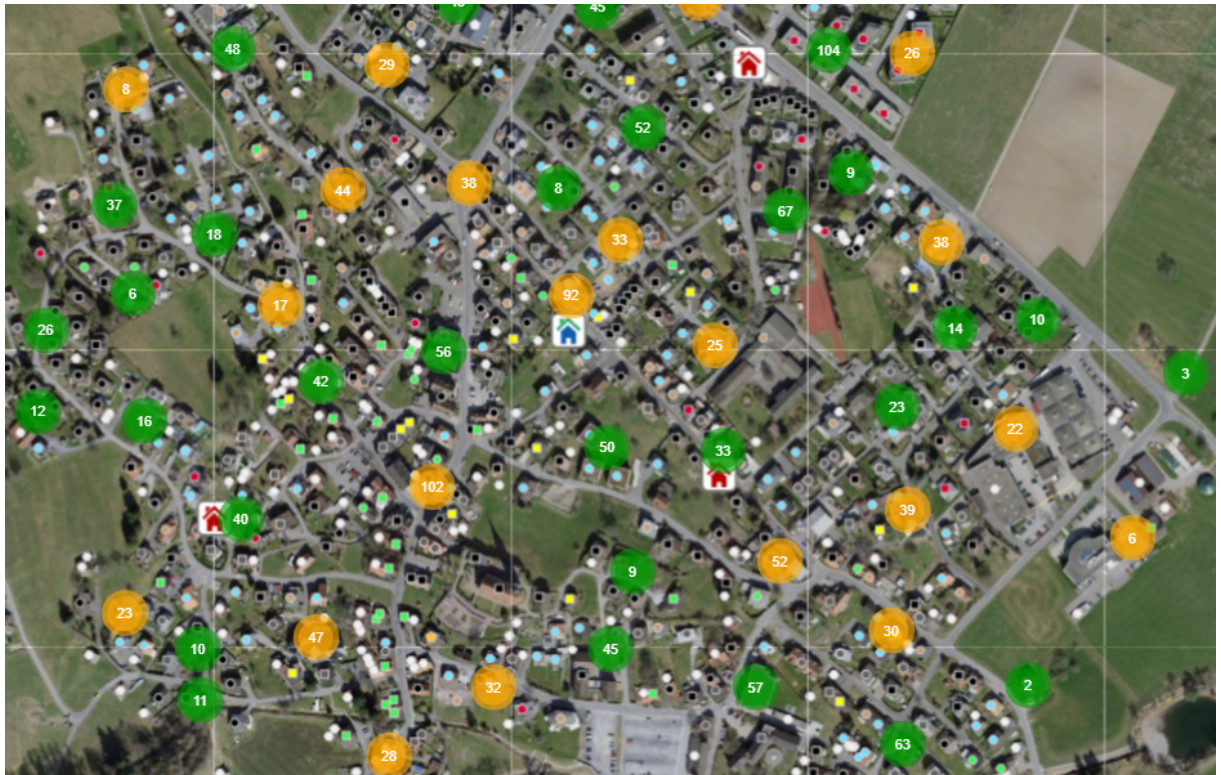




Zwischenbericht vom 5. März 2025

EkoFlex

Endkundenoptimiertes Flexibilitätsmanagement



Quelle: © ASGAL



Subventionsgeberin:

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

Subventionsempfänger/innen:

Hochschule Luzern
Technik & Architektur
Technikumstrasse 21
6048 Horw
<https://www.hslu.ch/de-ch/technik-architektur/>

ASGAL Informatik GmbH
Fürschtweg 20
8880 Walenstadt
<https://asgal.ch>

Technische Betriebe Vilters-Wangs
Vilterserstrasse 60
7323 Wangs
<https://www.vilters-wangs.ch/aemter/30218>

Hochschule Luzern
Wirtschaft IKM
Zentralstrasse 9
6002 Luzern
<https://www.hslu.ch/de-ch/wirtschaft/>

Autor/in:

Guido Kniesel, HSLU, guido.kniesel@hslu.ch
Andreas Melillo, HSLU, andreas.melillo@hslu.ch
Larissa Dahinden, HSLU, larissa.dahinden@hslu.ch
Manuel Vogel, HSLU, manuel.vogel@hslu.ch
Thomas Gall, ASGAL Informatik GmbH, thomas.gall@asgal.ch

BFE-Projektbegleitung:

Karin Söderström, karin.soederstroem@bfe.admin.ch
Roland Brüniger, roland.brueeniger@brueniger.swiss

BFE-Vertragsnummer: SI/502686-01

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



Zusammenfassung

Ausgangslage

Im BFE P+D Vorgängerprojekt GIASSES wurden die technischen Voraussetzungen für die Nutzung von Flexibilitäten geschaffen und in einer realen Netzumgebung implementiert und getestet. Um das volle Potential der Flexibilitäten für eine sinnvolle Lastverschiebung – und damit eine Reduzierung des Bedarfs an Netzausbau – auszuschöpfen, bedarf es der Einbeziehung der Eigentümer der Flexibilitäten. Im BFE P+D Projekt EkoFlex werden als logische Weiterentwicklung verschiedene Geschäftsmodelle unter Einbezug der Eigentümer definiert und in einem Testbetrieb evaluiert, um den grösstmöglichen Nutzen zur Entlastung der Netze zu erzielen.

Ziele

Hauptziel des Vorhabens ist die Demonstration und Umsetzung eines multifaktoriell optimierten Flexibilitätsmanagements. Durch Einbeziehung und Abgleich der EVU-Interessen, der Kundenakzeptanz und des -verhaltens hinsichtlich netzdienlicher Bereitstellung von Flexibilitäten soll die Reduktion von Lastspitzen und somit der Bedarf an Netzverstärkung im grösstmöglichen Ausmass reduziert werden. Des Weiteren sollen die bestehenden Algorithmen für die Disaggregation, Vorhersage und Lastverschiebung optimiert und ein dazugehöriger MLOps-Workflow entwickelt und implementiert werden.

Herangehensweise

Es wurden Demand Response (DR)-Programme untersucht, um den Stromverbrauch effektiver zu steuern und Lastspitzen zu reduzieren. Dabei wurden sowohl preisbasierte als auch belohnungsbasierte DR-Programme betrachtet. Die Methode umfasste qualitative Interviews, um die Einstellung der Endkunden zu diesen Programmen zu verstehen. Hinsichtlich der Algorithmen zur Vorhersage und der Disaggregation wurden Massnahmen zur Optimierung durchgeführt. Der qualitative Teil der Studie wurde mittels Leitfadeninterviews durchgeführt, während die Ergebnisse im nächsten Schritt durch eine quantitative Befragung untermauert werden sollen.

Wichtigste Ergebnisse

Die Ergebnisse zeigen, dass ein erhebliches Anpassungspotenzial in den Gewohnheiten der Verbraucher besteht, wenn geeignete Tarife und Belohnungen angeboten werden. Finanzielle Anreize sind ein wesentlicher Motivator für die Anpassung des Verbraucherverhaltens, aber auch weitere Anreize, wie z.B. ökologische Vorteile. Bei der Entwicklung technischer Lösungen wurden geringfügige Fortschritte bei der Entwicklung neuer Modelle für die Disaggregation von Wärmepumpen-Lastgängen in Einfamilienhäusern (EFH) erzielt. Um der Herausforderung fehlender Ground Truth Daten bei EFH weiter zu begegnen, wird ein Ansatz mit separaten Sommer- und Wintermodellen verfolgt. Erweiterungen des Vorhersagealgorithmus für Wärmepumpen führten zu einer moderaten Steigerung der Genauigkeit, die Integration der Komponente EV-Ladestation ist vorbereitet.

Schlussfolgerungen

Das Projekt verdeutlicht die Bedeutung einer benutzerfreundlichen und verständlichen Kommunikation von DR-Programmen zur Erhöhung der Teilnahmebereitschaft unter den Endkunden. Die Motivation für eine aktive Teilnahme kann durch die Integration von individuellen Werten und Zielen der Kunden, welche die finanziellen Anreize ergänzen, weiter gesteigert werden. Die Erkenntnisse aus der qualitativen Befragung stellen eine Grundlage dar, die durch eine quantitative Studie validiert wird, um repräsentative Empfehlungen abzuleiten. Die fortlaufende Optimierung der technischen Lösungen im Bereich der Disaggregation, Vorhersage und Lastverschiebung sind entscheidend, um das volle Potenzial der Flexibilitäten in Energiesystemen zu nutzen und eine nachhaltige Integration erneuerbarer Energien zu fördern.



Résumé

Situation de départ

Dans le projet précédent GIASSES de l'OFEN P+D, les conditions techniques pour l'utilisation des flexibilités ont été créées, mises en œuvre et testées dans un environnement de réseau réel. Afin d'exploiter tout le potentiel des flexibilités pour un déplacement judicieux de la charge - et donc une réduction du besoin d'extension du réseau -, il est nécessaire d'impliquer les propriétaires des flexibilités. Dans le projet P+D EkoFlex de l'OFEN, différents modèles commerciaux impliquant les propriétaires sont définis en tant qu'évolution logique et évalués dans le cadre d'une exploitation test afin d'obtenir le plus grand bénéfice possible pour décharger les réseaux.

Objectifs

L'objectif principal du projet est de démontrer et de mettre en œuvre une gestion de la flexibilité optimisée de manière multifactorielle. La prise en compte et l'harmonisation des intérêts des EAE, de l'acceptation et du comportement des clients en matière de mise à disposition de flexibilités utiles au réseau doivent permettre de réduire au maximum la réduction des pics de charge et donc le besoin de renforcement du réseau. En outre, les algorithmes existants pour la désagrégation, la prévision et le déplacement de charge doivent être optimisés et un flux de travail MLOps correspondant doit être développé et mis en œuvre.

