



Schlussbericht vom 27. Januar 2023

NETFLEX

Effiziente Netzentgelte für flexible Konsumenten



Zürcher Hochschule
für Angewandte Wissenschaften



Universität
Basel

Datum: 27. Januar 2023

Ort: Zürich

Subventionsgeberin:

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieforschung und Cleantech
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Subventionsempfänger/innen:

ZHAW
Technikumstrasse 9, CH-8401 Winterthur
www.zhaw.ch

Eniwa
Industriestrasse 25, CH-5033 Buchs AG
www.Eniwa.ch

elena international GmbH
Luisenstrasse 53, D-10117 Berlin
www.elena-international.com

Universität Basel
Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät
Peter Merian-Weg 6
4002 Basel
<https://www.unibas.ch>

Autor/in:

Dr. Christian Winzer, ZHAW, christian.winzer@zhaw.ch
Patrick Ludwig, ZHAW, ludi@zhaw.ch
Dr. Sabine Auer, elena international, sabine.auer@elena-international.com
Anna Hlawatsch, elena international, anna.hlawatsch@elena-international.com

BFE-Projektbegleitung:

Dr. Anne-Kathrin Faust, anne-kathrin.faust@bfe.admin.ch
Dr. Wolfgang Elsenbast, wolfgang.elsenbast@bfe.admin.ch
Denis Peytregnet, denis.peytregnet@bfe.admin.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/501899-01

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



Zusammenfassung

Im Rahmen des NETFLEX Projektes wurde untersucht, wie Netztarife gestaltet werden sollten, um einen effizienten Einsatz von Flexibilitäten als Alternative zum Netzausbau zu ermöglichen.

Arbeitspaket 1. Gemeinsam mit ENIWA wurde zunächst eine **konventionelle Netzausbauplanung** für das ENIWA Versorgungsgebiet (Aarau und Umgebung) durchgeführt. Aufgrund des Ausbaus von Wärmepumpen und Elektroautos ergab sich je nach Lastszenario ein **Anstieg der Spitzenlast um bis zu 76% bis 2030**. Im Falle einer konventionellen Netzausbauplanung führe dies zu einen **Kostenanstieg um bis zu 25%**.

Arbeitspaket 2. In einem nächsten Schritt wurde analysiert, welche **Kostentreiber** die Kostenzunahme verursachen. Aus dem Vergleich der in den Lastszenarien angenommenen Spitzenlast und des resultierenden Netzausbaubedarfs, sowie einem Vergleich der aktuellen Netzkosten und der Anzahl von Netzanschlusspunkten in verschiedenen Teilnetzgebieten wurde geschätzt, dass **rund 2/3 der Kosten durch die Anzahl und Lage der Netzanschlusspunkte** (strukturabhängige Kosten) und **rund 1/3 der Kosten durch die Netzhöchstlast** (leistungsabhängige Kosten) verursacht werden. Daneben werden die Netzkosten durch viele weitere Faktoren beeinflusst, die von den Netznutzern nicht gesteuert werden können.

Arbeitspaket 3. Auf Basis von Umfragen wurden die **Kosten von Lastverschiebungen** geschätzt. Grundsätzlich erwarten **Haushalte** für eine einstündige Lastverschiebung pro Woche eine Kompensation von rund 60 CHF pro Jahr für Wärmepumpen und 36 CHF pro Jahr für Elektroautos. Die erwartete Entschädigung stieg im Durchschnitt um rund 4.8 CHF pro Jahr je Stunde zusätzlicher maximaler Unterbrechungsdauer und um 3.6 CHF pro Jahr je zusätzlicher Einschränkung pro Woche. Für Querschnittstechnologien, wie Raumwärme, Warmwasser, Klimaanlage, Lüftung und Elektroautos betrug die Kompensationsforderung von **Gewerbekunden** im Mittel rund 10% der Monatsrechnung im Fall von Lastverschiebungen ohne Komforteinbussen und bis 20% der Monatsrechnung im Fall von Lastverschiebungen, die mit Komforteinbussen verbunden sind. Die meisten der im Rahmen des Projektes befragten Haushaltskunden haben eine starke Abneigung gegen Tarife mit variablen Preisen. Knapp **72% der Befragten** würden daher **lieber einen Einheitstarif mit direkter Laststeuerung abonnieren als einen Tarif mit variablen Preisen** mit oder ohne direkte Laststeuerung.

Arbeitspaket 4. Im Rahmen einer stilisierten Simulation wurden die **Auswirkung typischer Tarifansätze** für einen einzelnen Netzknoten getestet.

Im Fall eines hohen Anteils von automatischer Laststeuerung führten Hoch- Niedertarife in unseren Simulationen zu Rebound-Peaks, deren Auftreten in der Praxis auch bereits von verschiedenen EVU bestätigt wurde.

Im Vergleich zu einem Szenario mit konstantem Netztarif konnte die Netzhöchstlast in den Simulationen zu WP4 durch Leistungstarife um bis zu 10% und durch direkte Laststeuerung um bis zu 40% gesenkt werden. Dadurch sanken die Gesamtkosten beim Leistungstarif um 2% und bei direkter Laststeuerung um 6%. Im Fall von direkter Laststeuerung sparten Haushalten mit Elektroauto dadurch bis zu 80 CHF pro Jahr und Haushalte mit Wärmepumpe über 100 CHF pro Jahr, das heisst deutlich mehr als ihre Kompensationsforderung aus AP3. Aus konzeptioneller Sicht könnte der Einsatz von Flexibilität über direkte Laststeuerung jedoch noch weiter verbessert werden, indem Flexibilität in Zeiten, in denen das Netz nicht überlastet ist, dafür eingesetzt wird, die Kosten der Stromerzeugung zu senken, oder zusätzliche Erlöse aus dem Verkauf von Regelenergie oder anderen Dienstleistungen zu erzielen. Anstelle einer direkten Laststeuerung durch den Netzbetreiber, empfehlen wir daher eine direkte Laststeuerung durch das EVU, bei der das EVU über entsprechend ausgestaltete dynamische Netzentgelte einen Anreiz erhält, die Lasten nur dann und dort netzdienlich einzusetzen, wo dies zur Behebung von Netzengpässen erforderlich ist.



Aus den bisherigen Arbeiten sowie weiterführenden konzeptionellen Überlegungen wurde ein **empfohlenes Tarifdesign** hergeleitet. Als **langfristiges Zielsystem** wird empfohlen:

- rund 2/3 der Netzkosten, die von der Netzstruktur abhängen über eine regional unterschiedliche **Grundkomponente** pro Anschlusspunkt zu verteilen.
- rund 1/3 der Netzkosten, die von der Netzhöchstlast abhängen, entweder über einen **dynamischen Arbeitspreis** (für EVUs oder Kunden, die Ihre Lasten selbst steuern) oder über einen **konstanten Arbeitspreis** (für Kunden, deren Lasten durch das EVU gesteuert werden) umzulegen.

Die Netzentgelte sollten:

- Kunden die Möglichkeit geben verschiedene **Qualitätsniveaus** zu wählen, die von den Netzbetreiber sowohl bei der Netzplanung als auch bei der Engpassbeseitigung berücksichtigt werden.
- **symmetrisch** ausgestaltet werden, so dass bei Engpässen in Lastrichtung das Entgelt für Ausspeisungen und die Vergütung von Einspeisungen steigt und bei Engpässen in Einspeiserichtung das Entgelt für Ausspeisungen und die Vergütung für Einspeisungen so lange sinkt, bis der Engpass behoben ist.
- **regional** ausgestaltet werden, sofern dies durch die lokale Netzsituation und regional unterschiedliche Ausbaukosten gerechtfertigt, angesichts der aus höherer Granularität bei dynamischen Netzentgelte entstehenden Messkosten effizient und aus politischer Sicht akzeptabel ist.

Der Strommarkt könnte vorzugsweise so weit geöffnet werden, dass Stromkunden zumindest für die wichtigsten flexiblen Lasten (z.B. Wärmepumpe, Boiler, Elektroautos) einen **gerätespezifischen Energieliefervertrag** eines unabhängigen Lieferanten wählen können.

Als **Übergangslösung** könnte im Rahmen der aktuellen technischen und rechtlichen Rahmenbedingungen:

- rund 2/3 der Netzkosten, die von der Netzstruktur abhängen, über einen **konstanten Arbeitspreis** umgelegt werden, während
- rund 1/3 der Netzkosten, die von der Netzhöchstlast abhängen, entweder über einen regional einheitlichen **mehrstufigen Leistungspreis** oder einen regional einheitlichen **dynamischen Arbeitspreis** umgelegt werden.

Arbeitspaket 5. Im letzten Schritt wurde die **Netzausbauplanung von ENIWA unter Berücksichtigung der Lastverschiebungen** von Haushaltskunden wiederholt. Im Fall einer automatisierten Reaktion aller Wärmepumpen, Elektroautos und Batteriespeicher konnte die **Netzllast durch direkte Laststeuerung um 19%** und durch einen **Leistungsstarif um 12% reduziert** werden. Dadurch konnten die **Netzkosten bei direkter Laststeuerung um 9%** und bei einem **Leistungsstarif um 6%** reduziert werden.

In einem **nächsten Schritt** sollen Teile des vorgeschlagenen Zielsystems innerhalb eines Pilot- und Demonstrationsprojektes getestet und weiter verfeinert werden.



Résumé

Dans le cadre du projet NETFLEX, on a étudié la manière dont les tarifs de réseau devraient être conçus pour permettre une utilisation efficace des **flexibilités comme alternative à l'extension du réseau**.

Paquet de travail 1 : en collaboration avec ENIWA, une **planification conventionnelle de l'extension** du réseau a d'abord été réalisée pour la zone d'approvisionnement d'ENIWA (Aarau et ses environs). En raison du développement des pompes à chaleur et des voitures électriques, il en résulte, selon le scénario de charge, une **augmentation de la charge de pointe allant jusqu'à 76% d'ici 2030**. Dans le cas d'une planification conventionnelle de l'extension du réseau, cela entraîne une **augmentation des coûts allant jusqu'à 25%**.

Paquet de travail 2 : l'étape suivante a consisté à analyser les **facteurs à l'origine de l'augmentation des coûts**. En comparant la charge de pointe supposée dans les scénarios de charge et le besoin d'extension du réseau qui en résulte, ainsi qu'en comparant les coûts actuels du réseau et le nombre de points de raccordement au réseau dans différentes zones de réseau partiel, on a estimé qu'environ **2/3 des coûts sont causés par le nombre et la localisation des points de raccordement** au réseau (coûts dépendant de la structure) et environ **1/3 des coûts par la charge maximale du réseau** (coûts dépendant de la puissance). En outre, les coûts du réseau sont influencés par de nombreux autres facteurs qui ne peuvent pas être contrôlés par les utilisateurs du réseau.

Paquet de travail 3 : les **coûts pour le décalage de charges** ont été estimés sur la base de sondages. En principe, les **ménages** s'attendent à une compensation d'environ 60 CHF par an pour le décalage d'une pompe à chaleur et 36 CHF par an pour le décalage d'une voiture électrique d'une heure par semaine. La compensation attendue a augmenté en moyenne d'environ 4,8 CHF par an par heure d'interruption maximale supplémentaire et de 3,6 CHF par an par restriction supplémentaire par semaine. Pour les technologies transversales telles que le chauffage des locaux, l'eau chaude, la climatisation, la ventilation et les voitures électriques, la demande de compensation des **clients commerciaux** s'élevait en moyenne à environ 10% de la facture mensuelle dans le cas de délestages sans perte de confort et jusqu'à 20% de la facture mensuelle dans le cas de décalages qui entraînant des pertes de confort. La plupart des clients résidentiels interrogés dans le cadre du projet ont une forte aversion pour les tarifs à prix variables. Près de **72% des personnes interrogées préféreraient donc s'abonner à un tarif unique avec gestion directe de la charge plutôt qu'à un tarif à prix variable** avec ou sans gestion directe de la charge.

Paquet de travail 4 : dans le cadre d'une simulation stylisée, l'**impact de tarifs typiques** a été testé pour un seul nœud de réseau.

Dans le cas d'une forte proportion de contrôle automatique de la charge, les tarifs haut et bas ont conduit à des pics de rebond dans nos simulations, dont l'apparition a aussi été confirmée dans la pratique par différentes entreprises de distribution d'électricité.

Par rapport à un scénario à tarif de réseau constant, les tarifs de puissance ont permis de réduire la charge maximale du réseau jusqu'à 10% et le contrôle direct de la charge jusqu'à 40% dans les simulations du paquet de travail 4. Les coûts totaux ont ainsi diminué de 2% pour le tarif de puissance et de 6% pour le contrôle direct de la charge. Dans le cas du pilotage direct de la charge, les ménages équipés d'une voiture électrique ont économisé jusqu'à 80 CHF par an et les ménages équipés d'une pompe à chaleur plus de 100 CHF par an, c'est-à-dire nettement plus que leur demande de compensation du PA3. D'un point de vue conceptuel, l'utilisation de la flexibilité par le biais de la gestion directe de la charge pourrait toutefois être encore améliorée en utilisant la flexibilité pendant les périodes où le réseau n'est pas surchargé pour réduire les coûts de production d'électricité ou pour obtenir des revenus supplémentaires par la vente d'énergie de réglage ou d'autres services. Au lieu d'une gestion directe de la charge par le gestionnaire de réseau, nous recommandons donc une gestion directe de la charge par l'entreprise d'approvisionnement en électricité, dans le cadre de



laquelle l'entreprise d'approvisionnement en électricité est incitée, par le biais de rémunérations dynamiques du réseau conçues en conséquence, à n'utiliser les charges de manière utile pour le réseau que lorsque cela s'avère nécessaire pour éliminer les congestions du réseau.

Les travaux réalisés jusqu'à présent ainsi que des réflexions conceptuelles plus poussées ont permis de définir la **conception recommandée des tarifs** suivante :

- de répartir environ **2/3 des coûts de réseau**, qui dépendent de la structure du réseau, par le biais d'une **composante de base par point de raccordement**, différente selon les régions.
- de répartir environ **1/3 des coûts de réseau** qui dépendent de la charge maximale du réseau soit par un **prix de travail dynamique** (pour les Fournisseurs d'énergie ou les clients qui gèrent eux-mêmes leurs charges) soit par un **prix de travail constant** (pour les clients dont les charges sont contrôlées par le fournisseur d'énergie).

Les tarifs de réseau devraient :

- distinguer les **niveaux de qualité** qui sont pris en compte par les gestionnaires de réseau lors de la planification du réseau et de l'élimination des congestions.
- être conçues de manière **symétrique**, de sorte qu'en cas de congestion dans le sens de la charge, la rétribution des soutirages et la rémunération des injections augmentent et qu'en cas de congestion dans le sens de l'injection, la rétribution des soutirages et la rémunération des injections diminuent jusqu'à ce que la congestion soit éliminée.
- varier d'une **région** à l'autre, pour autant que cela soit justifié par la situation locale du réseau et les coûts de développement différents selon les régions, que cela soit efficace compte tenu des coûts de mesure résultant d'une plus grande granularité des tarifs de réseau dynamiques et que cela soit acceptable d'un point de vue politique.

Le marché de l'électricité pourrait de préférence être suffisamment ouvert pour que les clients de l'électricité puissent choisir un **contrat de fourniture d'énergie différent pour chaque appareil** d'un fournisseur indépendant, au moins pour les principales charges flexibles (p. ex. pompe à chaleur, chauffe-eau, voitures électriques).

A titre de solution transitoire, dans le cadre des conditions techniques et juridiques actuelles, on pourrait envisager que :

- environ **2/3 des coûts de réseau**, qui dépendent de la structure du réseau, soient répartis via un **prix de travail constant**, tandis que
- environ **1/3 des coûts de réseau** qui dépendent de la charge maximale du réseau, soient répartis soit par un **prix de puissance à plusieurs niveaux** mais uniforme au niveau régional, soit par un **prix de travail dynamique** uniforme au niveau régional.

Package de travail 5. Dans la dernière étape, la **planification de l'extension du réseau** de l'ENIWA a été répétée en **tenant compte des décalages de charge** de clients résidentiels. Dans le cas d'une réaction automatisée de toutes les pompes à chaleur, des voitures électriques et des accumulateurs à batterie, la **charge du réseau a pu être réduite de 19% par un contrôle direct des charges** et de **12% par un tarif de puissance**. Cela a permis de **réduire les coûts du réseau de 9% en cas de contrôle directe des charges** et de **6% en cas de tarif de puissance**.

Dans une **prochaine étape**, certaines parties du système cible proposé seront testées et affinées dans le cadre d'un projet pilote et de démonstration.



Summary

The NETFLEX project investigated how grid tariffs should be designed to enable the efficient use of flexibilities as an alternative to grid expansion.

Work package 1. Together with ENIWA, a **conventional grid expansion planning** was first carried out for the ENIWA supply area (Aarau and surroundings). Due to the **expansion of heat pumps and electric cars, the peak load increased by up to 76% by 2030**, depending on the load scenario. In the case of conventional grid expansion planning, this would lead to a **cost increase of up to 25%**.

Work package 2. In a next step, it was analysed which **cost drivers** cause the cost increase. From the comparison of the peak load assumed in the load scenarios and the resulting grid expansion demand, as well as a comparison of the current grid costs and the number of grid connection points in different subgrid areas, it was estimated that about **2/3 of the costs are caused by the number and location of the grid connection points** (structure-dependent costs) and about **1/3 of the costs are caused by the grid peak load** (capacity-dependent costs). In addition, the grid costs are influenced by many other factors that cannot be controlled by the grid users.

Work package 3. Based on surveys, the **costs of load shifting** were estimated. In principle, **households** expect to be compensated for a one-hour load shift per week of around CHF 60 per year for heat pumps and CHF 36 per year for electric cars. The expected compensation increased on average by about 4.8 CHF per year per hour of additional maximum interruption time and by 3.6 CHF per year per additional restriction per week. For cross-sectional technologies, such as space heating, hot water, air conditioning, ventilation and electric cars, the compensation demand from **commercial customers** was on average around 10% of the monthly bill in the case of load shifts without loss of comfort and up to 20% of the monthly bill in the case of load shifts associated with loss of comfort. Most of the household customers surveyed in the project have a strong aversion to tariffs with variable prices. Almost **72% of the respondents would therefore rather subscribe to a uniform tariff with direct load control than a tariff with variable prices** with or without direct load control.

Work package 4. In a stylised simulation, the **impact of typical tariff approaches** for a single network node was tested.

In the case of a high proportion of automatic load control, high-low tariffs led to rebound peaks in our simulations, the occurrence of which has also been confirmed in practice by various energy supply companies.

Compared to a scenario with a constant grid tariff, the grid peak load in the simulations for WP4 could be reduced by up to 10% through power tariffs and by up to 40% through direct load control. As a result, the total costs fell by 2% in the case of capacity tariffs and by 6% in the case of direct load control. In the case of direct load control, households with an electric car saved up to 80 CHF per year and households with a heat pump saved over 100 CHF per year, i.e. significantly more than their compensation requirement from WP3. From a conceptual point of view, however, the use of flexibility via direct load control could be further improved by using flexibility in times when the grid is not overloaded to reduce the costs of electricity generation or to generate additional revenues from the sale of balancing energy or other services. Instead of direct load control by the grid operator, we therefore recommend direct load control by the electricity supply company, in which the electricity supply company receives an incentive through appropriately designed dynamic grid charges to only use the loads in a grid-serving manner when and where this is necessary to eliminate grid congestions.

A **recommended tariff design** was derived from the previous work and further conceptual considerations. The recommended long-term target system is

- to distribute around **2/3 of the grid costs**, which depend on the grid structure, via a regionally different **fixed charge per connection point**.



- to allocate about **1/3 of the grid costs**, which depend on the grid peak load, either via a **dynamic energy charge** (for EVUs or customers who control their loads themselves) or via a **constant energy charge** (for customers whose loads are controlled by the EVU).

Network charges should:

- allow consumers to choose different **quality levels** that are considered by the grid operators in both grid planning and congestion elimination.
- be designed **symmetrically**, so that in case of congestion caused by load the charge for withdrawals and the remuneration for injections increases and in the event of congestion caused by injections the charge for withdrawals and the remuneration for injections decreases until the congestion is removed.
- be **regionally** structured, provided that this is justified by the local grid situation and regionally different grid expansion costs, efficient in view of the metering costs arising from higher granularity in dynamic grid charges and acceptable from a political point of view.

The **electricity market** could preferably be **opened up** to the extent that electricity customers can choose an appliance-specific energy supply contract from an independent supplier, at least for the most important flexible loads (e.g. heat pump, boiler, electric cars).

As a **transitional solution, within the current technical and legal framework**:

- around **2/3 of the grid costs**, which depend on the grid structure, could be allocated via a **constant energy charge**, while
- around **1/3 of the grid costs**, which depend on the grid maximum load, are allocated either via a regionally uniform **multi-tier capacity charge** or a regionally uniform **dynamic energy charge**.

Work package 5. In the last step, ENIWA's **grid expansion planning** was repeated, **taking load shifts of residential customers into account**. In the case of an automated response of all heat pumps, electric cars and battery storage, the **grid peak-load could be reduced by 19% through direct load control** and **by 12% through a capacity tariff**. As a result, the **grid costs could be reduced by 9% with direct load control** and **by 6% with a capacity tariff**.

In a **next step**, parts of the proposed target system will be tested and further refined within a pilot and demonstration project.



Take-home messages

1. Die durch Flexibilität erzielbaren **Netzkosteneinsparungen** sind bereits heute ähnlich hoch wie die im Rahmen der NETFLEX Umfragen von Endkunden geforderte Kompensation für die Bereitstellung der Flexibilität. Bei zunehmendem Ausbau von Elektromobilität und Wärmepumpen erhöhen sich die durch Flexibilität erzielbaren Einsparungen. Sinkende Kosten bei der Flexibilitätsbereitstellung und zusätzliche Erlöse aus der Vermarktung in weiteren Märkten können den Anreiz zum Ausbau von Flexibilität weiter erhöhen.
2. Rund **2/3 der Netzkosten** werden **durch Anzahl und Lage der Anschlusspunkte** und die daraus resultierende Netzstruktur verursacht und sollten durch eine **regionale Grundgebühr** pro Anschlusspunkt umgelegt werden.
3. Rund **1/3 der Netzkosten** werden **durch die Netzhöchstlast**, und die daraus resultierende Betriebsmitteldimensionierung verursacht und sollte durch einen **dynamischen Arbeitspreis** (für EVUs oder Kunden, die Ihre Lasten selbst steuern) oder über einen **konstanten Arbeitspreis** (für Kunden, deren Lasten durch das EVU gesteuert werden) umgelegt werden.
4. **Netzentgelte sollten Qualitätsniveaus unterscheiden**, die von den Netzbetreiber sowohl bei der Netzplanung als auch bei der Engpassbeseitigung berücksichtigt werden.
5. **Netzentgelte** sollten **symmetrisch** ausgestaltet werden, so dass bei Engpässen in Lastrichtung das Entgelt für Ausspeisungen und die Vergütung von Einspeisungen steigt und bei Engpässen in Einspeiserichtung das Entgelt für Ausspeisungen und die Vergütung für Einspeisungen so lange sinkt, bis der Engpass behoben ist.
6. **Netzentgelte** sollten **regional ausgestaltet** werden, sofern dies durch die lokale Netzsituation und regional unterschiedliche Ausbaurkosten gerechtfertigt, angesichts der aus höherer Granularität bei dynamischen Netzentgelte entstehenden Messkosten effizient und aus politischer Sicht akzeptabel ist.
7. Der Strommarkt sollte so weit geöffnet werden, dass Stromkunden zumindest für die wichtigsten flexiblen Lasten (z.B. Wärmepumpe, Boiler, Elektroautos) einen **gerätespezifischen Energieliefervertrag** eines unabhängigen Lieferanten wählen können.



Inhaltsverzeichnis

INHALTSVERZEICHNIS	10
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	12
1 EINLEITUNG	13
1.1 AUSGANGSLAGE UND HINTERGRUND.....	13
1.2 MOTIVATION DES PROJEKTES.....	13
1.3 PROJEKTZIELE.....	13
1.4 PROJEKTÜBERSICHT.....	14
2 KONVENTIONELLE NETZAUSBAUPLANUNG	15
2.1 VORGEHEN UND METHODE	15
2.1.1 Lastszenarien	16
2.1.2 Zeitreihenerstellung.....	17
2.1.3 Netzberechnung & -analyse.....	20
2.2 ANALYSE UND PLAUSIBILISIERUNG DER SUMMENLASTZEITREIHEN.....	22
2.2.1 Plausibilisierung der Summenlastprofile an den Trafostationen der NE6	22
2.2.2 Einfluss der Batteriespeicher im Szenario Eigenverbrauch auf die Haushaltslastprofile	23
2.3 ERGEBNISSE UND DISKUSSION.....	24
2.3.1 Anstieg der Spitzenlasten	24
2.3.2 Überlastete Netzelemente und Netzausbaukosten	24
2.3.3 Häufigkeit, Zeitpunkt und Dauer der Überlastungen.....	25
2.3.4 Zusammenfassung und Diskussion der Ergebnisse.....	27
3 KOSTENTREIBERANALYSE	29
3.1 VORGEHEN UND METHODE	29
3.2 ERGEBNISSE UND DISKUSSION.....	31
3.2.1 Kostentreiber Anzahl und Lage der Anschlusspunkte	31
3.2.2 Kostentreiber Last.....	33
3.2.3 Zusammenfassung der Ergebnisse	34
4 KOSTEN & AKZEPTANZ VON LASTVERSCHIEBUNGEN	35
4.1 VORGEHEN UND METHODE	35
4.1.1 Haushalte: Kosten der Lastverschiebung.....	35
4.1.2 Haushalte: Akzeptanz verschiedener Tarife.....	36
4.1.3 Gewerbe: Kosten der Lastverschiebung.....	36
4.2 ERGEBNISSE UND DISKUSSION.....	37
4.2.1 Haushalte: Kosten der Lastverschiebung.....	37
4.2.2 Haushalte: Akzeptanz verschiedener Tarife.....	38
4.2.3 Gewerbe: Kosten der Lastverschiebung.....	40
5 OPTIMALE TARIFGESTALTUNG	43
5.1 VORGEHEN UND METHODE	43
5.1.1 Konzeptionelle Überlegungen.....	43
5.1.2 Simulation von Tarifauswirkungen	43
5.1.3 Langfristig effizientes Tarifsysteem	45
5.1.4 Aktuell mögliche Tarifansätze	46



5.2	ERGEBNISSE UND DISKUSSION	46
5.2.1	<i>Konzeptionelle Analysen</i>	46
5.2.2	<i>Simulation von Tarifauswirkungen</i>	49
5.2.3	<i>Langfristig effizientes Tarifsysteem</i>	54
5.2.4	<i>Aktuell mögliche Tarifsätze</i>	60
6	NETZAUSBAUPLANUNG UNTER BERÜCKSICHTIGUNG DER LASTFLEXIBILITÄT	64
6.1	VORGEHEN UND METHODE	64
6.1.1	<i>Lastszenario «Zero-Basis»</i>	64
6.1.2	<i>Tarifszenarien</i>	65
6.1.3	<i>Bestimmung des Netzausbaubedarfs</i>	65
6.2	ANALYSE UND PLAUSIBILISIERUNG DER SUMMENLASTZEITREIHEN	65
6.2.1	<i>Einfluss der Flexiblen Lasten auf die Haushaltslastprofile</i>	65
6.2.2	<i>Analyse der resultierenden Summenlastprofile an den Trafostationen der NE6</i>	66
6.3	ERGEBNISSE UND DISKUSSION	71
6.3.1	<i>Anstieg der Spitzenlasten</i>	71
6.3.2	<i>Überlastete Netzelemente und Netzausbaukosten</i>	71
6.3.3	<i>Häufigkeit und Auftrittszeit der Überlastungen</i>	72
7	SCHLUSSFOLGERUNGEN UND FAZIT	74
8	AUSBLICK UND ZUKÜNFTIGE UMSETZUNG	76
9	NATIONALE UND INTERNATIONALE ZUSAMMENARBEIT	77
10	KOMMUNIKATION	77
11	PUBLIKATIONEN	77
12	LITERATURVERZEICHNIS	78
13	ANHANG	83
13.1	ANNAHMEN AP1	83
13.2	ANNAHMEN AP5	84



Abkürzungsverzeichnis

AP	<i>Arbeitspaket</i>
CPP	<i>Critical-Peak-Price</i>
DCE	<i>Discrete-Choice-Experiment</i>
DLC	<i>Direct Load Control</i>
DR	<i>Demand Response</i>
EV	<i>Elektromobilität</i>
HP	<i>Heatpump</i>
LPG	<i>Lastprofilgenerator</i>
NE	<i>Netzebene</i>
PV	<i>Photovoltaik</i>
SHEDS	<i>Swiss Household Energy Demand Survey</i>
SQ	<i>Status-Quo</i>
TOU	<i>Time-Of-Use</i>
WWB	<i>Weiter wie bisher</i>



1 Einleitung

1.1 Ausgangslage und Hintergrund

Der Umstieg auf dezentrale erneuerbare Energien und die zunehmende Elektrifizierung verschiedener Wirtschaftssektoren (z.B. Mobilität, Wärme) führen in vielen Stromnetzen zu einem steigenden Ausbaubedarf. Der Bedarf an zusätzlichen Netzkapazitäten hängt stark vom Volumen und dem Nutzerverhalten der neu hinzukommenden Lasten ab, das wiederum durch die aus den Netztarifen resultierenden Anreize beeinflusst wird.

Die Entwicklung von Demand Response (DR) als Alternative zum Netzausbau ist jedoch aufgrund des in (Winzer & Borggreffe, 2017) erläuterten Henne-Ei-Problems derzeit begrenzt. Da das derzeitige Niveau von DR niedrig ist und die Berücksichtigung von Flexibilität nicht durch das Kostenregulierungssystem beanreizt wird, neigen Netzbetreiber dazu, das Netz zu überdimensionieren, um Engpässe zu vermeiden. Dies wiederum bedeutet, dass es nur einen begrenzten Bedarf gibt, DR zu entwickeln. Das Marktpotenzial für DR ist daher stärker beschränkt als es aus ökonomischer Sicht wünschenswert wäre.

Mit der Revision des StromVG sind Stromnetzbetreiber in der Schweiz verpflichtet, Flexibilität als Alternative zum Netzausbau in Betracht zu ziehen. Die Nutzung von Flexibilität soll dabei in das NOVA-Prinzip integriert werden, was von der EICom zu prüfen wäre. Wie die Netzbetreiber bei ihrer Praxis die Flexibilität am besten berücksichtigen, ist deshalb zu untersuchen.

1.2 Motivation des Projektes

Effiziente Netztarife könnten das Problem mangelnder DR lösen. Wenn die Netztarife, die ein Verbraucher zahlt, genau den Kosten entsprechen, die durch sein Lastprofil ausgelöst würden, würden Netztarife effiziente Anreize für den Ausbau lokaler Flexibilitätsoptionen schaffen - einschliesslich solcher, die heute nicht rentabel sind – solange sie kostengünstiger sind als der Netzausbau (im Sinne eines ökonomisch effizienten NOVA-Prinzips). Sie würden damit die Kosten des Gesamtsystems minimieren.

1.3 Projektziele

Ziel dieses Projektes ist es:

- Die **Kostentreiber des Netzausbaus** zu analysieren
- Die den Endkunden entstehenden **Kosten der Lastverschiebung** zu schätzen
- Empfehlungen zur optimalen **Gestaltung von Netztarifen** zu machen
- Die **Auswirkung von Netztarifen** abzuschätzen



1.4 Projektübersicht

Das Projekt ist in sechs Arbeitspakete (AP1 – AP6) aufgeteilt.

In **AP1** wird eine **konventionelle Netzausbauplanung** eines typischen mittelgrossen Verteilnetzes (Eniwa-Versorgungsgebiet) durchgeführt. Dazu wird mittels einer Lastflusssimulation die Auslastung der Netzkomponenten für unterschiedliche Lastszenarien ermittelt. Die überlasteten Netzelemente werden anhand einer Ausbauplanung ersetzt, um die Überlastungen auf ein angemessenes Mass zu reduzieren.

In **AP2** wird anhand der Lastflussszenarien aus AP1 und den daraus resultierenden Netzausbaumassnahmen die **kostentreibende Wirkung** der Last und weiterer struktureller Parameter auf den Netzausbau analysiert.

In **AP3** wird ein Bottom-up-Nachfragekurvenmodell für verschiedene Endverbrauchergruppen und -geräte modelliert. Das Modell enthält Informationen darüber, inwieweit **Lastverschiebungskosten** von der Häufigkeit, Dauer, Vorankündigung, dem Zeitraum usw. der Beschränkung abhängen. Die Verwendung dieser zusätzlichen Variablen ermöglicht es, das «Flexibilitätsangebot» genauer zu bestimmen.

In **AP4** wird im Rahmen einer stilisierten Simulation die **Auswirkung typischer Tarifansätze** für einen einzelnen Netzknoten getestet. Auf Basis der Analysen zu Kostentreibern, Lastverschiebungskosten und Tarifwirkungen, sowie weiterführenden konzeptionellen Überlegungen wird anschliessend ein **optimales Tarifdesign** abgeleitet.

In **AP5** wird die **Wirkung verschiedener Tarife** auf die Kosten des Netzausbaus aus AP1 geschätzt. Zu diesem Zweck wird das Nachfragekurvenmodell aus AP3 in die Berechnungen der Netzausbauplanung eingebunden.

In **AP6** werden die **Projektergebnisse** einschliesslich der regulatorischen Schlussfolgerungen zusammengefasst.



2 Konventionelle Netzausbauplanung

2.1 Vorgehen und Methode

In AP1 wurde eine konventionelle Netzausbauplanung für ein mittelgrosses Verteilnetz auf Grundlage einer Lastflusssimulation durchgeführt. Der Workflow dieses Arbeitspaketes ist in Abbildung 1 dargestellt.

Zunächst wurden **Lastzeitreihen** für Haushalte, Gewerbe, Industrie, Wärmepumpen, Elektromobilität (EV) und Photovoltaik Erzeugung (PV) generiert. Diese Lastzeitreihen wurden auf Grundlage verschiedener Szenarien auf Trafostationsebene des Mittelspannungsnetzes aggregiert. Die erstellten Zeitreihen dienen als Input einer nichtlinearen **Lastflussberechnung** mit der Software PyPSA¹. Daraus ergeben sich Auslastungen der Netzelemente der Netzebene 5 und 6 (NE5 und NE6). Dies lässt unter Annahme geeigneter Auslastungsgrenzwerte die Bestimmung der notwendigen Netzverstärkungen zu. Abschliessend wurden die nötigen Ausbaukosten bestimmt.

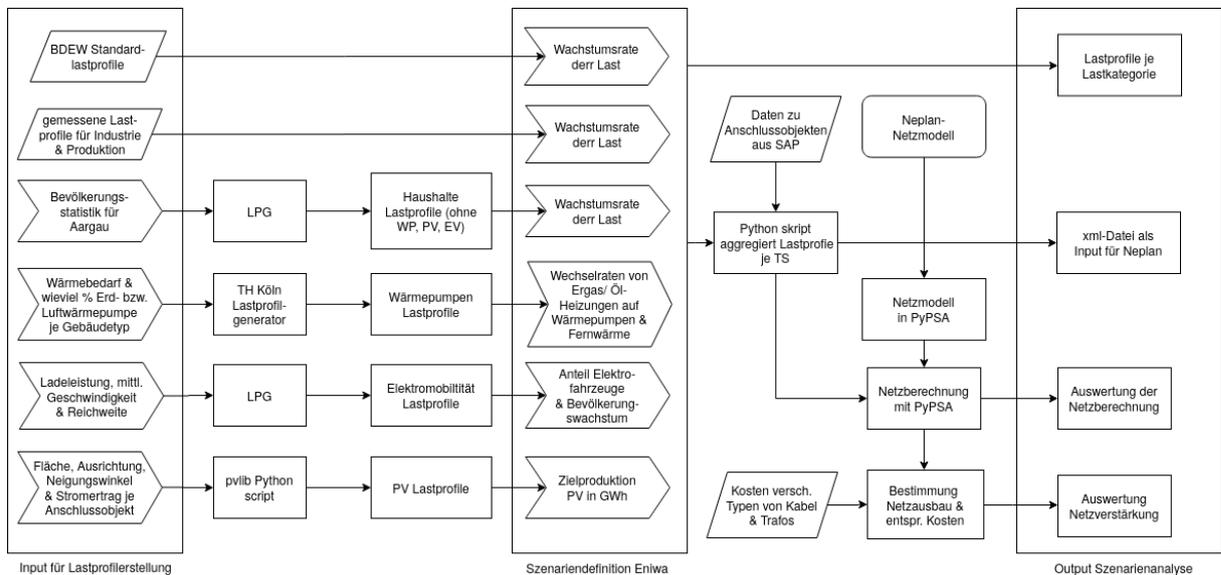


Abbildung 1 Workflow Work Package 1. "LPG" steht für Lastprofilgenerator, das Verhaltensmodell zur Modellierung der Haushaltslasten. PyPSA ist eine Open-Source Netzmodellierungssoftware.

¹ <https://pypsa.readthedocs.io/en/latest/>



2.1.1 Lastszenarien

Für die Lastflusssimulation in AP1 wurden drei Lastszenarien definiert, die an die Szenarien der Studie «Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050» (Prognos AG, 2012) angelehnt sind.

- In AP1 ist das Szenario «**Dekarbonisierung**» an das Szenario «Neue Energiepolitik» für 2030 (Prognos AG, 2012) angelehnt. Es kennzeichnet sich durch eine starke Elektrifizierung des Personenverkehrs, eine Wärmepumpenstrategie und eine hohe PV-Erzeugung.
- Demgegenüber ist das Szenario «**Weiter-wie-bisher**» (für 2030) durch eine moderate Elektrifizierung des Personenverkehrs und der Gebäudewärme gekennzeichnet. Dieses Szenario ist an das Szenario «Politische Massnahmen» für 2030 (Prognos AG, 2012) angelehnt.
- Zudem wurde im Szenario «**Eigenverbrauch**» die Auswirkung einer grossen Verbreitung von Haushaltsspeichern zur Aufnahme des Photovoltaikstroms untersucht. Dieses Szenario unterliegt denselben Annahmen wie das Szenario «Weiter-wie-bisher».

Eine Übersicht der Parameter, die zur Charakterisierung der Lastszenarien gewählt wurden, ist in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1 Vergleich der Lastszenarien in AP1

Lastszenario:		Status Quo (2018)	Dekarbonisierung (2030)	Weiter-wie-bisher (2030)	Eigenverbrauch (2030)
Lastzuwachs 2018 -> 2030²	Industrie	130 GWh	111 GWh (-14.1 %)	117 GWh (-9.6 %)	117 GWh (-9.6 %)
	Gewerbe	109 GWh	103 GWh (-5.9 %)	111 GWh (+1.6 %)	111 GWh (+1.6 %)
	Haushalte	115 GWh	106 GWh (-8.1 %)	106 GWh (-7.7 %)	106 GWh ³ (-7.7 %)
	Öffentl. Sektor & Landwirtschaft	13 GWh	13 GWh	13 GWh	13 GWh
Bevölkerung	Wachstum	-	+ 14.8 %	+ 14.8 %	+ 14.8 %
EI. Fahrzeuge⁴	Anteil Fahrzeugbestand	0 %	37.8 %	19.7 %	19.7 %
Photovoltaik	Jahreserzeugung	9 GWh	40 GWh (+345 %)	22 GWh (+145 %)	22 GWh (+145 %)
Heizungs-elektrifizierung (Wechselrate)	Jahresstromverbrauch	66 GWh	190 GWh (+188 %)	84 GWh (+27 %)	84 GWh (+27 %)
	Gas -> Wärmepumpe	-	50 %	0 %	0 %
	Öl -> Wärmepumpe	-	50 %	13 %	13 %
	Gas -> Fernwärme	-	0	2 %	2 %
	Öl -> Fernwärme	-	0	10 %	10 %
Tarifszenario:	Einheitstarif				

² Ohne Heizlasten und Elektromobilitätslast

³ Hierbei handelt es sich um die anfallende Last vor Anwendung der Speicher und Abzug der Lade- und Entladeleistung und nicht um die Residuallast.

