noch Bestand haben wird.

Der Ausbau der Smart Metering-Infrastruktur birgt die Gefahr von Fehlinvestitionen und dem späteren Ausbau von Parallelinfrastrukturen. Hohe Priorität soll bei einem Smart Metering-Rollout deshalb auf Modularität, Flexibilität und Interoperabilität der Systeme gesetzt werden. Die Nach- und Umrüstbarkeit solcher Systeme scheinen heute die beste verfügbare Garantie für eine lange Lebensdauer der Systeme zu sein.

9. Ausblick, weitere Schritte

Ursprünglich war die Absicht, im Anschluss an die vorliegende Studie das Projekt umzusetzen. Diese Absicht besteht immer noch, jedoch zeigen die Ergebnisse der Studie, dass eine Umsetzung nicht eins zu eins möglich ist. Für eine Umsetzung ergeben sich aus der Studie im Wesentlichen zwei Möglichkeiten:

1. Umsetzung eines Pilotprojekts zum Sammeln von Erfahrungen. Das Pilotprojekt greift auf die bestehende Infrastruktur zurück und/oder verwendet verfügbare Komponenten, welche mutmasslich nicht die vollen Anforderungen des VNB erfüllen. Insbesondere ist dabei das Risiko gross, dass das gesamte Pilotsystem nach Ablauf der Pilotphase rückgebaut werden muss. Eine mögliche Umsetzung wäre der Einsatz eines Batteriespeichers bei einem Pilotkunden, welchem über das Internet Anreizsignale zugestellt würden.

2. Die zweite Option besteht aus dem Aufbau eines flächendeckenden Smart-Grids. Bei heutigen Angeboten müsste dabei jedoch auf verschiedene in dieser Studie als "zwingend" eingestufte Anforderungen verzichtet werden.

Eine eindeutige Handlungsempfehlung kann aufgrund der Erkenntnisse aus dieser Studie nicht abgegeben werden. Es gibt jedoch verschiedene Punkte, zu welchen sich eine aktive Marktbeobachtung und ggf. die Umsetzung eines Pilotprojekts lohnen können:

- Erfahrungen mit dezentralen Reglern wie z. B. Eigenverbrauchmanager oder Ladestationen für Elektromobile zu sammeln. Dabei geht es einerseits darum, deren Verhalten und mögliche Konflikte mit netzdienlichem Verhalten kennen zu lernen, andererseits um die Einbindung in ein übergeordnetes Regelsystem wie z. B. die heutige Rundsteuerung resp. das Nachfolgesystem.

- Anreizsysteme für netzdienliches Verhalten der Prosumer evaluieren und in Pilotprojekten testen. Gerade die Elektromobilität bietet viele Möglichkeiten zur Ausgestaltung solcher Anreizsysteme (Leistungstarife, variable Tarife). Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass gerade Privathaushalte kaum über ein neues Tarifmodell zu Verhaltensänderungen zu bewegen sind. Wird jedoch der von Natur aus umweltfreundlich und nicht nur preissensitiv eingestellten Kundengruppe der PV-Anlagenbetreiber oder der Elektromobilisten über ein neues Tarifmodell die Chance gegeben, sich netzdienlich zu verhalten und erst noch Geld zu sparen, so wäre diese wohl auch bei einem ansonsten mässig attraktiven Angebot zum Umdenken zu bewegen.

- Der Markt soll weiterhin aktiv beobachtet werden. Es ist davon auszugehen, dass das ideale System für einen VNB heute noch nicht am Markt verfügbar ist. Die folgenden Funktionalitäten sind in den evaluierten Systemen nicht verfügbar. Implementiert ein Systemhersteller eine oder mehrere der folgenden Funktionalitäten, so soll sein Produkt neu evaluiert werden:

  - Dynamische Tarife werden unterstützt

  - Echtzeitregelungen sind möglich

  - Regulatorisches erschwert eine Optimierung. VNB müsste mehr tarifliche Freiheiten haben. "Tarife müssen einfach und nachvollziehbar sein".

- Der Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) ermöglicht es dem Netzbetreiber, als privater Dienstleister aufzutreten und dabei Optimierungen vorzunehmen, welche ihm in seiner Rolle als Monopolist verwehrt wären. So hat er innerhalb eines ZEV die Möglichkeit, Angebote auszuarbeiten,

welche z. B. aufgrund der besonderen Situation eines konkreten Projektes attraktiver sind als die Konditionen, welcher er einem Kunden als regulierter Monopolist anbietet.

- Sorgfältige Evaluation der Smart Meter vor einem Rollout. Dabei soll geprüft werden, welche Funktionalitäten ein VNB künftig verwenden möchte und ob diese bei dem gewählten System, falls nicht von Anfang an vorhanden, ggf. nachgerüstet werden könnte.

10. Diskussion

Diese Studie hat aufgezeigt, welche Handlungsspielräume ein kleiner VNB bei der Beeinflussung der Lastprofile seiner Endkunden hat. Dabei hat sich gezeigt, dass die Möglichkeiten theoretisch gross und vorhanden, in der Praxis jedoch nur schwer zu realisieren sind. Hauptgrund sind die fehlenden Funktionalitäten heute verfügbarer Systeme.

Gleichzeitig sind aber noch verschiedene Fragen ungelöst. Diese Unsicherheiten dürften mit ein Grund sein, weshalb Systemhersteller die entsprechenden Funktionalitäten nicht in ihre Systeme integriert haben. Einige davon sind:

- Was ist die Rolle des künftigen Netzbetreibers? Wird er ein aktiver Player im Bereich Lastmanagement um seine Infrastruktur möglichst gut auszunützen, oder beschränkt er sich auf seine Kernkompetenz und baut und betreibt das Verteilnetz derart, dass er alle Kundenbedürfnisse abdeckt, ohne jedoch diese Bedürfnisse zu beeinflussen?
- Welche Schnittstellen setzen sich durch? Welche Systemteile oder Dienstleistungen werden künftig als Monopol angesehen (wie z. B. heute die Rundsteuerung und auch der Rundsteuerempfänger resp. ein Lastschaltgerät), und welche werden liberalisiert (z. B. Eigenverbrauchsmanager)?
- Wie entwickeln sich die Elektromobilität und die dezentrale Einspeisung? Welche Schnittstellen und Regelungsmöglichkeiten werden die entsprechenden Systeme künftig aufweisen?
- Sind flexible Netztarife für die Endkunden umsetzbar? Diese Frage beinhaltet mehrere Dimensionen. Einerseits muss die legale Möglichkeit zur Umsetzung gegeben sein, andererseits muss ein entsprechendes System aber auch eine ausreichende Verbreitung finden, damit Systemhersteller ihre Produkte mit den entsprechenden Funktionalitäten versehen können. Gerade für einen kleinen VNB ist es wenig zielführend, im Alleingang einen neuen und technologiebestimmenden Weg einzuschlagen.
- Diese Studie beschränkt sich einzig auf Netzkosten und Netztarife. Energiekosten werden nicht berücksichtigt. Sollten der Energielieferant und der VNB aber widersprüchliche Signale senden, ist die Netzdienlichkeit des Systems in Frage gestellt.
- Hierarchie der Regelsysteme: Welcher Stakeholder wird künftig die dezentralen Produzenten, Verbraucher und Speicher steuern? Aufgrund von wessen Signalen?