Approche

Des programmes de réponse à la demande (Demand Response, DR) ont été étudiés afin de gérer plus efficacement la consommation d'électricité et de réduire les pics de charge. Les programmes de DR basés sur les prix et ceux basés sur les récompenses ont été considérés. La méthode comprenait des entretiens qualitatifs afin de comprendre l'attitude des clients finaux vis-à-vis de ces programmes. En ce qui concerne les algorithmes de prédiction et de désagrégation, des mesures d'optimisation ont été mises en œuvre. La partie qualitative de l'étude a été réalisée à l'aide d'interviews guidées, tandis que les résultats seront étayés par une enquête quantitative dans la prochaine étape.

Principaux résultats

Les résultats montrent qu'il existe un potentiel d'adaptation considérable dans les habitudes des consommateurs si des tarifs et des récompenses appropriés sont proposés. Les incitations financières sont une motivation essentielle pour l'adaptation du comportement des consommateurs, mais d'autres incitations, tels que les avantages écologiques, le sont également. En ce qui concerne le développement de solutions techniques, des progrès mineurs ont été réalisés dans la mise au point de nouveaux modèles pour la désagrégation des courbes de charge des pompes à chaleur dans les maisons individuelles (MI). Pour continuer à relever le défi du manque de données réelles issues du terrain dans les maisons individuelles, une approche avec des modèles d'été et d'hiver séparés est en cours. Les extensions de l'algorithme de prévision pour les pompes à chaleur ont permis d'augmenter modérément la précision, et l'intégration du composant de la station de recharge VE est en préparation.

Conclusions

Le projet met en évidence l'importance d'une communication conviviale et compréhensible des programmes de DR pour augmenter la volonté de participation parmi les clients finaux. La motivation pour une participation active peut encore être renforcée par l'intégration des valeurs et des objectifs individuels des clients, qui complètent les incitations financières. Les conclusions de l'enquête qualitative constituent une base qui sera validée par une étude quantitative afin d'en déduire des recommandations représentatives. L'optimisation continue des solutions techniques dans le domaine de la désagrégation, de la prévision et du déplacement de la charge est essentielle pour exploiter le plein potentiel des flexibilités dans les systèmes énergétiques et pour promouvoir une intégration durable des énergies renouvelables.



Summary

Background

In the BFE P+D predecessor project GIASSES, the technical requirements for the use of flexibilities were created and implemented and tested in a real grid environment. In order to exploit the full potential of flexibilities for meaningful load shifting – and thus a reduction in the need for grid expansion – the involvement of the owners of the flexibilities is required. In the BFE P+D project EkoFlex, various business models involving the owners are defined and evaluated in a test operation as a logical further development to achieve the greatest possible benefit for relieving the networks.

Goals

The main objective of the project is to demonstrate and implement a multifactor optimized flexibility management. By including and balancing the interests of the energy supply companies, customer acceptance and behaviour regarding the provision of flexibilities that benefit the grid, the reduction of load peaks and thus the need for grid reinforcement is to be reduced to the greatest possible extent. Furthermore, the existing algorithms for disaggregation, forecasting and load shifting are to be optimized and an associated MLOps workflow is to be developed and implemented.

Approach

Demand Response (DR) programs were examined to control electricity consumption more effectively and reduce peak loads. Both price-based and reward-based DR programs were considered. The methodology included qualitative interviews to understand the attitude of end customers towards these programs. Optimization measures were carried out regarding the algorithms for prediction and disaggregation. The qualitative part of the study was conducted by means of guided interviews, while the results are to be underpinned by a quantitative survey in the next step.

Key findings

The results show that there is significant potential for adapting consumer habits if appropriate tariffs and rewards are offered. Financial incentives are a key motivator for adapting consumer behaviour, but so are other incentives, such as environmental benefits. In the development of technical solutions, minor progress has been made in the development of new models for the disaggregation of heat pump load profiles in single-family homes (SFHs). To further address the challenge of a lack of ground truth data for SFHs, an approach with separate summer and winter models is being pursued. Extensions to the heat pump forecasting algorithm led to a moderate increase in accuracy, and the integration of the EV charging station component has been prepared.

Conclusions

The project highlights the importance of user-friendly and comprehensible communication of DR programs to increase end customers' willingness to participate. Motivation for active participation can be further increased by integrating the customers' individual values and goals, which complement financial incentives. The findings from the qualitative survey provide a basis that will be validated by a quantitative study to derive representative recommendations. The continuous optimization of technical solutions in the areas of disaggregation, forecasting and load shifting is crucial to exploiting the full potential of flexibilities in energy systems and promoting the sustainable integration of renewable energies.



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	3
Résumé	4
Summary	5
1 Einleitung	7
1.1 Kontext und Motivation	7
1.2 Projektziele	7
2 Vorgehen, Methode, Ergebnisse und Diskussion	9
2.1 Auswahl Steuerungsszenarien & Businessmodelle	9
2.2 Qualitative Befragung	12
2.3 Bereitstellung Benutzeroberfläche	19
2.4 Machine Learning Operations (MLOps)	21
2.5 Optimierung Disaggregation	21
2.6 Optimierung Vorhersage	24
2.7 Optimierung Lastverschiebung	25
3 Schlussfolgerungen und Ausblick	30
3.1 Disaggregation	30
3.2 Vorhersage & Lastverschiebung	30
3.3 MLOps	30
3.4 Qualitative und Quantitative Befragung	30
3.5 Durchführung und Auswertung Testbetrieb	31
4 Abkürzungsverzeichnis	32
5 Publikationen und andere Kommunikation	33
6 Literaturverzeichnis	34
7 Abbildungsverzeichnis	35
8 Anhang	36



1 Einleitung

1.1 Kontext und Motivation

Die zunehmende Integration von Smart Metern und dezentralen Energiequellen in das Stromnetz bietet vielfältige Möglichkeiten zur Nutzung von Flexibilitäten. Diese Flexibilitäten können dazu beitragen, Lastspitzen zu glätten und den Bedarf an Netzausbau zu reduzieren. Das BFE P+D Projekt GİASES hat bereits die technischen Voraussetzungen für die Nutzung von Flexibilitäten geschaffen und in einer realen Netzumgebung implementiert und getestet. Um das volle Potential dieser Flexibilitäten auszu-schöpfen, ist es jedoch notwendig, die Eigentümer der Flexibilitäten aktiv einzubeziehen.

Das vorliegende Projekt EkoFlex zielt darauf ab, verschiedene Geschäftsmodelle unter Einbezug der Endkunden zu definieren und zu evaluieren. Diese Modelle sollen dazu beitragen, die Rahmenbedin-gungen und technischen Voraussetzungen für die Nutzung von Flexibilitäten optimal zu gestalten und den grösstmöglichen Nutzen zur Entlastung der Netze zu erzielen. Mithilfe des Kundenportals der AS-GAL Informatik GmbH soll die Kundeninteraktion realisiert werden. Durch aktive Freigabe von Kunden-Flexibilitäten werden verschiedene Geschäftsmodelle getestet, um eine optimale Nutzung zu ermögli-chen. Ein Hauptziel ist die Vereinbarung der EVU-Interessen mit den Kundenwünschen.

Die Motivation für dieses Projekt basiert auf den positiven Ergebnissen aus dem GİASES-Projekt und der langjährigen fruchtbaren Zusammenarbeit des Kernteams. Diese Ausgangslage bietet eine optimale Basis für die Entwicklung eines endkundenoptimierten Flexibilitätsmanagements. Ziel ist es, die zur Verfügung stehenden Flexibilitäten optimal zu nutzen und diese in einen Flexibilitäten-Markt zu integrieren. Weiter soll untersucht werden, wie die verschiedenen Interessen optimal in einem Markt berück-sichtigt werden können und welche Auswirkungen sich aus den verschiedenen Business-Modellen für die unterschiedlichen Akteure ergeben. Insgesamt steht am Ende eine vollumfassende, erprobte Flexi-bilitäts-Lösung von A bis Z zur Verfügung, die von Multikomponentenerkennung aus Smart-Meter-Daten bis zur Preisgestaltung reicht.

Durch dieses Projekt soll nicht nur das technische Potential der Flexibilitäten genutzt werden, sondern auch die Akzeptanz und das Verhalten der Endkunden im Hinblick auf netzdienliche Bereitstellung von Flexibilitäten untersucht und optimiert werden. Dies ist entscheidend, um eine breite und nachhaltige Nutzung dieser Technologien zu erreichen und damit die Lastspitzen im Stromnetz effektiv zu reduzie-ren.

1.2 Projektziele

Hauptziel des Vorhabens ist die Demonstration und Umsetzung eines multifaktoriell optimierten Flexi-bilitätsmanagements. Durch Einbeziehung und Abgleich der EVU-Interessen, der Kundenakzeptanz und des -verhaltens hinsichtlich netzdienlicher Bereitstellung von Flexibilitäten soll die Reduktion von Lastspitzen und somit der Bedarf an Netzverstärkung im grösstmöglichen Ausmass reduziert werden.