⁴ Ausschliesslich der Anzahl privater Ladestationen



Aus den getroffenen Annahmen ergeben sich die in Tabelle 2 dargestellten Änderungen der Gesamtlast für die verschiedenen Sektoren (inkl. Elektromobilität und Heizung, die hier auf die Sektoren verteilt wird).

Tabelle 2 Gesamtlast inklusive Heizlast und Elektromobilität für die verschiedenen Lastszenarien nach Sektor unterschieden

Sektor	Status Quo (2018)	Dekarbonisierung (2030)	Weiter-wie-bisher (2030)	Eigenverbrauch (2030)
Industrie	130 GWh	111 GWh (-14,1 %)	117 GWh (-9,6%)	117 GWh (-9,6%)
Gewerbe	120 GWh	125 GWh (+4,2%)	121 GWh (+0,8%)	121 GWh (+0,8%)
Haushalte	167 GWh	271 GWh (+62,3%)	180 GWh (+67,2%)	180 GWh (+67,2%) ³
Öffentl. Sektor & Landwirtschaft	16 GWh	17 GWh (+6,3%)	16 GWh	16 GWh

In AP1 wurde bei der Berechnung aller Lastszenarien davon ausgegangen, dass die Endkunden einen konstanten Strompreis pro kWh bezahlen, der ihnen keinen Anreiz zur netzdienlichen Lastverschiebung gibt (Einheitstarif).

2.1.2 Zeitreihenerstellung

Haushaltslastprofile (ohne Heizlast). Die Haushaltslastprofile wurden mit dem Lastprofilgenerator (LPG)⁵, einem Modellierungstool für Haushaltslastprofile, generiert. Auf Grundlage einer statistischen Analyse des Stromverbrauchs verschiedener Haushaltstypen (Nipkow, 2013) hat sich gezeigt, dass vor allem die Anzahl der Personen pro Haushalt sowie die Gebäudekategorie ursächlich für Unterschiede im Stromverbrauch sind. Daher wurde je Haushaltstyp ein Lastprofil für verschiedene Personenzahlen (1-5+) erstellt⁶. Zusätzlich wurde dabei das Alter der Bewohner⁷ sowie deren Beschäftigung⁸ repräsentativ für den Kanton Aargau berücksichtigt. Nach der Erstellung von ca. 100 Haushaltslastprofilen wurde über das Ensemble von Haushalten gemittelt. Diese mittleren Lastprofile je Haushaltstyp wurden anschliessend anhand ihres Verbrauchs skaliert und aggregiert.

Wärmepumpenprofile. Zur Erstellung des Wärmebedarfs von Wärmepumpen wurden gemessene Gasverbrauchsdaten von Anschlussobjekten aus dem Eniwa-Versorgungsgebiet verwendet. Für die Bestimmung des Wärmebedarfs je Gebäudekategorie wurden die Gasverbrauchsdaten mit der Wohnfläche der Anschlussobjekte skaliert. Anhand der Gebäudekategorie und der mittleren Tagestemperatur wurden der relative Heizbedarf für jeden Tag des Jahres mit Hilfe der SigLinDe-Kurve⁹ anhand von BDEW-Standardparametern bestimmt (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., 2016). Im nächsten Schritt wurde die ermittelte relative Tagesmenge Q_{Tag} prozentual über den Tag verteilt, um einen Wärmebedarf $Q_{Stunden}$ für die einzelnen Tage auf Stundenbasis zu erhalten. Diese Aufteilung orientiert sich an der mittleren Tagestemperatur. Anhand dieser erfolgt eine Zuordnung in Profile in 5 °C Schritte von kleiner -15 °C bis mehr als 25 °C.

⁵ <https://www.loadprofilegenerator.de/>

⁶ Zur Berechnung der Personen pro Haushalt wurden Daten der statistischen Erhebungen der SAFE-Studie (Nipkow, 2013) genutzt, die auf Rohdaten einer VSE-Haushalterhebung von 2011 basieren. Die Daten wurden für den aktuellen Verbrauch im Eniwa-Versorgungsgebiet angepasst

⁷ Nach: <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/bevoelkerung/stand-entwicklung/haushalte.assetdetail.9767748.html>

⁸ Nach: <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/kataloge-datenbanken/tabellen.assetdetail.9366586.html>

⁹ Die SigLinDe-Kurve ist eine Mischfunktion mit einem Sigmoid-Anteil und einem Linear-Anteil. Sie stellt die Basis für die Erstellung allgemeingültiger Standardlastprofile des Wärmeverbrauchs in Deutschland dar



Aus dem sich daraus ergebenden, stündlich aufgelösten Heizbedarf wurden unter Annahmen zur Verteilung von Wärmepumpen die Wärmepumpenprofile ermittelt. Für Einfamilienhäuser wurde in Absprache mit Eniwa eine Verteilung von 90% Luftwärmepumpen und 10% Erdwärmepumpen, aufgrund der geringeren Kosten für erstere, angenommen. Für Mehrfamilienhäuser wurde eine Verteilung von 50% Erdwärmepumpen und 50% Luftwärmepumpen angenommen.

PV-Profile. Die PV-Lastprofile wurden auf Basis relevanter Informationen von potenziellen Solardachflächen je Anschlussobjekt im Eniwa-Versorgungsgebiet generiert. Dazu zählen:

- die Ausrichtung der Dachfläche
- die Neigung der Dachfläche
- die Grösse der Fläche in m²
- der mögliche Stromertrag¹⁰

Aus diesen Informationen wurden in Kombination mit Annahmen zur Modul- und Wechselrichtereffizienz¹¹ PV- Lastprofile für ein typisches meteorologisches Jahr mit der Software «pvlib» erstellt¹².

Elektroautoladeprofile. Zur Erstellung von Lastprofilen für Elektromobilität wurden zunächst Ladeprofile mit dem LPG erstellt. Um möglichst realistische Ladeprofile für das Eniwa-Versorgungsgebiet zu generieren, wurden verschiedene Haushaltstypen definiert, die hinsichtlich Alter, Erwerbstätigkeit und der Anzahl von Kindern der Bevölkerungsstatistik des Kanton Aargau entsprechen. Weitere relevante Annahmen als Input des LPG sind im Anhang (Abschnitt 13.1) dargestellt. Aus den erstellten Ladeprofilen wurde ein mittleres Ladeprofil für einen durchschnittlichen Haushalt im Eniwa-Versorgungsgebiet erstellt. Aus diesem mittleren jährlichen Ladeprofil wurden Standardlastprofile für einen Wochentag, einen Samstag und einen Sonn- oder Feiertag generiert. Die sich ergebenden Lastprofile sind in Abbildung 2 (b) dargestellt. Im Vergleich mit Lastprofilen mit einer geringeren Ladeleistung von 3.7kW (Schäuble et al., 2017) zeigt sich, dass der Ladepeak bei einer Ladeleistung von 11kW aufgrund der kürzeren Ladedauer ausgeprägter, dafür aber schmaler ausfällt. Dadurch ist der Gleichzeitigkeitsfaktor bei einer höheren Ladeleistung ebenfalls geringer.

¹⁰ Daten von <https://www.uvek-gis.admin.ch/BFE/sonnendach/>

¹¹ In Absprache mit Eniwa wurden für die Moduleffizienz 24% und für die Wechselrichtereffizienz 96% angenommen

¹² Der Source-Code ist unter <https://github.com/pvlib/pvlib-python> und die Dokumentation unter <https://pvlib-python.readthedocs.io> zu finden

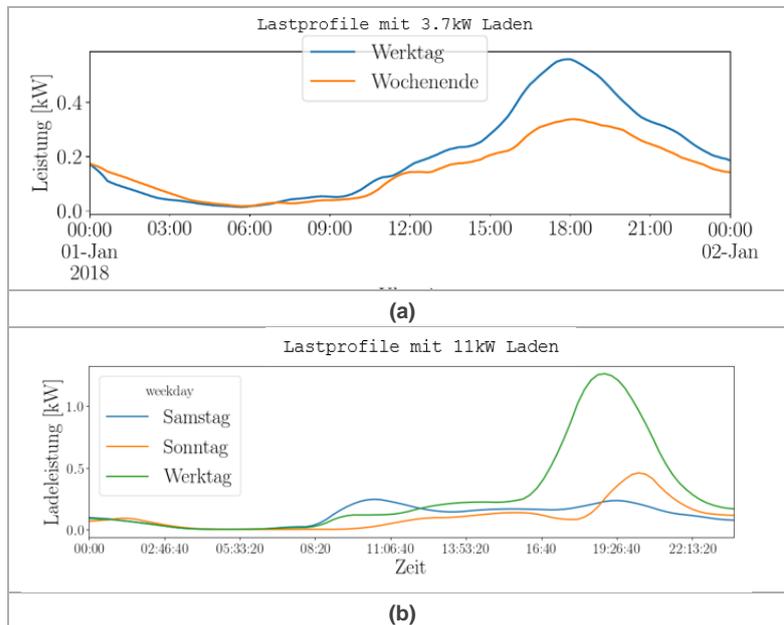


Abbildung 2 Vergleich der (a) 3.7 kW-Ladeprofile aus (Schäuble et al., 2017) mit den (b) 11 kW-Ladeprofilen des LPG.

Die Lastprofile wurden entsprechend des zu erwartenden Elektrofahrzeugbestands über das Netzgebiet auf die Trafostationen verteilt. Die Aufteilung erfolgte dabei mittels des Urbanisierungsgrads der Gemeinden im Eniwa-Versorgungsgebiet, dem erwarteten Bevölkerungswachstum sowie dem Anteil elektrischer Fahrzeuge am Gesamtfahrzeugbestand.

Profile für Gewerbe, Landwirtschaft, Öffentliche Gebäude und Industrie. Für weitere Gebäudekategorien wie Gewerbe, Öffentliche Gebäude und Landwirtschaft wurden BDEW-Standardlastprofile verwendet (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., 2016). Für die Industrie wurde auf die gemessenen Lastgangprofile von Industriekunden im Eniwa Netzgebiet zurückgegriffen.

Lastprofile für Elektroboiler, Gas- und Ölheizungen. Beim Vergleich der erzeugten Standardlastprofile für private Haushalte mit gemessenen Lastprofilen für Ein- und Mehrfamilienhäuser zeigt sich eine deutlich Residuallast in den Nachtstunden, die auf Elektroboiler mit Rundsteuersignalen zurückzuführen ist. Diese Last wurde aus den Messdaten für Ein- und Mehrfamilienhäuser extrahiert. Dabei wurden Lastgangprofile von Trafostationen ermittelt, deren Anschlussobjekte hauptsächlich Ein- bzw. Mehrfamilienhäuser darstellen. Aus diesen Lastgängen wurden Standardlastprofile erstellt, die nach Abzug der mit dem LPG erstellten Standardlastprofile für Ein- und Mehrfamilienhäuser die residuale Heizlast der Elektroboiler ergeben. Bei der Überprüfung einzelner Trafostationslastgänge zeigte sich, dass Trafostationen ohne Wärmepumpen- oder Elektroboiler-Anschluss ein gut sichtbares Heizprofil – mit hohen Verbräuchen im Winter und niedrigen Verbräuchen im Sommer – aufweisen. Der Stromverbrauch kann mit dem Stromverbrauch von Gas- und Ölheizungen für Verbrenner, Umwälzpumpen, etc. begründet werden. Als Heizprofil wurde eine Mischung aus einem Wärmepumpen- und Elektroboiler-Profil angenommen. Um den Verbrauch abzuschätzen, wurden für Haushalte und für Nicht-Haushalte pauschal 10% des Stromverbrauchs des Anschlussobjektes angenommen.

Blindleistungsprofile. Die Leistungsfaktoren für die Lasten der Trafostationen werden gleichmässig mit 0.95 angenommen. Für Solaranlagen wurde entsprechend der Branchenempfehlung NA/NEE-NE7-CH2020 (Verband Schweizer Elektrizitätsunternehmen, 2020) ein $\cos(\varphi)$ von 1.0 angenommen. Die Blindleistungserzeugung der Produktionsanlagen wurden direkt als gemessene Zeitreihen von Eniwa zur Verfügung gestellt.



2.1.3 Netzberechnung & -analyse

Die erstellten Zeitreihen wurden entsprechend der realen Verteilung von Haushalten, Gewerben und Industrie im Eniwa-Versorgungsgebiet auf Trafostationen der NE6 aggregiert und dienen als Input für die Netzberechnung. Die Netzberechnung und -analyse wurde mit der Open-Source-Bibliothek PyPSA durchgeführt. PyPSA ist nach bisherigem Kenntnisstand die einzige Open-Source-Bibliothek, welche eine intertemporale Optimierung ermöglicht. PyPSA erlaubt es, Speicher und Lastverschiebungen abzubilden, die in AP5 untersucht werden sollen.

Ein **Modell des Eniwa-Verteilnetzes** wurde zu diesem Zweck von der Netzberechnungssoftware Neplan in ein PyPSA Netzmodell überführt. Das Netzmodell bildet das Mittelspannungsnetz¹³ Eniwa-Versorgungsgebietes ab und besteht aus den folgenden Elementen:

- 1741 Knoten
- 1305 Leitungen
- 436 Transformatoren

Im nächsten Schritt wurde eine **Lastflussberechnung** auf Basis des PyPSA Netzmodells und der erstellten Lastzeitreihen durchgeführt. Die Berechnung umfasst für jedes betrachtete Lastszenario ein Jahr in 15 Minuten Auflösung. Im Anschluss an die Netzberechnung wurden Leitungs- und Transformatorenauslastungen berechnet und mit den Kapazitätsgrenzen verglichen, um Überlastungen zu ermitteln.

Als **Auslastungsgrenze** wurde auf Netzebene 4 eine maximale Auslastung von 50% gewählt, damit die n-1-Sicherheit weiter gewährleistet werden kann. Falls ein HS-MS-Trafo ausfällt, muss ein anderer dessen Teilnetzgebiet übernehmen können. Auf Netzebene 5 und 6 wurde eine Auslastungsgrenze von 80%.²⁴ angenommen. Aus der Praxis ist bekannt, dass kurzfristige Überlastungen von Netzelementen (bis zu wenigen Stunden) ohne wesentliche Auswirkungen auf die zu erwartende Lebensdauer möglich sind. Daher wurden für Elemente der Netzebene 6 Lastspitzen von weniger als 2h mit Belastungen von 80%-100% toleriert.

Tabelle 5 Grenzwerte für die Ermittlung von Betriebsmittelüberlastungen

	NE4 (HS-MS-Trafos)	NE5 (MS-Leitungen)	NE6 (MS-NS-Trafos)
Überlastung länger als 2h	50%	80%	80%
Überlastung bis zu 2h	50%	80%	100%

Die **Spannungsgrenzen** werden bei der Netzberechnung und Netzausbauplanung ebenfalls berücksichtigt. Hierbei muss eine mittelspannungsseitige Spannungsgrenze von 0.95 p.u. eingehalten werden. Dies ist notwendig damit auf Netzebene 7 Abweichungen von weniger als 10% auftreten. Aufbauend auf der Netzberechnung wurde eine automatisierte Netzausbauplanung durchgeführt. In der Netzausbauplanung wird der Ausbaubedarf der Mittelspannungsleitungen auf NE5 und der Ortsnetztransformatoren auf NE6 betrachtet.

Die **Netzausbaumodellierung** erfolgte in sechs Schritten:

1. Filtern der Betriebsmittel entsprechend der Belastungsgrenzwerte.
2. Bestimmung der notwendigen maximalen Scheinleistung jedes Betriebsmittels, um die Übertragungsaufgabe im jeweiligen Szenario zu erfüllen.
3. Kategorisieren der Betriebsmittel in eine definierte Ausgangskonfiguration.

¹³ Das Niederspannungsnetz konnte bei den Simulationen in AP1 und AP5 nicht berücksichtigt werden, da hierfür kein Netzmodell zur Verfügung stand.



4. Identifizieren der technisch zulässigen Endkonfigurationen des Betriebsmittels, welche die Überlastung beseitigen
5. Ausbau auf die günstigste, technisch zulässige Endkonfiguration bei gegebener Ausgangskonfiguration und Überprüfung der zulässigen Spannungsgrenzen.
6. Ausbauprotokoll schreiben

Die **kostenseitige Bewertung der Ausbaup Optionen** erfolgte auf Basis einer Kostenmodellierung, welche die Kosten der möglichen Übergänge zwischen Ausgangs- und Endkonfigurationen definiert. Die Kostensätze basieren auf pauschalen Angaben aus dem VSE/AES Datenpool© Mehrjahresvergleich¹⁴ für das Eniwa-Netzgebiet. Diese wurden durch geeignete Einflussfaktoren auf die Ausbaurkosten erweitert (Tabelle 3). Da reale Kostensätze und Angebotsdaten für die Erstellung der Kostenmatrix verwendet wurden, kann die resultierende Kostenmatrix aufgrund der Vertraulichkeit dieser Daten nicht in diesem Bericht dargestellt werden.

Tabelle 3 Einflussfaktoren auf die Kostenmodellierung der Ausbauplanung

Netzebene 5	Netzebene 6
<ul style="list-style-type: none">▪ Kabelquerschnitt¹⁵▪ Mögliche Parallelverlegung¹⁶▪ Erdverkabelung¹⁷▪ Thermische Wechselwirkung paralleler Leitungen¹⁸	<ul style="list-style-type: none">▪ Reserveplätze¹⁹▪ Parallele Transformatoren²⁰

¹⁴ VSE/AES Datenpool© Mehrjahresvergleich | 2019 Polynomics AG

¹⁵ In der pauschalen Kostenmodellierung sind Kosten pro km Mittelspannungsleitung unabhängig von dem Querschnitt bzw. der Leistungsklasse angegeben. Aus diesem Grund wurde die Materialkomponente der Gesamtkosten bestimmt und die Kostenterme entsprechend angepasst.

¹⁶ Sofern ein zweites baugleiches Kabel parallel zum bisherigen Kabel verlegt wird, werden nur die Kosten für das neue Kabel in den Kostenterm mit einbezogen.

¹⁷ In Absprache mit Eniwa sollen alle modellierten Ausbaumassnahmen als erdverlegte Kabel umgesetzt werden.

¹⁸ Parallelverlegte Kabel führen zur Erwärmung des Erdbodens und zu gegenseitiger Erwärmung. Aus diesem Grund wird mit sogenannten Reduktionsfaktoren die Gesamtübertragungskapazität reduziert. Hierzu wurden seitens Eniwa Faktoren für 2 und 3 parallele Kabel bereitgestellt. Für mehr parallele Leitungen wurden diese Faktoren durch Werte aus (Oeding and Oswald, 2016) ergänzt.

¹⁹ Einige Ortsnetzstationen besitzen einen Reservetrafoplatz. Falls ein neuer baugleicher Transformator im Reservetrafoplatz ausreicht, wurde lediglich dieser berechnet.

²⁰ Als zweiter Transformator sind nur baugleiche Transformatoren zulässig, da ansonsten elektrische Kreisströme im Betrieb auftreten könnten.



2.2 Analyse und Plausibilisierung der Summenlastzeitreihen

2.2.1 Plausibilisierung der Summenlastprofile an den Trafostationen der NE6

Die synthetisch erstellten Zeitreihen wurden entsprechend der realen Verteilung von Haushalten, Gewerben und Industrie im Eniwa-Versorgungsgebiet auf Trafostationen der NE6 aggregiert. Zur Plausibilisierung wurden die synthetischen Summenlastprofile im Szenario Status Quo mit an den entsprechenden Trafostationen gemessenen Lastprofilen verglichen. Die Mehrheit der aggregierten **synthetischen Lastprofile** zeigen eine **sehr gute Übereinstimmung mit gemessenen Lastprofilen** der Trafostationen auf NE6. Dies ist am Beispiel einer Trafostation in Abbildung 3 dargestellt.

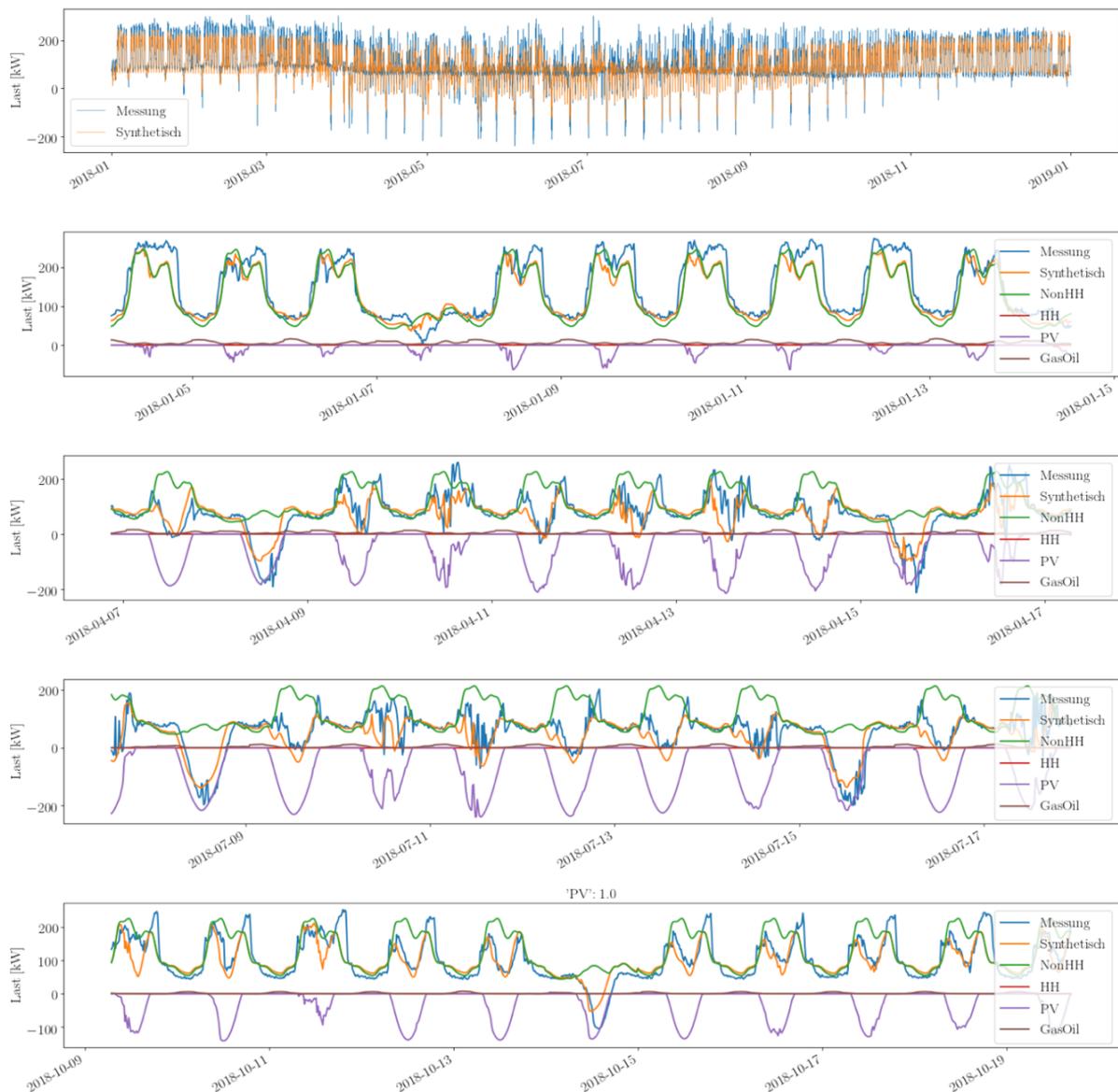


Abbildung 3 Beispiel einer Trafostation mit viel Gewerbelast. Vergleich gemessener (blau) und synthetischer Lastprofile (orange) für ein ganzes Jahr (oberste Reihe) und mehrerer Tage jeweils einer Jahreszeit (Reihe 2-4). Für Reihe 2-4 sind auch die Einzelprofile für Haushaltsprofile (HH), Nicht-Haushalte wie Gewerbe und Landwirtschaft (NonHH), Elektroboiler (Heat), Wärmepumpen (HP), Gas- und Ölheizungen sowie Photovoltaik (PV) hinterlegt.



Zu **Abweichungen** zwischen den synthetischen und gemessenen Lastprofilen kann es durch die Verwendung von Standardlastprofilen, wie auch durch die der Lastprofilerstellung zugrunde liegenden Datenqualität kommen. Zur Bestimmung der Grösse dieses Effektes wurden die Tagesmaxima der synthetischen und gemessenen Lastprofile bestimmt und verglichen. Die Höhe der Abweichung ist für eine Teilmenge der Trafostationen in Abbildung 4 dargestellt. Es zeigt sich, dass die Abweichung zwischen der täglichen Spitzenlast der gemessenen Lastgänge und der synthetischen Lastprofile bei 80% aller Trafostationen weniger als 20% beträgt. Dieser Effekt wird bei der Bestimmung der Auslastung von Betriebsmitteln in Form einer Sicherheitsmarge von 20% auf die Auslastungsgrenzen der Betriebsmittel berücksichtigt.

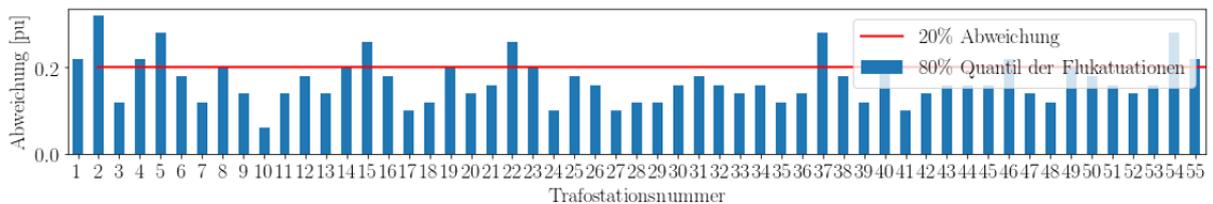


Abbildung 4 Schwankungsbreite zwischen synthetischen und gemessenen Lastprofilen je Trafostation.

2.2.2 Einfluss der Batteriespeicher im Szenario Eigenverbrauch auf die Haushaltslastprofile

Im Folgenden wird das Lade- und Entladeverhalten der Batteriespeicher sowie deren Einfluss auf Haushaltslastspitzen untersucht. Abbildung 5 zeigt einen typischen Haushalt mit PV-Erzeugung und Speicher an einem Sommer- und einem Wintertag. Das Beispiel zeigt, dass eine Regelung zur reinen (nicht netzdienlichen) Eigenverbrauchsoptimierung die positive **Residuallast im Winter wenig bis gar nicht verringern kann**. Der Grund hierfür ist die geringe PV-Produktion an Wintertagen, die den Speicher nicht ausreichend beladen kann, um die Spitzenlast zu reduzieren. Im Sommer verhält es sich genau umgekehrt. Der Speicher kann nicht die gesamte Erzeugung aufnehmen. Jedoch wird der Hochlastzeitpunkt des Jahres üblicherweise durch Tagesspitzenlasten im Winter bestimmt. Demnach erfolgt ohne Anreize für eine netzdienliche Ladestrategie kein Peak-Shaving. Diese Anreize werden in AP5 gesetzt und untersucht.

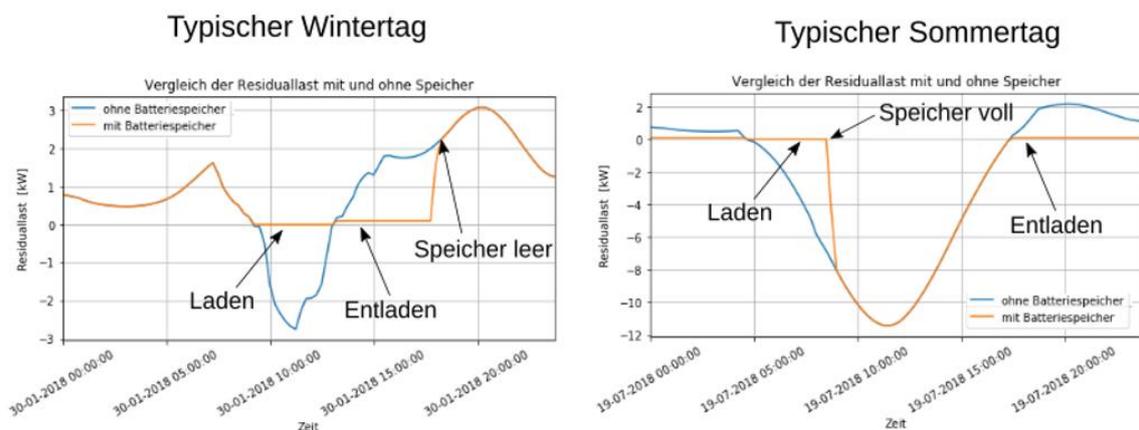


Abbildung 5 Residuallast mit und ohne Speicher (orange und blaue Kurve) für einen typischen Winter- und Sommertag

Im Szenario «Eigenverbrauch» wird eine Batteriekapazität von 1.5 Kilowattstunden pro 1 Kilowatt PV angenommen, woraus eine Speicherkapazität von insgesamt 22.77MWh in Eniwa-Versorgungsgebiet resultiert (siehe Anhang, Abschnitt 13.1). Während die einfache Batteriesteuerung im Hinblick auf die Netzbelastung keine positiven Effekte bewirkt, **steigen die Eigenverbrauchsquoten** auf Haushaltsebene deutlich an, von 44% auf 66% Eigenverbrauch (Tabelle 4).



Tabelle 4 Sensitivitätsanalyse des Eigenverbrauchs.

Variable	Wert
Gesamte installierte Speicherkapazität	22.77 MWh
Eigenverbrauchsquote von Haushalten mit PV	Haushalte ohne Speicher: 44% Haushalte mit Speicher: 66%
Eigenverbrauchsquote von Haushalten ohne Heizlast & E-Mobilität mit PV	Haushalte ohne Speicher: 36% Haushalte mit Speicher: 54%

Die mittlere Eigenverbrauchsquote ohne Speicher erscheint mit 44% eher hoch im Vergleich zu aktuell typischen Werten im Bereich von 30% (Quaschnig, 2019). Die Vermutung liegt nahe, dass diese Erhöhung durch die elektrische Heizlast und Elektromobilität getrieben ist. Werden diese Lasten aus der Betrachtung ausgeschlossen, ergibt sich eine Eigenverbrauchsquote von 36%, was im Bereich aktuell typischer Werte liegt.

2.3 Ergebnisse und Diskussion

2.3.1 Anstieg der Spitzenlasten

Die Netzberechnungen zeigen, dass die Spitzenlast in allen drei betrachteten Lastszenarien ansteigt. Am grössten ist der Anstieg im Winter im Szenario «Dekarbonisierung» mit 76%. Deutlich geringer fällt der Anstieg im Szenario «Weiter-wie-bisher» mit 12 % und im Szenario «Eigenverbrauch» mit 11% aus. Weiterhin ist in allen drei Szenarien eine Steigerung der Erzeugungslast (Minimallast) zu verzeichnen, die durch den Zubau an PV-Anlagen begründet ist. Auch hier ist der Anstieg im Szenario «Dekarbonisierung» am grössten.

2.3.2 Überlastete Netzelemente und Netzausbaukosten

Entsprechend des Anstiegs der Spitzenlast ist die Anzahl der überlasteten Netzelemente im Szenario «Dekarbonisierung» am grössten. In diesem Szenario sind ca. 25% der Trafostationen auf NE6 und ca. 5% der Leitungen auf NE5 mindestens einmal in der Simulationsperiode überlastet. Im Szenario «Weiter-wie-bisher» sind lediglich 5% der Trafostationen auf NE6 sowie weniger als 1% der Leitungen auf NE5 überlastet. Die Überlastungen der Betriebsmittel traten zum Grossteil durch die hohen Spitzenlasten im Winter in Folge der Heizungselektrifizierung auf. Lediglich eine Trafostation auf NE6 war im Szenario «Dekarbonisierung» ausschliesslich aufgrund der steigenden dezentralen Erzeugung in Folge des Photovoltaik Zubaus überlastet.

Die nötigen Netzausbaumassnahmen in NE5 und NE6 führen im Szenario «Dekarbonisierung» zu hohen Ausbaukosten. Im Vergleich zu den anfallenden Kosten für die Netznutzung im Szenario «Status Quo» kommt es zu Mehrkosten von 25% (siehe Tabelle 5). Die Ausbaukosten des Szenarios «Eigenverbrauch» unterscheiden sich marginal vom Szenario «Weiter-wie-bisher». In beiden Szenarien fallen nur rund 3% Mehrkosten an. Durch die Netzausbaumassnahmen traten bei einer erneuten Simulation keine Überlastungen in den betrachteten Netzebenen mehr auf.

Tabelle 5 Gegenüberstellung des ermittelten Netzausbaus in den unterschiedlichen Lastszenarien.

	Status Quo (2018)	Dekarbonisierung (2030)	Weiter-wie-bisher (2030)	Eigenverbrauch (2030)
Spitzenlast	83 MW	146 MW	93 MW	92 MW
Minimallast	-8.3 MW	-15 MW	-9.1 MW	-9.4 MW
Netzverstärkungen NE5 (MS)	-	72 (20.8 km ²¹)	11 (2.2 km ²¹)	11 (2.2 km ²¹)

²¹ Länge in «Stromkreiskilometer». Das bedeutet, dass parallel verstärkte Leitungen nur einfach gezählt werden. Diese Darstellung wurde gewählt, da sie einen besseren Einblick auf die nötigen Eingriffe in das Netz geben.



Prozentuale Kostensteigerung NE5 normiert auf Status Quo	-	7,63%	0,75%	0,75%.
Netzverstärkungen NE6 (MS/NS)	-	111	22	21
Prozentuale Kostensteigerung NE6 normiert auf Status Quo	-	52,0%	7,86%	7,47%
Prozentuale Kostensteigerung NE5&NE6 normiert auf Status Quo	-	25,09%	3,55%	3.39%

2.3.3 Häufigkeit, Zeitpunkt und Dauer der Überlastungen

Zum Vergleich der Auswirkungen der Annahmen für die Szenarien auf die Spitzenlast sind in Abbildung 6 die Summenzeitreihen der Lastszenarien dargestellt. Dabei fällt auf, dass vor allem das Szenario «Dekarbonisierung» mit dem hohen Anstieg elektrischer Heizungen (Vervierfachung des elektrischen Wärmebedarfs) einen enormen Anstieg der **Spitzenlast im Winter** im Vergleich zum Status Quo zu verzeichnen hat. Ein ähnlicher Effekt, jedoch weniger stark ausgeprägt, entsteht in den Szenarien «WWB» und «Eigenbedarf».

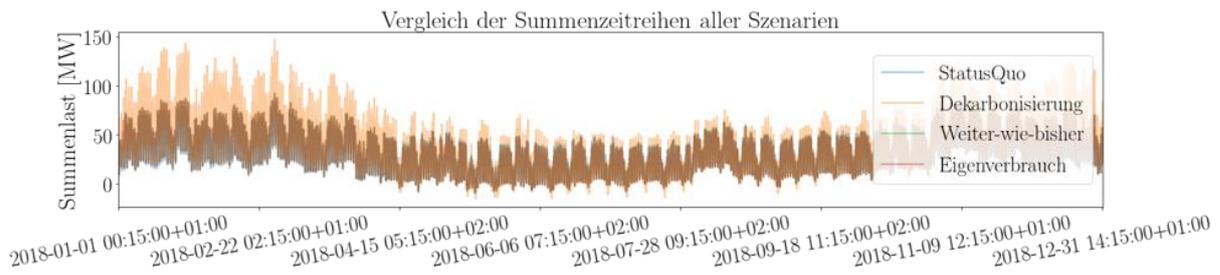


Abbildung 6 Summenzeitreihen für das ganze Jahr über das gesamte Netzgebiet für alle Lastszenarien

Das Histogramm der 15min-Intervalle jedes Summenlastprofils über das Jahr illustriert zusätzlich, wie die Verteilung für das Szenario «Dekarbonisierung» verschmiert, also stärker von der Normalverteilung abweicht, und mehr in die Extreme läuft. Dieser Effekt ist im Positiven grösser als im Negativen (vgl. Abbildung 7).

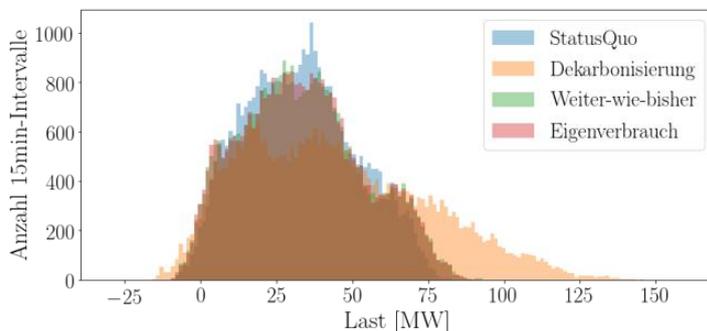


Abbildung 7 Häufigkeitsverteilung für Lasten der Summenlastzeitreihe (summiert über das gesamte Netzgebiet) verglichen für alle Lastszenarien.

Bei Betrachtung der Überladungsdauern der Betriebsmittel zeigt sich, dass die Transformatoren der NE6 deutlich länger als die Leitungen der NE5 überlastet sind. Während die Überlastungen im Szenario «Dekarbonisierung» (Abbildung 8) bei Leitungen immer weniger als 20 Stunden dauern, liegt die Überladungsdauer der Transformatoren meist bei weniger als 25h jedoch mit einigen Ausreißern



von bis zu 125h. Die Szenarien «Weiter-wie-bisher» (Abbildung 9) und «Eigenverbrauch» (Abbildung 10) haben mit weniger extremen Annahmen, wie zu erwarten, weniger lange Überlastungen. Zu bemerken ist, dass die Überlastungsintervalle im Szenario «Eigenverbrauch» länger als im Szenario «Weiter-wie-bisher» andauern. Vermutlich ist dies auf das «Breitschmieren» des Überlastungspeaks als Konsequenz der einfachen Batteriesteuerung zurückzuführen. Die Einspeisung von Photovoltaik-Strom, welche im Szenario «Weiter-wie-bisher» zu Trafo-Überlastung in der Mittagszeit führte, wurde durch den Einsatz der Batteriespeicher zwar reduziert, dafür aber über mehrere Stunden verteilt.

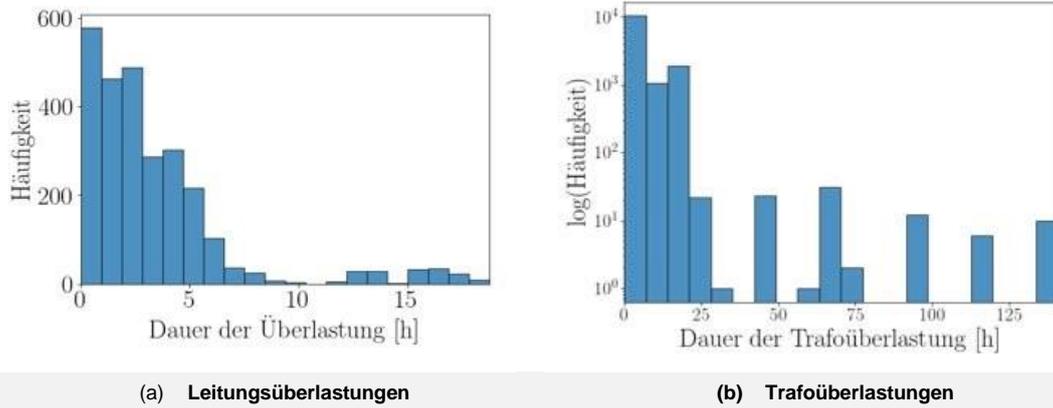


Abbildung 8 Für das Szenario Dekarbonisierung: Event-basierte Häufigkeitsverteilung der Überlastungen aller Betriebsmittel für (a) Netzebene 5 und (b) Netzebene 6.

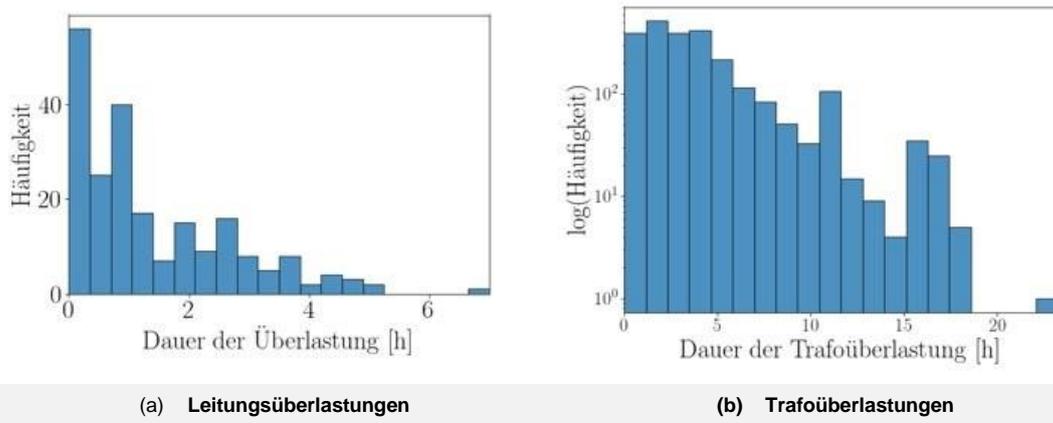


Abbildung 9 Für das Szenario Weiter-wie-bisher: Event-basierte Häufigkeitsverteilung der Überlastungen aller Betriebsmittel für (a) Netzebene 5 und (b) Netzebene 6.

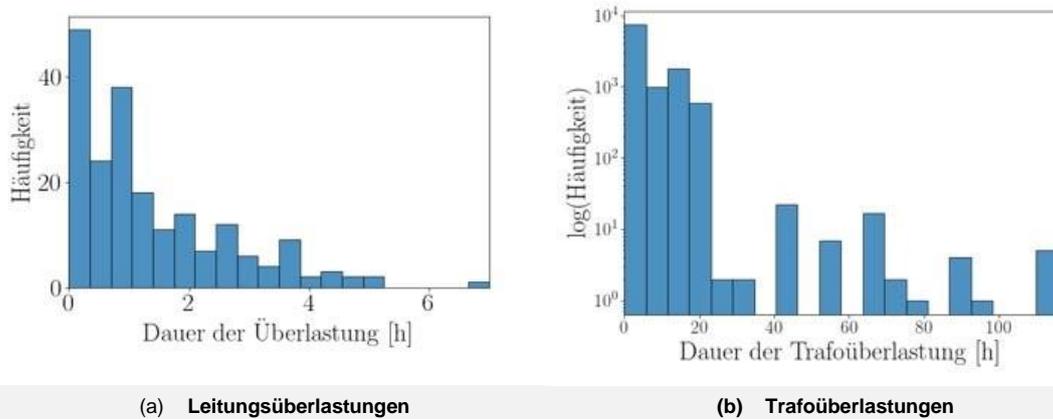


Abbildung 10 Für das Szenario Eigenverbrauch: Event-basierte Häufigkeitsverteilung der Überlastungen aller Betriebsmittel für (a) Netzebene 5 und (b) Netzebene 6.

Der Blick auf den Status Quo zeigt, dass es unter Anwendung der gewählten Überlastungsgrenzen bereits heute zu Überlastungen kommt (siehe Abbildung 11). Diese liegen jedoch weitestgehend unter den Überlastungsdauern der übrigen Szenarien. Im Status Quo werden die Überlastungen vor allem von einer Trafostation verursacht.

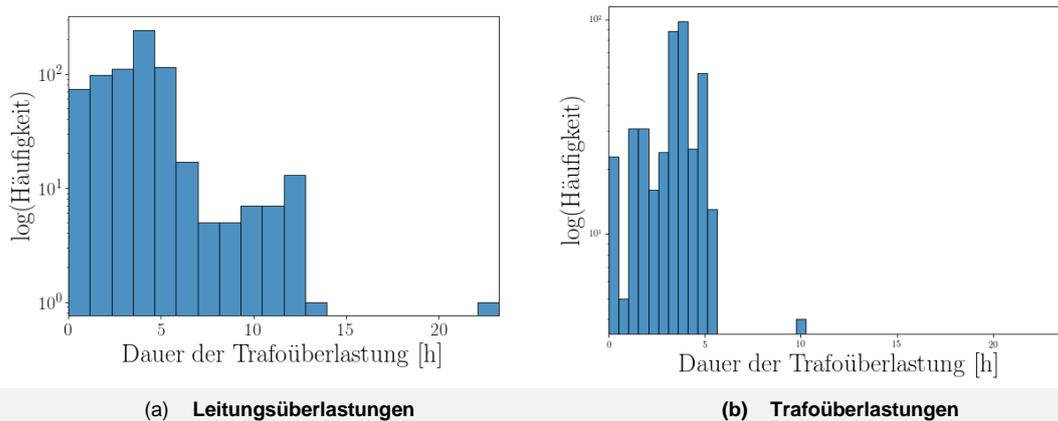


Abbildung 11 Für das Szenario Status Quo: Event-basierte Häufigkeitsverteilung der Überlastungen für die Netzebene 6 (der Mittelspannungstransformatoren) (a) mit und (b) ohne den am stärksten überlasteten Trafo im Netzgebiet.

2.3.4 Zusammenfassung und Diskussion der Ergebnisse

Die Methodik zur Bestimmung des konventionellen Ausbaubedarfs in AP1 wurde durch den Vergleich mit dem Netzberechnungsmodell in Neplan und durch den Vergleich mit gemessenen Lastprofilen validiert. Dabei konnten gute Übereinstimmungen erzielt werden.

In der Lastflusssimulation zeigte sich, dass die **Spitzenlast** in allen drei betrachteten Lastszenarien ansteigt. Am grössten ist der Anstieg im Winter im **Szenario «Dekarbonisierung» mit 76 %**. Deutlich geringer fällt der Anstieg im **Szenario «Weiter-wie-bisher» und «Eigenverbrauch» mit 12 %** aus. Weiterhin ist in allen drei Szenarien eine Steigerung der Minimallast zu verzeichnen, die durch den Zubau an regenerativen Erzeugungsanlagen begründet ist.

Bei der Anzahl an nötigen Netzausbaumassnahmen und Netzausbaukosten zeichnet sich ein eindeutiges Bild ab. Die annualisierten **Netzausbaukosten** steigen im **Szenario «Dekarbonisierung» um rund 25%** während im **Szenario «Weiter-wie-bisher» und «Eigenverbrauch» lediglich 3%** zusätzliche Kosten entstehen. Insbesondere wurden die Lastspitzen, die zu einem Netzausbaubedarf führen, durch die hohe Heizungselektrifizierung im Szenario «Dekarbonisierung» ausgelöst.



Mit dem Einbezug einer reinen Eigenverbrauchsoptimierung auf Haushaltsebene im Szenario «Eigenverbrauch» konnte der Netzausbau nicht wesentlich verringert werden, da weder Erzeugungsspitzen noch Lastspitzen deutlich reduziert wurden. Dem Szenario wurde ein einfaches nicht netzdienliches Batterielade- und Entladeverhalten zugrunde gelegt. Unter Einbezug von Tarifierenzen in AP5 ist eine positive Wirkung auf die Netzauslastung zu erwarten.

Die Überlastungsdauern der Betriebsmittel steigen in allen drei betrachteten Lastszenarien im Vergleich zum Status Quo an. Es zeigt sich, dass die Überlastungsdauern der Transformatoren der NE6 deutlich über denen der Leitungen auf NE5 liegen. Mit bis zu 125h liegt die Überlastungsdauer im Szenario «Dekarbonisierung» deutlich über den weiteren Szenarien.



3 Kostentreiberanalyse

3.1 Vorgehen und Methode

Die Kosten der Netzinfrastruktur werden durch viele **Kostentreiber** beeinflusst (Abbildung 12). Wie stark sich diese auf die Netzkosten auswirken, hängt zum einen davon ab, wie stark die einzelnen Faktoren von den Netzbetreibern bei der Netzplanung, dem Netzausbau und dem Netzbetrieb berücksichtigt werden. Beispielsweise hängt die Frage, ob Netzkosten durch die gemessene Netzhöchstlast, die installierte Leistung oder die Anzahl Netzanschlusspunkte getrieben werden auch damit zusammen, ob die Netzbetreiber ihre Netzausbauplanung anhand pauschaler Annahmen bezüglich der pro Netzanschluss benötigten Leistung, der von den Kunden bei der Beantragung des Netzanschlusses tatsächlich bestellten Leistung, oder anhand von Simulationen der erwarteten Netzhöchstlast dimensionieren. Darüber hinaus werden viele dieser Faktoren aber auch durch die Netznutzer, Behörden und weitere externe Einflüsse beeinflusst. Beispielsweise haben Ämter und Behörden einen entscheidenden Einfluss darauf, wie aufwendig und kostspielig der Planungs- und Genehmigungsprozess ist, welche Leitungstrassen und Betriebsmittel zulässig sind etc. Auf der anderen Seite werden Netzkosten durch die von den Netznutzern geforderte Anzahl und Lage von Netzanschlusspunkten beeinflusst, sowie durch ihre Lastprofile und die hierfür benötigte Anschlussleistung. Zu guter Letzt, hängen Kosten auch von externen Einflüssen ab, wie zum Beispiel den zum Zeitpunkt des Netzausbaus vorherrschenden Marktpreisen für Baumaterialien etc.

Einflussfaktor

- Lastprofile/ Erzeugung
- Anzahl & Lage Anschlusspunkte
- Gebietseigenschaften
- Mögliche Leitungstrassen
- Netzstruktur, Betriebsmittel-Wahl
- Planungs- und Betriebsmittelkonzept
- Beschaffung, Bau und Betrieb
- Abschreibungsvorschriften und –praxis
- Externe Faktorpreise

**Fokus Netflex
(durch Nutzer beeinflussbare Kosten)**

Verursacher

Nutzer	TSO/ DSO	Regulator	Extern

Abbildung 12: Übersicht von Kostentreibern.

Die Gesamtkosten der Netzinfrastruktur bestehen aus einer Vielzahl verschiedener **Kostenkomponenten**. So unterscheidet das EICom Reporting zwischen den kalkulatorischen Kapitalkosten, den Betriebskosten, den Kosten für höherer Netzebenen und Systemdienstleistungen, Mess-, Steuer- und Regelsysteme, Verwaltung sowie verschiedenen Steuern und Abgaben. Auf Basis der im Rahmen des EICom Reportings zur Kostenrechnung über mehrere Jahre von allen Netzbetreibern gesammelten Daten (EICom, o. J.), liesse sich im Rahmen einer historischen Kostentreiberanalyse so gegebenenfalls die Auswirkung der verschiedenen Einflussfaktoren auf unterschiedliche Kostenkomponenten schätzen. Aufgrund des damit verbundenen Aufwands²², sowie dem fehlenden Zugriff auf die Daten des EICom Reportings war dies im Rahmen des aktuellen Projektes leider nicht möglich.

²² Die Daten des EICom Reportings müssten hierfür um zusätzliche Angaben zu Gebietseigenschaften, Planungs- und Betriebskonzepten, Netzstruktur und Betriebsmittelwahl etc. ergänzt werden.



Die sich aus einer Änderung der **Anzahl von Anschlusspunkten ΔN** und einer Änderung der durch die Anschlusspunkte aufgespannten **versorgten Fläche ΔA** ergebende Änderung ΔT_S der strukturabhängigen Gesamtkosten aller Netzebenen wurde somit wie folgt geschätzt:

$$\Delta T_S = \frac{(\sum_6^7 \frac{\Delta T_i}{\Delta N} \cdot N + \frac{\Delta T_7}{\Delta A} \cdot A)}{\sum_6^7 T_i} \cdot (T_4 + T_5) + \frac{\Delta T_6}{\Delta N} \cdot N + \frac{\Delta T_7}{\Delta N} \cdot N + \frac{\Delta T_7}{\Delta A} \cdot A$$

Mit:

- T_S strukturabhängige Totalkosten aller Netzebenen
- T_i Totalkosten der Netzebene i
- N Anzahl der Anschlusspunkte im Ausgangszustand
- A versorgte Fläche im Ausgangszustand
- $\frac{\Delta T_i}{\Delta N}$ per Regression ermittelte Änderung der Gesamtkosten für Netzebene i pro Änderung der Anzahl Anschlusspunkte um ΔN
- $\frac{\Delta T_i}{\Delta A}$ per Regression ermittelte Änderung der Gesamtkosten für Netzebene i pro Änderung der versorgten Fläche um ΔA

Analog dazu wurden die sich aus einer **Änderung der Netzhöchstlast ΔP** ergebende Änderung ΔT_L der strukturabhängigen Gesamtkosten aller Netzebenen wie folgt geschätzt:

$$\Delta T_L = \frac{\sum_5^6 \frac{\Delta T_i}{\Delta P} \cdot P}{\sum_5^6 T_i} \cdot (T_4 + T_7) + \frac{\Delta T_5}{\Delta P} \cdot P + \frac{\Delta T_6}{\Delta P} \cdot P$$

Mit:

- T_L lastabhängige Totalkosten aller Netzebenen
- T_i Totalkosten der Netzebene i
- P Netzhöchstlast im Ausgangszustand
- $\frac{\Delta T_i}{\Delta P}$ per Regression ermittelte Änderung der Gesamtkosten für Netzebene i pro Änderung der Netzhöchstlast um ΔP

3.2 Ergebnisse und Diskussion

3.2.1 Kostentreiber Anzahl und Lage der Anschlusspunkte

Für **Netzebene 7** zeigen die linearen Modelle (Modell 1-4) im Vergleich zu den Modellen mit Wurzelfunktion (Modell 5-8) eine höhere Modellgüte (adjusted R²). Allerdings muss in diesem Zusammenhang erwähnt werden, dass der betrachtete Datensatz von Gemeinden mit ländlichem Charakter dominiert wird. Im Bereich grösserer besiedelter Flächen gibt es lediglich einen Datenpunkt (Gemeinde Aarau), welcher einen grossen Einfluss auf die Regressionsparameter hat²⁵. Das lineare Modell erzielte jedoch auch ohne Aarau einen besseren Fit als die Wurzelfunktion. Für die weiteren Analysen haben wir den Datenpunkt daher nicht ausgeschlossen, da Aarau ein wichtiger Teil des betrachteten Netzgebietes ist. Um die Qualität der Regression zu verbessern, sollten die Daten weiterer städtischer und ländlicher Netze ausgewertet werden wodurch auch der Einfluss der Gemeinde Aarau auf die Ergebnisse sinken würde.

²⁵ Der Cook's Distance Wert ist bei diesem Datenpunkt >1. Da es bezweckt ist auch grössere Orte mit einzubeziehen, wird dieser Punkt nicht ausgeschlossen.

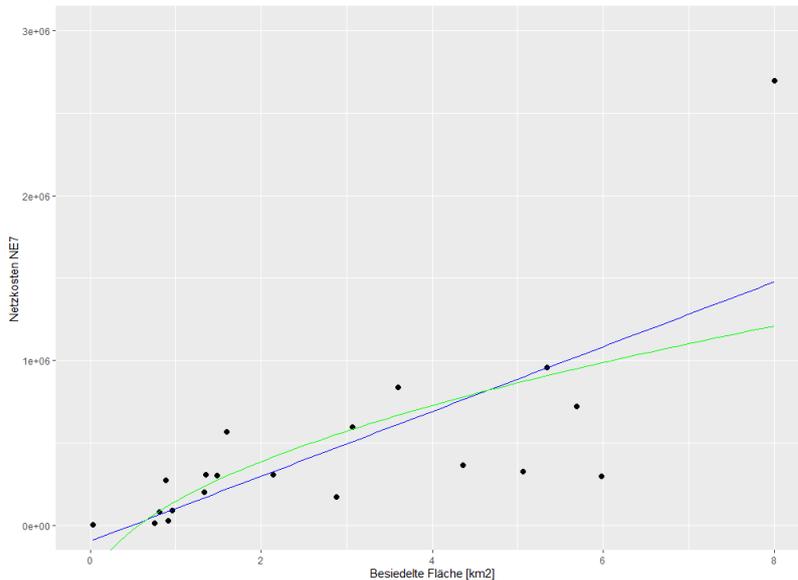


Abbildung 14 Zusammenhang zwischen der besiedelten Fläche und den Netzkosten von NE7

Im Modellvergleich zeigt Modell 4 die grösste Modellgüte. Zudem sind die Parameterschätzer für die Anzahl der Anschlusspunkte (N) sowie die besiedelte Fläche (A) signifikant von Null verschieden. Damit hat die Anzahl der Anschlusspunkte und die besiedelte Fläche einen Einfluss auf die Netzkosten der NE7. Diese Ergebnisse erscheinen sinnvoll, da die Leitungslänge massgeblich von der zu überbrückenden Distanz bestimmt wird. Diese wird neben der Anzahl der Netzanschlusspunkte auch von deren Distanz beeinflusst, welche durch die Grösse des Versorgungsgebietes angenähert werden kann.

Tabelle 6 Modellvergleich Netzebene 7

	Modell1	Modell2	Modell3	Modell4	Modell5	Modell6	Modell7	Modell8
N	449 ***			403 ***				
A		196336 ***		39504 *				
AD			1854 **					
sqrt(N)					33226 ***			33276 ***
sqrt(A)						580891 **		-1720
sqrt(AD)							50783 **	
R² / R² adjus	0.961 / 0.959	0.546 / 0.521	0.414 / 0.382	0.973 / 0.970	0.893 / 0.887	0.456 / 0.426	0.332 / 0.295	0.893 / 0.880
t.								

* $p < 0.05$ ** $p < 0.01$ *** $p < 0.001$

Für NE7 ergibt sich bei Anwendung auf das Eniwa Netzgebiet folgendes Modell:

$$K_{NE7} = \beta_0 + 403 * N + 39\,504 * A + \varepsilon$$

Mit

- K_{NE7} Netzkosten der NE7
- β_0 Regressionskoeffizient für den Achsenabschnitt
- ε Fehlerterm

Durch einen **zusätzlichen Anschlusspunkt** steigen die **Netzkosten der NE7 um 403 CHF**. Bei einer um **einen Quadratkilometer steigenden Versorgungsfläche** steigen die **Netzkosten um 39,504 CHF**.

Für **Netzebene 6** wurde die bereits vorgestellte Methodik analog angewendet. Die höchste Modellgüte wird in Modell 1 und Modell 4 erreicht (vgl. Tabelle 7). Die adjusted R² Werte liegen in beiden



Modellen bei 0.984. In Modell 4 ist jedoch der Parameterschätzer der unabhängigen Variable A nicht signifikant von Null zu unterscheiden. Damit kann gefolgert werden, dass die unabhängige Variable A keinen eindeutigen Einfluss auf die Netzkosten der NE6 hat. Daher wurde Modell 1 zur Beschreibung der Netzkosten der NE6 gewählt. Dieses Modell zeigt die gleiche Modellgüte und ausschliesslich signifikante Parameterschätzer. Daraus folgt, dass die Anzahl der Anschlusspunkte die Dimensionierung der Betriebsmittel und damit die Netzkosten der NE6 am besten beschreibt. Diese Erkenntnis deckt sich mit den Erwartungen, dass die Netzkosten der Umspannebenen vor allem durch die zum Zeitpunkt der Systemhöchstlast bezogene Energie der Anschlusspunkte bestimmt wird. Diese wird in realen Netzen zum Grossteil von der «Grunddimensionierung» bestimmt, die einen pauschalen Beitrag zur Systemhöchstlast je Kundentyp unterstellt. (vgl. (Consentec & Fraunhofer ISI, 2018))

Tabelle 7 Modellvergleich Netzebene 6

	Modell1	Modell2	Modell3	Modell4	Modell5	Modell6	Modell7	Modell8
N	206 ***			210 ***				
A		78562 **		-2949				
AD			863 **					
sqrt(N)					14333 ***			16003 ***
sqrt(A)						223094 **		-57094
sqrt(AD)							22637 **	
R² / R² adj..	0.985 / 0.984	0.425 / 0.393	0.436 / 0.405	0.986 / 0.984	0.808 / 0.797	0.327 / 0.289	0.320 / 0.282	0.818 / 0.797
						* p<0.05	** p<0.01	*** p<0.001

Bei Anwendung des Modells auf die Daten aus dem Eniwa Netzgebiet ergibt sich folgender Zusammenhang zwischen der Anzahl der Anschlusspunkte und den Netzkosten der NE6:

$$K_{NE6} = \beta_0 + 206 * N + \varepsilon$$

Mit

K_{NE6} : Netzkosten der NE6

β_0 : Regressionskoeffizient für den Achsenabschnitt

ε : Fehlerterm

Demnach hat die Anzahl der Anschlusspunkte einen Einfluss auf die Netzkosten der NE6. Durch einen **zusätzlichen Anschlusspunkt** steigen die **Netzkosten der NE6 um 206 CHF**.

3.2.2 Kostentreiber Last

Die Analyse der Kostentreiberwirkung der Last wurde im Projekt auf Basis der Ergebnisse aus AP1 durchgeführt. Das hierbei verwendete Netzmodell umfasst NE5 und NE6. Daher können zum aktuellen Projektzeitpunkt lediglich Aussagen über die lastbedingte Netzkostenänderung auf diesen beiden Netzebenen getroffen werden.

In AP1 wurden drei verschiedene Szenarien simuliert, die sich hinsichtlich des Ausbaus von PV Anlagen und der Ausbreitung der Heizungselektrifizierung sowie von Elektrofahrzeugen unterscheiden. Diese Szenarien können durch die jeweilige maximal aufgetretene Spitzenlast des gesamten Netzgebietes und die Netzkostenzunahme charakterisiert werden. Die Vorgehensweise zur Ermittlung dieser beiden Grössen wurden in Kapitel 0 näher beschrieben. Eine Zusammenfassung der Ergebnisse ist in Abbildung 15 zu sehen. Aufgrund der geringen Anzahl an Datenpunkten kann der reale Verlauf der Kostenfunktion nur unzureichend geschätzt werden. Der Verlauf in der Abbildung suggeriert einen linearen Verlauf der Kosten. Bei feinerer Auflösung der Daten wäre hier jedoch eine Sprungfunktion zu erwarten.

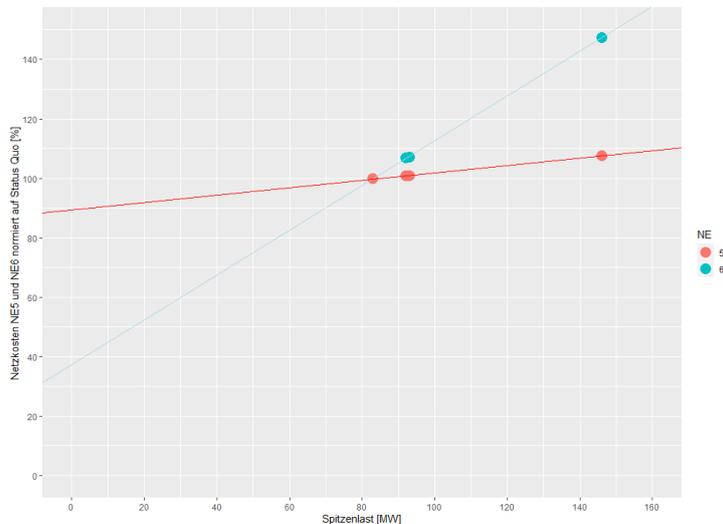


Abbildung 15 Zusammenhang Spitzenlast und Netzkosten

Aus Abbildung 15 ist zunächst ersichtlich, dass eine Steigerung der Spitzenlast des Netzgebietes zwar zu einem Anstieg der Netzkosten auf NE5 und NE6 führt, dieser Anstieg bei einer Verdopplung der Spitzenlast jedoch bei Weitem nicht zu einer Verdopplung der Netzkosten auf diesen Netzebenen führt. Diese Erkenntnis deckt sich mit vorhergehenden Arbeiten (Consentec & Fraunhofer ISI, 2018) und (Consentec, 2020)) und ist nach den Ergebnissen dieser Arbeiten ebenfalls auf die weiteren Netzebenen übertragbar.

Beim Vergleich der Kostenentwicklung zwischen NE5 und NE6 zeigt sich, dass die Spitzenlast einen deutlich grösseren Einfluss auf die Umspannebenen NE6 hat. Eine **Verdopplung der Last** bewirkt eine **10% Kostenzunahme auf NE5** und eine deutlich höhere **50% Kostenzunahme auf NE6**.

3.2.3 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die Kostenwirkung der Anzahl und Lage der Anschlusspunkte (Parameter Anschlusspunkte («Anzahl») bzw. besiedelte Fläche «(Lage)») und der Spitzenlast wurde aufgrund der Datenlage auf unterschiedlichen Netzebenen untersucht. Die Wirkung der Anzahl und Lage der Anschlusspunkte wurde auf Grundlagen von Daten der NE6 und NE7 analysiert. Die Wirkung der Spitzenlast wurde anhand von Daten der NE5 und NE6 analysiert. Um die Ergebnisse dieser Betrachtungen vergleichbar zu machen, wurden vereinfachend davon ausgegangen, dass die Kosten der nicht analysierten Netzebenen um denselben Prozentsatz ansteigen, wie die Kosten der in der Regression betrachteten Netzebenen (Formeln hierzu siehe Abschnitt 3.1).

Aus den in Abschnitt 3.2.1 und 3.2.2 durchgeführten Regressionen ergibt sich somit folgendes Bild: **Verdoppelt man die Spitzenlast** des Netzgebietes im Vergleich zum Status Quo, **steigen die Netzkosten um etwa 32%**. **Verdoppelt man hingegen die Anzahl der Anschlusspunkte** und die Versorgungsfläche des Netzgebietes, **steigen die Netzkosten um etwa 78%**. Da mit einer Verdopplung der Anschlusspunkte auch eine Verdopplung der Spitzenlast einhergeht, sind lediglich 46% (=78%-32%) der Kostenzunahme den zusätzlichen Anschlusspunkten zuzuschreiben. Aus dem Verhältnis dieser Zahlen kann gefolgert werden, dass die **kostentreibende Wirkung der Last bei rund 41%** (=32% / 78%) liegt und die **kostentreibende Wirkung der Anzahl und Lage der Anschlusspunkte bei rund 59%** (=46% / 78%).

Neben den bisher betrachteten kostentenseitigen Wirkungen der Lastprofile auf die Netzinfrastruktur wirken sich Stromentnahme oder -einspeisung unmittelbar auf weitere Kostenelemente aus, die als energieabhängige Kosten bezeichnet werden. Hierunter fallen zum einen der lastabhängige Teil der Verlustkosten sowie Massnahmen zum Engpassmanagement. Im Rahmen der Lastflussrechnungen aus AP1 wurden die Gesamtwirkungsverluste der untersuchten Netzebenen NE5 und NE6 beziffert.



Dadurch konnten unter Annahme eines fixen Kostensatzes für Verlustenergie (50CHF/MWh) die Verlustkosten dieser beiden Netzebenen ermittelt werden. Der **Anteil der Verlustkosten** an den Gesamtkosten dieser beiden Netzebenen liegt bei **etwa 1.5%**. Dieser Wert liegt etwas unter den in der Literatur geschätzten Werten von 2-3%, in der Grössenordnung allerdings in einem ähnlichen Bereich. (Consentec & Fraunhofer ISI, 2018) Die Verlustkosten haben somit in jedem Fall einen begrenzten Einfluss auf die Höhe der Netzkosten.

4 Kosten & Akzeptanz von Lastverschiebungen

4.1 Vorgehen und Methode

4.1.1 Haushalte: Kosten der Lastverschiebung

Die Lastverschiebungskosten für Haushaltskunden wurden auf Basis einer Umfrage mit einer repräsentativen Stichprobe von Schweizer Haushalten geschätzt. Die Umfrage beinhaltete ein sogenanntes **Discrete Choice Experiment (DCE)**. DCE ist eine gut geeignete und weit verbreitete Methode, um Präferenzen für Produkte oder Dienstleistungen zu ermitteln, bei denen (noch) kein Marktverhalten beobachtbar ist (Johnston et al., 2017). Kunden wählen dabei Verträge, die durch ein Bündel von Merkmalen beschrieben werden. DCE ahmen insofern reale Wahlsituationen nach, indem den Befragten wiederholt unterschiedliche Kombinationen von Produkten (in diesem Fall Stromtarife) präsentiert werden aus denen sie ihr bevorzugtes Produkt auswählen sollen.

Da die Auswahl der Produkteigenschaften, die in einem DCE einbezogen werden können, begrenzt ist wurden Produkteigenschaften sowie deren Level auf Basis eines umfassenden Designprozesses ausgewählt. Zunächst wurde eine Literaturrecherche durchgeführt. Als besonders relevant für die Auswahl erwies sich die Literatur zum Thema «Value-of-Lost-Load» und Direct Load Control (DLC) (Bliem, 2009; Carlsson et al., 2011; Harold et al., 2019; Morrissey et al., 2018; Richter & Pollitt, 2018). Die literaturbasierte Auswahl wurde zwischen Oktober und Dezember 2020 in mehreren Runden mit Experten aus der Wissenschaft und der Energiewirtschaft verfeinert.

Im Januar 2020 wurde eine Pilotumfrage durchgeführt, um die geeignete Auswahl von Attributen und Leveln für das DCE zu validieren und um zu testen, ob das DCE für die Befragten verständlich war. Insgesamt 50 Befragte beendeten die Pilotumfrage und berichteten, dass sie keine Schwierigkeiten mit dem Verständnis und der Beantwortung des DCE hatten. Daher wurden lediglich geringfügige Anpassungen vorgenommen, bevor die Umfrage im Januar und Februar 2021 durchgeführt wurde. Aus diesem Prozess ergab sich eine finale Auswahl von **vier Attributen**, die in Tabelle 8 dargestellt sind.

Tabelle 8 Attribute und Level der Haushaltsumfrage zu Lastverschiebungskosten.

Attribut	Level	Beschreibung
Gerät	Haushalte Waschgeräte, Ladestation Elektroauto, Heizung	Gerät, das bei Engpässen eingeschränkt werden soll.
Häufigkeit	täglich, 3-mal wöchentlich, 1-mal wöchentlich	Maximale Anzahl Einschränkungen pro Woche.
Maximale Dauer	1h, 2h, 4h, 12h	Maximale Dauer einer Einschränkung.
Entschädigung (pro Jahr)	Haushalte 25CHF,50CHF, 75CHF,100CHF	Entschädigung für die Einschränkungen in Form eines jährlichen Rechnungsrabatts.

Die finale Umfrage bestand aus einem einleitenden Teil, in dem die Befragten zu ihren derzeitigen Stromverträgen und ihren Erfahrungen mit flexiblen Stromverträgen befragt wurden. Den Hauptteil



bildete das DCE, das aus sieben Entscheidungssituationen pro Befragten bestand. In jeder Aufgabe wurden die Befragten gebeten, zwischen drei hypothetischen DR-Tarifen und einer Status-quo-Option zu wählen, die ihren derzeitigen Stromvertrag beschreibt. Der letzte Abschnitt der Umfrage untersuchte die Einstellung der Teilnehmer zu Energie- und Automatisierungsthemen. Die Zahlungsbereitschaften und die Präferenzen der Befragten auf Basis des DCE wurden mittels eines Mixed-Logit-Modell (Train, 2009) geschätzt.

4.1.2 Haushalte: Akzeptanz verschiedener Tarife

Neben der Dauer, Zeitpunkt und Frequenz von Lasteinschränkungen hängen die Kosten und die Wirksamkeit von Lastverschiebungen auch davon ab, über welchen Tarifansatz die entsprechenden Anreize gesendet werden und von wem / auf welche Weise die Lasten gesteuert werden. Zur Untersuchung dieser Zusammenhänge wurden im Rahmen des Netflex-Projektes (i) die Ergebnisse einer im Rahmen des Swiss Household Energy Demand Surveys (SHEDS) durchgeführten Umfrage ausgewertet und (ii) eine weitere Haushaltsumfrage incl. DCE mit 776 Kunden durchgeführt.

Die **SHEDS Umfrage**, beinhaltete ein DCE bezüglich des Trade-off zwischen Preisrisiken (in Form von höheren Preisspitzen) und Volumenrisiken (in Form von Lasteinschränkungen während Spitzenlast-Zeiten), sowie bezüglich der Art der Einschränkung (manuelle Einschränkung, automatische Steuerung einzelner Geräte oder automatische Netztrennung bei Überschreiten der vertraglichen Leistungsgrenze). Auf Basis der Umfrageantworten wurde zunächst mittels eines «conditional logit modells» (McFadden, 1974) der durchschnittliche Nutzen verschiedener Tarifattribute geschätzt. Anschliessend wurde mittels einer Latent Class Analyse geprüft, wie sich die Präferenzen verschiedener Nutzergruppen voneinander unterscheiden (Greene & Hensher, 2003). Im Rahmen einer stilisierten Cost-Benefit-Analyse auf Basis verschiedener Literaturquellen wurde schliesslich geprüft, wie hoch die durch verschiedene Laststeuerungsansätze vermeidbaren Kosten im Vergleich zu dem in der Umfrage ermittelten Nutzen der verschiedenen Kundengruppen sind. Neben einer groben Abschätzung der durch reduzierten Netzausbau vermeidbaren Kosten wurden dabei auch die Kosten der für die Laststeuerung erforderlichen Hardware berücksichtigt.

Darauf aufbauend wurde im Rahmen der **NETFLEX-Haushaltsumfrage** in Form eines weiteren DCE geprüft, inwiefern die Akzeptanz von Preis- bzw. Volumenrisiken dadurch beeinflusst wird, durch wen die Laststeuerung erfolgt (i.e. lokales Energie-Management-System vs. Fernsteuerung durch den Netzbetreiber), welche Parameter durch die Kunden eingestellt werden (Frequenz und Dauer von Lastverschiebungen vs. gewünschtes Komfortniveau), und ob die aus Preisspitzen resultierenden jährlichen Strombezugskosten gedeckelt sind (keine Garantie vs. Monatsrechnung nicht teurer als beim Normaltarif). Die Zahlungsbereitschaften wurden mittels eines Mixed-Logit-Modells geschätzt. Um zudem die Heterogenität der Präferenzen weiter zu untersuchen, wurde anschliessend eine Clusteranalyse mit Hilfe des k-Means-Clustering-Ansatzes durchgeführt. Abschliessend wurden den Clustern soziodemografische, psychologische und weitere energiebezogene Variablen zugeordnet, um zu prüfen, ob signifikante Unterschiede zwischen den Befragten im Hinblick auf soziodemografische Variablen bestehen.

4.1.3 Gewerbe: Kosten der Lastverschiebung

Insbesondere im Hinblick auf Produktionsprozesse sind das Lastverschiebungspotenzial und die Lastverschiebungskosten von Gewerbe- und Industriekunden stark branchen- und standortabhängig. Zur Ermittlung des Lastverschiebungspotenzials im ENIWA Netzgebiet wurden daher zunächst die **35 ENIWA Gewerbekunden** mit dem grössten Stromverbrauch per E-Mail und Telefon zu einem kurzen Video-Interview eingeladen. Trotz Nachfrage per E-Mail und Telefon waren jedoch nur 3 Firmen zu einer Auskunft bereit, so dass auf eine systematische Auswertung der Antworten verzichtet wurde.

Zur Schätzung des der Lastverschiebungskosten wurde in einem zweiten Schritt eine **Umfrage mit 294 Gewerbekunden** aus verschiedenen Branchen durchgeführt. Dabei wurden die Teilnehmer gefragt, welche der folgenden Querschnittstechnologien in Ihrem Unternehmen zum Einsatz kommen: Wärmepumpe oder elektrische Widerstandsheizung, elektrische Warmwasserboiler, Klimaanlage,



Lüftung, Druckluft, Prozesskälte, Prozesswärme oder Ladestationen für Elektrofahrzeuge. Darüber hinaus wurde abgefragt,

- wie lange diese Technologien jeweils ohne Komforteinbusse unterbrochen werden könnten,
- wie hoch die Kompensationsforderung für die Unterbrechung ohne Komforteinbusse wäre
- wie hoch die Kompensationsforderungen für Unterbrechungen mit Komforteinbusse bzw. Produktionsunterbrechungen wären.

4.2 Ergebnisse und Diskussion

4.2.1 Haushalte: Kosten der Lastverschiebung

Im DCE zeigte sich, dass 80% der befragten Haushalte bereit war, einen der vorgeschlagenen Tarife mit Lastverschiebung zu wählen. Dabei wurde deutlich, dass die Präferenzen in Bezug auf die Geräte, die für Lastverschiebung bevorzugt werden, sehr heterogen sind. Es zeigte sich, dass die befragten Haushalte im Durchschnitt eher einen Tarif akzeptieren, der die Ladestation ihres Elektrofahrzeugs einschränkt als einen Vertrag, der die Heizung/ Wärmepumpe einschränkt. Im Durchschnitt fordern die Befragten für maximal eine einstündige Unterbrechung pro Woche bei **Wärmepumpen** eine **Entschädigung von 5 CHF $[\pm 1\text{CHF}]$ ²⁶ pro Monat**. Die Forderung bei einem Tarif, der das Laden von **Elektrofahrzeugen** einschränkt, beträgt **3 CHF $[\pm 1\text{CHF}]$ pro Monat** (Abbildung 16). Die Heterogenität in Bezug auf die Dauer und die Häufigkeit einer Einschränkung fällt geringer aus. Eine steigende Dauer und eine höhere Häufigkeit werden von einem Grossteil der Befragten mit einem sinkenden Nutzen assoziiert. Die Befragten verlangen im Durchschnitt eine Entschädigung von **0.4 CHF pro Monat pro Stunde Verlängerung der maximalen Unterbrechungsdauer**. Die Forderung für die Häufigkeit beträgt **0.3 CHF pro Monat für eine zusätzliche Einschränkung in der Woche**. Zusammengefasst ergeben sich die in Abbildung 17 dargestellten Forderungen im Ausgleich für Lastverschiebungsmassnahmen in Abhängigkeit von Gerät und Dauer.

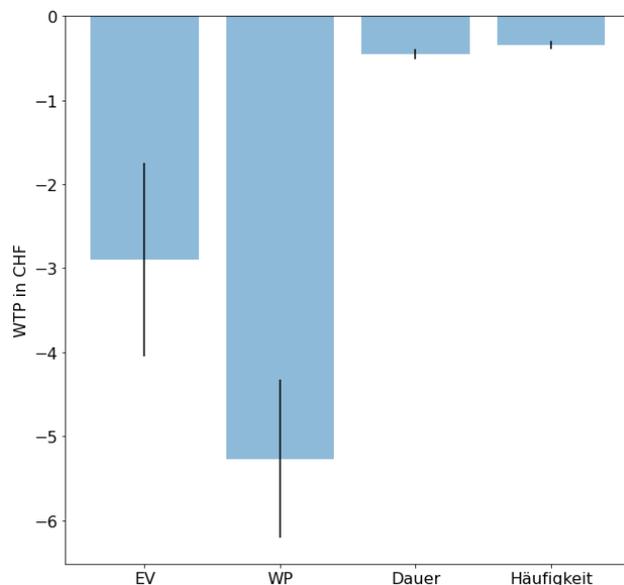


Abbildung 16 Durchschnittliche Zahlungsbereitschaft pro Monat (WTP) und Konfidenzintervall der Haushalte²⁷

²⁶ Die eckigen Klammern beschreiben das 95% Konfidenzintervall.

²⁷ Eine negative Zahlungsbereitschaft (WTP) entspricht einer Kompensationsforderung (WTA).