Dies umfasst im Einzelnen folgende Ziele:

- Erweiterung des bestehenden Kundenportals der ASGAL Informatik GmbH für die aktive Be-reitstellung von Flexibilitäten sowie die Visualisierung der tatsächlichen Nutzung der bereitge-stellten Flexibilitäten
- Entwicklung von Entschädigungsmodellen für die Bereitstellung von Flexibilitätsdiensten durch Endkunden unter Berücksichtigung der tatsächlichen Nutzung
- Entkopplung der Tarifmodelle von neuen Modellen zur Flexibilitätsentschädigung
- Aufbau und Testen einer Methodik, um Flexibilitäten (vor allem Wärmepumpen) nutzbar zu ma-chen durch koordiniertes Schalten von Systemen von Endkunden
- Demonstration der Zugriffsmöglichkeit auf das Flexibilitätspotentials durch den Einsatz der in den Vorprojekten GİASES und NILM4BAL entwickelten Verfahren



- Analyse der Kosteneinsparmöglichkeit (Energieverkauf, Spitzenlastkompensation, Kostenersparnis Netzausbau) und Energieeinsparmöglichkeiten
- Optimierung der bestehenden Algorithmen für die Disaggregation und Vorhersage. Durch die Verfügbarkeit zusätzlicher Trainings-Daten, der bevorstehenden Veränderungen in den Mengengerüsten sowie den Erkenntnissen aus der kontinuierlichen Validierung besteht ein wertvolles Potential die Algorithmen weiter zu verbessern.
- Integration von MLOps zur Schaffung eines stabilen und effizienten Systems für den kompletten ML-Entwicklungsprozesse, um die notwendige fortlaufende Optimierung, Bereitstellung, Aktualisierung und Validierung der Algorithmen bzw. ML-Modelle zu ermöglichen. Hierbei ist ein weiteres wichtiges Ziel die Qualitätssicherung, sowohl hinsichtlich der Modellperformance als auch hinsichtlich der Datensicherheit und des Datenschutzes.
- Bestimmung von Faktoren, welche die Akzeptanz zur Nutzung von Flexibilitäten beeinflussen. Dabei sollen die Partizipationsmöglichkeiten der diversen Nutzergruppen berücksichtigt werden und die Wirksamkeit der Massnahmen aus Sicht der Akteure evaluiert werden.



2 Vorgehen, Methode, Ergebnisse und Diskussion

2.1 Auswahl Steuerungsszenarien & Businessmodelle

Ausgangslage, Vorgehen und Methode

Der Strombedarf in Haushalten ist nicht gleichmässig über den Tag verteilt. Beziehen viele Haushalte gleichzeitig Strom, entstehen Lastspitzen. Massnahmen zur Netzentlastung, die die Absicht haben, Verbrauchsmuster zu verändern, werden als Demand Response (DR) bezeichnet [1]. Solche Massnahmen sind auch geeignet, die Unsicherheiten, die durch den erhöhten Einsatz von Solarenergie und deren Wetterabhängigkeit und dadurch sehr ungleichmässige Produktion, teilweise auszugleichen [2]. Diese Programme können in preisbasierte und belohnungsbasierte DR-Programme aufgeteilt werden [3]. Abbildung 1 und Abbildung 2 beschreiben die entsprechenden Programme:

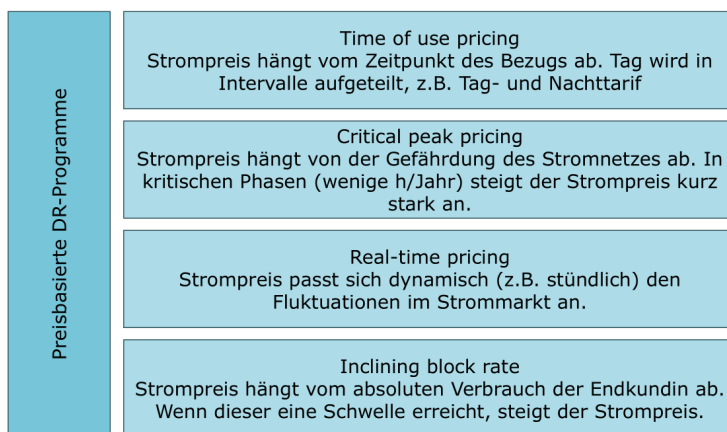


Abbildung 1: Übersicht über preisbasierte DR-Programme [3]

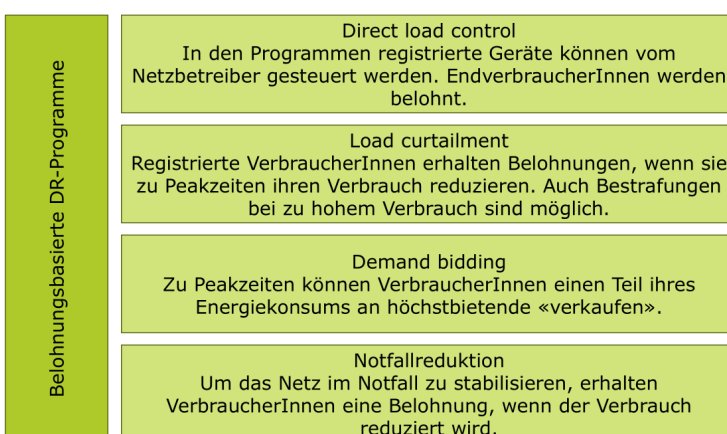


Abbildung 2: Übersicht über belohnungsbasierte DR-Programme [3]

Neben der Technologie wird auch immer wieder die Wichtigkeit von Endverbraucher*innen bei der Implementierung von Lösungen betont [4]. Je nach Intensität der nötigen Kooperation - manuelle DR erfordert aktive Rolle der VerbraucherInnen, während automatische Systeme im Hintergrund operieren - werden verschiedene kritische Voraussetzungen wichtig. Eine Balance zwischen manuellen und automatischen Massnahmen hilft dabei, die besten Ergebnisse in Bezug auf Kontrolle über Komfort und Kosten zu erzielen.



Themenblock 1: Tarifmodelle / Preisbasierte DR-Programme

In der qualitativen Befragung wurden vier preisbasierte DR-Programme abgefragt. Der Einheitstarif als Baseline-Bedingung, zwei Time of Use Pricing Modelle (Tag-Nacht Tarif und zwei Zeitblöcke mit Niedertarif, genauer angepasst auf die Peaks zwischen 5 und 9 Uhr morgens und abends), sowie real-time Pricing bzw. dynamische Preismodelle.

Themenblock 2: Belohnungsbasierte DR-Programme

Im zweiten Block wurden zwei belohnungsbasierte DR-Programme abgefragt, Direct Load Control (Rundsteuerung), und Load Curtailment (Bonus). Umgesetzt wurden Time of Use Pricing (Flex Tarif), Direct Load control (WP- und Boilertarif), und Load Curtailment (Belohnung für KundInnen mit eigener Ladestation, die – manuell, bzw. selbst mit App gesteuert und nicht vom Elektrizitätswerk (EW) beeinflusst – nicht zwischen 5 und 9 genutzt wird). Prinzipiell kann man Batteriespeicher auch als Load Curtailment betrachten, auch wenn aktuell nicht überprüft wird, ob diese netzdienlich genutzt werden.

Ergebnisse und Diskussion

Folgende Tarifmodelle wurden entwickelt und den Kunden ab 2025 zur Auswahl gestellt:

Netz- und Energietarife 2025 (Preise exkl. MwSt.)					
Ab dem Tarifjahr 2025 wird zum bestehenden Einheitstarif ein neues Zeitenmodell für alle Kundengruppen eingeführt. Von Montag – Freitag gelten für den Netz- und Energiebezug von 05.00 – 09.00 Uhr sowie von 17.00 – 21.00 Uhr ein neuer "Wirkstrom Flex Plus"-Tarif. In den restlichen Zeiten also tagsüber und am Wochenende, gilt der Tarif "Wirkstrom Flex". Das neue Zeitenmodell soll zum aktiven Lastenmanagement der Technischen Betriebe Vilters-Wangs (TBVW) beitragen. Während den "Flex Plus"-Zeiten versuchen die TBVW, Lastspitzen abzufachen und/oder zeitlich zu verschieben. So werden beispielsweise Wärmepumpen und Boiler auch tagsüber eingeschaltet, wenn die Sonne viel Energie liefert oder die Energielage günstig ist. Alle Endverbraucher können zur besseren Verteilung und Belastung des Netzes beitragen, indem sie in den "5 bis 9"-Zeiten auf hohe Energieverbraucher verzichten. Verschieben Sie beispielsweise die Nutzung von Wasch- und Spülmaschinen auf die günstigeren "Flex"-Zeiten					
Kundengruppe	Haushalt Basis	Haushalt Flex	Gewerbe NE7	Industrie NE7	Industrie NE5
Anwendung	< 50 MWh	< 50 MWh	> 50 MWh Leistungsmessung	> 100 MWh Leistungsmessung	> 100 MWh Leistungsmessung
Grundpreis Strom Fr./Mt.	8.00	8.00	25.00	25.00	25.00
Netznutzung Rp./kWh					
N Wirkstrom Flex Plus	9.61	9.61	6.89	5.74	4.06
N Wirkstrom Flex	9.61	9.19	6.69	5.57	3.98
Systemdienstleistung SDL	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55
Stromreserve	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23
Leistungspreis Fr./kW/Mt.			9.25	9.25	9.25
Blindenergie Rp./kvarh			0.35	0.35	0.35
Abgaben Rp./kWh					
Nutzungsabgabe KAL	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60
Bundesabgaben Art. 35 EnG	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30
Energie Rp./kWh					
E Wirkstrom Flex Plus	11.29	11.29	10.81	10.81	10.81
E Wirkstrom Flex	11.29	11.16	10.74	10.74	10.74
Total Flex Plus Rp./kWh	24.58	24.58	21.37	20.23	18.55
Total Flex Rp./kWh	24.58	24.03	21.10	19.99	18.40

Abbildung 3: Netz und Energietarife 2025 [5]



Vergütung erneuerbare Energien (Preise exkl. MwSt.)		
Rücklieferung Einheitspreis Winter (1. und 4. Quartal)	Rp./kWh	9.00
Rücklieferung Einheitspreis Sommer (2. und 3. Quartal)	Rp./kWh	6.00
Ökologischer Mehrwert, nur mit Übergabe der HKN an die TBVW (ganzes Jahr)	Rp./kWh	1.90

Abbildung 4: Vergütung erneuerbare Energien [5]

Tarifzeiten Netz und Energie	Bestimmungen
N/E Wirkstrom Flex Plus	Montag – Freitag, von 05.00 – 09.00 Uhr und von 17.00 – 21.00 Uhr
N/E Wirkstrom Flex	Restliche Zeit, tagsüber und am Wochenende

Abbildung 5: Tarifzeiten Netz und Energie – Bestimmungen [5]

Bonus auf den Netznutzungs-Tarif N Wirkstrom "Flex Plus" und "Flex" (Preise exkl. MwSt.)			
Kundinnen und Kunden der Verbrauchsgruppe "Haushalt Flex" erhalten einen Bonus ausschliesslich auf die Netznutzungs-Tarife N Wirkstrom "Flex Plus" und "Flex", wenn Sie den TBVW erlauben, ihre Wasserwärmer (Elektroboiler), Wärmepumpen, Batterien (mit PV-Anlage) und E-Ladestationen aktiv zu steuern. Der Bonus "Flex-E-Ladestation" und "Flex-Batterie" können zum Flex Boiler oder Flex Wärmepumpe kumuliert werden. Für Kunden, die sowohl einen Wasserwärmer als auch eine Wärmepumpe betreiben, wird nur der Bonus "Flex-Wärmepumpe" gewährt. Eine Kombination des "Flex-Boiler"- und des "Flex-Wärmepumpe"-Bonus ist nicht möglich.			
Flex-Boiler	Bonus auf Netznutzungs-Tarif N Wirkstrom "Flex Plus" und "Flex" Kunden, die den TBVW ihren Wasserwärmer (z.B. Elektroboiler), zur aktiven Steuerung überlassen, erhalten einen Bonus auf den Tarif N Wirkstrom. Der Energieverbrauch des Wasserwärmers wird dabei nicht separat gemessen. Der Bonus gilt nur für Wasserwärmer, die elektrische Energie als Hauptheizquelle nutzen. Kunden mit einem aktuellen Boiler-Tarif werden automatisch umgestellt. Neuanmeldungen müssen schriftlich an technische.betriebe@vilters-wangs.ch erfolgen.	Rp./kWh	-0.50
Flex-Wärmepumpe	Bonus auf Netznutzungs-Tarif N Wirkstrom "Flex Plus" und "Flex" Kunden, die den TBVW ihre Wärmeanlage (Wärmepumpe) zur aktiven Steuerung überlassen, erhalten einen Bonus auf den Tarif N Wirkstrom. Der schaltbare Verbraucher muss Smart Grid Ready (SG-Ready) sein, der Energieverbrauch wird dabei nicht separat gemessen. Kunden mit einem aktuellen Wärmepumpen-Tarif werden automatisch umgestellt. Neuanmeldungen müssen schriftlich an technische.betriebe@vilters-wangs.ch erfolgen.	Rp./kWh	-0.50
Flex-E-Ladestation ohne Lastmanagement	Bonus pro Messpunkt für Ladestationen Kunden, die den TBVW ihre Ladestation zur aktiven Steuerung überlassen oder während den "Flex Plus"-Zeiten keine Fahrzeuge laden, erhalten einen Bonus. Bedingung: Monatlich maximal drei Ladevorgänge zwischen "5 bis 9"-Zeiten zulässig. Neuanmeldungen müssen schriftlich an technische.betriebe@vilters-wangs.ch erfolgen.	Fr./a	-60.00
Flex E-Ladestation mit Lastmanagement	Bonus pro Messpunkt für Ladestationen Kunden, die den TBVW ihre Ladeinfrastruktur zur aktiven Steuerung überlassen oder während den "Flex Plus"-Zeiten keine Fahrzeuge laden, erhalten einen Bonus. Bedingung: Ladeleistung wird zwischen "5 bis 9"-Zeiten auf 30% reduziert. Preiseinteilung pro aktive Ladestation (LS): 2 - 5 LS CHF 90.00, 6 - 10 CHF 120.00, 11 - 20 CHF 150.00 ab 21 LS CHF 180.00 Neuanmeldungen müssen schriftlich an technische.betriebe@vilters-wangs.ch erfolgen.	Fr./a	-90.00 bis -180.00
Flex-Batterie	Bonus auf Batterielösung in Kombination mit einer PV-Anlage Batterielösungen (> 3.6 kVA) die in Kombination mit einer PV-Anlage netzdienlich eingesetzt werden, erhalten einen Bonus. Neuanmeldungen müssen schriftlich an technische.betriebe@vilters-wangs.ch erfolgen.	Fr./a	-60.00

Abbildung 6: Bonus auf den Netznutzungs-Tarif N Wirkstrom "Flex Plus" und "Flex" [5]. Der Ansatz für die Boni-Beträge ist ein erster Versuch, um die Reaktionen der Kunden auszuwerten.

Mit den neu eingeführten Tarif-Modellen soll das Ziel eines wirksamen Peak Shavings erreicht werden (siehe Kapitel 2.7)



2.2 Qualitative Befragung

Methode und Ablauf

Die Interviews wurden mit sechs KundInnen der Technischen Betriebe Vilters-Wangs, die Pretests mit zwei zielgruppennahen Personen aus anderen Regionen in der Schweiz geführt. Dazu wurde im Vorfeld ein Interviewleitfaden erstellt. Dieser stellt sicher, dass alle zentralen Themen der Untersuchung abgefragt wurden. Gleichzeitig besteht ausreichend Flexibilität, auf individuelle Themen vertieft einzugehen. Diese Art der Interviews ermöglicht es, individuelle Perspektiven zu erfassen, und eine möglichst diverse Bandbreite von Erfahrungen und Meinungen zu erheben.

Potenzielle Interviewpartner*innen wurden per E-Mail zur Teilnahme an einem Forschungsprojekt eingeladen. Das Ziel war die Befragung von Personen aus verschiedenen Kundengruppen, wobei Hausbesitzende aufgrund der hohen Entscheidungsfreiheit und der grösseren Verfügbarkeit von Flexibilitäten den Fokus der Befragung darstellten. Daneben wurden Mietende und Besitzende in Mehrfamilienhäusern sowie Geschäftskunden abgedeckt.

Die Interviews wurden online durchgeführt, um den Bedürfnissen und Verfügbarkeiten der Interviewpartner*innen entgegenzukommen. Alle Gespräche wurden aufgezeichnet, um eine spätere Transkription und Auswertung zu ermöglichen. Vor Beginn der Interviews wurde die Zustimmung zur Aufnahme und Verwendung der Daten eingeholt. Weiter wurde während des gesamten Forschungsprozesses sichergestellt, dass die Daten anonymisiert und vertraulich behandelt werden. Die Teilnahme erfolgte auf freiwilliger Basis ohne Kompensation. Die Interviews dauerten jeweils zwischen 45 und 60 Minuten.

Im Vorfeld der Interviews erhielten die Teilnehmenden die Information, dass sich das Interview auf die Stromnutzung in ihrem Haushalt bezieht. Die Teilnehmenden sollten aber möglichst spontan antworten, weshalb auf ausführliche Informationen im Vorfeld verzichtet wurde. Der grobe Ablauf der Interviews erfolgte in drei Teilen, orientiert an den Schritten eines Interviews nach Yeo et al. [6]. In der Einleitung wurden die Teilnehmenden begrüsst, der Zweck der Studie erklärt, und die Zustimmung zur Teilnahme und Aufnahme des Gesprächs eingeholt. Die Aufnahme wurde nach diesem Teil gestartet. Im inhaltlichen Teil wurden die Fragen aus dem Leitfaden besprochen. Die Fragen begannen dabei beim eigenen Haushalt, um zu Beginn einen Kontext zu schaffen, und gingen dann mehr in die Tiefe. Im Abschluss wurden allfällige Fragen oder Kommentare der Teilnehmenden aufgegriffen, das Interview endete mit der Verabschiedung.

Die qualitative Befragung wurde in Form von Leitfadeninterviews nach Helfferich [7] durchgeführt. Der Leitfaden soll dabei so offen wie möglich gestaltet werden, um die subjektive Wahrheit der Interviewten bestmöglich abzubilden. Der inhaltliche Teil des Leitfadens wurde in die folgenden Themen gegliedert:

Themenblock 1: Tarifmodelle / Preisbasierte DR-Programme

Abgefragt wurden vier Tarife. Der Einheitstarif als Baseline-Bedingung, zwei Time of Use Pricing Modelle (Tag-Nacht Tarif und zwei Zeitblöcke mit Niedertarif, genauer angepasst auf die Peaks zwischen 5 und 9 Uhr morgens und abends), sowie real-time Pricing bzw. dynamische Preismodelle.

- Welche Tarifmodelle finden die Befragten für ihre Lebensumstände geeignet und welche nicht?
- In welchen Situationen und unter welchen Voraussetzungen würden sie sich für einen Tarif entscheiden?
- Wie müsste die Kommunikation aus ihrer Sicht stattfinden?

Themenblock 2: Belohnungsbasierte DR-Programme

Im zweiten Block wurden zwei belohnungsbasierte DR-Programme abgefragt, Direct Load Control, und Load Curtailment.