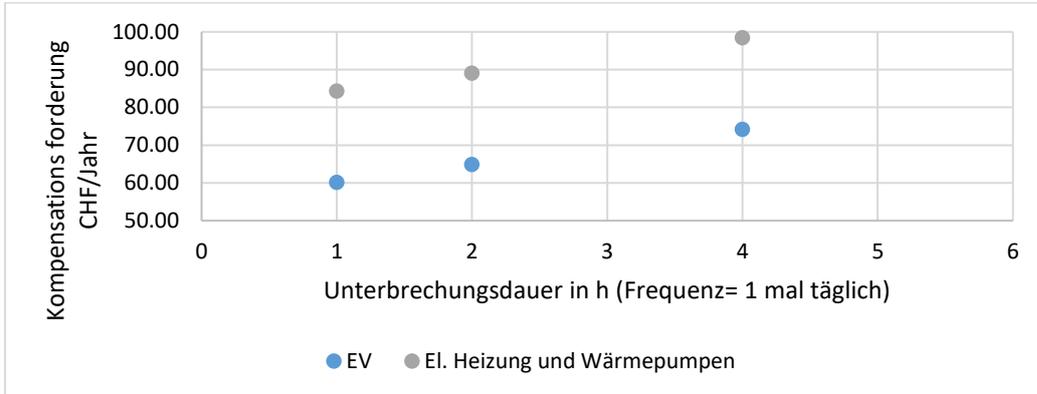


Abbildung 17 Kompensationsforderungen pro Gerät und Dauer

4.2.2 Haushalte: Akzeptanz verschiedener Tarife

Bei der Latent Class-Analyse der **SHEDS Umfrage** zur Akzeptanz von Preis- und Volumenrisiken wurden zwei Kundengruppen mit deutlich unterschiedlichen Präferenzen identifiziert (siehe Abbildung 18). Kunden mit Kostenfokus («**Economic Focus**», ca. **30% der Umfrageteilnehmer**) hatten eine starke Abneigung gegen Tarife mit hohen Preisspitzen. Sie bevorzugten daher stärkere Lasteinschränkungen während Lastspitzen, um Ihre Kosten zu senken. Hingegen hatten Kunden mit Komfortfokus («**Comfort Focus**», ca. **50% der Umfrageteilnehmer**) eine starke Aversion gegen derartige Lasteinschränkungen. Die Präferenzen der verbleibenden Kunden («**Weak Preference**») ähneln den Kunden mit «**Economic Focus**», sind jedoch insbesondere bezüglich der Monatsgebühren deutlich weniger ausgeprägt und werden daher im weiteren Verlauf nicht näher diskutiert.

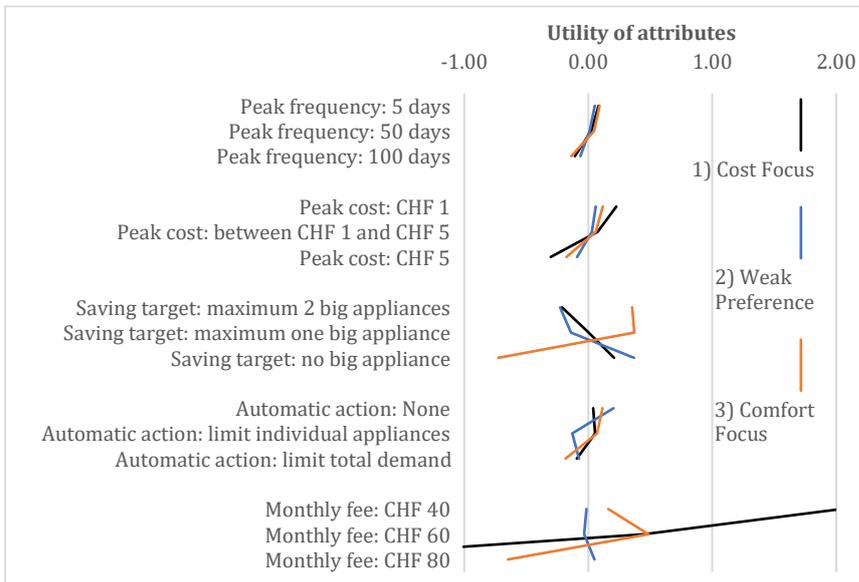


Abbildung 18: Nutzen der Tarif-Attribute bei Verwendung eines Latent-Class Modells mit drei Klassen.

Die Kosten-Nutzen-Analyse ergab die niedrigsten Systemkosten (= blaue Balken in Abbildung 19) im Fall einer Steuerung individueller Lasten mit starken Einschränkungen während der Lastspitzen Ansatz Nr. 5). Zusätzlich zu den als Balken dargestellten Kosten der Steuerungsinfrastruktur, ist in Abbildung 19 als Linie eingezeichnet, welchen Nutzen die zugehörigen Tarifansätze bei den verschiedenen Kundengruppen bewirken. Der höchste Nutzen ist jeweils mit einem roten Punkt markiert.



Kunden mit einem Kostenfokus («Class 1») sehen den grössten Nutzen bei Ansatz Nr.5, d.h. einem Tarif mit einheitlichem Preissignal und einer direkten Steuerung individueller Lasten durch den Netzbetreiber. Kunden mit einem Komfortfokus («Class 3») hingegen, bevorzugen Ansatz Nr.1, bei dem keine Laststeuerung erfolgt und stattdessen das Netz stärker ausgebaut wird, obwohl sie dafür im Gegenzug eine höhere Monatsgebühr bezahlen.

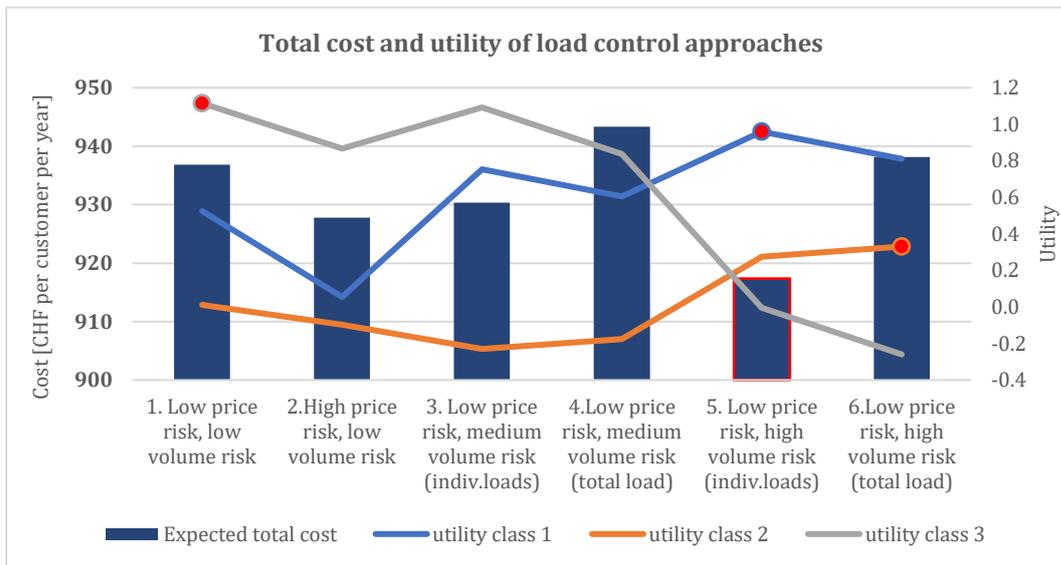


Abbildung 19: Gesamtkosten und Nutzen verschiedener Laststeuerungsansätze.

In der zweiten **NETFLEX Haushaltsumfrage** wurde untersucht inwieweit die Akzeptanz für DR-Verträge von der Tarifart (zeitdynamisch vs. Einheitstarife), der Art der Steuerung (automatisch vs. Manuell) und durch verschiedene Rechnungsgarantienlevel beeinflusst wird. In Abbildung 20 sind die Ergebnisse des Regressionsmodells graphisch dargestellt. Im Hinblick auf die Tarifart (Abbildung 20, oben) zeigt sich, dass sowohl TOU als auch CPP Tarife im Vergleich zum Einheitstarif (Base Case) bei den Befragten im Durchschnitt mit einem negativen Nutzen assoziiert wird. Die **Teilnehmer präferieren damit Einheitstarife gegenüber zeitdynamischen Tarifen**. Bei den Ansätzen zur Laststeuerung war eine **leichte Präferenz für eine Steuerung durch ein lokales Energiemanagement** im Vergleich zu einer Steuerung durch den Verteilnetzbetreiber oder eine manuelle Steuerung erkennbar, diese war jedoch statistisch nicht signifikant (Abbildung 20, mitte). Massnahmen zur **Rechnungsgarantie zeigten einen positiven Effekt auf den Nutzen** der Befragten. (Abbildung 20, unten). Massnahmen zur Reduktion des Preisrisikos können folglich dazu beitragen die Akzeptanz von DR-Verträgen zu erhöhen.

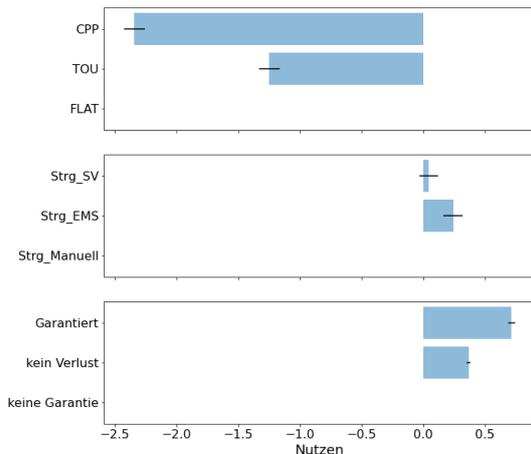


Abbildung 20: Abbildung des durchschnittlichen Nutzen (Balken) und des Standardfehlers (Linie) für: «TOU»: Time-of-Use Tarif, «CPP»: Critical Peak Preise, «FLAT»: Einheitstarif (Base-Case), «Strg_EMS»: Laststeuerung über ein lokales Energiemanagement System, «Strg_SV»: Laststeuerung durch den DSO, «Strg_Manuell»: Manuelle Laststeuerung (Base Case), «kein Verlust»: Garantie, dass jährliche Kosten nicht höher sind als im Standardtarif, «Garantiert»: Garantie, dass jährliche Kosten tiefer ausfallen als im Standard-Tarif, «keine Garantie»: Keine Garantie (Base Case).

Die Ergebnisse zeigten eine signifikante Präferenzheterogenität innerhalb mehrerer der einbezogenen Tarifmerkmale. Daher wurden mittels k-Means-Clusterung vier verschiedene Kundensegmente identifiziert. Während eine kleine Gruppe (15%) jegliche Form von dynamischen Tarifen ablehnt, wurden zwei Gruppen identifiziert (57%), die im Austausch für eine fixe jährliche Vergütung bereit sind, einer automatischen Laststeuerung zuzustimmen. Diese beiden Gruppen unterscheiden sich in der Höhe der Kompensationsforderungen. Ein viertes Cluster zeigte klare Präferenzen für dynamische Strompreise, aber lehnt eine automatische Laststeuerung ab (28%).

Von besonderem Interesse für die Versorgungsunternehmen ist die Frage, wie sich diese Gruppen anhand ihrer soziodemografischen Variablen unterscheiden lassen. Es konnten Tendenzen festgestellt werden, dass jüngere und berufstätige Haushalte mit einem durchschnittlich höheren Einkommen offener auf DR-Verträge reagieren. Jedoch zeigte sich kein klares Bild bei der Unterscheidung von Kundensegmenten auf der Grundlage soziodemografischer Variablen.

4.2.3 Gewerbe: Kosten der Lastverschiebung

Während das DR-Potential im Haushaltssektor vor allem durch energieintensive Einzelgeräten mit Speicherkapazitäten, wie Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen und Batteriespeichern bestimmt wird, ist das Potential im Industrie- und Gewerbesektor ungleichmässiger verteilt. Generell eignen sich vor allem energieintensive Fertigungsprozesse des Industriesektors für DR. Basierend auf Interviews, die mit mehreren Industriekunden geführt wurden, zeigte sich jedoch, dass das grösste Hemmnis für DR auf genau diesen Prozessen liegt: **Unternehmen fürchten einen Einfluss auf die Produktqualität und auf den Betriebsablauf durch Eingriffen in den Produktionsprozess** (Olsthoorn et al., 2015). Daher könnten **«Querschnittstechnologien», die nicht unmittelbar mit dem Produktionsprozess zusammenhängen, für DR besser geeignet** sein. Unter diese Technologien fallen Raumwärme, Warmwasser, Klima/Lüftung sowie Elektrofahrzeuge.

Die Ergebnisse zur **Verfügbarkeit der verschiedenen Technologien** sind in Abbildung 21 dargestellt. Aufgrund der hohen Verfügbarkeit in verschiedenen Branchen bieten insbesondere elektrische Raumwärme, elektrische Warmwasseraufbereitung sowie Klima- und Lüftungsanlagen ein grosses Potential. Besonders im Hinblick auf Raumwärme ist ein steigendes Potential durch die wachsende Verbreitung von Wärmepumpen möglich.

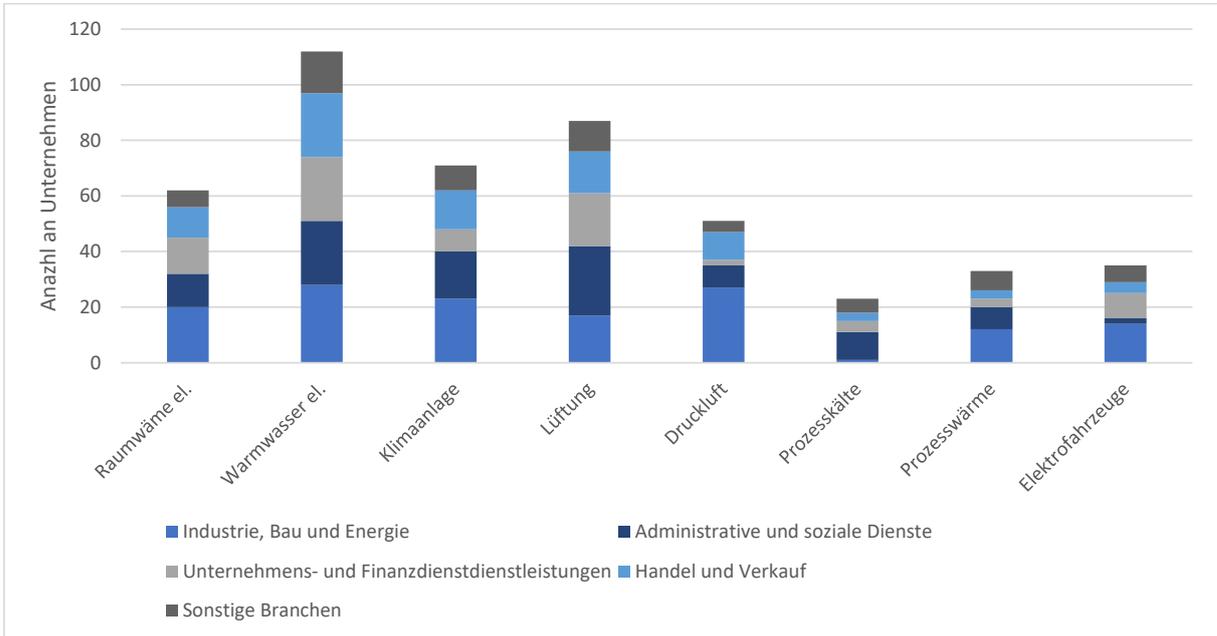


Abbildung 21 Analyse des theoretischen Potentials für DR im Gewebesektor.

Bezüglich der **maximalen Unterbrechungsdauer ohne Komfortverlust** zeigt sich in Abbildung 22 ein ähnliches Bild. Insbesondere Warmwasserboiler und Elektroautos eignen sich aufgrund der ohne Komfortverlust möglichen mittleren Unterbrechungsdauer von 5 Stunden oder mehr gut für Lastverschiebungen, während produktionsnahe Prozesse, wie Druckluft, Prozesskälte und Prozesswärme im Mittel für lediglich 2 Stunden oder weniger unterbrochen werden können.

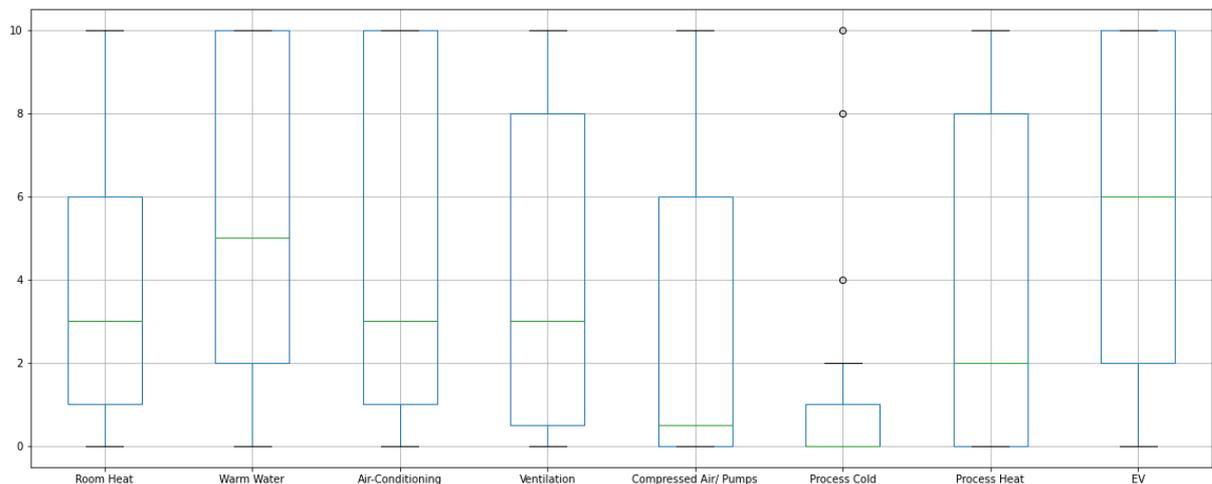


Abbildung 22 Boxplot der maximalen Unterbrechungsdauer ohne Komfortverlust.

Im Hinblick auf die **Kompensationsforderungen** für eine Teilnahme an DR Programmen wurde zwischen Lastverschiebung mit und ohne Komforteinbussen unterschieden. Aufgrund der grossen Unterschiede in der Höhe der Stromkosten im Gewerbesektor wurde die Schätzung der Kompensationsforderung für Lastverschiebung relativ zu den jährlichen Stromkosten der befragten Unternehmen vorgenommen (Abbildung 23). Insgesamt zeigt sich, dass die befragten Unternehmen bei einer Einschränkung ohne Komforteinbussen im Durchschnitt eine Kompensation von mehr als 10% der jährlichen Stromrechnung über alle Geräte hinweg fordern. Bei einer Lastverschiebung mit Komforteinbussen erhöhen sich diese Forderungen bei einem Grossteil der Geräte (Abbildung 23).

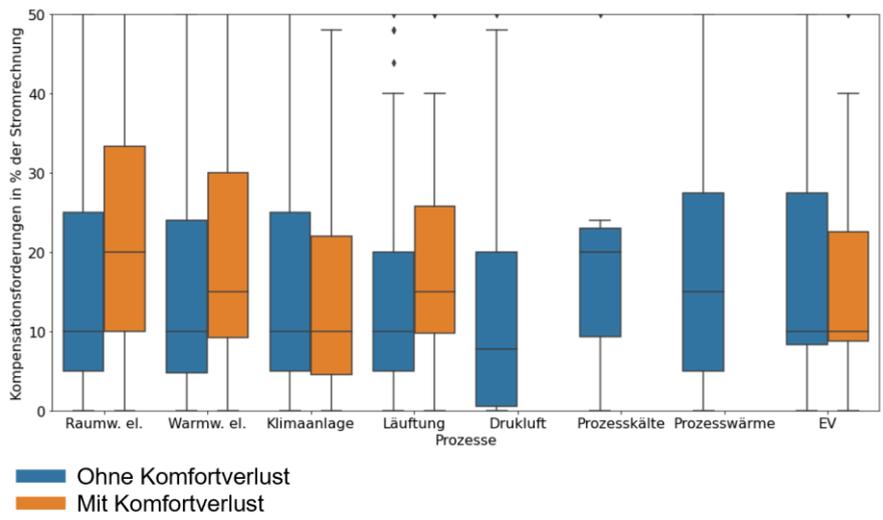


Abbildung 23 Boxplot der Kompensationsforderung je Gerät für Gewerbe



5 Optimale Tarifgestaltung

5.1 Vorgehen und Methode

5.1.1 Konzeptionelle Überlegungen

In einem ersten Schritt werden aus konzeptionellen Überlegungen sowie Literaturquellen Gestaltungsprinzipien für dynamische Netzentgelte hergeleitet, die zur Vermeidung von Preisverzerrungen erfüllt sein müssen.

5.1.2 Simulation von Tarifaufwirkungen

Ergänzend zu den in Abschnitt 4 beschriebenen Umfragen, wurde im Rahmen von AP4 untersucht, welche Wirkung verschiedene Netzentgelte auf die Lastprofile von Haushalten mit automatisch gesteuerten Lasten haben. Zu diesem Zweck wurde ein Bottom-up-Optimierungsmodell entwickelt, mit dem die Auswirkungen von unterschiedlichen Tarifaufreizen auf das Netz simuliert werden können.

Ausgehend von den Umfrage-Ergebnissen, den Vorschlägen der Advisory Group, sowie einer kürzlich erschienen Studie zu Verteilnetzentgelten in Europa (ACER, 2021) wurden somit entschieden die folgenden **Tarifszenarien** zu simulieren:

- **Status Quo (SQ):** Netzentgelt, Energietarif und sonstige Abgaben werden jeweils über einen konstanten Preis pro kWh umgelegt.
- **Leistungstarif (Capacity):** Netzentgelt verteilt 70%²⁸ der Netzkosten über einen Einheitspreis pro kWh und 30% über eine Gebühr pro kW auf die individuelle Spitzenlast der einzelnen Haushalte; übrige Entgelte wie bei SQ,
- **Direkte Laststeuerung (DLC):** Lasten werden so gesteuert, dass Netzhöchstlast minimiert wird; Entgelte wie bei SQ.
- **Hoch-Niedertarif (TOU):** Netzentgelt verteilt 70%²¹ der Netzkosten über einen Einheitspreis pro kWh, der während aller Stunden des Jahres gilt, und 30% der Netzkosten über einen Preisaufschlag, der nur während der Hochtarifzeiten von Montag bis Freitag, 16:00 bis 20:00 gilt; übrige Entgelte wie bei SQ.
- **Stündlicher Critical Peak Preis (CPP_h):** Netzentgelt wie bei TOU, als Hochtarifzeiten gelten jedoch nur die 10 Stunden des Jahres, bei denen die Last im Status Quo am höchsten ist; übrige Entgelte wie bei SQ.
- **Täglicher Critical Peak Preis (CPP_d):** Netzentgelt wie bei TOU, die Hochtarifzeiten von 16:00 bis 20:00 gelten jedoch nur an den 10 Tagen des Jahres, bei denen die Last im Status Quo am höchsten ist; übrige Entgelte wie bei SQ.
- **Netzlast (Gridload):** Netzentgelt in jeder Stunde entspricht der für diese Stunde im Status Quo anfallenden Netzlast multipliziert mit einem konstanten Faktor; übrige Entgelte wie bei SQ.
- **Netzlast & Spot (Gridload & Spot):** Netzentgelt wie bei SQ, Energietarif proportional zum day-ahead Spotpreis; sonstige Abgaben wie bei SQ.
- **Spotpreis (Spot):** Energiepreis proportional zum day-ahead Spotpreis; Netzentgelt und sonstige Abgaben wie beim SQ.

Jedes dieser Tarifszenarien wurde jeweils für beide der in Tabelle 9 dargestellten **Lastszenarien** für das fiktive Szenario eines Netzes mit nur einem Netzknoten simuliert. Dabei wurde die Anzahl der

²⁸ Dieser Prozentsatz entspricht einerseits dem gemäss StromVV Art.18 erforderlichen Mindestanteil einer nichtdegressiven Arbeitskomponente; gleichzeitig fallen gemäss der Analysen in Abschnitt 3.2.3 rund 60% der Netzkosten unabhängig von der Netzhöchstlast an; eine Umlage von 70% der Netzkosten über einen Einheitspreis wäre somit sowohl Gesetzeskonform als auch näherungsweise verursachergerecht



Haushalte für das Lastszenario 2020 so gewählt, dass der Anteil der Haushalte, die mit einer Technologie-Kombination ausgestattet sind, möglichst genau dem Prozentsatz der Haushalte entspricht, die gemäss der SHEDS Umfrage mit dieser Technologie-Kombination ausgestattet waren. Die Anzahl der Haushalte für das Lastszenario 2050 hingegen wurde so gewählt, dass der Prozentsatz aller Haushalten, die insgesamt über eine Technologie verfügen der angenommenen Verbreitung dieser Technologie in dem Energieperspektiven 2050+ Szenario ZERO Basis entspricht. Batteriespeicher, EVs und HPs wurden verschiebbar modelliert, da diese Geräte über thermische bzw. elektrische Speicherkapazität verfügen und bis 2035 höchstwahrscheinlich den grössten Beitrag zu den Nachfragespitzen leisten werden (Yilmaz et al., 2020). Die übrige Haushaltslast wie Waschgeräte, Herd, Unterhaltungselektronik, etc. wurden als nicht verschiebbar betrachtet. Im Rahmen der Simulation wurde davon ausgegangen, dass alle Batteriespeicher, EVs und HPs automatisch gesteuert werden. Als Base Case wurde jedoch auch ein Szenario modelliert, in dem keine Lastverschiebung stattfindet. Die durch automatische Steuerung eines Teils der Batteriespeicher, EVs und HPs erzielbare Lastverschiebung liegt somit zwischen den für das jeweilige Tarifszenario und den Base Case berechneten Werten.

Tabelle 9 Anzahl von Haushalten je Haushalts-Typ und Lastszenario.

HH-Typ	Haushalte [Anzahl]		Haushalte [%]	
	2020	2050	2020	2050
Unflexibel	211	66	70.3%	22.0%
HP	57	0	19.0%	0.0%
EV	5	29	1.7%	9.7%
PV	4	0	1.3%	0.0%
HP & EV	3	4	1.0%	1.3%
PV & HP	3	0	1.0%	0.0%
PV & EV	0	1	0.0%	0.3%
PV & Battery	8	0	2.7%	0.0%
PV & EV & HP	1	60	0.3%	20.0%
PV & Battery & HP	6	0	2.0%	0.0%
PV & Battery & EV	1	0	0.3%	0.0%
PV & Battery & EV & HP	1	140	0.3%	46.7%
Total				

Die Auswirkungen der verschiedenen Tarife wurden anhand der folgenden vier **Messgrössen** erfasst:

1. **Effektivität:** Ziel der Netztarife ist es den Netzausbaubedarf und damit die Netzkosten zu senken, indem die Spitzenlast und der damit verbundenen Netzausbaubedarf reduziert wird. Als Mass für die Effektivität verschiedener Netztarife verwenden wir somit die durch die Tarifierreize bewirkte Reduktion der Spitzenlast.
2. **Effizienz:** Netztarife, die lediglich darauf abzielen die Netzkosten zu senken, führen unter Umständen zu höheren Energiebeschaffungskosten, weil Lasten in Stunden mit höheren Spotpreisen verschoben werden. Als Mass für die Effizienz verschiedener Netztarife verwenden wir somit die durch die Tarifierreize bewirkte Reduktion der Summe aus Energie- und Netzkosten.
3. **Profitabilität:** Anpassungen der Netztarife verändern die Strombezugskosten und damit die Profitabilität von neuen Technologien wie Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge, PV und Batterien. Als Mass für die Auswirkungen auf die Profitabilität wurde die Differenz zwischen den Gesamtkosten der Haushalte mit und ohne diese Technologien in den verschiedenen Tarifszenarien berechnet.
4. **Verteilungswirkung:** Obwohl neue Technologien tendenziell häufiger von einkommensstarken Haushalten installiert werden, gibt es in der Schweiz durchaus auch ärmere Haushalte, die in Gebäuden mit Wärmepumpe, PV oder Batterien wohnen. Als Mass für die Verteilungswirkung wurde die Auswirkung verschiedener Tarifszenarien auf die durchschnittlichen



Strombezugskosten von Haushalten aus verschiedenen Einkommensklassen berechnet. Hierzu wurden die Auswirkung auf die Gesamtkosten von Haushalten mit unterschiedlicher technologischer Ausstattung mit dem Anteil der Haushalte aus der jeweiligen Einkommensklasse multipliziert, die gemäss SHEDS mit der entsprechenden Technologiekombination ausgestattet waren.

Eine Übersicht der wichtigsten **Rechenschritte** ist in Abbildung 24 dargestellt.

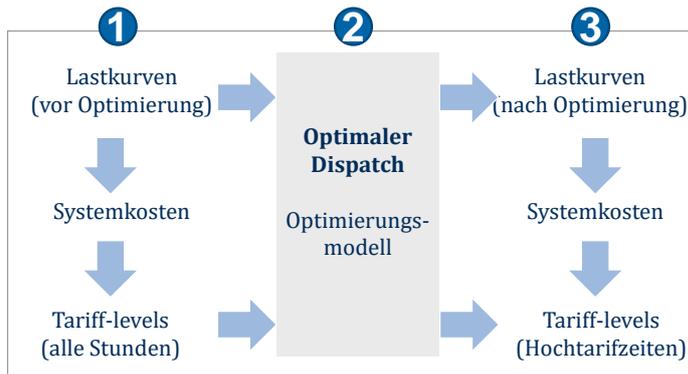


Abbildung 24 Übersicht der wichtigsten Rechenschritte bei der Tarifsimulation.

Im **ersten Schritt** wurde die aus dem jeweiligen Lastszenario ohne Lastverschiebung resultierende Lastkurve sowie die daraus resultierenden langfristigen Systemkosten berechnet und die Tarife für jedes Tarifszenario so kalibriert, dass die Tarifeinnahmen im Fall eines unveränderten Lastprofils genau die Systemkosten decken.

Im **zweiten Schritt** wurde für jedes der Tarifszenarien der optimale Dispatch berechnet. Im Fall von zeitabhängigen, dynamischen Tarifen (wie Time-of-Use Tarif (TOU), Critical-Peak-Pricing (CPP)) wurde in der Simulation davon ausgegangen, dass die Haushalte mit automatisch gesteuerten Lasten rational auf Tarifsignale reagieren und jeder Haushalt unabhängig von den anderen Haushalten seine Stromkosten minimiert. Im Fall von direkter Laststeuerung wurde davon ausgegangen, dass die Lastverschiebungen der Haushalte von zentraler Stelle so koordiniert werden, dass die Netzhöchstlast minimiert wird.

Im **dritten Schritt**, wurden schliesslich die aus dem optimierten Lastprofil resultierenden Systemkosten berechnet, und die Tarife so re-kalibriert, dass die Tarifeinnahmen im Fall des optimierten Lastprofils genau die daraus resultierenden Systemkosten decken.

Weitere Angaben zu den durchgeführten Simulationen sind in folgendem Working-Paper veröffentlicht (Winzer & Ludwig, 2022).

5.1.3 Langfristig effizientes Tarifsystem

Auf Basis von Ergebnissen aus der Kostentreiberanalyse (Abschnitt 3), den Umfragen (Abschnitt 4), sowie den konzeptionellen Überlegungen (Abschnitt 5.2.1) und Simulationen zur Auswirkung verschiedener Tarifdesigns (Abschnitt 5.2.2) werden in Abschnitt 5.2.3 Vorschläge für ein langfristig effizientes Tarifsystem hergeleitet. Einschränkungen aufgrund der aktuellen technischen Gegebenheiten oder rechtlichen Rahmenbedingungen werden hierbei noch nicht berücksichtigt.



5.1.4 Aktuell mögliche Tarifansätze

Manche Aspekte des langfristig effizienten Tarifsystems können aufgrund der aktuellen technischen und rechtlichen Rahmenbedingungen noch nicht umgesetzt werden. Im nachfolgenden Abschnitt 5.2.4 werden somit zwei vereinfachte Tarifansätze vorgestellt, die bereits unter den aktuellen technischen und rechtlichen Rahmenbedingungen umsetzbar sind. Darüber hinaus wird dargestellt, wie diese Tarifansätze schrittweise in das Zielsystem überführt werden können, und welche Anpassungen der technischen und rechtlichen Rahmenbedingungen hierfür erforderlich wären.

5.2 Ergebnisse und Diskussion

5.2.1 Konzeptionelle Analysen

Effiziente Netztarife sollten die erwartete Netzhöchstlast senken, um den Netzausbaubedarf und damit die Kosten zu reduzieren. Ein reduzierter oder ein verzögerter Netzausbau bedeutet jedoch ein auch erhöhtes Risiko von Netzengpässen.

Aufgrund der im Vergleich zu den Kosten von Versorgungsunterbrechungen tiefen Kosten für leistungsfähigere Kabel und Transformatoren ist es in der Regel effizient, das Netz so weit auszubauen, dass Engpässe nur selten auftreten (Pérez-Arriaga et al., 1995). Dies bedeutet, dass im Fall eines effizient dimensionierten Netzes im **Normalbetrieb** teilweise mehrerer Jahre sowohl bei tiefer als auch bei hoher Last ausreichend Netzkapazität zur Verfügung stehen kann. Diese Situation ist in Abbildung 25 graphisch dargestellt. Die Netzkapazität in Ausspeiserichtung (=rote Linie rechts von der y-Achse) reicht selbst in Stunden mit hoher Last (d_{high}) dafür aus, um die Last abzutransportieren. Ebenso reicht die hierzu symmetrische Netzkapazität in Einspeiserichtung (=rote Linie links von der Y-Achse) auch im Falle der tiefsten Last (d_{low}), i.e. zum Zeitpunkt der maximalen Einspeisung, aus, um die Einspeisung abzutransportieren. Wenn nun in Stunden mit ausreichender Netzkapazität durch Einführung von Hochtarifzeiten mit Preis p_{high} Anreize zur Lastverschiebung gesendet werden, führt dies zu den in Abbildung 25 (b) gelb eingezeichneten Wohlfahrtsverlusten. Die Wohlfahrtsverluste können zum einen dadurch entstehen, dass die Gesamtlast sinkt, weil Lasten, die pro MWh einen Mehrwert kleiner als p_{high} erzielen, nicht betrieben werden. Zum anderen kann die Last aber auch sinken, weil Lasten in benachbarten Stunden verschoben werden. Derartige Lastverschiebungen führen ebenfalls zu Wohlfahrtsverlusten, wenn in den Stunden, in denen die Last erhöht wird, teurere Kraftwerke zum Einsatz kommen als in den Stunden, in denen die Last gesenkt wird. Die Wohlfahrtsverluste sind umso höher, je häufiger und je höher die Netztarife in Stunden mit ausreichend Netzkapazität ansteigen und können insbesondere im Fall von CPP durchaus signifikante Größenordnungen erreichen (Baldick, 2018; William Hogan & Susan Pope, 2017).

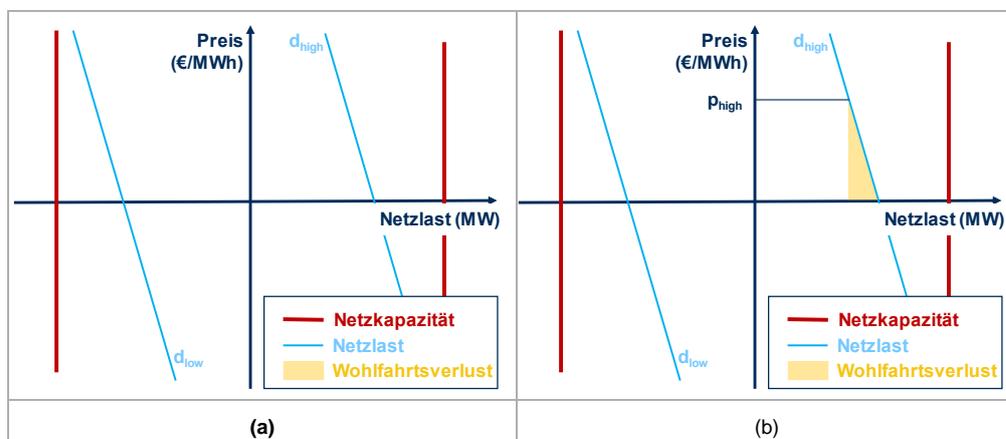


Abbildung 25: Nachfrage im Vergleich zur Netzkapazität bei (a) Normalbetrieb, (b) Normalbetrieb & TOU oder CPP



Je stärker der Netzausbau reduziert oder verzögert wird, umso höher ist die Wahrscheinlichkeit, dass es zu **Netzengpässen** aufgrund einer aussergewöhnlich hohen Netzlast (d'_{high}) oder einer aussergewöhnlich hohen Einspeisung (d'_{low}) (Abbildung 26, a) oder aufgrund des Ausfalls einzelner Netzelemente (Abbildung 26, b) kommt. Netzbetreiber werden dieses erhöhte Risiko nur dann in Kauf nehmen, wenn sie sich darauf verlassen können, dass kurative Lastanpassungen bei Engpässen zuverlässig, innerhalb kurzer Zeit und in ausreichendem Umfang erfolgen. Je nach Situation könnten hierfür auch Lastanpassungen nötig werden, die mit Komforteinbussen verbunden sind, um einen noch kostspieligeren Blackout des gesamten Teilnetzgebietes zu vermeiden. Die im Rahmen der Revision StromVG vorgesehene Flexibilitätsregulierung gibt den Netzbetreibern daher das Recht, die erforderlichen Steuereingriffe bei Netzengpässen auch ohne Zustimmung des Flexibilitätsinhabers vorzunehmen (StromVG Artikel 17b^{bis} Absatz 4). Die Kriterien zur Bestimmung der hierfür angemessenen Vergütung werden vom Bundesrat festgelegt (StromVG Artikel 17b^{bis} Absatz 5). Kosten von Lasteinschränkungen und – unterbrechungen können im Verlauf der Zeit sowie innerhalb einer Kundengruppe stark voneinander abweichen²⁹. Um eine effiziente Einschränkung während Engpässen zu gewährleisten, sollten Netzbetreiber Ihre Endkunden daher selbst wählen lassen, welches Qualitätsniveau (i.e. Unterbrechungswahrscheinlichkeit) sie bevorzugen, anstelle die Kunden einer Kundengruppe diskriminierungsfrei gleich zu behandeln. Um einen effizienten Anreiz für Flexibilität zu bieten, sollte der Rabatt für flexible Lasten so gestaltet sein, dass Kunden einen Anreiz haben die ihren tatsächlichen Unterbrechungskosten entsprechende effiziente Unterbrechungswahrscheinlichkeit zu wählen (Oren & Doucet, 1990). Darüber hinaus sollte die Höhe der durch die Wahl einer tieferen Versorgungsqualität erzielbaren Einsparungen der Höhe der dadurch im Durchschnitt bewirkten Netzkosteneinsparungen entsprechen.

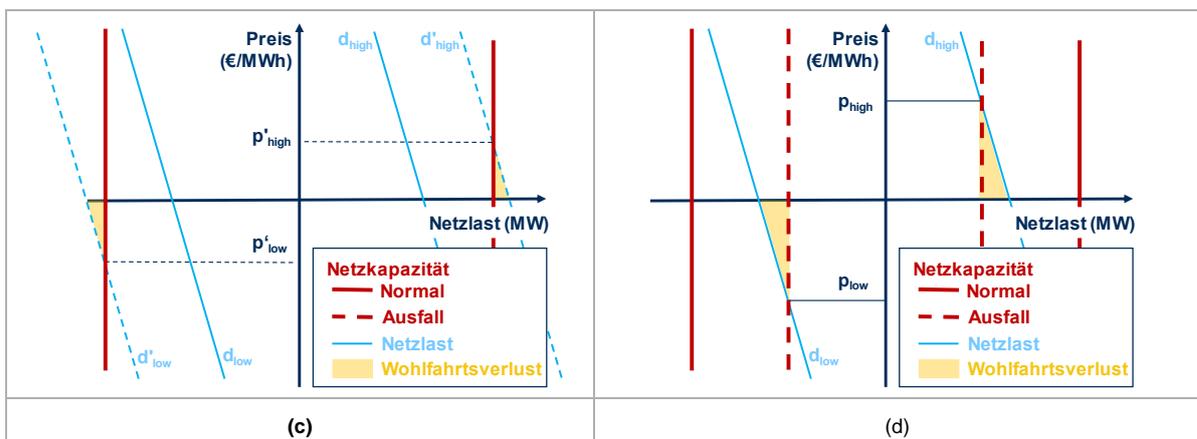


Abbildung 26 Nachfrage im Vergleich zur Netzkapazität bei Netzengpässen aufgrund (a) extremer Nachfrage und (b) Ausfall von Netzelementen.