- Wie schätzen Befragte Direct Load Control und Load Curtailment Programme ein?
- Welche Flexibilitäten würden sie jeweils für die Programme als geeignet betrachten?
- Wie müsste die Kommunikation aus ihrer Sicht stattfinden?

Themenblock 3: Motivatoren für Teilnahme an DR-Programmen

Als letztes wurden übergreifend für alle Programme Motivatoren abgefragt, die, neben einer finanziellen Entschädigung, zur Teilnahme bewegen könnten.

Welche nicht-monetären Beweggründe könnten für eine (aktive) Teilnahme an DR-Programmen (Preis- oder Belohnungsbasiert) motivieren?

Es wurden zwei Pretests mit zielgruppennahen Personen aus anderen Regionen durchgeführt, um die Dauer der Interviews zu ermitteln, und Unklarheiten und Verbesserungspotenzial im Leitfaden zu identifizieren. Es wurden wenige Änderungen in der Formulierung von Fragen vorgenommen, ein Tarif genauer definiert, und einige Fragen gekürzt. Relevante Aussagen aus den Pretests werden in die Auswertung einbezogen.

Datenverarbeitung und -auswertung

Für das Erstellen der Transkripte wurde die KI-basierte Software noScribe [8] genutzt, welche auch Schweizerdeutsch erkennt und transkribieren kann. Dabei werden die Dialekte ins Hochdeutsche übertragen. Die Software läuft lokal, und sendet dabei keine Audiodateien ins Internet [8]. Damit ist die Vertraulichkeit der Aufnahmen gewährleistet.

Die automatisch generierten Transkripte wurden von den Forschenden vollständig kontrolliert und nötigenfalls korrigiert. Die Texte wurden in diesem Schritt nach dem Prinzip der inhaltlich-semantischen Transkription [9] geglättet. Dabei stand der Inhalt des Gesagten im Vordergrund, weshalb zusätzlich abgebrochene Halbsätze weggelassen, sofern sie keine inhaltliche Relevanz besaßen, und Pausen nicht markiert, sowie nonverbale Äusserungen nicht zusätzlich gekennzeichnet wurden. In diesem Schritt wurden die Transkripte anonymisiert. Für die Anonymisierung wurden Namen von Personen, Orten, etc., welche Rückschlüsse auf individuelle Personen zulassen, durch ein Pseudonym ersetzt.

Die Analyse des Datenmaterials wurde mit Hilfe der Software MAXQDA [10] durchgeführt. Die Auswertung wurde mittels einer qualitativen, strukturierenden Inhaltsanalyse nach Mayring und Fenzl [11] durchgeführt. Diese Auswertungsmethode ermöglicht eine präzise Analyse des Interviewmaterials, um Muster zu erkennen. Der verwendete Codierleitfaden, wurde deduktiv, also vor der Auswertung und auf theoretischen Annahmen erstellt. Im Laufe der Auswertung wurde er bei Bedarf durch induktiv gebildete Kategorien, basierend auf den in den Interviews gewonnenen Erkenntnissen, ergänzt (siehe auch [12]). Die deduktiven Kategorien basieren auf den Themen des Leitfadens.

Resultate

Trotz der niedrigen Strompreise in der Schweiz werden Gewohnheiten und Routinen also angepasst, wenn entsprechende Tarife oder eine Verfügbarkeit von eigenem Solarstrom gegeben sind. Auch kleine Einsparungen können wirksam sein, um Routinen zu verändern. Bei der Frage nach der eigenen Präferenz von Tarifmodellen haben die Befragten sogar oft explizit den Tarif gewählt, von dem sie sich den grössten **finanziellen Nutzen** versprochen.

Auch bei dem befragten Geschäftskunden ging es primär um eine **Kosten-Nutzen-Optimierung**. Diese spielte die grösste Rolle im Unternehmenskontext, hinter der Sicherstellung der Qualität der Arbeit. Wenn diese unter einem Abwarten auf günstigeren Strom leiden würde, werden Kosten sekundär. «Die [Maschine] hat jetzt einfach Priorität, weil das [Produkt] ist mir wichtiger. Dann nehme ich die höhere Stromrechnung in Kauf.» (Interview 6, Pos 14). Daneben war ein Einheitstarif wegen der grossen **Flexibilität** und **Einfachheit** beliebt bei den Befragten.



Wichtig für die Effektivität von Tarifen sei neben dem Preis die **einfache Verständlichkeit**. Die **Benutzerfreundlichkeit** (TAM 3, [13]) ist hier gegeben, wenn man «nicht [...] eine Excel-Tabelle programmieren muss» (Pretest 2, Pos. 51), um zu wissen, wann man waschen kann. Neben der Verständlichkeit wurde auch der aktive finanzielle und zeitliche **Aufwand** für die Einrichtung der Voraussetzung zur Teilnahme an einem Tarifmodell angesprochen. Dieser sollte so gering wie möglich sein. Als Hindernisse wurden beispielsweise der Ersatz von Zählern genannt, damit der Verbrauch korrekt verrechnet werden kann (Pretest 1, Pos 128), oder die zusätzlichen Arbeiten, um einen Haushalt mit den richtigen Mitteln auszustatten, um von Tarifmodellen profitieren zu können, die unter Umständen die Einsparungen überwiegen.

Zusammenfassend lässt sich für **preisbasierte DR-Programme** festhalten, dass Time of Use Pricing geeignet ist, Lastspitzen zu verschieben. Einheitstarife werden als einfacher verständlich wahrgenommen, allerdings ist den Befragten auch bewusst, dass sie eine Gelegenheit zur Kosteneinsparung verpassen. Auch bei kleineren Einsparungen wurden in der Vergangenheit Gewohnheiten erfolgreich angepasst, was Aussagen zu Zeiten verdeutlicht, als in Vilters-Wangs noch kein Einheitstarif, sondern ein Tag/Nacht-Tarif eingesetzt wurde. Das Tag/Nacht Preismodell ist aktuell in der Praxis weniger geeignet, da tagsüber inzwischen viel Strom von PV-Anlagen verfügbar ist. Ein einfach verständliches Tarifmodell mit niedrigen Preisen zwischen 9 und 5 Uhr könnte die Vorteile des Tag-Nacht-Tarifs auf die aktuelle Situation übertragen. Dieses Modell könnte auch für Betriebe relevant sein, da sich ein Bereich mit niedrigen Tarifen in einem regulären Arbeitstag befindet.

Abbildung 7 fasst die gewonnenen Erkenntnisse über preisbasierte DR-Programme zusammen:

Nützlichkeit (perceived Usefulness)	Benutzerfreundlichkeit	Kommunikation
- Finanzielle Anreize können dabei helfen, Lastspitzen zu verschieben - Wird als nützlicher wahrgenommen, wenn Zeiten vergünstigt sind, zu denen jemand zu Hause ist	- Tarife und Preise sowie Zeiten müssen einfach verständlich sein - Programmierbare Geräte machen eine Veränderung von Gewohnheiten einfacher - Aufwand (finanziell und Zeit) durch z.B. Aufrüsten von Zählern soll gering gehalten werden	Vor der Teilnahme: - Übersicht über Bedingungen (Preise und Zeiten) - Modellrechnungen können beim Verständnis des Einsparpotenzials helfen Während Teilnahme: - Überblick über Einsparungen auf Rechnung - Erfolg der Massnahmen kommunizieren Für Interessierte: - Erfolgsresultate ermöglichen durch Infos über grösste Potenziale im Haushalt - Möglichkeit der Einsicht in laufenden Verbrauch - Möglichkeit zur Mitwirkung an der Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien am Gesamtverbrauch in der Gemeinde aufzeigen

Abbildung 7: Nützlichkeit, Benutzerfreundlichkeit und Wünsche an die Kommunikation bei preisbasierten DR-Programmen

Belohnungsbasierte DR-Programme bieten eine Belohnung für das Verschieben des Verbrauchs auf Randzeiten. Es wurden Rückmeldungen zu Programmen mit automatischer (Direct Load Control) sowie manueller (Load Curtailment) Verschiebung gesammelt. Diese Programme können unabhängig vom Tarif angewandt werden und wurden deshalb separat erfragt.

Auch bei den belohnungsbasierten DR-Programmen sind finanzielle Anreize wichtig. Während automatische Programme zu weniger Aufwand führen, ist es hier wichtig, Reaktanz zu verhindern. Reaktanz bedeutet, dass bei einer wahrgenommenen Einschränkung der eigenen Entscheidungsfreiheit gegenläufige Reaktionen entstehen [14]. In diesem Kontext könnte das bedeuten, dass sich Personen, die den Eingriff durch automatisierte Programme als Einschränkung ihres Verhaltens sehen, auch bei dadurch entstehenden Nachteilen, gegen die Teilnahme an solchen Programmen entscheiden. Manuelle Programme führen zu mehr wahrgenommener Freiheit, allerdings auch zu mehr Aufwand. In allen Programmen müssen Bedingungen und Regeln einfach verständlich sein, um eine Mitarbeit zu ermöglichen.