Aus den bisherigen Schilderungen lassen sich folgende fünf **Prinzipien für effiziente Netzentgelte** ableiten:

1. Kein Anreiz für Lastverschiebungen bei ausreichender Netzkapazität
2. Schnelle, zuverlässige und ausreichende Lastanpassung bei Engpässen
3. Differenzierung von Endkundenverträgen gemäss Versorgungsqualität
4. Symmetrische Ausgestaltung der Tarife für Aus- und Einspeisungen
5. Regionale Differenzierung der Netztarife innerhalb eines Versorgungsgebietes

²⁹ Vgl. Bandbreite der Schätzungen von Unterbrechungskosten innerhalb einer Kundengruppe in (CEPA & ACER, 2018, Kapitel 2.3)



In den folgenden Abschnitten wird jedes dieser Prinzipien separat erläutert.

1. Kein Anreiz für Lastverschiebungen bei ausreichender Netzkapazität

Wie zuvor erläutert, kann es in effizient dimensionierten Netzen häufig vorkommen, dass über mehrere Jahre jederzeit ausreichend Netzkapazität zur Verfügung steht (s.o., Erläuterungen zu dem in Abbildung 25 dargestellten Normalbetrieb).

Solange dies der Fall ist, sollten Netzentgelte keinen Anreiz zur Lastverschiebung setzen, um zu ermöglichen, dass flexible Anlagen auf Basis der Anreize aus anderen Märkten zur Minimierung der Kosten für Stromerzeugung, Ausgleichsenergie etc. eingesetzt werden.

2. Schnelle, zuverlässige und ausreichende Lastanpassung bei Engpässen

Netzbetreiber werden die Erhöhung des Risikos von Netzengpässen aufgrund eines verzögerten oder reduzierten Netzausbaus nur dann in Kauf nehmen, wenn Netzengpässe schnell und zuverlässig behoben werden können (s.o., Erläuterungen zu dem in Abbildung 26 dargestellten Betrieb bei Netzengpässen). Um dies zu gewährleisten, sollten kurative Lasteinschränkungen bei Engpässen soweit möglich automatisiert erfolgen.

3. Differenzierung von Endkundenverträge gemäss Versorgungsqualität

Um einen Blackout des gesamten Teilnetzgebietes zu vermeiden, können bei Netzengpässen auch Lasteinschränkungen erforderlich sein, die mit Komforteinbussen verbunden sind. Um Lasteinschränkungen in dieser Grössenordnung effizient vorzunehmen, müssen die daraus bei den Endkunden entstehenden Kosten erhoben, und die Lasteinschränkungen in der entsprechenden Reihenfolge vorgenommen werden (beginnend mit den günstigsten Lasteinschränkungen). Um dies zu erreichen, sollten Endkundenverträge standardmässig entsprechend der gewünschten Versorgungsqualität differenziert werden, so dass Lasten, deren Unterbrechung höhere Kosten verursacht seltener eingeschränkt werden und im Gegenzug ein höheres Netzentgelt bezahlen. Die dadurch erzielbaren Effizienzgewinne wurden in zahlreichen akademischen Studien belegt (H. Chao, 2012; H.-P. Chao & Peck, 1998; H.-P. Chao & Wilson, 1987; Doucet & Roland, 1993; Kamat & Oren, 2002; Oren & Doucet, 1990; Wilson, 1989a, 1989b, 1997).

4. Symmetrische Ausgestaltung der Tarife für Aus- und Einspeisungen

Aus physikalischer Sicht ist die maximale Kapazität eines Netzelementes symmetrisch (siehe Abbildung 25 und Abbildung 26), und gilt sowohl in Lastrichtung (positive x-Achse) als auch in Einspeiserichtung (negative x-Achse). Je nachdem, wie stark die lokale Produktion ausgebaut wird, kann zusätzlicher Netzausbaubedarf somit sowohl durch Einspeisungen als auch durch Ausspeisungen verursacht werden. Dies würde aus konzeptioneller Sicht dafür sprechen Netzentgelte wie in Abbildung 26 (a) und (b) dargestellt symmetrisch zu gestalten, so dass der Preis für die Netznutzung bei Engpässen in Ausspeiserichtung (d_{high}, d'_{high}) ausreichend erhöht und bei Engpässen in Einspeiserichtung (d_{low}, d'_{low}) ausreichend gesenkt wird, um Netzüberlastungen zu vermeiden. Bei Engpässen in Einspeiserichtung (d'_{low} in Abbildung 26 (a) und d_{low} in Abbildung 26 (b)) kann dies dazu führen, dass das Netzentgelt negativ wird, so dass Einspeisungen einen Betrag in Höhe des Netzentgeltes bezahlen und Ausspeisungen in derselben Höhe vergütet werde.

Aus Sicht des Netzes ist es darüber hinaus völlig irrelevant, durch welche Art von Last oder Erzeugung, oder zu welchem Zweck eine Ein- oder Ausspeisung in das Netz verursacht wird. Was für die Netzkosten zählt ist einzig an welcher Stelle, zu welchem Zeitpunkt, in welcher Höhe und in welche Richtung das Netz belastet wird und wie stark die Ein- oder Ausspeisung bei Bedarf eingeschränkt werden kann. Die Höhe der Netzentgelte sollte daher nicht davon abhängen, aus welcher Quelle (z.B. konventionelle Energien vs. erneuerbare Energien) oder für welche Einsatzzweck (z.B. Speicherung vs. Verbrauch) Energie ein- oder ausgespeist wird, da dies für die Netzkosten keinen Unterschied macht, und teilweise kaum unterscheidbar ist³⁰. Stattdessen sollten Netztarife nur

³⁰ Beispielsweise ist nur schwer überprüfbar ob und wo Elektroautos an bi-direktionalen Ladestationen die aus dem Netz bezogene Energie wieder einspeisen oder für Fahrten verbrauchen.



unterscheiden, zu welchem Zeitpunkt und in welche Richtung das Netz belastet wird, und wie stark / ab welchem Preis die Ein- oder Ausspeisung eingeschränkt werden kann. Aus politischer oder netztechnischer Sicht erwünschte Technologien oder Einsatzzwecke sollten separat, durch die hierfür jeweils vorgesehene Vergütung (zB. für SDL, neue Erneuerbare, oder heimische Produktion) gefördert werden, so dass die erwünschten Einspeisungen und Investitionen in ausreichendem Masse erfolgen, während regional differenzierte Netzentgelte dafür sorgen, dass Lasten, Produktionsanlagen und Speicher stets dann und dort installiert werden und ein- und ausspeisen, wo dies für das Stromsystem mit den geringsten Gesamtkosten verbunden ist (siehe nächster Punkt).

5. Regionale Differenzierung der Netztarife innerhalb eines Versorgungsgebietes

Wie bereits im Rahmen der Kostentreiberanalyse dargestellt (Abschnitt 3), hängen die Netzausbaukosten schliesslich auch davon ab, an welcher Stelle innerhalb eines Netzes der Strom eingespeist oder entnommen wird. Dies gilt sowohl für die durch Anzahl und Lage der Netzanschlusspunkte verursachten Kosten (aufgrund der daraus resultierenden Netztopologie), als auch für die durch das Lastprofil verursachten zusätzlichen Kosten (aufgrund der daraus resultierenden erforderlichen Leistungsdimensionierung). Um effiziente Anreize für die Wahl des Netzanschlusspunktes und den Betrieb von Lasten, Speichern und Erzeugungsanlagen zu setzen, sollten Netzentgelte daher aus konzeptioneller Sicht auch in Teilnetzgebieten desselben Netzbetreibers in ausreichender Granularität regional differenziert werden können, sofern dies durch unterschiedliche Gebietseigenschaften, Anschlusspunktedichte oder Netzlastprofile gerechtfertigt, angesichts der aus höherer Granularität bei dynamischen Netzentgelte entstehenden Messkosten effizient und aus politischer Sicht akzeptabel ist.

5.2.2 Simulation von Tarifauswirkungen

Effektivität. Die in der Simulation berechneten Auswirkungen auf die Netzhöchstlast sind in Abbildung 27 für das Jahr 2020 (links) und für das Jahr 2050 (rechts) dargestellt. Dabei stellen die blauen Balken die Auswirkung des jeweiligen Tarifes auf die Last zum Zeitpunkt der ursprünglichen Spitzenlast im Fall eines Einheitstarifes (SQ) dar, während die roten Balken die nach Berücksichtigung der Lastverschiebungen verbleibende neue Lastspitze darstellen. Die stärkste Senkung der Netzhöchstlast wird in beiden Lastszenarien durch direkte Laststeuerung (DLC) erreicht. Der dabei erreichte Wert von rund -20% im Jahr 2020 und -40% im Jahr 2050 entspricht dem theoretischen Optimum, da die Zielfunktion im Fall von DLC eine Minimierung der Netzhöchstlast vorsieht. Eine deutlich geringere, aber ebenfalls zuverlässige Einschränkung der Netzhöchstlast in Höhe von rund 5% im Jahr 2020 und 10% im Jahr 2050 wird durch den Einsatz von Leistungstarifen in Form einer Gebühr auf die individuelle Jahreshöchstlast der Haushalte erreicht.

Das Bild für die übrigen Tarifansätze ist gemischt. Tarifansätzen mit zwei Preisniveaus – d.h. TOU, CPP_h und CPP_d - reduzieren zwar zuverlässig die Last zum Zeitpunkt der Spitzenlast in SQ, führen aber zu einer neuen Spitzenlast zu einem anderen Zeitpunkt, die noch höher ist als die ursprüngliche Spitzenlast. Dieser Effekt wird in der Literatur als Rebound Peak bezeichnet (Khan et al., 2019; Muratori und Rizzoni, 2016). Ursache für den Rebound Peak sind neben der Stufenform der Preissignale die im Voraus festgelegten Tarifzeiten. Dies führt dazu, dass flexible Lasten aus Hochtarifzeiten auf den ersten Zeitpunkt, an dem wieder der Niedertarif gilt, verschoben werden. Die daraus resultierende neue Lastspitze kann die ursprüngliche Lastspitze um Längen übertreffen. Der Tarif proportional zur Netzlast während des Status Quo (Gridload) kann den Rebound Peak im Jahr 2020 vermeiden, da die Last dadurch soweit möglich auf die Stunden verschoben wird, an denen die Netzlast im Status Quo das tiefste Niveau hat (Abbildung 27, a). Im Jahr 2050 reicht die Verschiebung aller Lasten auf den jeweils günstigsten Zeitpunkt jedoch nicht mehr aus, um einen Rebound Peak zu vermeiden (Abbildung 27, b). Der 2050 durch den Gridload Tarif bewirkte Rebound Peak ist sogar noch grösser, als im Fall von TOU, CPP_h und CPP_d, da der Zeitpunkt mit dem tiefsten Tarif in der Regel tief in der Nacht liegt. Der Zeitraum, von dem aus es sich lohnt Lasten auf diesen Zeitpunkt zu verschieben, beinhaltet im Gegensatz zu TOU, CPP_h und CPP_d Tarifen auch viele Nachtstunden, während der die meisten EVs zum Laden ans Netz angeschlossen sind. Das Volumen der verschobenen Last ist somit deutlich grösser, so dass auch der Rebound Peak grösser ausfällt.

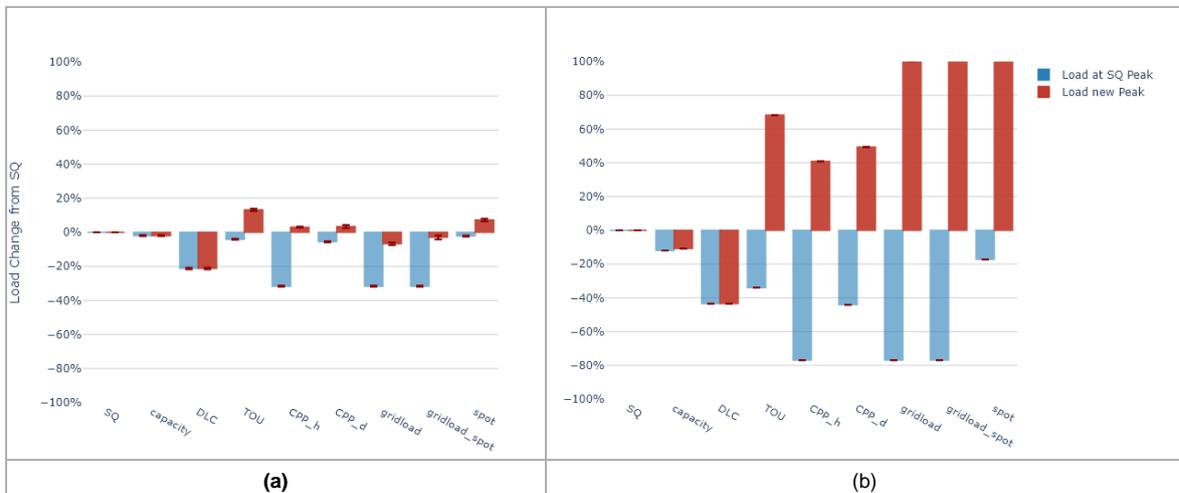


Abbildung 27 Auswirkung der Tarifszenarien auf die Netzhöchstlast im Jahr 2020 (a) und 2050 (b).

Effizienz. In Abbildung 28 ist die Auswirkung der verschiedenen Tarifszenarien auf die Kosten für Netz, Energiebeschaffung, und die übrigen Abgaben für das Lastszenario 2020 und 2050 dargestellt. Neben der aus der Balkenhöhe ersichtlichen Kostenhöhe (in kCHF) enthält die Abbildung auch eine zahlenmässige Angabe dazu, wie hoch die Kosten in Prozent der für dasselbe Jahr im Falle des SQ Tarifszenarios entstehenden Kosten sind. Im Vergleich zu den Auswirkungen auf die Netzhöchstlast (Abbildung 27) fällt auf, dass die Auswirkungen der verschiedenen Tarifszenarien auf die Gesamtkosten deutlich moderater sind. Die Schwankungsbreite der Gesamtkosten liegt im Jahr 2020 zwischen rund -4% bis + 2% (Abbildung 28, a) und für das Jahr 2050 zwischen rund -6% und +15% (Abbildung 28, b). Hierfür gibt es mehrere Gründe. Zum wurde auf Basis der Kostentreiberanalyse in Abschnitt 3 davon ausgegangen, dass lediglich 30% der Netzkosten proportional zur Netzhöchstlast sind, während die übrigen 70% der Netzkosten nicht durch die Netzlast beeinflusst werden. Darüber hinaus sind die Netzkosten nur für rund 50% der Gesamtkosten verantwortlich. Die durch den DLC Tarif bewirkte maximale Senkung der Netzlast um rund 40% im Jahr 2050 bewirkt somit lediglich eine Senkung der Gesamtkosten um rund 6% = 40% x 30% x 50%. Bezüglich der Energiekosten fällt auf, dass die von den Netzentgelten verursachten Lastverschiebungen die Energiekosten leicht senkt (bis zu -4% im Jahr 2050), da die durchschnittlichen Spotpreise während der Stunden, auf die die Last verschoben wird, geringfügig tiefer sind als während der Stunden, an denen der Strom ohne Lastverschiebung konsumiert worden wäre. Im Gegensatz dazu bewirkt eine Optimierung der Lastverschiebung auf Basis der day-ahead Spotpreise eine deutlich stärkere Zunahme der Netzkosten um rund 37% im Jahr 2050, da ein grosser Teil der verschiebbaren Lasten jeden Tag auf die Stunde mit dem tiefsten Spotpreis verschoben wird, wodurch ein hoher Rebound Peak entsteht.

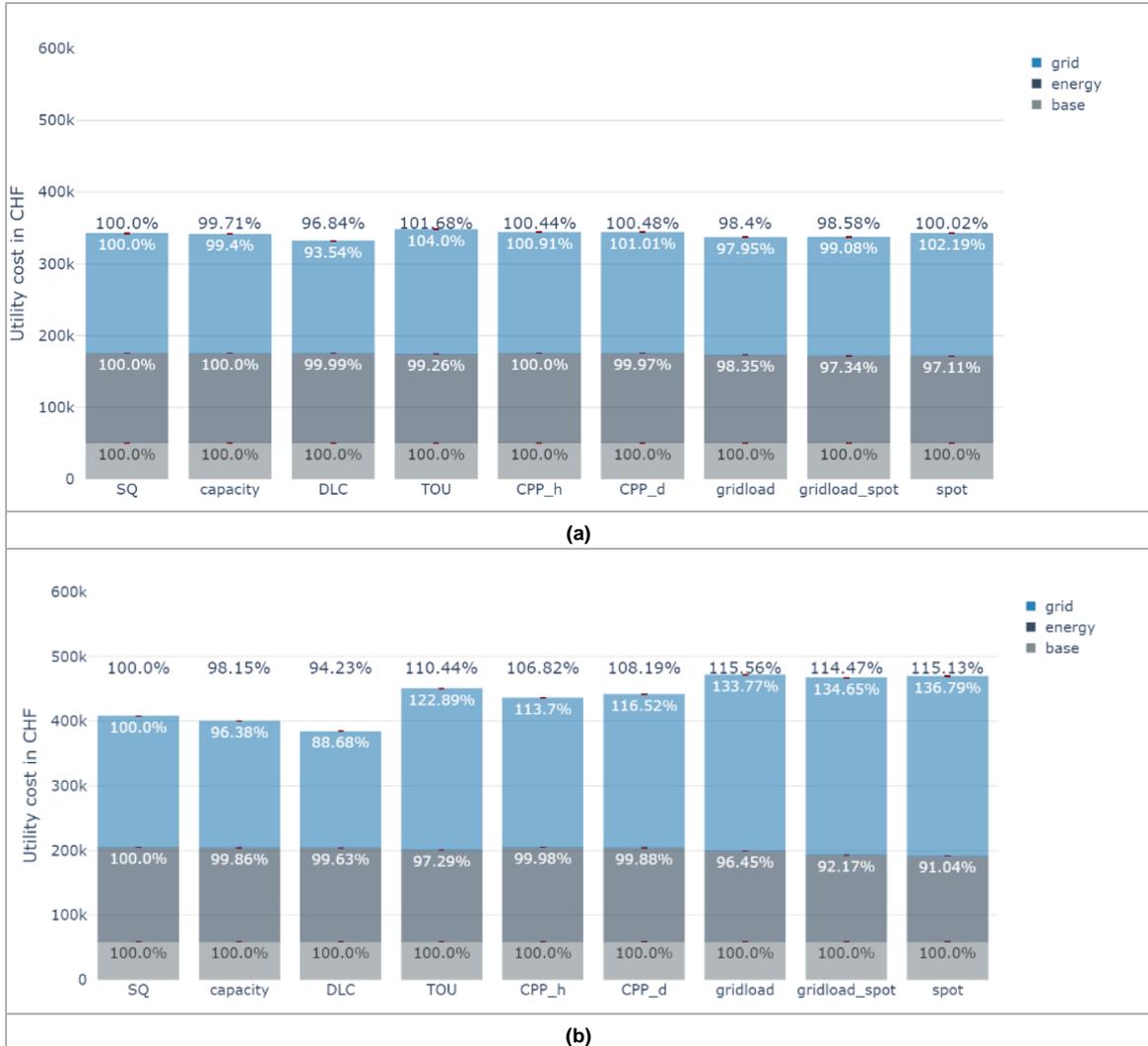


Abbildung 28 Auswirkung der Tarifszenarien auf die Kosten im Jahr 2020 (a) und 2050 (b).

Profitabilität. In einem ersten Schritt wurde berechnet, wie hoch die Stromrechnung verschiedener Haushaltstypen im Fall eines konstanten Strompreises (=Status Quo Szenario) ist (Abbildung 29). Während die Stromrechnung von Haushalten ohne neue Technologien im Jahr 2020 bei rund 1000 CHF pro Jahr lag („intersect“), lagen die Stromkosten im Fall von Haushalten mit Wärmepumpe („hp“) bei rund 1800, und im Fall von Haushalten mit Elektroauto („ev“) bei rund 1300 CHF pro Jahr. Haushalte mit PV („pv“) mussten aufgrund ihrer lokalen Stromproduktion nur rund 400 CHF pro Jahr bezahlen.



Effekt Technologiekombination auf Stromkosten

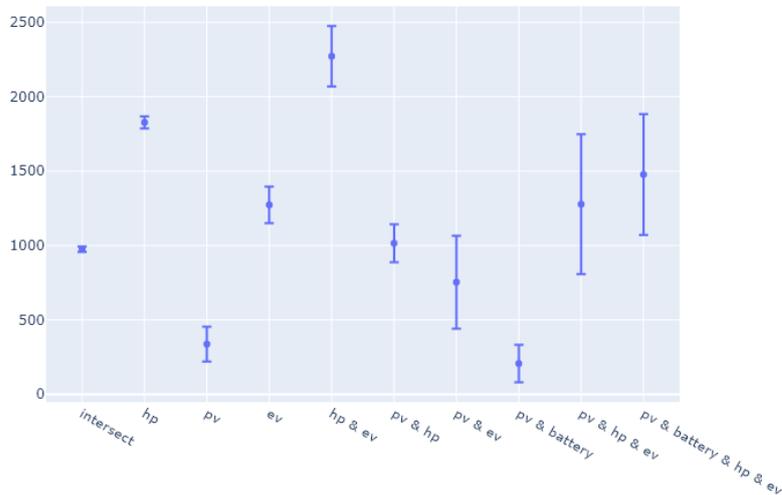


Abbildung 29 Durchschnittliche jährliche Stromrechnung verschiedener Haushaltstypen im Status Quo (SQ) Szenario für das Jahr 2020.

In einem zweiten Schritt wurde schliesslich berechnet, wie sich die Stromrechnung jedes Haushaltstypen bei verschiedenen Tarifszenaren im Vergleich zu dem Status Quo Szenario verändert (Abbildung 30). Hierbei spielen zwei Effekte eine Rolle. Zum einen bewirken die Tarife eine Veränderung der Gesamtkosten (Abbildung 28). Je tiefer die Gesamtkosten im Vergleich zum Status Quo (SQ)-Szenario sind, umso eher sinken die Kosten der verschiedenen Haushaltstypen, da das zur Kostendeckung erforderliche Tarifniveau sinkt. Zum anderen können Haushalte mit flexiblen Lasten ihre Nachfrage von teureren Stunden in günstigere Stunden verschieben. Die dadurch im Vergleich zum Status Quo-Szenario bewirkten Mindereinnahmen müssen bei gleichbleibenden Kosten durch eine Anhebung der Tarife kompensiert werden, wodurch insbesondere Haushalte ohne flexible Lasten Mehrkosten entstehen. Die Veränderung der Stromkosten für die einzelnen Haushaltstypen hängt von der Summe dieser beiden Effekte ab.

Der DLC-Tarif ist aufgrund seiner stark kostensenkenden Wirkung der einzige Tarif, der in beiden Lastszenarien und bei allen Haushaltstypen zu einer Senkung der jährlichen Stromrechnung führt. Bei Leistungstarifen («capacity») können Haushalte mit ausreichend Flexibilität Ihre Stromrechnung im Vergleich zum Einheitstarif senken, während die Stromrechnung für unflexible Haushalte – trotz der sinkenden Kosten (Abbildung 28) – aufgrund von Umverteilungseffekten ansteigt. Tarife proportional zu der im Status Quo anfallenden Netzlast («gridload») und / oder dem Spotpreis («spot») ermöglichen es im Jahr 2020 noch nahezu allen Haushaltstypen ihre Kosten zu senken, führen im Jahr 2050 aber aufgrund der mit den hohen Rebound Peaks einhergehenden Tariferhöhungen bei allen Haushaltstypen zu einer Erhöhung der jährlichen Stromkosten.

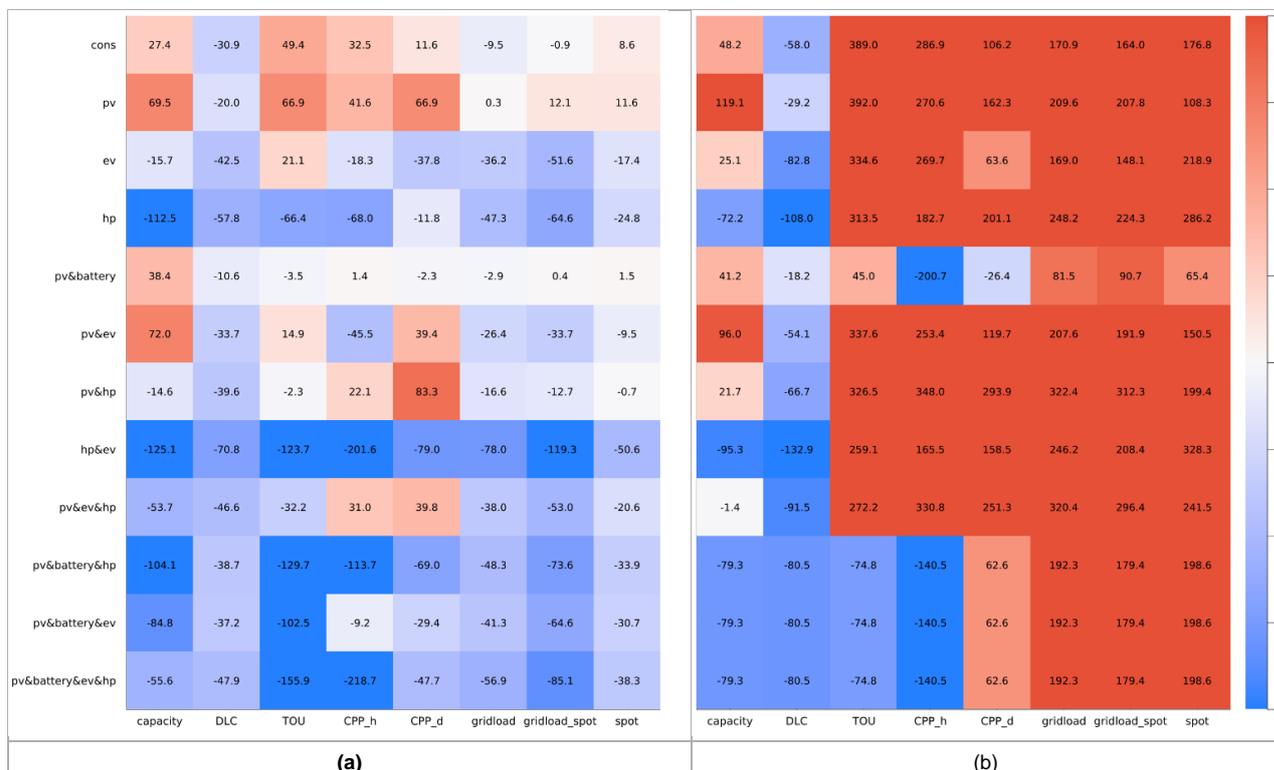


Abbildung 30 Veränderung der durchschnittlichen jährlichen Stromrechnung verschiedener Haushaltstypen im Vergleich zum Status Quo (SQ) TarifszENARIO für das Jahr 2020 (a) und 2050 (b).

Verteilungswirkung. Wie im vorherigen Abschnitt dargestellt, führt die Umstellung von einem Einheitstarif im Status Quo Szenario auf einen anderen Tarif vor allem bei Haushalten, die über flexible Lasten verfügen zu Einsparungen, während die Kosten von Haushalten ohne flexible Lasten steigen. Wie stark dieser Effekt zu einer Umverteilung zwischen verschiedenen Einkommensklassen führt, hängt davon ab, wie viele Haushalte aus den unterschiedlichen Einkommensklassen über flexible Lasten verfügen (siehe Tabelle 10).

Tabelle 10 Einkommensverteilung der verschiedenen Haushaltstypen gemäss SHEDS.

HH-Typ	Einkommensklasse CHF pro Monat					
	0-3000	3000-4499	4500-5999	6000-8999	9000-12000	> 12000
Unflexibel	4%	9%	19%	31%	20%	16%
HP	3%	5%	13%	27%	29%	24%
EV	2%	4%	8%	22%	32%	32%
PV	10%	5%	15%	32%	21%	17%
HP & EV	4%	0%	8%	23%	27%	38%
PV & HP	2%	10%	11%	22%	21%	33%
PV & EV	0%	0%	10%	10%	40%	40%
PV & Battery	10%	5%	15%	32%	21%	17%
PV & EV & HP	0%	5%	5%	16%	21%	53%
PV & Battery & HP	2%	10%	11%	22%	21%	33%
PV & Battery & EV	0%	0%	10%	10%	40%	40%
PV & Battery & EV & HP	0%	5%	5%	16%	21%	53%

Grundsätzlich entspricht der in Abbildung 31 berechnete Verlauf der durchschnittlichen Stromkosten für die Einkommensklassen von 3000 bis 12000 CHF pro Monat dem erwarteten Verlauf: je höher das Einkommen, umso mehr Haushalte verfügen über PV und flexible Technologien, was zu einer Senkung der durchschnittlichen Stromkosten führt. Die überraschend tiefen Strompreise bei Haushalten mit einem Einkommen von weniger als 3000 CHF resultiert daher, dass gemäss SHEDS



ein Vergleichsweise hoher Anteil von rund 10% der Haushalte mit PV sowie 10% der Haushalte mit PV & Battery zur untersten Einkommensklasse gehört Tabelle 10.

Der Wechsel von einem Einheitstarif (SQ) zu anderen Tarifansätzen bewirkt sowohl im Jahr 2020 als auch im Jahr 2050 vor allem eine Parallelverschiebung der durchschnittlichen Strompreise. Dies bedeutet, dass die durchschnittlichen Strompreise für Kunden aus allen Einkommensklassen in etwa um denselben Wert steigen (oder fallen). Dies bedeutet, dass der durchschnittliche Kostenanstieg (bzw. die durchschnittliche Kostensenkung) für Haushalte mit höherem Einkommen ähnlich hoch ist, wie für Haushalte mit einem tieferen Einkommen. Unter Annahme der im SHEDS ermittelten Einkommensverteilung der Haushaltstypen führen die Tarifumstellungen somit nicht zu einer systematischen Umverteilung zwischen den Einkommensklassen. Beispielsweise sinkt der Durchschnittliche Strompreis bei Einführung eines DLC Tarifs (grüne Linie) im Jahr 2020 (Abbildung 31, (a)) für alle Haushalt um rund 0.006 CHF/kWh im Vergleich zu dem Strompreis im Status Quo desselben Jahres (rote Linie).

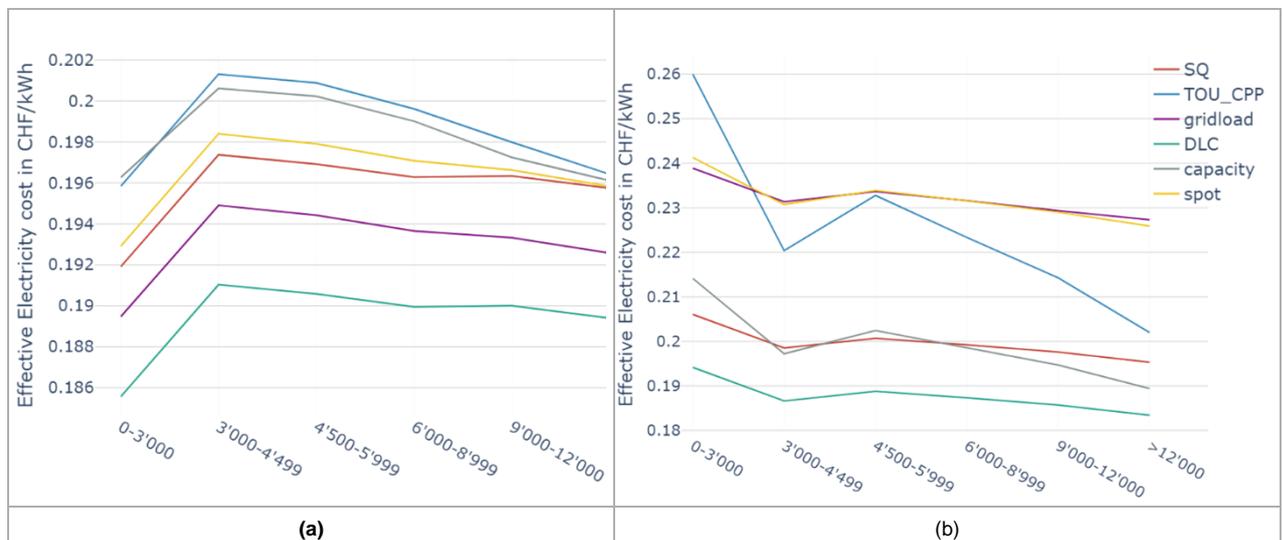


Abbildung 31 Auswirkung der Tarife auf die durchschnittlichen Stromkosten für verschiedene Einkommensklassen im Jahr 2020 (a) und 2050 (b).

5.2.3 Langfristig effizientes Tarifsystem

Netzkosten sollten nach Möglichkeit durch diejenigen Kunden getragen werden, die sie verursachen. Neben den konzeptionellen Anforderungen aus Abschnitt 5.2.1 sollten die Tarifanreize darüber hinaus auch in einer Weise gestaltet werden, die für die Endkunden einfach verständlich und akzeptabel ist, um die durch die Wahl der Vertragsstruktur entstehenden Transaktionskosten zu minimieren. Ein Vorschlag für ein **langfristig effizientes Tarifsystem**, welches diese Vorgaben erfüllt, ist in

Tabelle 11 zusammengefasst. Für die Umlage der Kosten werden zwei Fälle unterschieden³¹. Bei

- variablen Preisen:** bezahlen die Kunden einen dynamischen Arbeitspreis, der jederzeit die von der Last des Kunden verursachten Kosten widerspiegelt. Dies gibt den Kunden einen Anreiz, ihre Lasten soweit möglich in günstigere Zeitfenster zu verschieben.
- Konstanten Preisen:** bezahlen die Kunden einen konstanten Arbeitspreis, der dem Erwartungswert der dynamischen Arbeitspreise für die jeweilige Kundengruppe entspricht. Das EVU seinerseits bezahlt dem Netzbetreiber für seine Endkunden ein Netzentgelt in Höhe des dynamischen Arbeitspreises und erhält somit einen Anreiz, die Lasten seiner Kunden optimal zu steuern (siehe hierzu auch Abbildung 34).

³¹ Es wären auch Mischformen denkbar, bei denen die Kunden nur einen Teil Ihrer Nachfrage durch einen Preis-Hedge absichern (Wolak & Hardman, 2022).



Um Kunden einen Anreiz zu geben, die Summe der Kosten für die Bereitstellung des Netzes und den Energiebezug zu minimieren, sollten Ausspeisungen zusätzlich zu dem nachfolgend beschriebenen Netzentgelt jederzeit einen **Energietarif** bezahlen (bzw. Einspeisungen eine Rückspeisevergütung erhalten), welche(r) den Kosten der Stromerzeugung auf dem (aktuell nicht regional differenzierten) Grosshandelsmarkt entspricht. Neben den Netztarifen enthält

Tabelle 11 daher auch einen Vorschlag zur analogen Ausgestaltung des Energietarifes bei Kunden a) mit und b) ohne direkte Laststeuerung. Der Energietarif ist jedoch nicht im Fokus des Projektes und wird nachfolgend daher nicht näher beschrieben.

Tabelle 11: Langfristig effizientes Tarifsystem.

	Netztarif		Energietarif
Kostentreiber:	Netzanschlusspunkte	Netzhöchstlast	Lastzeitpunkt
Entscheidung:	Netztopologie	Leistungsdimensionierung	Kraftwerkseinsatz
Anteil Kosten:	ca.60-70%	ca. 30-40%	100%
Umlage Kosten:			
a) Variable Preise	Regionaler Grundpreis pro Netzanschlusspunkt	Dynamischer Arbeitspreis abhängig von der regionalen, gemessenen Netzlast	Dynamischer Arbeitspreis proportional zum Spotpreis
b) Konstante Preise		konstanter Arbeitspreis	konstanter Arbeitspreis
Differenzierung Regional:	Ja	Ja	Nein
Differenzierung nach Qualitätsniveau:	Nein	Ja	Nein

a) Umlage der Kosten über variable Preise

Gemäss den Analysen in Abschnitt 3.2.3 sind rund 60-70% der Netzkosten abhängig von der durch die Anzahl und Lage von Netzanschlusspunkten vorgegebenen Struktur, und sollten daher in Form einer **regional unterschiedlichen pauschalen Gebühr** pro Netzanschlusspunkt umgelegt werden.

Die verbleibenden **30-40% der Netzkosten** werden durch die von der Netzhöchstlast abhängige Leistungsdimensionierung verursacht. Für Kunden ohne Laststeuerung durch das EVU sollten diese Kosten daher in Form eines **dynamischen Arbeitspreises** umgelegt werden, der wie in Abbildung 32 dargestellt von der regionalen gemessenen Netzlast abhängt.

So lange **ausreichend Netzkapazität** vorhanden ist (weiss hinterlegte Flächen in Abbildung 32), zahlen Lasten für die Netznutzung einen konstanten Arbeitspreis \bar{p}_{Last} , der dazu dient, den Anteil der von der Netzhöchstlast abhängigen Kosten zu decken, der nicht durch den Arbeitspreis während der rot hinterlegten Netzengpässen erwirtschaftet wird.

In Teilnetzgebieten mit regelmässigen Netzengpässen³² werden flexible Lasten häufig eingeschränkt, und ein grosser Teil der Netzkosten wird durch den höheren Arbeitspreis während Netzengpässen gedeckt (rot hinterlegte Flächen in Abbildung 32, (a)). Der Arbeitspreis ausserhalb von Engpässen ist daher gering (im Extremfall Null), so dass der Unterschied zwischen den Preisen für verschiedene Qualitätsniveaus sehr gering ist (im Extremfall Null).

In Teilnetzgebieten, die nahezu Engpassfrei sind³³, hingegen müssen unflexible Lasten nicht mit Mehrkosten aufgrund von Knappheitspreisen rechnen, da die rot hinterlegten höheren Arbeitspreise fast nie erreicht werden. Um Lasten dennoch einen Anreiz zu geben ihre Flexibilität bereitzustellen, sollte der Arbeitspreis daher ausserhalb von Engpässen entsprechend der gewählten

³² z.B. Netzgebiete, deren Ausbau trotz steigender Lasten verzögert wird, um die Bauarbeiten gleichzeitig mit dem Ausbau von Fernwärme, Telekommunikation, Wasserleitungen oder sonstigen Strassensanierungsarbeiten durchzuführen und dadurch die Baukosten zu senken.

³³ Aktuell trifft dies wohl auf die meisten Netzgebiete zu.



Versorgungsqualität differenziert werden (Abbildung 32, (b)). Anders als bei TOU oder CPP Tarifen bewirkt eine derartige Differenzierung keinen Wohlfahrtsverlust, da Lasten lediglich bei Engpässen – zum Beispiel aufgrund ungeplanter Ausfälle – ab dem von ihnen gewählten maximalen Arbeitspreis eingeschränkt werden³⁴.

Entsprechend dem Ausspeiseprinzip müssen Einspeisungen in Zeiten mit ausreichend Netzkapazität (weiss hinterlegte Flächen in Abbildung 32) kein Netzentgelt bezahlen und erhalten für ihre Energielieferung eine Rückspeisevergütung in Höhe des aktuellen Energiepreises.