Abbildung 8 fasst die gewonnenen Erkenntnisse über belohnungsbasierte DR-Programme zusammen:



Nützlichkeit (perceived Usefulness)	Benutzerfreundlichkeit	Kommunikation
– Automatische Steuerung (Direct Load Control) führt zu finanziellen Belohnungen bei gleichzeitig niedrigstem Aufwand – Wahrnehmbare Einschränkungen führen zu Ablehnung – Manuelle Verschiebung (Load Curtailment) der Ladung von Akkubetriebenen Geräten auf Randstunden schränkt den Alltag kaum ein (Elektronik, Staubsauger, E-Bike)	– Bedingungen und Regeln müssen einfach verständlich sein – Programmierbare Geräte machen eine Veränderung von Gewohnheiten einfacher (Load Curtailment) – Wichtig bei Beschränkungen des Verbrauchs: Vielen Haushalten fehlt das Bewusstsein für die Leistung von Geräten	Vor Teilnahme: – Übersicht über finanzielle Anreize – Informationen über erwartete Eingriffe in die Steuerung (Dauer und Häufigkeit) Während Teilnahme: – Überblick über Rückvergütungen auf Rechnung – Erfolg der Massnahmen kommunizieren – Push-Notifications könnten dabei helfen, den Verbrauch auf Zeiten mit viel PV-Strom zu schieben Für Interessierte: – Echtzeit-Status der Eingriffe

Abbildung 8: Nützlichkeit, Benutzerfreundlichkeit und Wünsche an die Kommunikation bei belohnungsbasierten DR-Programmen

Neben finanziellen Anreizen wurden weitere Möglichkeiten diskutiert, was eine aktive Mitwirkung oder eine Zustimmung zur Teilnahme an einem DR-Programm unterstützen könnte. Dabei wurden Motivatoren in verschiedenen Bereichen genannt, welche im Folgenden zusammengefasst werden.

Viele Interviewte betonten eine grosse Bereitschaft, sich aus **ideellen Gründen** (Interview 4, Pos. 107) oder für das «gute Gefühl» (Interview 1, Pos. 59) an Massnahmen zur Netzentlastung beteiligen zu wollen. Dahinter steht dann etwa der **Gemeinschaftsgedanke oder Solidarität**. In einigen Interviews wurden ökologische Motive für die Teilnahme an DR-Programmen genannt. Es wurde erwähnt, dass man durch die Veränderung des Verbrauchs **ökologische Motive** verfolgt, also dass man z.B. mehr Solarenergie beziehen, und dadurch generell «Alternativenergie nutzen und fördern kann» (Interview 5, Pos. 110). Auch die Produktion von eigenem Strom, der durch veränderten Verbrauch verstärkt genutzt werden kann, wurde angesprochen. Ebenso wurde die Unabhängigkeit von Atomstrom erwähnt.

Als zusätzlicher Anreiz neben finanziellen Vergütungen wurde auch die Versorgungssicherheit von einer Interviewpartnerin genannt. Sie wurde durch ein Buch auf die Auswirkungen längerer Stromausfälle aufmerksam. Sie betont die Schwierigkeiten, welche dadurch entstehen könnten, wie etwa der Wegfall der Kommunikationssysteme für Notrufe, oder für elektronische Bezahlssysteme, welche den meisten Menschen zu wenig bewusst seien (Interview 1, Pos. 165). Ein optimiertes Lastenmanagement sieht sie als **Sicherheitsmassnahme**, um die Abhängigkeit von ausländischem Strom und damit die Wahrscheinlichkeit von längeren Blackouts zu verringern.

Einige technisch sehr interessierte Teilnehmende betonten, dass eine Beschäftigung mit dem eigenen Stromverbrauch **Spass** mache. Ein Befragter hat das Ausprobieren und Messen der Wirkung von Veränderungen sogar als «Hobby» bezeichnet (Interview 5, Pos. 156). Zum einen geht es um die DR-Programme und die Manipulation des eigenen Verbrauchs um herauszufinden, was dadurch im System passiert. Auf der anderen Seite erwähnten einige Befragte auch die Bereitschaft, an Wettbewerben teilzunehmen, bei denen man sich mit der Teilnahme an DR-Programmen mit anderen messen kann. Dabei dient die aktive Mitarbeit an den DR-Programmen als Mittel zum Zweck. Neben Spass kann auch ein **Informationsbedürfnis** zu mehr Beschäftigung mit den eigenen Routinen führen. Zusätzlich zum finanziellen Anreiz könne es helfen, die KundInnen auf das Thema zu sensibilisieren, dass die Mithilfe notwendig ist. Nicht allen Befragten ist beispielsweise klar, welche vorhandenen Geräte den grössten Einfluss auf den Gesamtverbrauch haben (Pretest 1, Pos. 144), oder was das Ziel von DR-Programmen ist (Interview 2, Pos. 42-44). Das Elektrizitätswerk wurde in dem Zusammenhang als gute Informationsquelle angegeben. Wenn man Fragen habe, könne man dort «jederzeit anfragen» (Interview 2, Pos. 96).



Obwohl finanzielle Anreize bei allen Interviews von selbst erwähnt wurden, haben die meisten Befragten auch nicht-finanzielle Anreize nennen können, die sie ansprechen würden. Wichtig ist hier, dass diese Nennungen sehr unterschiedlich waren. Es kamen altruistisch motivierte Themen wie Solidarität und Umweltschutz zur Sprache, aber auch eher egoistisch motivierte Bereiche wie ein hohes Sicherheitsbedürfnis und Spass an Tätigkeiten, die mit der Steuerung des eigenen Verbrauchs zu tun haben, oder sachliche Informationen, die die Notwendigkeit der Mithilfe aufzeigen, und diese damit ermöglichen könnten. Diese Anreize können die wahrgenommene Nützlichkeit der DR-Programme steigern.

Diskussion

In den Gesprächen wurden verschiedene Geräte erwähnt, welche mehr oder weniger einfach zu verschieben sind. Die Antworten der Befragten decken sich grösstenteils mit der Einteilung aus der Literatur [2]. Wärmepumpen und Elektroboiler wurden als sehr flexibel eingestuft. Licht, Kommunikation, Unterhaltungselektronik und Geräte, die zum Kochen benötigt werden, als gar nicht flexibel. Dazwischen befinden sich Waschmaschinen, Trockner und Geschirrspüler, sowie E-Bikes. Einige Personen gaben an, dass sie Akkus von Geräten wie Staubsauger oder Smartphones gut dann laden könnten, wenn das Netz dies zulässt. Ein Sonderfall sind E-Autos. Diese wurden von einigen als flexibel eingestuft, allerdings gibt es Sorgen darüber, dass in Sonderfällen der Akku nicht sofort geladen werden könnte.

Abbildung 9 zeigt die besprochenen Geräte, und teilt sie auf den Achsen Leistung (auf Basis von Recherchen und Gesprächen im Projektteam zu durchschnittlichen Leistungen) und Verschiebbarkeit ein. Bei der Verschiebbarkeit wird unterschieden zwischen nicht verschiebbar, verschiebbar, und steuerbar unterschieden. Steuerbare Geräte wurden als komplett automatisierbar wahrgenommen, verschiebbare Geräte bieten dafür entweder nicht die technologischen Voraussetzungen, oder müssten bei Bedarf in Ausnahmefällen auch in Spitzenzeiten betrieben werden können.

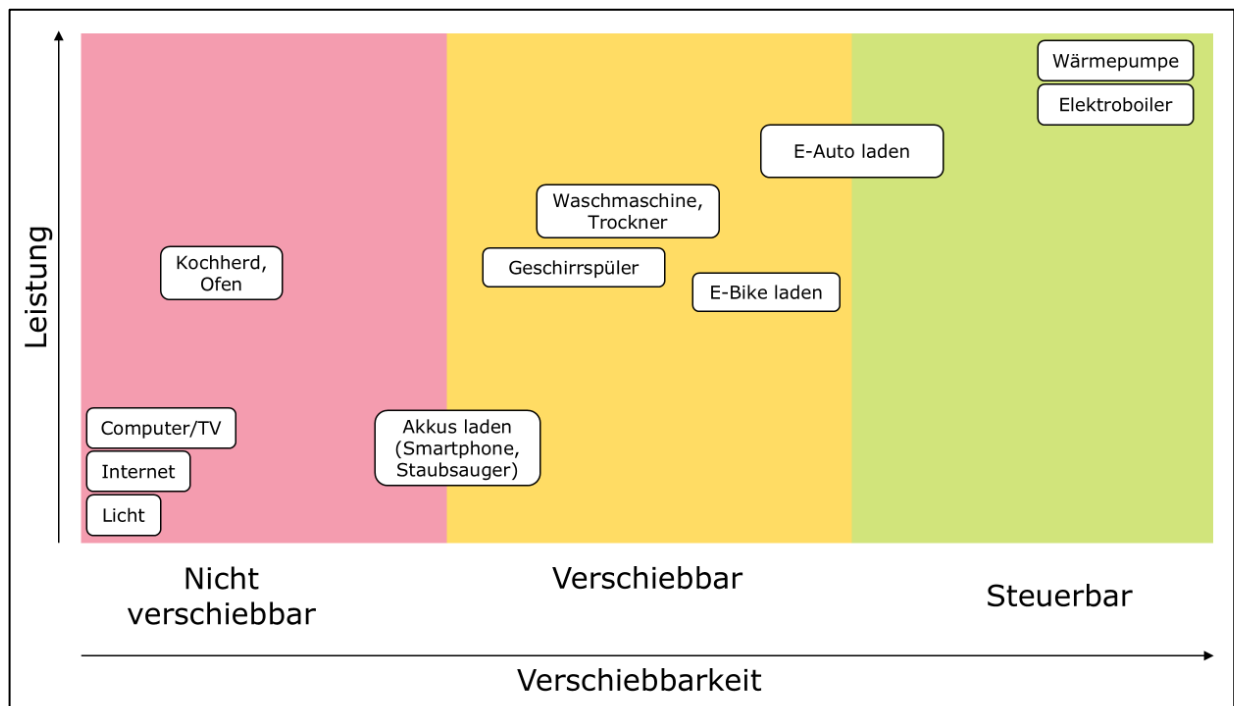


Abbildung 9: Leistung und Verschiebbarkeit des Betriebs verschiedener Geräte auf Basis von acht Interviews

Für die Praxis kann daraus abgeleitet werden, dass Geräte mit hoher Leistung, für die noch keine ausreichenden DR-Programme vorliegen, hier priorisiert behandelt werden sollten. Steuerbare Geräte eignen sich für eine Direct Load Control, sobald dafür die technologischen Voraussetzungen erfüllt sind. In Vilters-Wangs besteht mit dem **Boiler- und Wärmepumpentarif** bereits seit längerer Zeit ein finanzieller Anreiz für die Teilnahme an solchen Programmen, und die Umsetzung verläuft reibungslos.



E-Autos befinden sich auf der Grenze zwischen steuerbar und verschiebbar. Direct Load Control verursacht hier möglicherweise Konflikte, da in seltenen Fällen eine Ladestation unabhängig von Lastspitzen genutzt werden muss. Eine komplette Abschaltung per Rundsteuerung für längere Intervalle wird daher nicht empfohlen. Für Ladestationen kommt daher Load Curtailment oder ein entsprechendes Time of Use Pricing Modell in Frage. Für beide Optionen muss sichergestellt werden, dass die Verschiebung bequem und ohne Aufwand geschieht. Das kann z.B. über Apps geschehen, welche die Ladestation erst nach den Spitzenzeiten aktivieren. Für die Einrichtung der Apps kann in diesen Fällen eine Hilfestellung geboten werden. Wichtig ist, dass eine Beschränkung durch Load Curtailment in Einzelfällen übersteuert werden kann. Für verschiebbare Geräte eignet sich einzig das Time of Use Pricing, da Load Curtailment hier den Nachteil der Intransparenz oder Informationsflut mit sich bringt: Die realen Peaks sind für EndverbraucherInnen unsichtbar, daher könnte man sie einzig mit echtzeit-Benachrichtigungen zur Reduktion/Verschiebung des Verbrauchs anhalten. Dadurch müssten aber täglich Benachrichtigungen verfolgt und der Tagesablauf darauf angepasst werden, was für die Nutzenden einen enormen Zusatzaufwand bedeuten würde. Einfache Tarifmodelle mit klaren Zeiten und Preisen sind für diese Fälle besser geeignet. Bei grösseren Speichern würden ähnliche Voraussetzungen gelten. Ebenfalls zu beachten ist, dass bei festgelegten Zeiten, zu welchen Ladestationen laufen dürfen, die Gefahr besteht, neue Lastspitzen entstehen könnten. Mittelfristig müssen daher die Ladevorgänge beobachtet, und Massnahmen bei Bedarf laufend optimiert werden.

Im Falle der **verschiebbaren einzelnen Geräte wie Waschmaschinen, Tumbler, oder Akkus** kommt eine einfache Time of Use Pricing Lösung in Frage. Damit können alle Geräte in einem Haushalt durch einen niedrigeren Tarif angesprochen werden, und EndkundInnen können selbst entscheiden, welche sie auf Zeiten im Niedertarif verschieben möchten, ohne in ihrer Freiheit eingeschränkt zu werden.

Für alle besprochenen DR-Programme kann zusammengefasst gesagt werden, dass die wahrgenommene **Benutzerfreundlichkeit** gesteigert werden kann, indem der benötigte Aufwand an Zeit, Geld, und kognitiven Ressourcen geringgehalten wird. Eine hohe Benutzerfreundlichkeit garantiert aber noch keine Mitwirkung. Für eine aktive Teilnahme an DR-Programmen, z.B. durch die einmalige Eingabe von Laderoutinen für eine Ladestation, oder das wiederholte Waschen zu Randzeiten, ist eine hohe wahrgenommene **Nützlichkeit** entscheidend. Im Fall von DR-Programmen wurde jeweils der **finanzielle Nutzen** zuerst genannt. Jedoch reagieren verschiedene Kundengruppen auf weitere zusätzliche Anreize, welche ihnen ein Sicherheitsgefühl vermitteln, das Gefühl geben, dass sie zur Lösung von gesellschaftlichen Problemen beitragen können, oder ihnen die Möglichkeit bieten, ein Bedürfnis nach Spass oder Informationen zu befriedigen. Abbildung 10 fasst die Ergebnisse zur Benutzerfreundlichkeit und der wahrgenommenen Nützlichkeit (neben finanziellen Anreizen) zusammen.

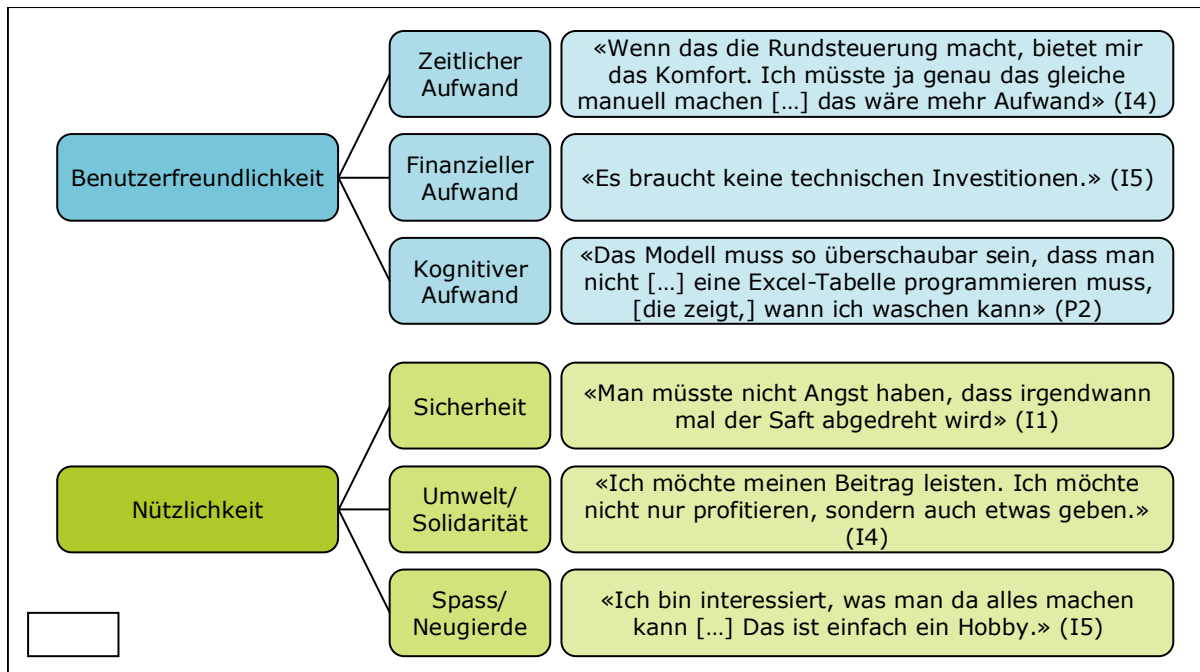


Abbildung 10: Ergebnisse zu Benutzerfreundlichkeit und wahrgenommener Nützlichkeit (neben finanziellen Anreizen) von DR-Programmen mit Beispielzitaten aus den Interviews (I) und Pretests (P).

Auffallend bei den Ergebnissen zur wahrgenommenen Nützlichkeit ist, dass die genannten zusätzlichen Anreize auf einen zugrundeliegenden **inneren Antrieb** («Ich möchte meinen Beitrag leisten»; «Ich bin interessiert») hindeuten. Dieser kann mit der **Selbstbestimmungstheorie** [15] erklärt werden. Verhalten wird dieser Theorie zufolge von Motivation ausgelöst. Diese **Motivation** kann **intrinsisch** (aus einem inneren Antrieb entstanden) oder **extrinsisch** (fremdgesteuert) sein. Finanzielle Anreize, welche bei DR-Programmen genutzt werden, um eine Veränderung in Gewohnheiten und Routinen im Stromverbrauch zu bewirken, stellen eine extrinsische Motivation dar. Fallen die Einsparungen klein aus, verschwindet der Handlungsantrieb. Motivation kann allerdings internalisiert werden. Dazu kann eine Handlung mit wichtigen Bedürfnissen und Zielen, z.B. den Grundbedürfnissen nach Zugehörigkeit, Kompetenz, oder Autonomie in Verbindung gebracht werden. Im Kontext von Strom könnte das Bedürfnis von **Zugehörigkeit** durch die Betonung der **gemeinsamen** Anstrengung der Entlastung des Netzes, oder der Förderung von **regionalem** Strom angesprochen werden. Die **Kompetenz** kann angesprochen werden, indem Möglichkeiten zu **lernen** (z.B. Stromverbrauch verstehen) geboten, und **Erfolge** sichtbar gemacht werden (z.B. Gamification). **Autonomie** kann durch erhöhte Unabhängigkeit (z.B. durch Setzen **eigener Ziele**, etwa in Bereichen Umweltschutz vs. Optimierung und Tracking im eigenen Haushalt) ermöglicht werden. Demnach ist es für die Aktivierung von EndkundInnen relevant, dass sie nicht nur durch niedrigere Tarife und Rückvergütungen, sondern auch durch ihre eigenen Werte und Ziele motiviert werden.