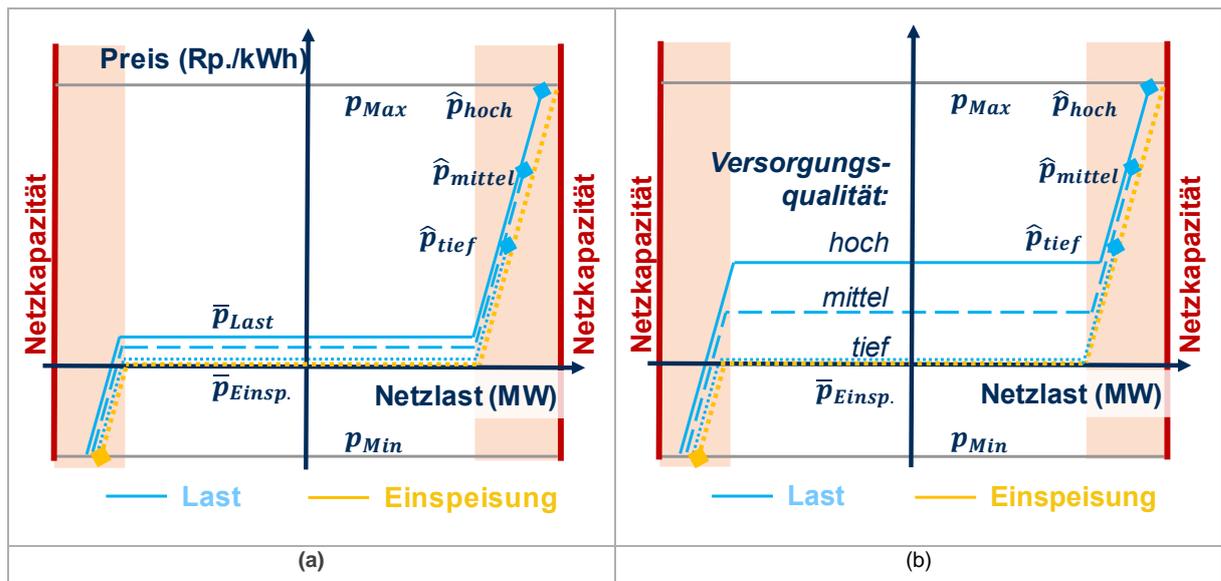


Abbildung 32: Regional unterschiedlicher, von der Versorgungsqualität abhängiger dynamischer Arbeitspreis zur Umlage der Netzkosten (a) in Teilnetzgebieten mit regelmässigen Netzengpässen und (b) nahezu engpassfreien Teilnetzgebieten.

Bei **Netzengpässen durch zu hohe Lasten** (roter Bereich in der rechten Hälfte von Abbildung 32) steigt der für die Netznutzung zu bezahlende dynamisch Arbeitspreis proportional zur Netzlast an. Dadurch entsteht ein Anreiz, Lasten zu reduzieren oder Einspeisungen zu erhöhen, z.B. indem Lasten in Zeiten mit tieferem Arbeitspreis verschoben werden. Falls dies nicht ausreicht, werden ab dem Preis \hat{p}_{tief} zunächst Lasten, die eine tiefe Versorgungsqualität gewählt haben vom Netz getrennt (in der Graphik durch ein Quadrat am rechten Ende der gepunkteten Preislinie symbolisiert). Danach folgen, bei stärkerer Knappheit und entsprechend höheren Arbeitspreisen (\hat{p}_{mittel} und \hat{p}_{hoch}), Lasten mit mittlerer und hoher Versorgungsqualität. Die seitens der Kunden gewählte Versorgungsqualität bestimmt somit das maximale Preisniveau, bis zu dem ein Kunde noch mit Energie beliefert wird. Die höchste durch Endkunden wählbare Preisobergrenze p_{Max} sollte dabei ausreichend hoch sein, um das aus technischer Sicht erforderliche Flexibilitätsvolumen³⁵ zu erreichen. Einspeisungen erhalten dasselbe Entgelt, welches von den noch versorgten Lasten bezahlt wird.

Bei **Netzengpässen durch zu hohe Einspeisungen** (roter Bereich in der linken Hälfte von Abbildung 32) sinkt der für die Netznutzung zu bezahlende Arbeitspreis proportional zur Netzlast ab. Dadurch entsteht ein Anreiz, die Last zu erhöhen oder Einspeisungen zu senken, z.B. indem Energie lokal

³⁴ Im Durchschnitt beträgt das Risiko hierfür in der Schweiz rund ein 20-minütiger Ausfall alle drei Jahre (Elcom, 2020). Um die Zuverlässigkeit der Einschränkungen zu testen, könnten zusätzlich bei Bedarf Aktivierungstests durchgeführt, und Lasten, die sich oberhalb des von Ihnen gewählten Maximalpreis nicht vom Netz trennen sanktioniert werden. Die Frequenz und Dauer der Tests sollte jedoch möglichst tief angesetzt werden um Wohlfahrtsverluste zu minimieren. Alternativ dazu könnte die Wahl eines tieferen Qualitätsniveaus nur Lasten ermöglicht werden, die dem Einbau von Steuersystemen zustimmen, welche es dem Netzbetreiber erlauben die Lasten beim Überschreiten der jeweiligen Preisgrenze zu sperren.

³⁵ Beispielsweise müssen Netzbetreiber gemäss System Defence Plan jederzeit rund 50% der Last abwerfen können (Network code on electricity emergency and restoration, 2017, Article 15).



gespeichert wird. Ein Arbeitspreis kleiner als Null bedeutet dabei, dass Ausspeisungen aus dem Netz bezahlt werden, während Netzeinspeisungen bezahlen müssen. Drosselungen von Produktionsanlagen mit null variablen Kosten (PV, Hydro, Wind) sollte erst dann erfolgen, wenn der als Summe aus dem Arbeitspreis für die Netznutzung und dem Energietarif (bzw. der Rückspeisevergütung) resultierende Gesamtpreis einen Wert von 0 Rappen pro kWh erreicht hat. Der tiefste Wert p_{Min} , den der dynamische Arbeitspreis für die Netznutzung erreichen kann, muss dementsprechend ausreichend tief sein, um die übrigen Tarifkomponenten zu kompensieren.

Produktionsanlagen mit variablen Kosten grösser als Null hingegen werden ihre Produktion schon früher einschränken, da von der Rückspeisevergütung nach Abzug der variablen Kosten nur ein geringer Deckungsbeitrag verbleibt, so dass bereits ein leicht negativer Arbeitspreis für die Netznutzung den Deckungsbeitrag auf Null senkt.

Die bisher beschriebenen dynamischen Arbeitspreise sollten **regional differenziert** sein. So können auch Netzengpässe innerhalb eines Versorgungsgebietes, bei denen gleichzeitig ein Teilnetzgebiet in Einspeiserichtung, und ein anderes Teilnetzgebiet in Lastrichtung überlastet ist, behoben werden. Im Extremfall könnte der dynamische Arbeitspreis für jeden Netzanschlusspunkt separat berechnet werden, indem der gemäss Abbildung 32 für die wichtigsten Engpässe berechnete dynamische Arbeitspreis mit der Sensitivität des Netzanschlusspunktes auf den jeweiligen Engpass gewichtet wird. Die optimale regionale Granularität muss jedoch aus ökonomischer Sicht geprüft werden – da eine genauere Messung auch mit höheren Messkosten verbunden ist. Darüber hinaus erhöht eine ökonomisch effiziente Granularität zwar die Verursachergerechtigkeit, reduziert damit aber auch die Solidarität bei der Kostentragung. Ob und in welcher Granularität dies erwünscht ist, muss daher auch aus politischer Sicht geprüft werden.

Um Zahlungsausfälle zu verhindern, sollten EVUs von Kunden, die einen dynamischen Tarif abonnieren ein ausreichend hohe **Sicherheitsleistung** verlangen, die davon abhängt, bis zu welchem Maximalpreis die Kunden Strom beziehen wollen respektive. Die Höhe der Sicherheitsleistung sollte dem Anteil des Endkunden an den seitens ÜNB, VNB und Spotmarkt von dem EVU geforderten Sicherheitsleistungen entsprechen³⁶. Auf diese Weise werden die Kunden für das bei hohen Preisen entstehende Risiko sensibilisiert und erhalten einen Anreiz, die Preisobergrenze nicht beliebig hoch zu wählen. Gemäss der Umfrage in Abschnitt 4.2.2 würden die meisten Endkunden einen dynamischen Tarif jedoch aufgrund der damit verbundenen Preisrisiken nur ungern wählen.

b) Umlage der Kosten über Konstante Preise

Gemäss den Analysen in Abschnitt 3.2.3 sind rund **60-70% der Netzkosten** abhängig von der durch die Anzahl und Lage von Netzanschlusspunkten vorgegebenen Struktur, und sollten daher auch bei Kunden mit direkter Laststeuerung durch das EVU in Form einer **regional unterschiedlichen pauschalen Gebühr** pro Netzanschlusspunkt umgelegt werden.

Die verbleibenden **30-40% der Netzkosten** werden durch die von der Netzhöchstlast abhängige Leistungsdimensionierung verursacht. Wenn das EVU dem Netzbetreiber für das Lastprofil seiner Kunden den in Abbildung 32 dargestellten dynamischen Netztarif bezahlt, erhält es dadurch einen Anreiz, die Lasten seiner Kunden so zu steuern, dass der Netzausbaubedarf minimiert wird. Kunden mit Laststeuerung durch das EVU können die Netzkosten daher im Gegenzug durch einen **konstanten Arbeitspreis** in Rechnung gestellt werden, der dem Erwartungswert des von dem EVU bezahlten dynamischen Arbeitspreises für die Netznutzung der entsprechenden Kundengruppe entspricht.

Im Vergleich zu dynamischen Arbeitspreisen hätte ein solcher Ansatz verschiedene Vorteile. Zum einen würden konstante Arbeitspreise von den meisten Endkunden deutlich besser akzeptiert als dynamische Preise (siehe Abschnitt 4.2.2 und (Fell et al., 2015; Ludwig & Winzer, 2022; Stenner et al.,

³⁶ Beispielsweise fordert Swissgrid von Bilanzgruppen eine Sicherheit in Höhe der innerhalb eines Quartals maximal erwarteten Forderungen (siehe (Swissgrid, 2022, Kapitel 2.4.2))



2015; Swinson et al., 2015; Yilmaz et al., 2021)). Zum anderen hätten EVUs einen Anreiz die Summe der von Ihren Kunden verursachten Energiebeschaffungskosten, Netzentgelten und Erlösen aus weiteren Märkten zu optimieren. Im Gegensatz zu einer direkten Laststeuerung durch den Netzbetreiber, der Flexibilität aufgrund Unbundling nur zur Behebung von Netzengpässen einsetzen darf, würde die Flexibilität somit stets dort eingesetzt, wo dies den grössten Mehrwert erzielt.

Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass das EVU seinerseits den Netzbetreibern für die Last seiner Kunden den in Abbildung 32 dargestellten dynamischen Netztarif bezahlt (siehe auch Abbildung 34). Je nach Netzsituation sowie dem von den Kunden gewählten Qualitätsniveau würde daraus ein unterschiedlicher durchschnittlicher Arbeitspreis resultieren. Lasten, die ein hohes Qualitätsniveau wählen und bis zu einem Preis von p_{hoch} versorgt werden, bezahlen einen höheren durchschnittlichen Arbeitspreis als Lasten, die ein tieferes Qualitätsniveau wählen und bereits ab einem Preis von p_{tief} eingeschränkt werden.

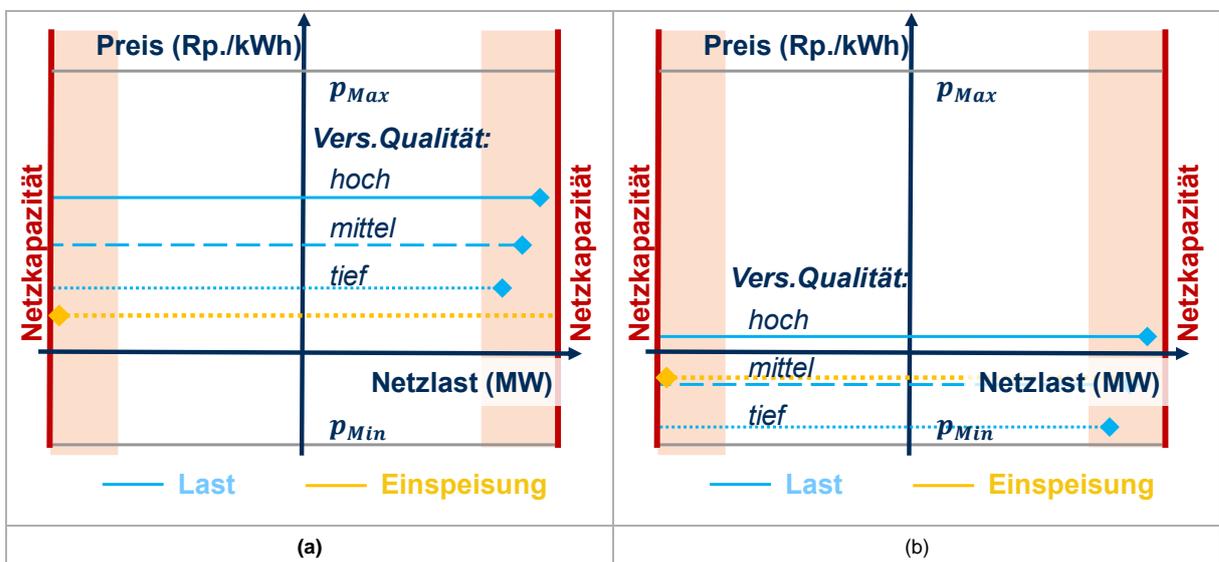


Abbildung 33: Konstanter Arbeitspreis zur Umlage der Netzkosten für gesteuerte Lasten und Produktionsanlagen in einem Teilnetzgebiet mit häufigen Netzengpässen (a) in Lastrichtung vs. (b) in Einspeiserichtung.

Für den in Abbildung 33 (a) dargestellten Fall eines Teilnetzgebietes mit häufigen Engpässen in Lastrichtung (i.e. Netzlast meist in der rechten Hälfte von Abbildung 32 (a) und (b)) resultiert für alle Qualitätsniveaus ein deutlich höherer durchschnittlicher Arbeitspreis als für den in Abbildung 33 (b) dargestellten umgekehrten Fall eines Teilnetzgebietes mit häufigen Engpässen in Einspeiserichtung (i.e. Netzlast meist in der linken Hälfte von Abbildung 32). Wie schon bei Abbildung 32 bedeutet ein negatives Entgelt dabei, dass Lasten für die Einspeisung bezahlt werden, während Produktionsanlagen einen Arbeitspreis für die Netznutzung bezahlen, der dem Erwartungswert des von Ihnen während Engpässen in Einspeiserichtung zu bezahlenden dynamischen Arbeitspreises für die Netznutzung entspricht.



Übersicht der Vertragsbeziehungen

Ein vereinfachtes³⁷ Schema der aus beiden Netzentgeltansätzen resultierenden **Vertragsbeziehungen** ist in Abbildung 34 dargestellt.

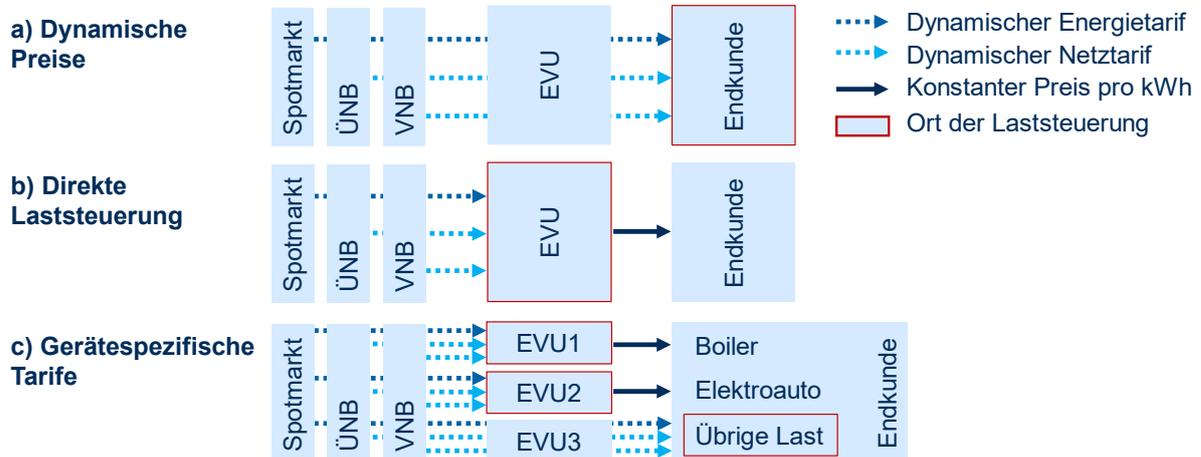


Abbildung 34 Vertragsbeziehungen im Zielsystem bei Endkunden, die (a) dynamische Preise, (b) direkte Laststeuerung und (c) gerätespezifische Verträge wählen.

Bei Endkunden, die **dynamische Preise** wählen, berechnet das EVU den Endkunden für jede Abrechnungsperiode einen Netztarif in Höhe des im entsprechenden Teilnetzgebiet gültigen dynamischen Arbeitspreises, sowie einen Energietarif in Höhe des Börsenpreises, ggf. inclusive eines Aufschlages für die Verwaltungskosten.

Für Endkunden, die einen Tarif mit **direkter Laststeuerung** wählen, bezahlt das EVU den dynamischen Arbeitspreis des entsprechenden Teilnetzgebietes für die Netznutzung durch seine Kunden, sowie den Börsenpreis für die Energielieferung an seine Kunden. Den Endkunden wird für die Netznutzung ein konstanter Arbeitspreis verrechnet, welcher dem Erwartungswert der von dem EVU für den jeweiligen Kunden bei optimalem Einsatz seiner Flexibilität zu entrichtenden Netztarife entspricht. Analog dazu wird den Endkunden für die Energielieferung ein konstanter Arbeitspreis verrechnet, der dem für die Kundengruppe erwarteten durchschnittlichen Spotpreis entspricht. Die Tarife für Netznutzung und Energielieferung sind somit umso höher, je höher die seitens des Kunden geforderte Versorgungsqualität ist (bzw. je geringer die von dem Kunden bereitgestellte Flexibilität ist).

Die Möglichkeit **gerätespezifische Verträge** für ausgewählten flexiblen Lasten, wie z.B. Wärmepumpen, Warmwasserboiler und Elektroautos abzuschliessen könnte die Effizienz der Steuerung weiter verbessern. Zum einen könnten Endkunden so für unterschiedliche separat gemessene und gesteuerte Lasten ein abweichendes Qualitätsniveau festlegen. Auf der anderen Seite würde dies einen Markteintritt spezialisierter EVUs/ Aggregatoren erleichtern, die ausgewählten Lasten aufgrund ihrer detaillierten Kenntnisse der oft herstellerspezifischen technischen Parameter und Steuerlogik noch effizienter steuern und das Risiko von Schäden an den gesteuerten Geräten minimieren können. Je nach Strategie könnten Hersteller so auch selbst als EVUs/ Energy Service Provider für ihre Geräte auftreten und diese als Bündel inklusive der Kosten für den Gerätebetrieb verkaufen. Wie schon zuvor, würden die EVUs jeweils das engpassabhängige, dynamische Netzentgelt des entsprechenden Teilnetzgebietes verrechnet.

Aktuell sind die in diesem Abschnitt dargestellten Ansätze noch mit zahlreichen **technischen und regulatorischen Hindernissen** verbunden. Im Gegensatz zu Swissgrid modellieren und überwachen nur die wenigsten Verteilnetzbetreiber ihren Netzzustand in Echtzeit und auch aus rechtlicher Sicht ist

³⁷ Das Schema stellt lediglich dar, wo dynamische vs. konstante Preise verrechnet werden. Die Vielzahl von Verträgen aus (VSE, 2015) ist darin zur besseren Übersichtlichkeit nicht erwähnt.



eine lokale Differenzierung dynamischer Arbeitspreise für die Netznutzung und die Erhebung von Netzentgelten für Einspeisungen nicht zulässig. Darüber hinaus wird die maximale Zahlungsbereitschaft respektive die seitens der Kunden gewünschte Versorgungsqualität aktuell nur bei sehr wenigen Grosskunden abgefragt und steht ggf. im Widerspruch zu dem Grundversorgungsauftrag für gefangene Endkunden (StromVG Artikel 6) sowie dem Auftrag zur Bereitstellung eines «sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes» (StromVG Artikel 8). Zu guter Letzt müsste der Strommarkt für den in Abbildung 34 beschriebene Ansatz einer Laststeuerung durch gerätespezifische EVUs zumindest so weit geöffnet werden, dass Endkunden für die wichtigsten flexiblen Lasten (z.B. Wärmepumpe, Boiler, Elektroautos) einen unabhängigen Lieferanten auf dem freien Markt wählen können.

Die heute bereits mögliche Steuerung flexibler Lasten durch Aggregatoren ermöglicht zwar die Erbringung von Systemdienstleistungen, bewirkt jedoch teilweise ineffiziente Anreize, da Aggregatoren beispielsweise nicht für die durch Lastverschiebung entstehenden Mehrkosten bei der Energiebeschaffung und / oder den Netzentgelten aufkommen müssen, und diese somit nicht in ihre Entscheidungen mit einbeziehen. Manche EU Länder verpflichten Aggregatoren daher, EVUs für die durch Lastverschiebung entstehenden Mehrkosten zu entschädigen (Schittekatte et al., 2021). Die Berechnung der Mehrkosten ist jedoch komplex, und kann leicht zu Fehlsteuerungen führen. Im Gegensatz dazu hätten Aggregatoren, die wie in Abbildung 34 (unten) dargestellt als spezialisierte Energieversorgungsunternehmen auftreten, einen Anreiz, sowohl die Netzentgelten als auch die Energiebeschaffungskosten ihrer Kunden bei der Optimierung zu berücksichtigen.

5.2.4 Aktuell mögliche Tarifansätze

Im Rahmen der aktuellen technischen und rechtlichen Rahmenbedingungen könnten als Startpunkt das in Tabelle 12 dargestellte Tarifsystem dienen. Die wichtigsten Änderungen im Vergleich zu dem in Tabelle 11 dargestellten Zielsystem sind dabei *kursiv hervorgehoben* und werden nachfolgend erklärt.

Tabelle 12: Aktuell mögliche Tarifansätze.

	Netztarif		Energietarif
Kostentreiber:	Netzanschlusspunkte	Netzhöchstlast	Lastzeitpunkt
Entscheidung:	Netztopologie	Leistungsdimensionierung	Kraftwerkseinsatz
Anteil Kosten:	ca.60-70%	ca. 30-40%	100%
Umlage Kosten:		Mehrstufiger Leistungspreis <i>abhängig von der erwarteten Netzgesamtlast, oder</i>	Dynamischer Arbeitspreis proportional zum Spotpreis
a) Variable Preise	konstanter Arbeitspreis	Dynamischer Arbeitspreis <i>proportional zur gemessenen Netzgesamtlast</i>	
b) Konstante Preise		konstanter Arbeitspreis	
Differenzierung Regional	<i>Nein</i>	<i>Nein</i>	Nein
Differenzierung nach Qualitätsniveau	Nein	Ja	Nein

Bei Einführung als Basistarif für gefangene Endkunden müsste gemäss StromVV Art. 18 mindestens 70% der Netzkosten über einen nichtdegressiven Arbeitspreis verrechnet werden. Aktuell müsste in diesem Fall somit zumindest ein Teil der Kosten, die durch die Netztopologie verursacht werden, in Form eines **konstanten Arbeitspreises** pro kWh verrechnet werden.

Obwohl eine **regionale Differenzierung** der Netzentgelte verursachergerecht wäre (vergleiche Abschnitt 5.2.1), ist diese gemäss StromVG, Artikel 14 Absatz 3 Buchstabe c aktuell **nicht erlaubt**.



Zusätzlich zu den regulatorischen Vorgaben ist die im Zielsystem vorgesehene Einführung von dynamischen Arbeitspreise abhängig von der gemessenen Netzlast auch mit technischen Herausforderungen verbunden. Wie in Tabelle 12 dargestellt könnten für die rund 30% der Netzkosten, die von der Netzhöchstlast abhängen, je nach Präferenz und technischen Gegebenheiten die beiden folgenden vereinfachten Tarifansätze gewählt werden.

Im Fall von **mehrstufigen Leistungspreisen** wird der von der Netzhöchstlast abhängige Anteil der Kosten (ca. 30%) über einen Preis auf die täglich gemessene maximale Bezugsleistung jedes Endkunden während der Hoch- und der Niedertarifperiode umgelegt. Beispielsweise könnte im Fall des in Abbildung 35 (a) dargestellten Verlaufes der Netzlast der in Abbildung 35 (b) illustrierte mehrstufige Leistungstarif eingeführt werden, bei dem im Winter für die täglich zwischen 16 und 22 Uhr maximal bezogene Leistung ein hoher Leistungspreis gilt, während im Winter für die täglich zwischen 22 Uhr und 16 Uhr am Folgetag maximal bezogene Leistung ein tiefer Leistungspreis gilt, und im Sommer ganztags ein Leistungspreis von Null gilt. Im Gegensatz zu mehrstufigen Arbeitspreisen würde ein solcher mehrstufiger Leistungspreise einen Anreiz bewirken, die Spitzenbelastung am Anfang oder Ende der Niedertarifperioden zu vermeiden, und Lasten soweit möglich gleichmässig innerhalb der jeweiligen Tarifperioden zu verteilen. Mehrstufige Leistungspreise ermöglichen daher eine robuste lokale Lastoptimierung, die nicht auf Informationen bezüglich des aktuellen Netzzustandes angewiesen ist und können somit auch in Verteilnetzen eingesetzt werden, die den zeitlichen Verlauf der Netzbelastung noch nicht in Echtzeit messen. Aus ökonomischer Sicht entsteht durch die Entkopplung der Anreize von dem aktuellen Netzzustand jedoch auch ein Effizienzverlust, da Leistungspreise auch dann einen Anreiz zur Lastverschiebung setzen, wenn das Netz nicht ausgelastet ist, und die Flexibilität an anderer Stelle einen grösseren Mehrwert erzielen könnte (z.B. bei der Minimierung der Strombezugskosten). Um diesen Fehlanreiz zu minimieren, sollte der Leistungspreis während der Niedertarifperioden, auf einen Wert nahe Null³⁸ sinken, und in Jahreszeiten, in denen keine Engpässe erwartet werden auf Null gesetzt werden, um so die Flexibilität für den Spotmarkt freizugeben. Sofern alle Endkunden über eine Leistungsmessung verfügen, könnten mehrstufige Leistungspreise auch im Basistarif eingeführt werden (da 70% der Netzkosten über einen Arbeitspreis umgelegt werden), andernfalls zumindest als Wahltarif.

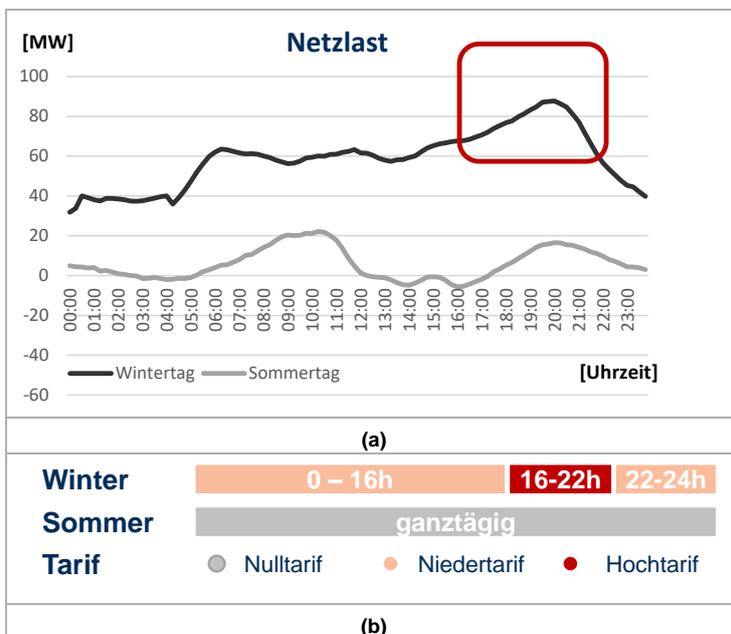


Abbildung 35 (a) Netzlast und (b) daraus abgeleiteter mehrstufiger Leistungstarif.

Wie in Tabelle 12 dargestellt, sollte ergänzend zu dem in Abbildung 35 dargestellten mehrstufigen Leistungspreis Tarife mit einem **konstantem Arbeitspreis** angeboten werden. Analog zu den in Abbildung 33 dargestellten Vorschlägen für das Zielsystem, sollte der konstante Arbeitspreis dem Erwartungswert des variablen Preises (i.e. des mehrstufigen Leistungspreises) entsprechen. Analog zu den Ausführungen in Abschnitt 5.2.3 könnten die Preise nach **Qualitätsniveau differenziert** werden, so dass Endkunden, die einer direkten Laststeuerung zustimmen, und deren Lasten bei Bedarf früher eingeschränkt werden können einen tieferen Preis bezahlen.

³⁸ Falls der Übergang von Zeiten mit Leistungspreis grösser Null zu einem Leistungspreis von Null keine Rebound Peak verursacht, sollte der Leistungspreis auf Null gesetzt werden, andernfalls auf einen möglichst kleinen Wert, bei dem keine Rebound Peaks entstehen.



Im Fall von **dynamischen Arbeitspreisen** wird der von der Netzhöchstlast abhängige Anteil der Kosten (ca. 30%) über einen Arbeitspreis umgelegt, der von der Netzlast des Versorgungsgebietes abhängt. Hierzu veröffentlicht der Verteilnetzbetreiber jeweils am Vortag zunächst eine unverbindliche Prognose der Netzlast für den Folgetag. Diese ermöglicht es den teilnehmenden Lasten, ihren Einsatz für den Folgetag zu planen. Zusätzlich dazu veröffentlicht der Verteilnetzbetreiber nahe Echtzeit die gemessene Netzlast. Der dynamische Arbeitspreis für die Netznutzung wird auf Basis der durchschnittlichen Netzlast des gesamten Versorgungsgebietes während jeder 15-minütigen Abrechnungsperiode festgelegt. Die daraus resultierende Feedback-Schleife vermeidet einerseits das Entstehen von Rebound Peaks, da flexible Kunden bei ansteigender Netzlast aufgrund des ebenfalls steigenden Arbeitspreises einen Anreiz haben ihre Lasten weiter nach hinten zu verschieben. Auf der anderen Seite können die Echtzeit Preissignale auch dafür eingesetzt werden, kurative Massnahmen im Fall von ungeplanten Ausfällen effizient zu koordinieren. Falls ausreichend viele Kunden auf den dynamischen Arbeitspreis reagieren, könnte das Risiko von Blackouts bei Ausfall einzelner Netzelemente dadurch so weit reduziert werden, dass die mit einem reduzierten (oder verzögerten) Netzausbau einhergehende steigende Wahrscheinlichkeit von Netzengpässen vertretbar wird.

Wie in Abbildung 36 dargestellt können mehrstufige Leistungspreise für die Netznutzung bei Erfüllung der technischen Voraussetzungen durch **schrittweise Weiterentwicklung** in dynamische Arbeitspreise und schliesslich in das in Abschnitt 5.2.3 beschriebene Zielsystem überführt werden.

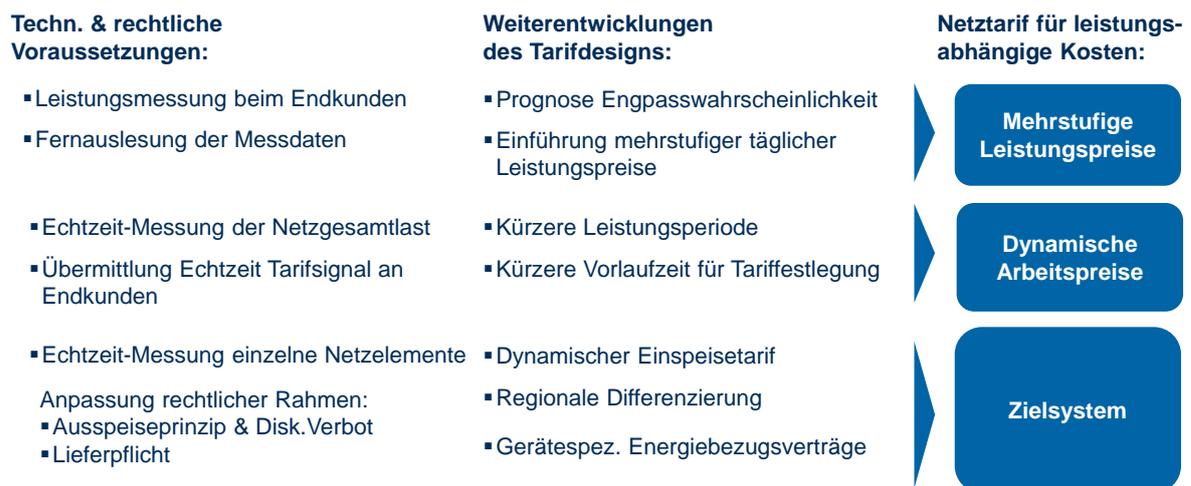


Abbildung 36 Technische und rechtliche Voraussetzungen für schrittweise Weiterentwicklung der variablen Preisansätze.

Eine technische Grundvoraussetzung für die **Einführung mehrstufiger Leistungspreise** und dynamischer Arbeitspreise, ist die Installation von Smart-Metern mit Leistungsmessung und Fernauslesung der Messdaten. Der Smart-Meter Roll-out ist gemäss StromVV Art.31e aber ohnehin bis Ende 2027 vorgeschrieben. Für eine sinnvolle Differenzierung der dynamischen Leistungstarife müssten die Netzbetreiber darüber hinaus zumindest eine statische (unterjährig nicht aktualisierte) Prognose der Engpasswahrscheinlichkeit vornehmen, um die in Abhängig von der Jahreszeit relevanten Hoch- und Niedertarif Zeiten zu bestimmen.

Mehrstufige Leistungspreise können **schrittweise in dynamische Arbeitspreise überführt** werden, indem anstelle einer einzigen Hoch- und Niedertarifperiode pro Tag, die Bezugsleistung für eine immer grössere Anzahl kürzerer Leistungsperioden separat gemessen und abgerechnet wird. Gleichzeitig kann die Vorlaufzeit für die Tariffestlegung schrittweise weiter verkürzt werden. Eine separate Abrechnung der Bezugsleistung jeder Abrechnungsperiode mit einem in Echtzeit festgelegten Tarif entspricht dem Fall eines dynamischen Energietarifes. Je mehr die Leistungsperiode verkürzt wird, umso höher steigt jedoch auch das Risiko von Rebound Peaks, da der Anreiz für eine gleichmässige Verteilung der Last immer kleiner wird. Eine Voraussetzung für die Umstellung auf dynamische Energiepreise ist somit die Echtzeit Messung der Netzlast, sowie die



Berechnung und Übermittlung des daraus berechneten Tarifsignals an die Endkunden, um über die dadurch entstehende Feedback-Schleife das Entstehen von Rebound Peaks zu vermeiden.

Dynamische Arbeitspreise können **schrittweise in das Zielsystem überführt** werden. Voraussetzung hierfür ist allerdings die Anpassung der rechtlichen Rahmenbedingungen. Um eine effiziente, symmetrische Behandlung von Engpässen zu erreichen, können dynamische Arbeitspreise während Engpässen in Einspeisungen, zunächst abgesenkt werden (vgl. \hat{p} in Abbildung 26 c), und wenn dies nicht mehr ausreicht einen negativen Wert annehmen (vgl. p'_{low} in Abbildung 26 d). Spätestens die Einführung negative dynamischer Einspeisetarife erfordert jedoch eine Aufweichung des Ausspeiseprinzips gemäss StromVG Art.14. Eine regionale Differenzierung der Netzentgelte erfordert die Einschränkung des Prinzips der Diskriminierungsfreiheit (StromVG, Artikel 14 Absatz 3 Buchstabe c). Zur Bestimmung regionaler dynamischer Tarife, muss darüber hinaus auch die Belastung der wichtigsten Netzelemente in Echtzeit gemessen oder aus Echtzeit Messdaten der Kunden geschätzt werden. Spätestens für eine Einführung gerätespezifischer Energielieferverträge muss die bisherige Lieferpflicht für gefangenen Endkunden gemäss StromVG Artikel 6 aufgehoben werden, so dass auch diese Kunden das Recht haben, zumindest für separate gemessene flexiblen Lasten (z.B. EV, HP, Boiler) ihren Anbieter frei zu wählen.



6 Netzausbauplanung unter Berücksichtigung der Lastflexibilität

6.1 Vorgehen und Methode

In AP5 werden die Einsparungen abgeschätzt, die durch die Nutzung von Flexibilitäten als Ersatz für einige der Netzinvestitionen aus AP1 (Netzausbauplanung) erzielt werden können. Um die Auswirkungen der Flexibilität auf das betrachtete Eniwa-Versorgungsgebiet zu messen, wurde das Simulations-Model aus AP1 (Netzausbauplanung) so angepasst und erweitert, dass der Einfluss der flexiblen Haushaltslasten, sowohl auf die resultierenden Gesamtlastprofile als auch auf die Netzausbaukosten, berücksichtigt wird.

Die Lastzeitreihen-Aggregation und die Netzrechnungen aus AP1 wurde dabei für verschiedene Tarif-Szenarien durchgeführt, um zu ermitteln, wie stark sich die Kosten des Netzausbaus durch verschiedene Tarife und die Aktivierung flexibler Lasten reduzieren lassen. Dabei wurde in AP5 nicht mit gemittelten Standardlastprofilen für Haushalte und das Ladeverhalten von Elektroautos gearbeitet. Da in diesem Arbeitspaket die Flexibilitäten für jedes Anschlussobjekt einzeln modelliert werden (anstelle der kumulierten Trafolast in WP1), werden jedem Haushalt und jedem Elektroauto jeweils aus einem Ensemble von 200 Einzelprofilen ein Profil zugeordnet. Die Mittelung über diesem Ensemble würden wieder die Standardlastprofile aus WP1 ergeben.

6.1.1 Lastszenarien

Für die Lastflusssimulation in AP5 wurde das Lastszenario «Zero-Basis» definiert, welches auf dem Szenario ZERO Basis der Energieperspektiven 2050+ (EP 2050+) basiert (BFE, 2020). Das im Rahmen von AP5 betrachtete Szenario «Zero-Basis» (2050) kennzeichnet sich im Vergleich zum Szenario «Dekarbonisierung» (2030) durch deutlich stärkeren Ausbau der Photovoltaik-Erzeugung sowie durch stärkeren Ausbau von Elektromobilität und elektrischen Wärmesystemen (Wärmepumpen und Fernwärme). Eine Übersicht der charakteristischen Parameter des Szenarios wird in Tabelle 13 den Szenarien «Status Quo» und «Dekarbonisierung» aus AP1 gegenübergestellt.

Tabelle 13 Vergleich der Lastszenarien.

Lastszenario		Status Quo (2018)	Dekarbonisierung (2030) in AP1	Zero-Basis (2050) in AP5
Lastzuwachs 2018 -> 2030³⁹	Industrie	130 GWh	111 GWh (-14.1 %)	99 GWh (-32,4 %)
	Gewerbe	109 GWh	103 GWh (-5.9 %)	79,5 GWh (-27 %)
	Haushalte	115 GWh	106 GWh (-8.1 %)	115 GWh ⁴⁰
	Öffentl. Sektor & Landwirtschaft	13 GWh	13 GWh	13 GWh
Bevölkerung	Wachstum	-	+ 14.8 %	+ 19.6 %
El. Fahrzeuge⁴¹	Anteil Fahrzeugbestand	0 %	37,8 %	68,3 %
Photovoltaik	Jahreserzeugung	9 GWh	40 GWh (+345 %)	122 GWh (+1255,6 %)
Heizungs- elektrifizierung	Jahresstrom- verbrauch	66 GWh	190 GWh (+188 %)	234 GWh (+ 254 %)

³⁹ Ohne Heizlasten und Elektromobilitätslast

⁴⁰ Hierbei handelt es sich um die anfallende Last vor Anwendung der Speicher und Abzug der Lade- und Entladeleistung und nicht um die Residuallast.

⁴¹ Ausschliesslich der Anzahl privater Ladestationen



(Wechselrate)	Gas -> Wärmepumpe	-	50 %	60 %
	Öl -> Wärmepumpe	-	50 %	73 %
	Gas -> Fernwärme	-	0	21 %
	Öl -> Fernwärme	-	0	25 %

6.1.2 Tarifszenarien

Für das Lastszenario «Zero-Basis» wurden die Auswirkungen verschiedener Netztarife auf die Netzbelastung betrachtet. Aus den in AP4 vorgestellten Tarifszenarien wurden, in Rücksprache mit Eniwa und der Advisory Group, folgende Tarife ausgewählt:

- Einheitstarif (Flat)
- Leistungstarif (Capacity)
- Hoch-Niedertarif (TOU)
- Direkte Laststeuerung (DLC)

Diese wurden analog zu AP4 (Abschnitt 5.1.2) berechnet. Für die Flexibilität wurde analog zu AP4 angenommen, dass jeder Haushalt durch automatische Laststeuerung der Batterie, Wärmepumpe und Ladestation für Elektroautos unabhängig von den anderen Haushalten seine Stromkosten minimiert. Lastverschiebungen anderer Kundengruppen oder Lasten wurde nicht simuliert.

6.1.3 Bestimmung des Netzausbaubedarfs

Die Netzberechnung & -analyse mit PyPSA sowie für die anschliessende Netzausbauplanung wurden nach der in Kapitel 2.1.3 beschriebenen Methodik für jedes der vier Tarifszenarien durchgeführt. Für Auslastungsgrenzen und erlaubte Belastungsdauern der Netzelemente wurden dieselben Parameter wie in AP1 gewählt. Aufgrund der beschränkten Datenverfügbarkeit wurde auch in diesem Arbeitspaket nur der Netzausbaubedarf für die Netzebenen NE5 und NE6 untersucht. Der Unterschied in den Berechnungen besteht ausschliesslich in der jeweils Tarif-bedingten Veränderung der Haushaltlastzeitreihen durch den Einsatz flexibler Lasten.

6.2 Analyse und Plausibilisierung der Summenlastzeitreihen

6.2.1 Einfluss der Tarife auf die Haushaltlastprofile

Während im DLC-Szenario alle von einer Trafostation versorgten flexiblen Lasten gebündelt und von der Trafostations-Ebene aus gesteuert werden, entfalten der Hoch-Niedertarif (TOU) und der Leistungstarif (Capacity) ihre Wirkung auf Haushaltsebene. Daher wird im Folgenden anhand von Beispiel-Haushalten der Einfluss dieser beiden Tarife auf die Haushaltlasten illustriert. Abbildung 37 und Abbildung 38 zeigen beispielhaft die im Simulationsmodell als Reaktion auf die beim Hoch-Niedertarif (TOU) und Leistungstarif (Capacity) auftretenden Lastverschiebungen. Abbildung 37 zeigt die Lastverschiebung am Beispiel eines Elektrofahrzeuges. Im Fall des Leistungstarifs (Abbildung 37, a) wird die höchste Lastspitze reduziert, während die Ladeleistung zu einem späteren Zeitpunkt erhöht wird. Abbildung 38 veranschaulicht den Einfluss von Lade- und Entladeverhalten des Batteriespeichers auf das Profil eines Haushaltes mit Photovoltaik-Anlage. Hier führt der Leistungstarif (Abbildung 38, a) zu einer Reduktion sowohl der Last- als auch der Einspeisespitze am dargestellten Tag.

Der Hoch-Niedertarif (TOU) führt, sowohl im Fall des Elektro-Fahrzeugs (Abbildung 37,b) als auch der PV-Anlage mit Batteriespeicher (Abbildung 38, b), zu einer grösstmöglichen Verschiebung der Last auf den Beginn des Niedertarif-Zeitfensters. Das Resultat sind hohe Lastspitzen zu diesem Zeitpunkt.

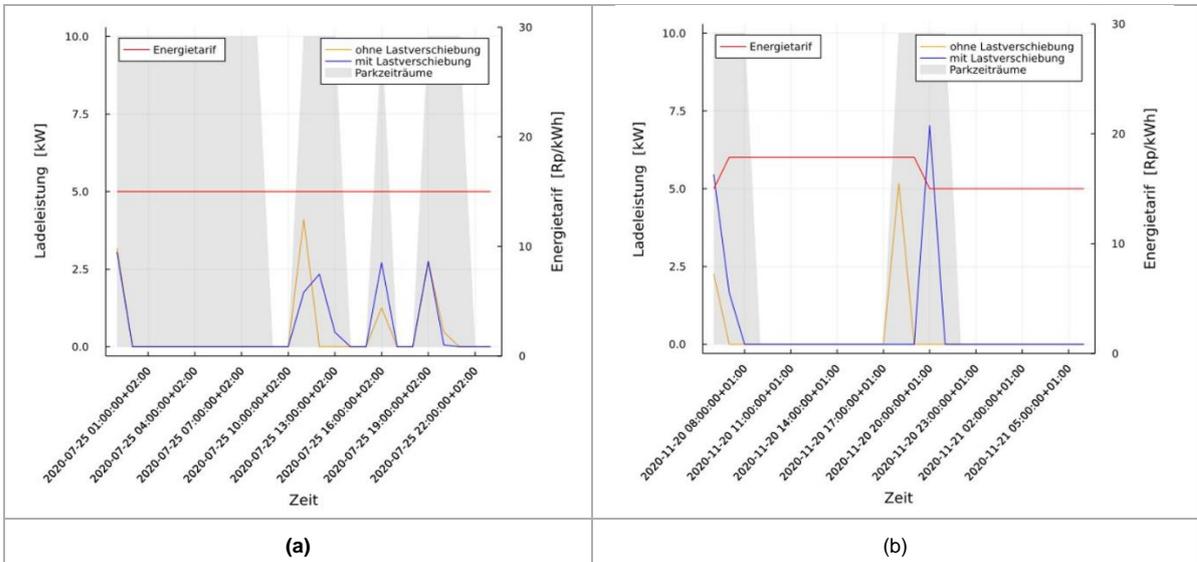


Abbildung 37 Verschiebung der Ladeleistung eines Elektro-Fahrzeugs innerhalb der Parkzeiträume im Fall eines (a) Leistungstarifes (Capacity) und (b) mit Hoch-Niedertarifes (TOU).

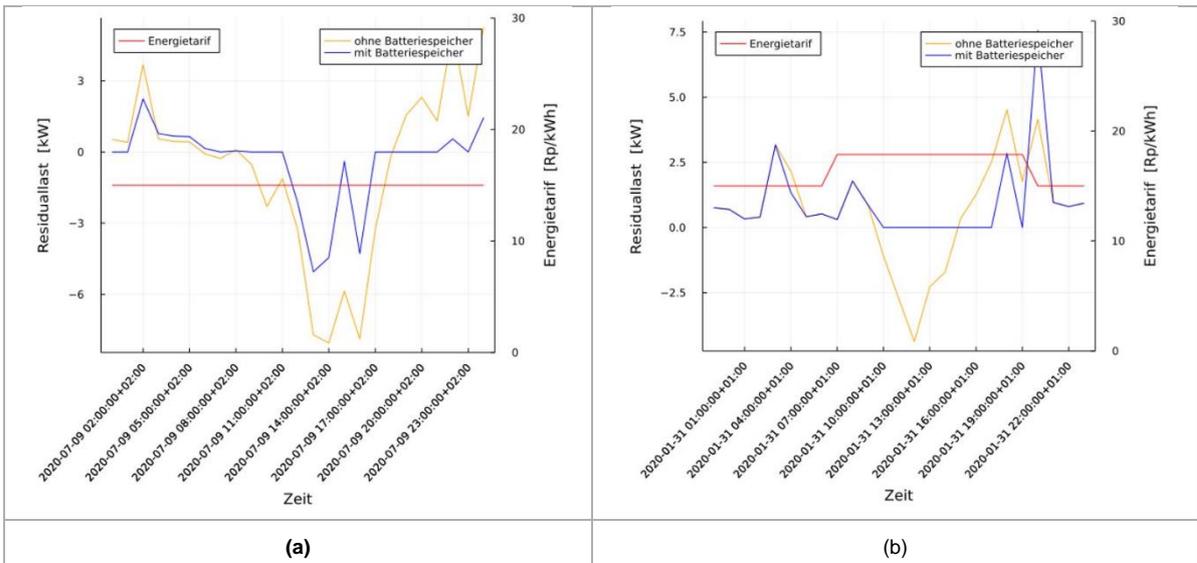


Abbildung 38 Veränderung der Residuallast eines Haushaltes mit Photovoltaik-Anlage durch die Nutzung des Batteriespeichers im Fall eines (a) Leistungstarifes (Capacity) und (b) Hoch-Niedertarifes (TOU).

6.2.2 Analyse der resultierenden Summenlastprofile an den Trafostationen der NE6

Abbildung 39 bis Abbildung 41 zeigt die nach Geräten aufgelösten Summenlastprofile für alle vier Tarifszenarien. Anhand der Jahresprofile lässt sich sagen, dass hohe Summenlasten in allen Tarifszenarien zum Grossteil im Winter auftreten. Auslöser sind hierbei die hohen Energiebedarfe in Folge der Heizungselektrifizierung (Wärmepumpen).

Weiterhin sind Ausschnitte der Lastprofile zum jeweiligen Stark- und Schwachlastzeitpunkt dargestellt. Im Hoch-Niedertarif (TOU) Szenario (Abbildung 41) ist hier eine deutliche Reduktion der Summenlast in den Hochtarifzeiträumen sichtbar. Die Lastspitzen sind vorrangig das Resultat von täglich auftretenden Rebound-Peaks vor Beginn des Hochtarif-Zeitraums. Zu den Peaks tragen hier vor allem Wärmepumpen und Elektro-Fahrzeuge bei, während die Batteriespeicher keinen oder nur einen



geringen Beitrag leisten.

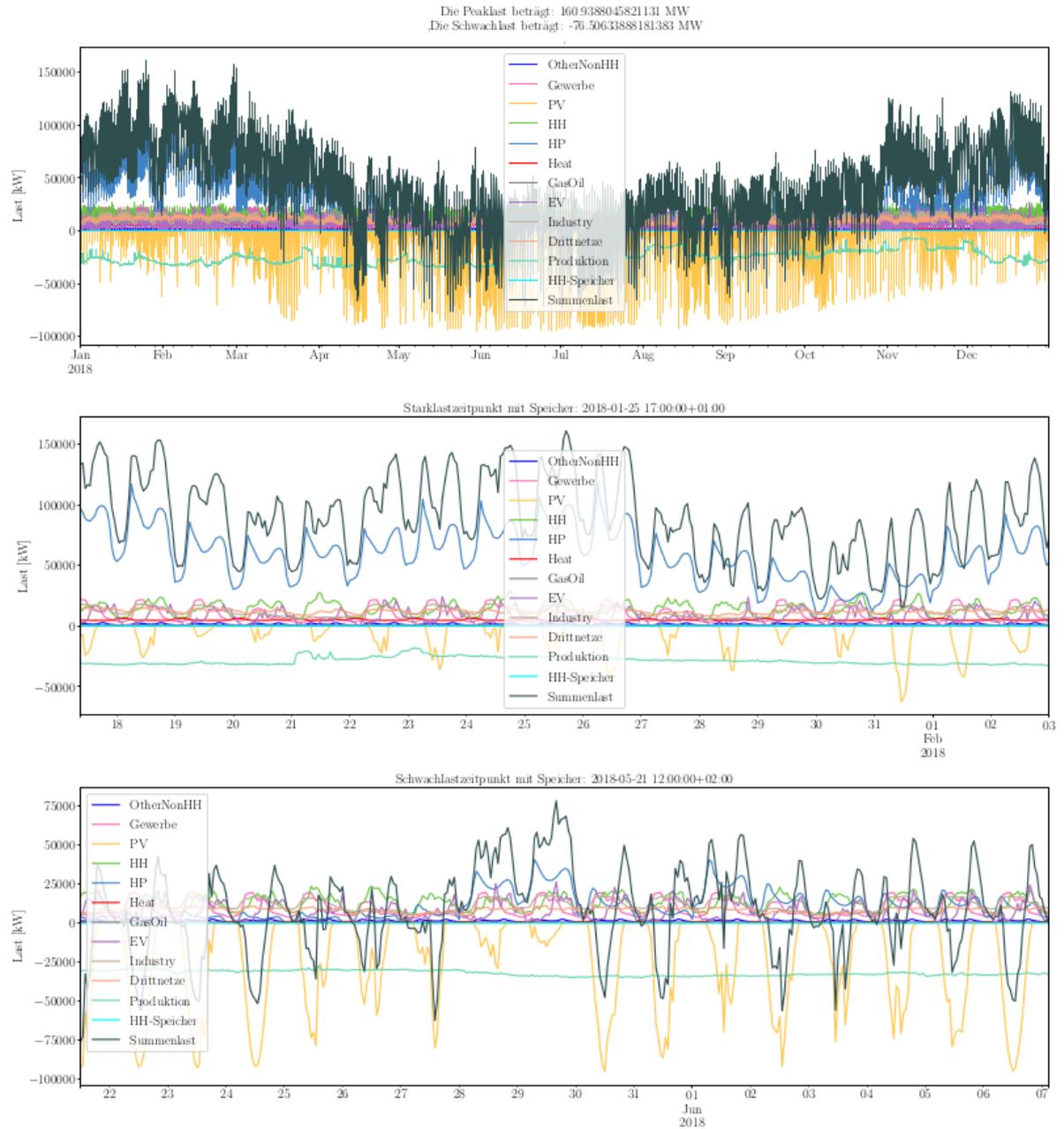


Abbildung 39 Summenlastprofile für das Lastszenario «Zero Basis» im Fall eines Einheitstarifes (Flat).

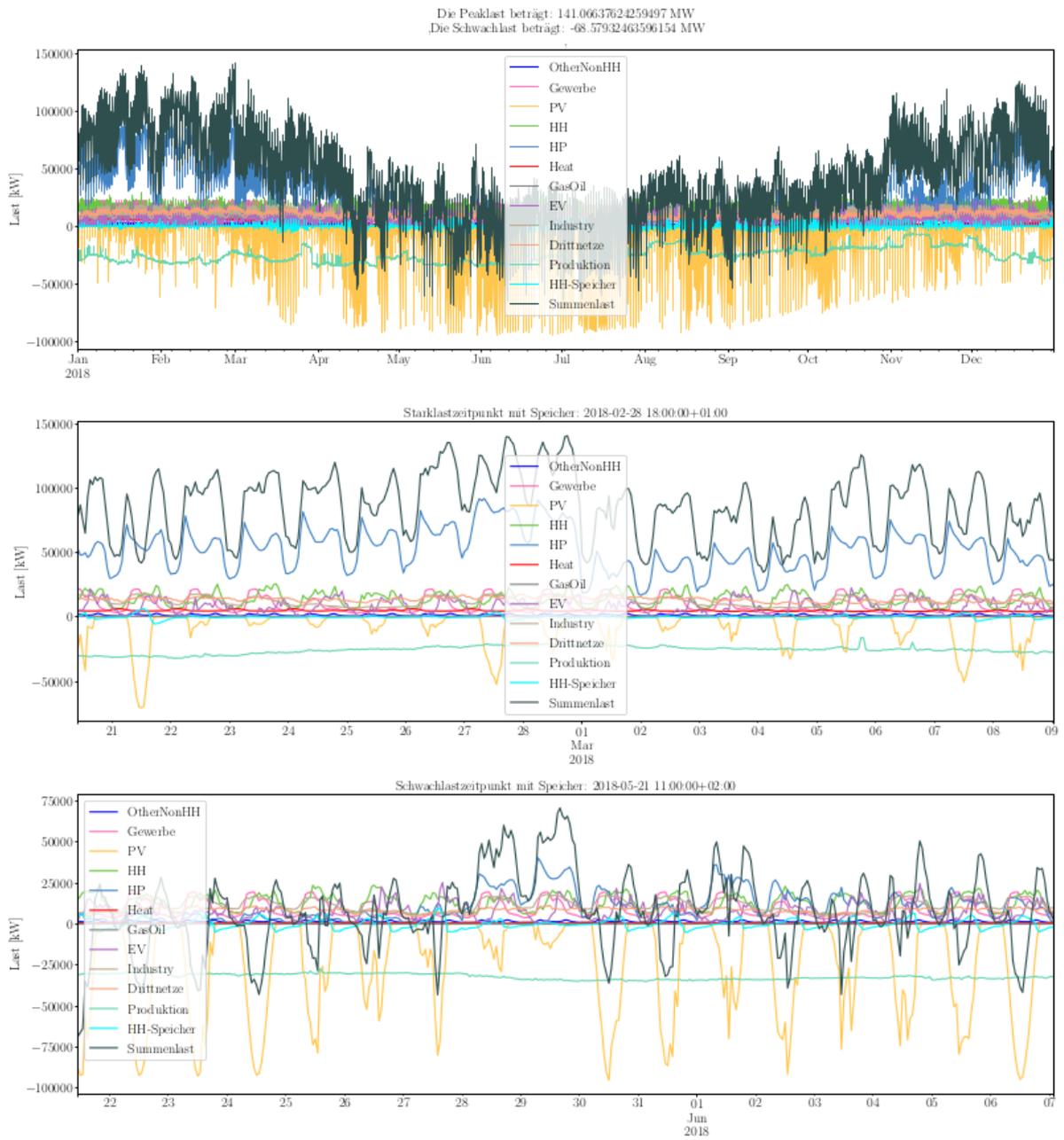


Abbildung 40 Summenlastprofile für das Lastszenario «Zero Basis» im Fall eines Leistungstarifes (Capacity).

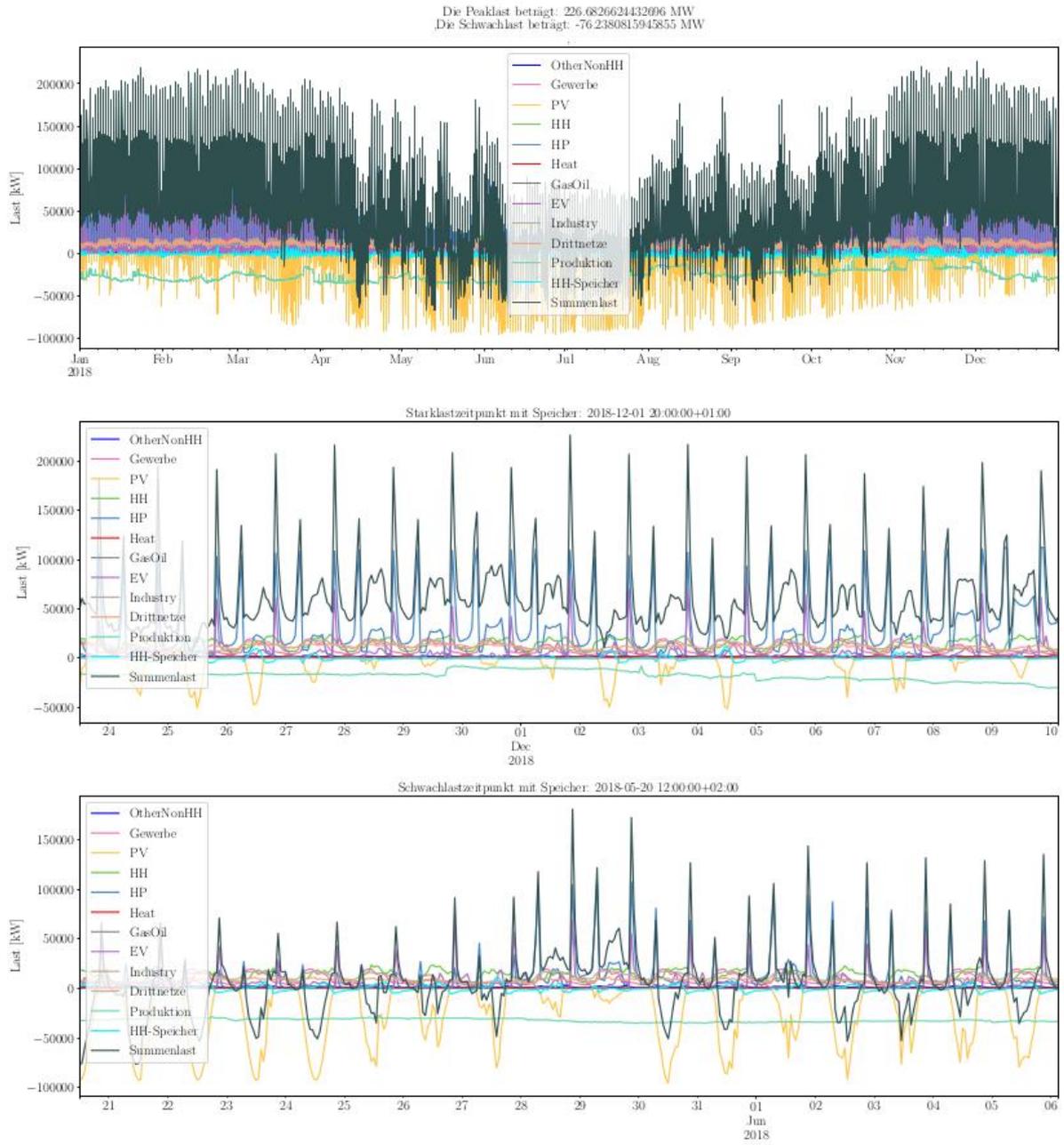
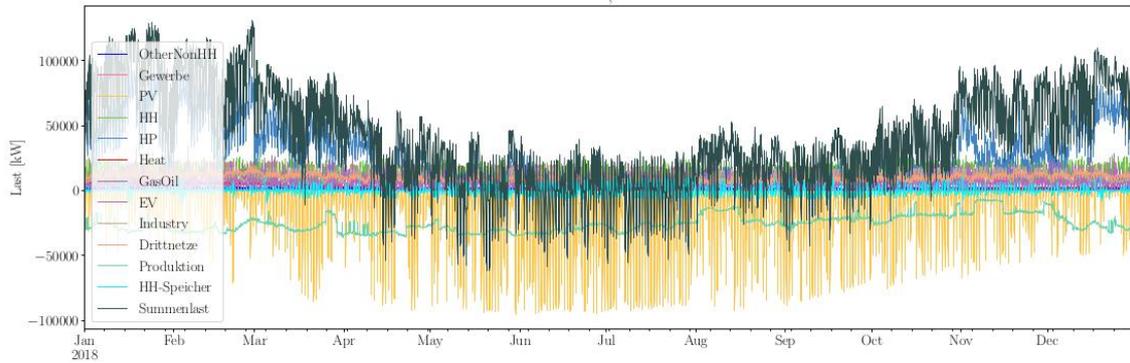


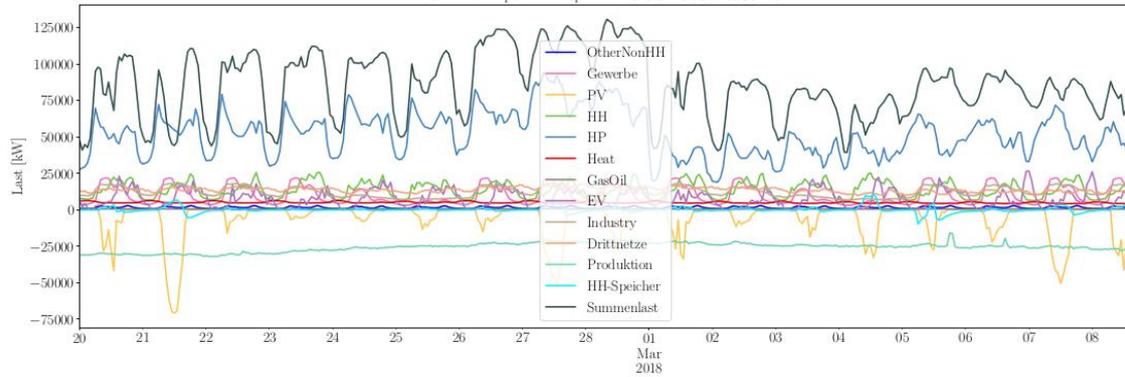
Abbildung 41 Summenlastprofile für das Lastszenario «Zero Basis» im Fall eines Hoch-Niedertarifes (TOU).



Die Peaklast beträgt: 130.6536464248035 MW
Die Schwachlast beträgt: -61.82980024836155 MW



Starklastzeitpunkt mit Speicher: 2018-02-28 08:00:00+01:00



Schwachlastzeitpunkt mit Speicher: 2018-05-21 11:00:00+02:00

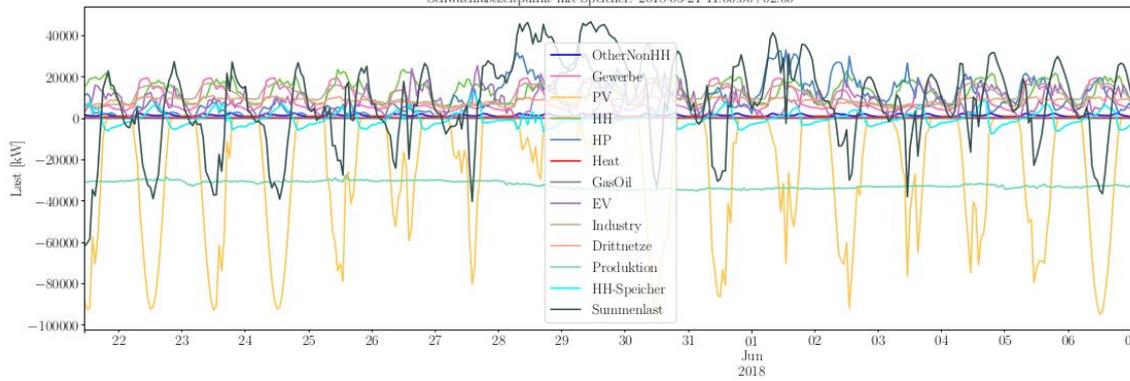


Abbildung 42: Summenlastprofile für das Lastszenario «Zero Basis» im Fall von direkter Laststeuerung (DLC).



6.3 Ergebnisse und Diskussion

6.3.1 Anstieg der Spitzenlasten

Für das Lastszenario «Zero Basis» für das Jahr 2050 (Energieperspektiven 2050+ (EP 2050+) (BFE, 2020) wurden verschiedene Tarifszenarien miteinander verglichen: Als Basisszenario gilt das Szenario mit Einheitstarif (Flat). Zusätzlich wurden ein Szenario mit Leistungstarif (Capacity), ein Szenario mit Hoch-Niedertarif (TOU) sowie ein Szenario mit direkter Laststeuerung (DLC) modelliert.

Die Ergebnisse der Netzberechnungen sind in Tabelle 14 zusammengefasst. Die Angaben zu Spitzen- und Minimallast beziehen sich hier jeweils auf die Summenlastzeitreihe über das gesamte Netzgebiet. Es zeigt sich, dass mit dem **Leistungstarif (Capacity)** eine deutliche Reduktion der Netzbelastung erreicht werden konnte. Der Einsatz der Flexibilitäten auf Haushaltsebene führte hier zu einer **Reduktion der Spitzenlast um 19,8 MW bzw. um 12%** gegenüber dem Basisszenario mit Einheitstarif (Flat). Im Szenario mit **direkter Laststeuerung (DLC)** zeigt kann die Netzbelastung noch stärker reduziert werden. Hier ergibt sich eine **Senkung der Spitzenlast um 30,2 MW bzw. um 19%**. Im Gegensatz dazu wurden beim Einsatz des **Hoch-Niedertarifs (TOU)** die **Lastspitze um rund 41% erhöht**, bedingt durch die zu Beginn der Niedertarif-Zeiten im gesamten Netzgebiet auftretenden Rebound-Peaks.

Weiterhin **reduziert sich die Erzeugungslast (Minimallast)** im Vergleich zu dem Szenario mit Einheitspreis (Flat) bei dem Szenario mit **Leistungstarif (Capacity) um 10%** und bei dem Szenario mit **direkter Laststeuerung (DLC) um 19%**, während sie bei dem Szenario mit **Hoch-Niedertarif (TOU) mit 0,4% Reduktion nahezu gleichbleibt**. Das Auftreten von Rebound-Peaks bei der Erzeugungslast ist aufgrund der gewählten Methodik nicht möglich, weil eine Rückspeisung von Elektrofahrzeugen oder Batteriespeichern ins Netz (Vehicle-to-Grid und Battery-to-Grid) nicht simuliert wurde. Tatsächliche Anreize für eine Reduktion der Einspeisespitzen bieten nur der Leistungstarif und die direkte Laststeuerung. Beim Hoch-Niedertarif ergibt sich der finanzielle Vorteil für die Haushalte aus einer Erhöhung des Eigenverbrauchs. Es zeigt sich jedoch, dass nur bei Tarifen mit direktem Anreiz eine deutliche Glättung der Einspeisespitzen erreicht wird.

6.3.2 Überlastete Netzelemente und Netzausbaukosten

Die Anzahl der überlasteten Netzelemente ist im **Basisszenario mit Einheitstarif (Flat)** bereits beachtlich. Hier gibt es bereits 153 überlastete NE5-Leitungen und 159 überlastete NE6-Trafos. Entsprechend führen die Netzausbaumassnahmen im Szenario «Zero Basis» (2050) zu einer Erhöhung der Ausbaukosten im Vergleich zum Szenario «Status Quo» (2018) um 39%. Im **Szenario mit Leistungstarif (Capacity)** können diese Überlastungen bedeutend reduziert werden. Hier sind lediglich 98 NE5-Leitungen (7,5% aller NE5-Leitungen) und 139 NE6-Trafos (32% aller NE-6 Trafos) überlastet. Das bedeutet, dass die Ausbaukosten für NE5 und NE6 gegenüber dem Szenario «Status Quo» (2018) nur um 30% erhöht werden. Im Vergleich zu dem Basisszenario mit Einheitstarif können die Netzkosten durch einen Leistungstarif somit um rund 6% ($=1 - (1.30 / 1.39)$) gesenkt werden.

Entsprechend dem Anstieg der Spitzenlast sind die Überlastungen beim **Szenario mit Hoch-Niedertarif (TOU)** am grössten. In diesem Szenario sind 379 der NE6-Trafostationen und 773 der NE-5 Leitungen überlastet. Die Ausbaukosten werden hier extrapoliert da eine praxisnahe Ausbauplanung in einem solch starken Überlastungsszenario nicht möglich ist.

Im **Szenario mit direkter Laststeuerung (DLC)** lässt sich die Zahl der Überlastungen noch etwas weiter senken als mittels Leistungstarif. Hier sind nur 61 NE5-Leitungen (4,7% aller NE5-Leitungen) und 115 NE6-Trafos (26% aller NE6-Trafos) überlastet. So kommt es im Vergleich zum Lastszenario «Status Quo» (2018) nur zu rund 27% Mehrkosten. Im Vergleich zum Basisszenario mit Einheitstarif (Flat) entspricht das einer Kostensenkung um rund 9%.



Tabelle 14 Gegenüberstellung des ermittelten Netzausbaus beim Lastszenario «Zero Basis» für unterschiedliche Tarifszenarien.

	Flat	Capacity	TOU	DLC
Spitzenlast	160,9 MW (100 %)	141,1 MW (88 %)	226,7 MW (140 %)	130,7 MW (81%)
Minimallast	-76,5 MW (100 %)	-68,61 MW (90 %)	-76,2 MW (99,6 %)	-61,8 MW (81%)
Netzverstärkungen NE5: Anzahl Leitungen (Stromkreiskilometer)	153 (38,8 km ⁴²)	97 (26,3 km ⁴⁰)	702 (178 km ⁴⁰)	61 (17,3 km)
Prozentuale Kostensteigerung NE5: normiert auf Status Quo (2018)	25,45%	16,31%	116,48%	9,97%
Netzverstärkungen NE6: Anzahl Trafos	159	139	379	115
Prozentuale Kostensteigerung NE6: normiert auf Status Quo (2018)	72,76%	58,73%	189,23%	45,00%
Prozentuale Kostensteigerung NE5&NE6: normiert auf Status Quo (2018)	38,64%	30,17%	123,64%	27,26%

Annahme: Alle flexiblen Haushaltslasten werden durch Kunden (bzw. bei DLC dem Netzbetreiber) automatisch gesteuert.
Siehe Abschnitt 5.1.2 und 6.1.2.

Abbildung 43 zeigt detailliert die Unterschiede in der Reduktion der Maximalauslastung aller NE6-Trafos für das Lastszenario «Zero Basis» mit Leistungspreis (Capacity) und mit direkter Laststeuerung (DLC). Im linken Bildbereich sind die Trafostationen abgebildet, welche verglichen mit dem Einheitstarif-Szenario (Flat) dieselbe Maximal-Auslastung aufweisen. (Die Auslastung beträgt hier immer noch 100% der Auslastung mit Einheitstarif.) Dabei handelt es sich um Trafostationen, die keine Privathaushalte versorgen, womit dort auch kein Potential zur Lastreduktion durch flexible Haushaltslasten gegeben ist⁴³. Anhand der Abbildung wird ersichtlich, dass DLC in allen Fällen zu gleichen oder besseren Ergebnissen führt wie der Leistungspreis-Tarif, was daran liegt, dass die Lastverschiebung hier dafür eingesetzt wird, die Gesamlast am Trafo anstelle der individuellen Lastspitzen der einzelnen Kunden zu senken.

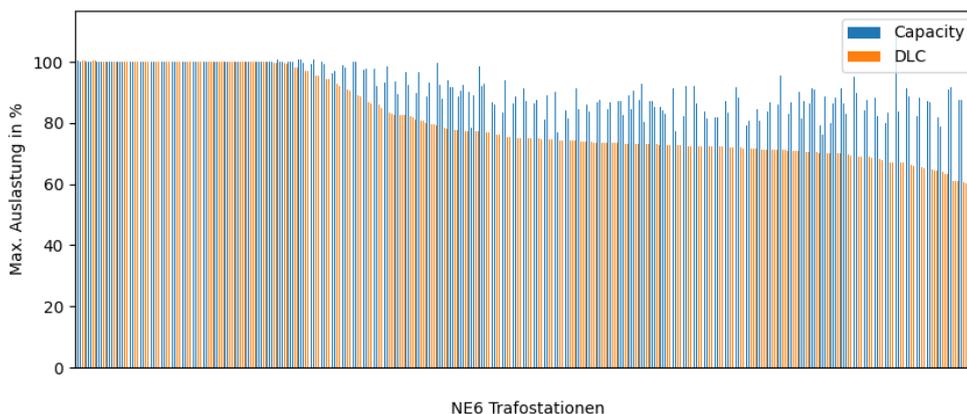


Abbildung 43: Maximal auftretende Auslastung je NE6-Trafostation im Lastszenario «Zero Basis» mit Leistungstarif (Capacity) bzw. mit direkter Laststeuerung (DLC), im Vergleich zur Auslastung mit Einheitstarif (Flat) (100%).

6.3.3 Häufigkeit und Auftrittszeit der Überlastungen

⁴² Länge in «Stromkreiskilometer». Das bedeutet, dass parallel verstärkte Leitungen nur einfach gezählt werden. Diese Darstellung wurde gewählt, da sie einen besseren Einblick auf die nötigen Eingriffe in das Netz geben.

⁴³ Allfällige Lastverschiebungspotenziale von Gewerbe- und Industriekunden wurde im Rahmen der Simulationen zu WP5 nicht analysiert.



Sowohl im Szenario mit Einheitspreis (Flat) als auch bei dem Szenario mit Leistungstarif (Capacity) liegen die Zeitpunkte der maximalen Leitungsauslastungen ausschliesslich im Winter. Bei den Trafostationen sind jeweils 90% durch Bedarfsspitzen überlastet, nur bei 10% der überlasteten Trafostationen auf NE6 liegt die maximale Auslastung aufgrund von zu hoher Einspeiseleistung vor.

Für ein tieferes Verständnis der resultierenden Netzbelastungen wird in Abbildung 44 die Häufigkeitsverteilung der auftretenden Summenlasten über das gesamte Jahr dargestellt.

Es wird ersichtlich, dass der Hoch-Niedertarif (TOU) zu vielen Zeitpunkten zu einer Senkung der Last führt (grosse Häufigkeit im niedrigen Leistungsbereich von 0 bis 50 MW). Gleichzeitig hat der Rebound-Effekt zur Folge, dass Lasterhöhungen, vor Allem vor der Umstellung am Abend von Hoch- auf Niedertarif, zu extrem hohen Lastspitzen (150 bis über 200 MW) führen. Leistungen im mittleren Bereich (50 bis 100 MW) treten dagegen seltener auf als in dem Szenario mit Einheitspreis (Flat).

Der Leistungstarif (Capacity) führt hingegen zu einer leicht verringerten Häufigkeit von Lasten im sehr niedrigen und sehr hohen Leistungsbereich sowie einer Häufung im Bereich 100 MW und leistet damit einen positiven Beitrag zur Lastspitzensenkung.

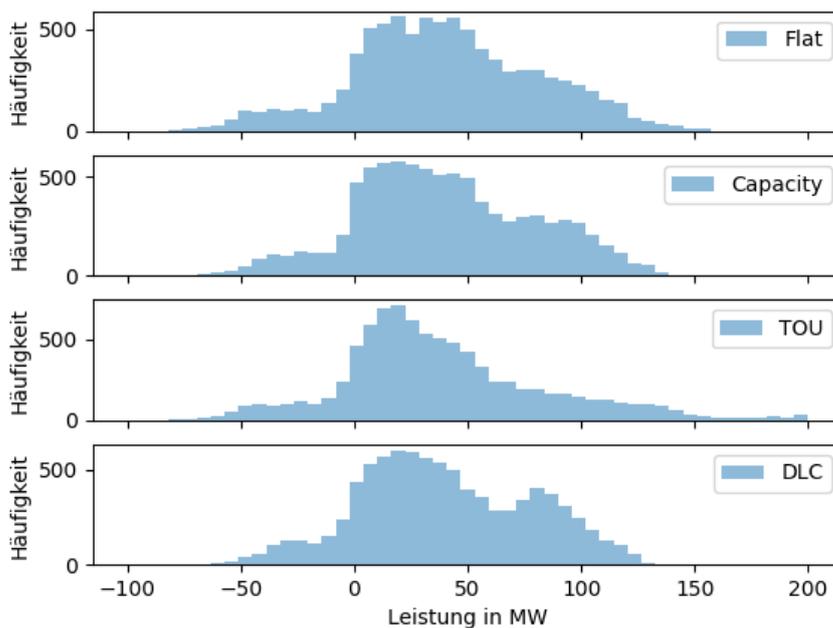


Abbildung 44: Häufigkeitsverteilung der Summenlastzeitreihe für das gesamte Jahr (summiert über das gesamte Netzgebiet) verglichen für die betrachteten Tarifszenarien.

Insbesondere hinsichtlich der durch Leistungen im niedrigen Leistungsbereich (Einspeisespitzen) überlasteten Netzelemente zeigt das Szenario mit direkter Laststeuerung (DLC) eine größere Effektivität als der Leistungstarif (Capacity). Im Lastszenario «Zero-Basis» (2050) mit Einheitspreis (Flat) sind 20 NE6-Trafos aufgrund von Einspeisespitzen überlastet. Im Szenario mit Leistungspreis (Capacity) sind diese Trafostationen ebenfalls überlastet, während es im Szenario mit direkter Laststeuerung (DLC) nur bei 14 NE6-Trafos zu Überlastungen aufgrund von Einspeisespitzen kommt.



7 Schlussfolgerungen und Fazit

Im Rahmen des NETFLEX Projektes wurde untersucht, wie Netztarife gestaltet werden sollten, um einen effizienten Einsatz von Flexibilitäten als Alternative zum Netzausbau zu ermöglichen.

Arbeitspaket 1. Gemeinsam mit ENIWA wurde zunächst eine **konventionelle Netzausbauplanung** für das ENIWA Versorgungsgebiet (Aarau und Umgebung) durchgeführt. Aufgrund des Ausbaus von Wärmepumpen und Elektroautos ergab sich je nach Lastszenario ein **Anstieg der Spitzenlast um bis zu 76% bis 2050**. Im Falle einer konventionellen Netzausbauplanung führe dies zu einem Anstieg der Netzkosten um bis zu 25%.

Arbeitspaket 2. In einem nächsten Schritt wurde analysiert, welche **Kostentreiber** die Kostenzunahme verursachen. Aus dem Vergleich der in den Lastszenarien angenommenen Spitzenlast und des resultierenden Netzausbaubedarfs, sowie einem Vergleich der aktuellen Netzkosten und der Anzahl von Netzanschlusspunkten in verschiedenen Teilnetzgebieten wurde geschätzt, dass **rund 2/3 der Kosten durch die Anzahl und Lage der Netzanschlusspunkte** (strukturabhängige Kosten) und **rund 1/3 der Kosten durch die Netzhöchstlast** (leistungsabhängige Kosten) verursacht werden. Daneben werden die Netzkosten durch viele weitere Faktoren beeinflusst, die von den Netznutzern nicht gesteuert werden können.

Arbeitspaket 3. Auf Basis von Umfragen wurden die **Kosten von Lastverschiebungen** geschätzt. Grundsätzlich erwarten **Haushalte** für eine einstündige Lastverschiebung pro Woche eine Kompensation von rund 60 CHF pro Jahr für Wärmepumpen und 36 CHF pro Jahr für Elektroautos. Die erwartete Entschädigung stieg im Durchschnitt um 4.8 CHF pro Jahr je Stunde zusätzlicher maximaler Unterbrechungsdauer und um 3.6 CHF pro Jahr je zusätzlicher Einschränkung pro Woche. Für Querschnittstechnologien, wie Raumwärme, Warmwasser, Klimaanlage, Lüftung und Elektroautos betrug die Kompensationsforderung von **Gewerbekunden** im Mittel rund 10% der Monatsrechnung im Fall von Lastverschiebungen ohne Komforteinbussen und bis 20% der Monatsrechnung im Fall von Lastverschiebungen, die mit Komforteinbussen verbunden sind. Die meisten der im Rahmen des Projektes befragten Haushaltskunden haben eine starke Abneigung gegen Tarife mit variablen Preisen. Knapp **72% der Befragten** würden daher **lieber einen Einheitstarif mit direkter Laststeuerung abonnieren als einen Tarif mit variablen Preisen** mit oder ohne direkte Laststeuerung.

Arbeitspaket 4. Im Rahmen einer stilisierten Simulation wurden die **Auswirkung typischer Tarifansätze** für einen einzelnen Netzknoten getestet.

Im Fall eines hohen Anteils von automatischer Laststeuerung führten Hoch- Niedertarife in unseren Simulationen zu Rebound-Peaks, deren Auftreten in der Praxis auch bereits von verschiedenen EVU bestätigt wurde.

Im Vergleich zu einem Szenario mit konstantem Netztarif konnte die Netzhöchstlast in den Simulationen zu WP4 durch Leistungstarife um bis zu 10% und durch direkte Laststeuerung um bis zu 40% gesenkt werden. Dadurch sanken die Gesamtkosten beim Leistungstarif um 2% und bei direkter Laststeuerung um 6%. Im Fall von direkter Laststeuerung sparten Haushalte mit Elektroauto dadurch bis zu 80 CHF pro Jahr und Haushalte mit Wärmepumpe über 100 CHF pro Jahr, das heisst deutlich mehr als ihre Kompensationsforderung aus AP3. Aus konzeptioneller Sicht könnte der Einsatz von Flexibilität über direkte Laststeuerung jedoch noch weiter verbessert werden, indem Flexibilität in Zeiten, in denen das Netz nicht überlastet ist, dafür eingesetzt wird, die Kosten der Stromerzeugung zu senken, oder zusätzliche Erlöse aus dem Verkauf von Regelenergie oder anderen Dienstleistungen zu erzielen. Anstelle einer direkten Laststeuerung durch den Netzbetreiber, empfehlen wir daher eine direkte Laststeuerung durch das EVU, bei der das EVU über entsprechend ausgestaltete dynamische Netzentgelte einen Anreiz erhält, die Lasten nur dann und dort netzdienlich einzusetzen, wo dies zur Behebung von Netzengpässen erforderlich ist.

Aus den bisherigen Arbeiten sowie weiterführenden konzeptionellen Überlegungen wurde ein **empfohlenes Tarifdesign** hergeleitet. Als **langfristiges Zielsystem** wird empfohlen:



- rund 2/3 der Netzkosten, die von der Netzstruktur abhängen über eine regional unterschiedliche **Grundkomponente** pro Anschlusspunkt zu verteilen.
- rund 1/3 der Netzkosten, die von der Netzhöchstlast abhängen, entweder über einen **dynamischen Arbeitspreis** (für EVUs oder Kunden, die Ihre Lasten selbst steuern) oder über einen **konstanten Arbeitspreis** (für Kunden, deren Lasten durch das EVU gesteuert werden) umzulegen.

Die Netzentgelte sollten:

- Kunden die Möglichkeit geben verschiedene **Qualitätsniveaus** zu wählen, die von den Netzbetreiber sowohl bei der Netzplanung als auch bei der Engpassbeseitigung berücksichtigt werden.
- **symmetrisch** ausgestaltet werden, so dass bei Engpässen in Lastrichtung das Entgelt für Ausspeisungen und die Vergütung von Einspeisungen steigt und bei Engpässen in Einspeiserichtung das Entgelt für Ausspeisungen und die Vergütung für Einspeisungen so lange sinkt, bis der Engpass behoben ist.
- **regional** ausgestaltet werden, sofern dies durch die lokale Netzsituation und regional unterschiedliche Ausbaukosten gerechtfertigt, angesichts der aus höherer Granularität bei dynamischen Netzentgelte entstehenden Messkosten effizient und aus politischer Sicht akzeptabel ist.

Der Strommarkt könnte vorzugsweise so weit geöffnet werden, dass Stromkunden zumindest für die wichtigsten flexiblen Lasten (z.B. Wärmepumpe, Boiler, Elektroautos) einen **gerätespezifischen Energieliefervertrag** eines unabhängigen Lieferanten wählen können.

Als **Übergangslösung** könnte im Rahmen der aktuellen technischen und rechtlichen Rahmenbedingungen:

- rund 2/3 der Netzkosten, die von der Netzstruktur abhängen, über einen **konstanten Arbeitspreis** umgelegt werden, während
- rund 1/3 der Netzkosten, die von der Netzhöchstlast abhängen, entweder über einen regional einheitlichen **mehrstufigen Leistungspreis** oder einen regional einheitlichen **dynamischen Arbeitspreis** umgelegt werden.

Arbeitspaket 5. Im letzten Schritt wurde die **Netzausbauplanung von ENIWA unter Berücksichtigung von Lastverschiebungen** wiederholt. Im Fall einer automatisierten Reaktion aller Wärmepumpen, Elektroautos und Batteriespeicher konnte die **Netzlast durch direkte Laststeuerung um 19%** und durch einen **Leistungsstarif um 12% reduziert** werden. Dadurch konnten die **Netzkosten bei direkter Laststeuerung um 9%** und bei einem **Leistungsstarif um 6%** reduziert werden.

In einem **nächsten Schritt** sollen Teile des vorgeschlagenen Zielsystems innerhalb eines Pilot- und Demonstrationsprojektes getestet und weiter verfeinert werden.



8 Ausblick und zukünftige Umsetzung

Im Rahmen des Netflex Projektes wurde ein breites Themenfeld abgedeckt. Im Rahmen der Analysen mussten daher eine Reihe von Vereinfachungen gemacht werden, die in nachfolgenden Projekten detaillierter analysiert werden könnten.

Die **Netzausbauplanung** im Rahmen des NETFLEX Projektes war auf Netzebenen 5 und 6 des ENIWA Netzgebietes beschränkt. Als Alternative zum Netzausbau wurde im Rahmen des Projektes nur die Verschiebung der Last von Elektroautos, Wärmepumpen und Batterien bei Haushalten modelliert. Darüber hinaus wurde jedes Lastszenario nur für ein Wetterjahr simuliert. Im Rahmen von zukünftigen Projekten könnte die Netzausbauplanung auf weitere Netzebenen, flexible Lasten (beispielsweise) von Gewerbe- und Industriekunden und Wetterszenarien ausgeweitet werden.

Die **Kostentreiberanalyse** könnte in zukünftigen Projekten durch die Analyse historischer Daten sowie die Berechnung einer grösseren Anzahl von Szenarien von verschiedenen (realen oder synthetischen) Netzgebiete deutlich verfeinert werden. Beispielsweise könnte bei Verwendung der im Rahmen der Kostenrechnung von der EICOM gesammelten Angaben zu den Strukturdaten und Kosten verschiedener Netzbetreiber die Wirkung der Kostentreiber auf unterschiedliche Netzebenen und Kostenkomponenten (Investitions-, Betriebs-, Mess- und Verwaltungskosten) separat analysiert werden.

Die Ermittlung der **Lastverschiebungskosten** könnte durch die Abfrage weiterer Geräte- und Attribut-Kombinationen, vor allem aber auch durch entsprechende Feldtests, bei denen die Kunden praktische Erfahrung mit Lastverschiebungen und Unterbrechungen mit unterschiedlicher Häufigkeit, Dauer und Vorlaufzeit sammeln, empirisch besser untermauert werden. Neben Studien mit Haushalten, könnten dabei insbesondere die Potenziale für Lasteinschränkung und –verschiebung im Gewerbe- und Industriebereich näher analysiert werden.

Die im Rahmen des Projektes durchgeführten **Tarif-Simulationen** könnten um zahlreiche Aspekte erweitert werden. Beispielsweise könnte die Auswirkung einer dynamischen Einspeisevergütung, regionaler Netzentgelte, und verschiedener Sicherheitsniveaus sowohl in Simulationen als auch in Feldstudien näher analysiert werden. Ausserdem könnte, für eine Quantifizierung der Wirkung dynamischer Netztarife proportional zu der tatsächlichen Netzlast, das Feedback jeder einzelnen Lastverschiebung auf die dynamischen Preise für alle Lasten berücksichtigt werden.

Als **nächsten Schritt** plant die ZHAW die Wirkung verschiedener Ansätze für Netzlast-abhängige Tarife im Rahmen eines Pilot- und Demonstrationsprojektes als Teil des SWEET PATHFINDER Konsortiums zu testen. Die Ergebnisse des Pilotprojektes sollten – im Fall einer Genehmigung durch die Verwaltungsräte der teilnehmenden Verteilnetzbetreiber – gegebenenfalls auch als Wahltarif in konkreten Netzgebieten umgesetzt werden. Darüber hinaus ist im Rahmen eines bereits genehmigten SNF Projektes eine Feldstudie zur empirischen Erhebung der Lastverschiebungskosten von Haushalten geplant. Im Rahmen eines ebenfalls genehmigten BFE Projektes zur Rolle von Aggregatoren wird die ZHAW schliesslich weitere Ansätze für die effiziente Einbindung von Aggregatoren in den Strommarkt entwickeln.



9 Nationale und internationale Zusammenarbeit

Das NETFLEX Projekt beinhaltete eine internationale Kooperation zwischen einer deutschen Firma (ELENA International), Schweizer Hochschulen (ZHAW und UniBasel) und einem Schweizer Verteilnetzbetreiber (ENIWA). Zusätzlich dazu fand im Laufe des Projektes ein Wissens-Austausch mit verschiedenen Nationalen und internationalen Forschungsprojekten statt.

Zu Beginn des Projektes fand ein intensiver Austausch mit dem **Simzukunft** Projekt hinsichtlich der Netzsimulation statt (Pflugradt et al., 2020). So stammen die im Rahmen von NETFLEX eingesetzten Haushalts- und Elektromobilitätsprofile beispielsweise aus dem Lastprofilgenerator, der auch im Rahmen von Simzukunft eingesetzt wurde.

Darüber hinaus fand eine wechselseitige Teilnahme an den Projektmeetings des **ErVin** Projektes (Stephan & Gschwendtner, 2021) und des deutschen **NET-ALLOK** Projektes (Zerrahn, 2020) statt. Innerhalb der ZHAW fand darüber hinaus ein reger Austausch in Form der Co-Betreuung einer Masterarbeit zu den Laststeuerungs-Algorithmen im Rahmen des **OKEE** Projektes (Musiolik, 2020) statt.

Begleitend zu dem NETFLEX Projekt war die ZHAW an dem internationalen **IEA Task „Social License to Automate“** (Adams et al., 2021) und in einer Reviewer Rolle an der **BFE Studie** zur „Weiterentwicklungen in der Tarifierung von Netz und Energie“ (Consentec et al., 2021) beteiligt.

Die Ergebnisse des NETFLEX Projektes sind schliesslich in das **PATHFNDR** Projekt eingeflossen und sollen dort im Rahmen eines Pilot- und Demonstrationsprojektes getestet und weiter verfeinert werden.

10 Kommunikation

Neben dem zuvor genannten wissenschaftlichen Austausch wurden die Zwischenergebnisse des NETFLEX Projektes mit den Mitgliedern der **Advisory Group** diskutiert, an der neben dem Projektteam und der BFE Begleitgruppe im Projektverlauf rund 20 Teilnehmer aus 10 Unternehmen und Branchenverbänden beteiligt waren.

Darüber hinaus wurden die Projektergebnisse im Rahmen einer **VSE Arbeitsgruppe** zur Gestaltung von Netztarifen vorgestellt und diskutiert.

11 Publikationen

Ludwig, P., & Winzer, C. (2022). Tariff Menus to Avoid Rebound Peaks—Results from a Discrete Choice Experiment with Swiss Customers. *Energies*, 15(17), 6354. <https://doi.org/10.3390/en15176354>

Winzer, C., Auer, S., & Ludwig, P. (2021). Kostenwahrheit im Verteilnetz. *VSE Bulletin*, 2021(05), 28.

Winzer, C., & Ludwig, P. (2022). Optimal Design of Dynamic Grid Tariffs (SSRN Scholarly Paper No. 4130379). <https://papers.ssrn.com/abstract=4130379>



12 Literaturverzeichnis

ACER. (2021). *Report on Distribution Tariff Methodologies in Europe*.

https://acer.europa.eu:443/en/Electricity/Infrastructure_and_network%20development/Pages/Tariffs.aspx

Adams, S., Diamond, L., Esterl, T., Fröhlich, P., Ghotge, R., Hemm, R., Henriksen, I. M., Katzeff, C., Kuch, D., Michellod, J. L., Lukszo, Z., Nijssen, K., Nyström, S., Ryghaug, M., Winzer, C., & Yilmaz, S. (2021). *Social License to Automate: Emerging Approaches to Demand Side Management - Executive Summary*. IEA User-Centred Energy Systems Technology Collaboration Programme. <https://doi.org/10.47568/4XR123>

BFE, B. für E. (2020, Januar 1). *Energieperspektiven 2050+*.

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

Bliem, M. (2009). *Economic valuation of electrical service reliability in Austria-a choice experiment approach*.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2016). *BDEW/VKU/GEODELeitfaden—Abwicklung von Standardlastprofilen Gas*.

https://www.bdew.de/media/documents/Leitfaden_20160630_Abwicklung-Standardlastprofile-Gas.pdf

Carlsson, F., Martinsson, P., & Akay, A. (2011). The effect of power outages and cheap talk on willingness to pay to reduce outages. *Energy Economics*, 33(5), 790–798.

<https://doi.org/10.1016/j.eneco.2011.01.004>

CEPA, & ACER. (2018). *Study on the Value of Lost Load in the electricity supply*.

Chao, H. (2012). Competitive electricity markets with consumer subscription service in a smart grid.

Journal of Regulatory Economics, 41(1), 155–180. <https://doi.org/10.1007/s11149-011-9179-7>

Chao, H.-P., & Peck, S. (1998). Reliability Management in Competitive Electricity Markets. *Journal of Regulatory Economics*, 14(2), 189–200.

Chao, H.-P., & Wilson, R. (1987). Priority Service: Pricing, Investment, and Market Organization. *The American Economic Review*, 77(5), 899–916.



- Consentec. (2020). *Weiterentwicklungen in der Tarifierung von Netz und Energie*.
- Consentec, C., EBP, & Polynomics. (2022). *Auswirkungen einer starken Elektrifizierung und eines massiven Ausbaus der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien auf die Schweizer Stromverteilnetze* (S. 124).
<https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/74145.pdf>
- Consentec, & Fraunhofer ISI. (2018). *Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltssystematik*.
- Consentec, Polynomics, UniBasel, & ZHAW. (2021). *Weiterentwicklungen in der Tarifierung von Netz und Energie* (S. 181). <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/10513>
- Doucet, J. A., & Roland, M. (1993). Efficient self-rationing of electricity revisited. *Journal of Regulatory Economics*, 5(1), 91–100.
- Network code on electricity emergency and restoration, Pub. L. No. 2017/2196 (2017).
- Elcom. (2020). *Stromversorgungsqualität der Schweiz 2019*.
- ElCom, E. E. (o. J.). *Wegleitung zum Erhebungsbogen Kostenrechnung für die Tarife 2023 für Verteilnetzbetreiber*. Abgerufen 16. August 2022, von
<https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/themen/strompreise/wegleitungkore.html>
- Fell, M. J., Shipworth, D., Huebner, G. M., & Elwell, C. A. (2015). Public acceptability of domestic demand-side response in Great Britain: The role of automation and direct load control. *Energy Research & Social Science*, 9, 72–84. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2015.08.023>
- Greene, W. H., & Hensher, D. A. (2003). A latent class model for discrete choice analysis: Contrasts with mixed logit. *Transportation Research Part B: Methodological*, 37(8), 681–698.
[https://doi.org/10.1016/S0191-2615\(02\)00046-2](https://doi.org/10.1016/S0191-2615(02)00046-2)
- Harold, J., Bertsch, V., & Fell, H. (2019). *Consumer preferences for end-use specific curtailable electricity contracts on household appliances during peak load hours*.
- Johnston, R., Boyle, K., Adamowicz, W., Bennett, J., Brouwer, R., Cameron, T., Hanemann, W., Hanley, N., Ryan, M., Scarpa, R., Tourangeau, R., & Vossler, C. (2017). Contemporary Guidance for Stated Preference Studies. *Journal of the Association of Environmental and Resource Economists*, 4, 319–405. <https://doi.org/10.1086/691697>



- Kamat, R., & Oren, S. S. (2002). Exotic Options for Interruptible Electricity Supply Contracts. *Operations Research*, 50, 835–850.
- Ludwig, P., & Winzer, C. (2022). Tarif Menus to Avoid Rebound Peaks—Results from a Discrete Choice Experiment with Swiss Customers. *Energies*, 15(17), Art. 17.
<https://doi.org/10.3390/en15176354>
- McFadden, D. (1974). Conditional logit analysis of qualitative choice behavior. *Frontiers in econometrics*.
- Morrissey, K., Plater, A., & Dean, M. (2018). The cost of electric power outages in the residential sector: A willingness to pay approach. *Applied Energy*, 212, 141–150.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.12.007>
- Musiolik, J. (2020). *OKEE-Projekt: Optimierung der Kopplung zwischen Elektrofahrzeugen und (Gebäude-)Energiemanagementsystemen Ein innovatives Umsetzungsprojekt im Areal Erlenmatt Ost in Basel Gefördert durch das Amt für Umwelt und Energie (AUE) Kanton Basel-Stadt*.
- Nipkow. (2013). *Der typische Haushalt-Stromverbrauch*.
- Olsthoorn, M., Schleich, J., & Klobasa, M. (2015). Barriers to electricity load shift in companies: A survey-based exploration of the end-user perspective. *Energy Policy*, 76, 32–42.
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.11.015>
- Oren, S. S., & Doucet, J. A. (1990). Interruption insurance for generation and distribution of electric power. *Journal of Regulatory Economics*, 2(1), 5–19. <https://doi.org/10.1007/BF00139359>
- Pflugradt, N., Muntwyler, U., Toprak, D., Münchrath, J., Stocker, N., & Ulbig, A. (2020). *SimZukunft—Simulation zukünftiger Energieverbräuche für die Netzplanung*.
<https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=66197&Load=true>
- Prognos AG. (2012). *Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050*.
- Richter, L.-L., & Pollitt, M. G. (2018). Which smart electricity service contracts will consumers accept? The demand for compensation in a platform market. *Energy Economics*, 72, 436–450.
<https://doi.org/10.1016/j.eneco.2018.04.004>



- Schäuble, J., Kaschub, T., Ensslen, A., Jochem, P., & Fichtner, W. (2017). Generating electric vehicle load profiles from empirical data of three EV fleets in Southwest Germany. *Journal of Cleaner Production*, 150, 253–266. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.02.150>
- Schittekatte, T., Deschamps, V., & Meeus, L. (2021). The regulatory framework for independent aggregators. *The Electricity Journal*, 34(6), 106971. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2021.106971>
- Stenner, K., Frederiks, E., Hobman, E. V., & Meikle, S. (2015). *Australian Consumers' Likely Response to Cost- Reflective Electricity Pricing*. 82.
- Stephan, A., & Gschwendtner, C. (2021). *ErVin—Enabling Flexible Electric Vehicle Grid Integration*. <https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=68837&Load=true>
- Swinson, V., Hamer, J., & Humphries, S. (2015). Taking demand management into the future: Managing flexible loads on the electricity network using smart appliances and controlled loads. *Economic Analysis and Policy*, 48, 192–203. <https://doi.org/10.1016/j.eap.2015.11.002>
- Swissgrid. (2022). *Appendix 1 General Balance Group Regulations*. <https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/customers/topics/legal-system/balance-group/1/01-Appendix-1-General-BG-Regulations-V2-3-de.pdf>
- Train, K. (2009). *Discrete Choice Methods With Simulation* (Bd. 2009). <https://doi.org/10.1017/CBO9780511805271>
- Verband Schweizer Elektrizitätsunternehmen. (2020). *Branchenempfehlung—Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz (NA/EAA-NE7-CH 2020)*.
- VSE. (2015). *Marktmodell für die Elektrische Energie Schweiz*. http://www.strom.ch/fileadmin/user_upload/Dokumente_Bilder_neu/010_Downloads/Branchenempfehlung/MMEE_2015_DE.pdf
- Wilson, R. (1989a). Efficient and Competitive Rationing. *Econometrica*, 57(1), 1–40.
- Wilson, R. (1989b). Ramsey pricing of priority service. *Journal of Regulatory Economics*, 1(3), 189–202.
- Wilson, R. (1997). Implementation of priority insurance in power exchange markets. *The Energy Journal*, 111–123.



- Winzer, C., & Borggreffe, F. (2017). *Power to the People – Creating Markets for Supply Security Based on Consumer Choice* (SSRN Scholarly Paper ID 2956590). Social Science Research Network. <https://papers.ssrn.com/abstract=2956590>
- Winzer, C., & Ludwig, P. (2022). *Optimal Design of Dynamic Grid Tariffs* (SSRN Scholarly Paper Nr. 4130379). Social Science Research Network. <https://papers.ssrn.com/abstract=4130379>
- Wolak, F. A., & Hardman, I. H. (2022). *The Future of Electricity Retailing and How We Get There* (Bd. 41). Springer International Publishing. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-85005-0>
- Yilmaz, S., Cuony, P., & Chanez, C. (2021). Prioritize your heat pump or electric vehicle? Analysing design preferences for Direct Load Control programmes in Swiss households. *Energy Research & Social Science*, 82, 102319. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2021.102319>
- Yilmaz, S., Rinaldi, A., & Patel, M. K. (2020). DSM interactions: What is the impact of appliance energy efficiency measures on the demand response (peak load management)? *Energy Policy*, 139, 111323. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111323>
- Zerrahn, D. I. W. (2020). *DIW Berlin: Methoden und Anwendungen der Netzkostenallokation (NET-ALLOK)* [Text]. DIW Berlin. https://www.diw.de/de/diw_01.c.571580.de/projekte/methoden_und_anwendungen_der_netzkostenallokation__net-allok.html



13 Anhang

13.1 Annahmen AP1

Tabelle 15 Gesamtlast inklusive Heizlast und Elektromobilität für die verschiedenen Szenarien nach Sektor unterschieden

Sektor	Status Quo (2018)	Dekarbonisierung (2030)	Weiter-wie-bisher (2030)	Eigenverbrauch (2030)
Industrie	130 GWh	111 GWh (-14,1 %)	117 GWh (-9,6%)	117 GWh (-9,6%)
Gewerbe	120 GWh	125 GWh (+4,2%)	121 GWh (+0,8%)	121 GWh (+0,8%)
Haushalte	167 GWh	271 GWh (+62,3%)	180 GWh (+67,2%)	180 GWh (+67,2%) ⁴⁴
Öffentl. Sektor & Landwirtschaft	16 GWh	17 GWh (+6,3%)	16 GWh	16 GWh

Tabelle 16 Übersicht Annahmen Szenario Eigenverbrauch

Parameter	Annahme
Speicherkapazität pro kWp PV	1.5 kWh _{bat} / kW _{pPV} ⁴⁵
Lade-/Entladeleistung (C-Faktor)	0.5 kW _{bat} / kWh _{bat} ⁴²
Systemwirkungsgrad Batteriespeicher	90 % ⁴⁶
Maximale Entladetiefe	95 % ⁴³
Minimale Residuallast	100W ⁴²
Gesamte installierte Speicherkapazität	22.77 MWh

Tabelle 17 Parametrisierung zur Erstellung der Elektroauto-Ladeprofile im LPG.

Parametereinstellungen für den LPG	Annahmen
Ladeleistung eines typischen Elektroautos	11 kW ⁴⁷
Reichweite pro 16 kWh Laden	100 km ⁴⁸
mittlere Geschwindigkeit eines PKWs	42 km/h (11,6 m/s) ⁴⁹
Mittlere zurückgelegte Strecke mit PKWs	23.82km ⁵⁰ pro Tag

⁴⁴ Hierbei handelt es sich um die anfallende Last vor Anwendung der Speicher und Abzug der Lade- und Entladeleistung und nicht um die Residuallast.

⁴⁵ Absprache mit Eniwa und /oder Befragung von Solarprojektierern

⁴⁶ Swissolar (https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/161219_Merkblatt_pv_speicher_def.pdf)

⁴⁷ In Absprache mit Eniwa in der Annahme: die 11 kW Ladestationen sind am meisten verbreitet, denn den Anschluss hierfür haben die Haushalte oder der Aufpreis gegenüber eines 3.7 kW Anschlusses ist sehr gering

⁴⁸ Vorgabe durch Eniwa

⁴⁹ <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/mobilitaet-verkehr/personenverkehr/verkehrsverhalten/tageszeit-unterwegszeit.assetdetail.2500356.html>

⁵⁰ <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/mobilitaet-verkehr/personenverkehr/verkehrsverhalten/tageszeit-unterwegszeit.assetdetail.2500356.html>



13.2 Annahmen AP5

Tabelle 18 Übersicht Annahmen Batteriespeicher

Parameter Batteriespeicher	Annahme
Speicherkapazität pro kWp PV	1,5 kWh _{bat} / kWp _{PV}
max. Lade-/Entladeleistung	3,6 kW
Speicherverluste Batteriespeicher	0.00556 % _{soc} /h
Maximale Entladetiefe	100 %

Tabelle 19 Übersicht Annahmen Wärmepumpen

Parameter Wärmepumpen	Annahme
Lastverschiebungs-Potential	2 h * maximale Heizleistung

Tabelle 20 Übersicht Annahmen Elektro-Fahrzeuge

Parameter Elektro-Fahrzeuge	Annahme
Speicherkapazität pro Fahrzeug	50 kWh
max. Ladeleistung pro Fahrzeug	11 kW
Flexibilität	Verschiebung Ladevorgang (ohne Vehicle-to-Grid)



13.3 Studienvergleich

Die nachfolgende Übersicht vergleicht die Ergebnisse aus NETFLEX Arbeitspaket 5 (Abschnitt 6) mit den Ergebnissen der Verteilnetzstudie (Consentec et al., 2022). Ein wichtiger Unterschied zwischen den beiden Studien liegt dabei in den verschiedenen Betrachtungsgebieten: Bei NETFLEX wird nur das Verteilnetzgebiet der ENIWA betrachtet, die Consentec et al. Verteilnetzstudie beinhaltet hingegen die gesamte Schweiz. Dadurch ergeben sich Unterschiede, sowohl bei dem für 2050 prognostizierten Anstieg der Lasten und Lastspitzen als auch bei der betrachteten Verteilnetzstruktur und deren Belastungsgrenzen.

Methodik	NETFLEX (ENIWA Netz)	Consentec et al. (gesamt Schweiz)
Lastszenarien	Energieperspektiven 2050+, Zero Basis (2050)	Energieperspektiven 2050+, Zero Basis (2050) und WeiterWieBisher (2050)
Abbildung Lastzuwachs 2020 -> 2050	Abbildung anhand von Wechselraten zwischen verschiedenen Technologien auf Haushaltsebene oder anhand vom Anteil einer Technologie am Gesamtbestand	Abbildung anhand der prozentualen Bedarfs-Entwicklung, aufgeschlüsselt nach Sektoren
Leistungsmodellierung	statistische Ensemble aus synthetischen Zeitreihen und historischen Lastprofilen bestehender Kunden, daraus resultierende Gleichzeitigkeit	keine Zeitreihensimulation, Maximal-Leistungen und Gleichzeitigkeit als Input-Annahme
Flexibilitätseinsatz	Verschiedene Tarifszenarien sowie ein Szenario mit direkter Laststeuerung, daraus folgendes Lastprofil bei simulierter vollautomatischer Optimierung des Flexibilitätseinsatzes	Verschiedene Gleichzeitigkeitsfaktoren, z.B. "Smartes Netz", "Netzdienliche Einsatzweise von Verbrauchern"
Netzdaten	ENIWA Netzgebiet (NE4 bis NE6), incl. vorhandene Reservetrafoplätze und Leerschächte bei Leitungen, Startpunkt 2018	Das betrachtete Netzgebiet umfasst die gesamte Schweiz; Modellnetze (NE2 bis NE7), Startpunkt 2020
Netzausbau	- keine zusätzlichen Anschlüsse berücksichtigt - Reservekapazität zukünftiges Netz geringer als heutiges Netz (es wird nur so lange ausgebaut, bis Überlastungen vermieden werden).	- zusätzliche Netzanschlusspunkte (aufgrund steigender Haushaltszahl) bewirken zusätzliche Netzkilometer (Wurzelfaktor); - Reservekapazität zukünftiges Netz identisch wie heutiges Netz (es wird so weit zugebaut, bis der ursprüngliche Reservemargin erreicht ist).
Überlastungsgrenze	Kapazitätslimit NE5 Leitungen: 80%, Kapazitätslimit NE6 Trafos: 80%	
Kostensätze	Bei Fällen ohne Reservetrafoplätze / Kabelschächte: Polynomics Benchmarking Kosten +/- Kostendifferenz zwischen unterschiedlichen Trafos/ Kabeln; Bei Fällen mit Reservetrafoplätzen / Kabelschächten: nur Kosten der Kabel / Trafos;	Polynomics Benchmarking Kosten; Auswertung auf Basis der Kosten (real) vor Wälzung

Last	NETFLEX (ENIWA Netz)				Consentec et al. (gesamt Schweiz)			
	Einheit	Status Quo (2018)	Zero-Basis (2050)	Kommentare, Quellenangaben	Status Quo (2020)	WWB (2050)	Zero Basis (2050)	Kommentare, Quellenangaben (Seitenangaben bzgl. Consentec et al., 2022)
Alle Sektoren ohne EV&HP	[GWh]	391	325.6	Annahmen Wachstum: - Industrie: -23,4%; - Gewerbe: -27% - HH: 0% (Bevölkerung +19,6%) - Landw., öff.Gebäude : 0% - Gasheizungen: -81% - Ölheizungen: -98% - Elektro-Heizungen: 0%	51,926	47,363	37,373	Verbräuche entsprechen grundsätzlich den Prognosen aus «Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050» (Prognos AG, 2012). In die Netzberechnung gehen allerdings z.B. daraus abgeleitete Ladepunktzahlen und Wärmepumpenzahlen und -leistungen sowie PV-Anlagenzahlen und -leistungen ein -> erfolgt in Regionalisierungsschritt durch ebp.
	[%StatusQuo]		83%			91%	72%	
EV	[GWh]	0	65.4	Annahmen: - Anteil an Ges.-Mobilität von 70% - mittl. Tagesstrecke: 23,8 km - mittl. Geschwindigkeit: 42 km/h - mittl. Ladeleistung: 11 kW - Effizienz: 100km/16kWh	3,537	10,276	16,874	
	[%StatusQuo]		-			291%	477%	
HP	[GWh]	40.7	214.7	Annahme Wechselraten: - Öl -> HP: 73% - Gas -> HP: 60% - Öl -> District Heat: 25% - Gas -> District Heat: 21% (analog zu Abb. 63, Prognos et. al)	2,695	5,100	9,000	Lastsumme Wärmepumpen: siehe Tabelle 1.1
	[%StatusQuo]		528%			189%	334%	
Lastsumme	[GWh]	432	606		58,158	62,739	63,247	
	[%StatusQuo]		140%			108%	109%	
PV	[GWh]	9.4	122.2	Annahme: Ausbau von 26% des Gesamtpotentials (analog zu Tabelle 75, Prognos et. al)	2000	11,100	33,600	
	[%StatusQuo]		1300%			555%	1680%	



Lastspitze		NETFLEX (ENIWA Netz)		
	Einheit	Status Quo (2018)	Zero-Basis (2050)	Kommentare, Quellenangaben
Basis	[%StatusQuo]		193.86%	Lastspitze Gesamtnetz (NE4) => siehe Tabelle 5 für die Lastspitze im Status Quo und Tabelle 14 (Flat) für die Lastspitze im Szenario Zero-Basis
BestCase	[%StatusQuo]		157.47%	Maximal gesenkte Lastspitze => siehe Tabelle 5 für die Lastspitze im Status Quo und Tabelle 14 (DLC) für die Lastspitze im Szenario Zero-Basis
	[%ZeroBasis]		-18.77%	Maximale Senkung der Lastspitze in % im Szenario Zero-Basis => siehe Tabelle 14 (Flat) und (DLC) für die Lastspitzen im Szenario Zero-Basis

Consentec et al. (gesamt Schweiz)			
Status Quo (2020)	WWB (2050)	Zero Basis (2050)	Kommentare, Quellenangaben (Seitenangaben bzgl. Consentec et al., 2022)
	130%	151%	Lastspitze NE7 => S.64
		111%	Maximal gesenkte Lastspitze => Sensitivität Kombi Netzorientiertes Laden + Spika70%
		-27%	Maximale Senkung der Lastspitze in % im Szenario Zero-Basis => Sensitivität Kombi Netzorientiertes Laden + Spika70%

Zubau Betriebsmittel		NETFLEX (ENIWA Netz)		
	Einheit	Status Quo (2018)	Zero-Basis (2050)	Kommentare, Quellenangaben
Basis	[%Netzkilometer im StatusQuo]		14%	Stromkreiskilometer, die erweitert oder zugebaut werden müssen, als Prozent der heutigen Stromkreiskilometer => analog zu Tabelle 14 (Flat), an dieser Stelle wurden allerdings parallele Leitungen doppelt eingerechnet
BestCase	[%Netzkilometer im StatusQuo]		6%	Maximal reduzierte Anzahl überlasteter Stromkreiskilometer, die erweitert oder zugebaut werden müssen => analog zu Tabelle 14 (DLC), an dieser Stelle wurden allerdings parallele Leitungen doppelt eingerechnet
	[%ZeroBasis]		-57%	Maximale Senkung der überlasteten Netzkilometer im Szenario Zero-Basis

Consentec et al. (gesamt Schweiz)			
Status Quo (2020)	WWB (2050)	Zero Basis (2050)	Kommentare, Quellenangaben (Seitenangaben bzgl. Consentec et al., 2022)
		167%	Stromkreiskilometer, die erweitert oder zugebaut werden müssen, als Prozent der heutigen Stromkreiskilometer => S.80 / Bild 3.36
		97%	Maximal reduzierte Anzahl überlasteter Stromkreiskilometer, die erweitert oder zugebaut werden müssen => S.80 / Bild 3.36
		-42%	Maximale Senkung der überlasteten Netzkilometer im Szenario Zero-Basis => S.80 / Bild 3.36

NE6		NETFLEX (ENIWA Netz)		
	Einheit	Status Quo (2018)	Zero-Basis (2050)	Kommentare, Quellenangaben
Basis	[%Trafos im StatusQuo]		36%	Anzahl überlasteter Trafos, die erweitert oder zugebaut werden müssen, als Prozentsatz der heutigen Trafoszahl => Tabelle 14 (Flat)
BestCase	[%Trafos im StatusQuo]		26%	Maximal reduzierte Anzahl überlasteter Trafos, die erweitert oder zugebaut werden müssen => Tabelle 14 (DLC)
	[%ZeroBasis]		-28%	Maximale Verringerung der überlasteten Trafos im Szenario Zero-Basis

Consentec et al. (gesamt Schweiz)			
Status Quo (2020)	WWB (2050)	Zero Basis (2050)	Kommentare, Quellenangaben (Seitenangaben bzgl. Consentec et al., 2022)
		68%	Anzahl überlasteter Trafos, die erweitert oder zugebaut werden müssen, als Prozentsatz der heutigen Trafoszahl => S.80 / Bild 3.37
		30%	Maximal reduzierte Anzahl überlasteter Trafos, die erweitert oder zugebaut werden müssen => Sensitivität Kombination aus Netzorientiertem Laden+Spika70%, S.80 / Bild 3.36
		-56%	Maximale Verringerung der überlasteten Trafos im Szenario Zero-Basis => Sensitivität Kombination aus Netzorientiertem Laden+Spika70%



Netzkosten		NETFLEX (ENIWA Netz)		
NE5	Einheit	Status Quo (2018)	Zero-Basis (2050)	Kommentare, Quellenangaben
Basis	[%StatusQuo]		125.45%	Kosten im Vergleich zu Status Quo => Tabelle 14 (Flat)
BestCase	[%StatusQuo]		109.97%	Kosten im Vergleich zu Status Quo bei maximal reduziertem Netzausbaubedarf => Tabelle 14 (DLC)
	[%ZeroBasis]		-12.34%	Maximale Verringerung der Kosten im Szenario Zero-Basis

Consentec et al. (gesamt Schweiz)			
Status Quo (2020)	WWB (2050)	Zero Basis (2050)	Kommentare, Quellenangaben (Seitenangaben bzgl. Consentec et al., 2022)
		257%	Kosten im Vergleich zu Status Quo => p.95 beinhaltet nur Steigerung der Kostensumme für NE2-7
		187%	Kosten im Vergleich zu Status Quo bei maximal reduziertem Netzausbaubedarf => Sensitivität Smarteres Netz => p.95 beinhaltet nur Steigerung der KostenSUMME für NE2-7
		-27%	Maximale Verringerung der Kosten im Szenario Zero-Basis

NE6	Einheit	Status Quo (2018)	Zero-Basis (2050)	Kommentare, Quellenangaben
Basis	[%StatusQuo]		172.76%	Kosten im Vergleich zu Status Quo => Tabelle 14
BestCase	[%StatusQuo]		145.00%	Maximale Senkung der Kosten im Vergleich zu ZeroBasis =>Tabelle 14
	[%ZeroBasis]		-16.07%	Maximale Verringerung der Kosten im Szenario Zero-Basis

Status Quo (2020)	WWB (2050)	Zero Basis (2050)	Kommentare, Quellenangaben (Seitenangaben bzgl. Consentec et al., 2022)
	156%	148%	Kosten im Vergleich zu Status Quo => p.95 beinhaltet nur Steigerung der KostenSUMME für NE2-7
		123%	Maximale Senkung der Kosten im Vergleich zu ZeroBasis => Sensitivität Kombi Netzorientiertes Laden +SpiKa70% => Kostensenkung: S.104 / Bild 3.62 => Kosten bei ZeroBasis: S.89
		-17%	Maximale Verringerung der Kosten im Szenario Zero-Basis