Implikationen für die Kommunikation

KundInnen haben eine begrenzte Kapazität, sich mit komplexen Themen zu beschäftigen, sofern sich der finanzielle Nutzen in Grenzen hält. Die **Grundinformationen**, welche KundInnen sich wünschen, bestehen aus finanziellen Aspekten wie die Höhe von Strompreisen oder Vergütungen, und die Bedingungen, an welche diese gekoppelt sind. In Bezug auf DR-Programme müssen die Rahmenbedingungen möglichst einfach gestaltet und vermittelt werden. Beispiele können dabei helfen, Vorteile wie Einsparmöglichkeiten auf einen Blick zu verstehen. Weiterführende Informationen sind nicht für alle KundInnen relevant, und müssen deshalb gezielt an verschiedene Kundengruppen ausgespielt werden. Bei der Push-Kommunikation gilt: Weniger ist mehr.



Weiterführende Informationen, z.B. für die Steigerung der wahrgenommenen Nützlichkeit, sollten nur an KundInnen ausgespielt werden, die sich dafür interessieren. Die Interessen der KundInnen unterscheiden sich stark, so dass ein Mechanismus nötig ist, sie nach Interessen und Informationsbedürfnis in verschiedene Gruppen aufteilen zu können. Diese Gruppen können dann gezielt mit den für sie relevanten Informationen (z.B. wie DR-Programme zur Netzstabilität beitragen) versorgt werden, die mit ihren Bedürfnissen (z.B. Bedürfnis nach Versorgungssicherheit) übereinstimmen. Hinweise auf weiterführende Informationen können beispielsweise zusammen mit den Grundinformationen versandt werden, und bei Interesse abgerufen werden. Auch hier sollten die relevanten Informationen auf das Nötigste reduziert werden.

Die **Formate und Kanäle** für weiterführende Informationen sollten ebenfalls auf die Kundengruppe angepasst werden. Beispielsweise ist es möglich, dass KundInnen mit Spass an Optimierung und Tracking ihres Stromverbrauchs erhöhtes Interesse an interaktiven Touchpoints haben. Für diese Gruppen eignet sich ein Dashboard, in welchem auch Gamification-Elemente eingebaut werden können. Durch Challenges oder personalisierte Auswertungen können solche Kundengruppen zu einer aktiven Teilnahme an DR-Programme bewegt werden. KundInnen, die sich gerne ökologisch nachhaltig verhalten möchten, brauchen gezielte Informationen, beispielsweise über die Auswirkungen ihrer Handlungen auf die Nutzung von erneuerbaren Energien in ihrer Gemeinde. Auch hier können personalisierte Auswertungen dabei helfen, die wahrgenommene Selbstwirksamkeit zu erhöhen, indem etwa dargestellt wird, wie eine Anpassung des Verhaltens zu einem höheren Anteil an Solarenergie in der Gemeinde beiträgt. Damit werden solche KundInnen durch ein gutes Gefühl langfristig zur Mitwirkung motiviert.

Limitationen und weitere Schritte

Die in den Interviews erhobenen Aussagen stellen lediglich Einschätzungen von Verhaltensabsichten dar. Das tatsächliche Verhalten, z.B. die Verschiebung des Betriebs von Flexibilitäten, kann damit nicht erfasst werden. Zur Überprüfung der Wirksamkeit der Massnahmen sind im weiteren Projektverlauf Vergleiche der Verhaltensmuster vor und nach einem Tarifwechsel geplant.

2.3 Bereitstellung Benutzeroberfläche

Die folgende Abbildung zeigt die Einstiegseite des bestehenden Smart Energy Systems (SES-Portal).

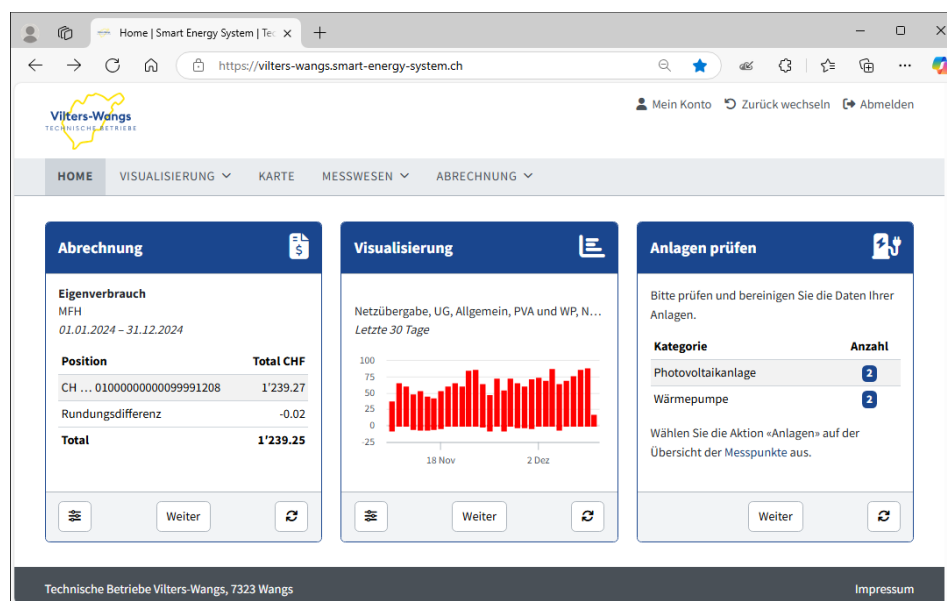


Abbildung 11: Smart Energy System (SES) Kundenportal

Die nachfolgenden Abbildungen zeigen Entwürfe für die geplante Erweiterung der Benutzeroberfläche. Die endgültige Auswahl und Umsetzung werden nach der Auswertung der quantitativen Befragung erfolgen. Weiterhin ist die Integration der Kundenrechnung als PDF geplant.

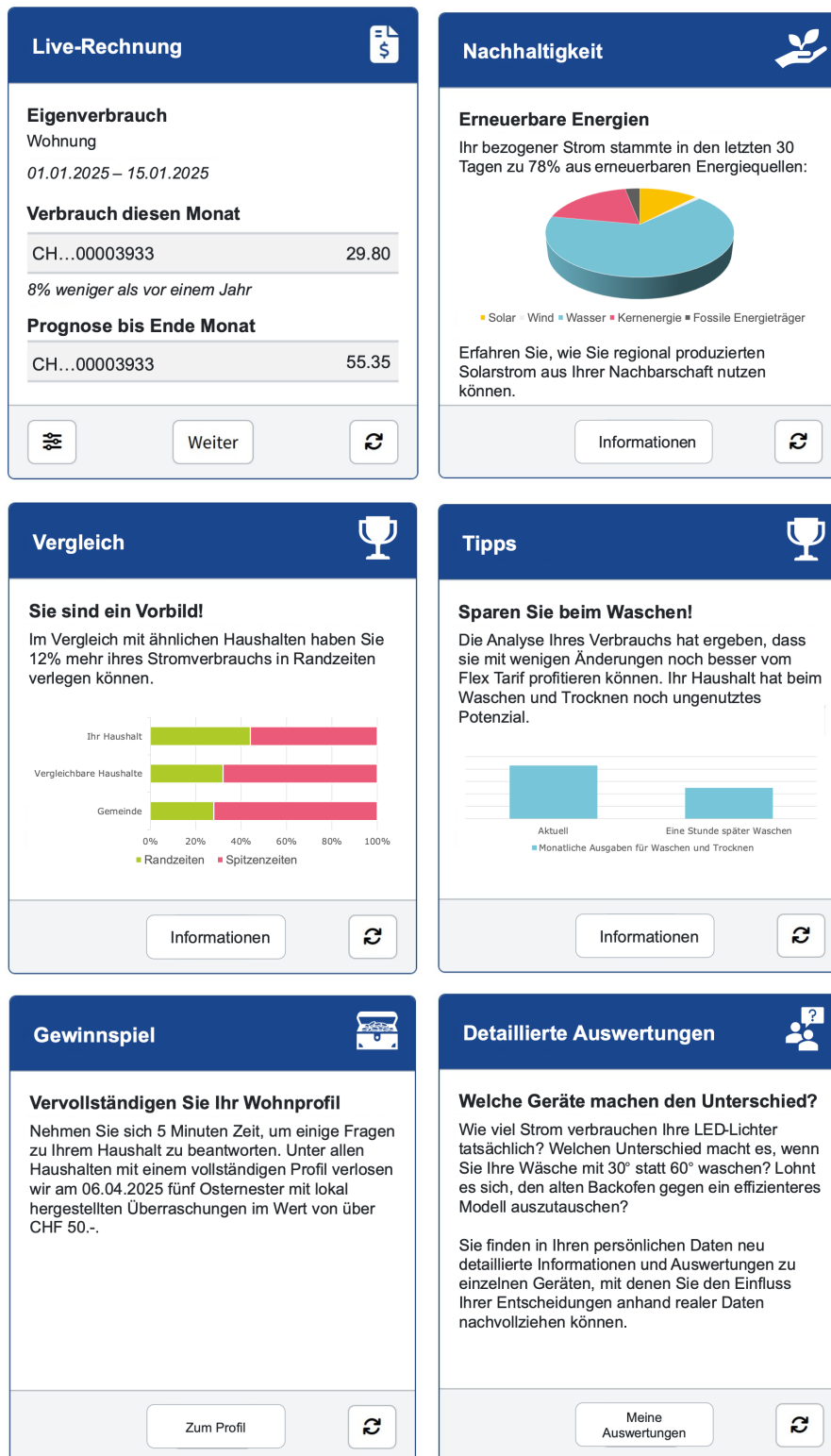


Abbildung 12: Beispiele für die geplante Erweiterungen der Benutzeroberfläche des SES-Portals



2.4 Machine Learning Operations (MLOps)

Die Bereitstellung der verschiedenen ML-Modelle erfolgt derzeit über ein Gitlab-Repository, wobei die Versionierung über Git-Tags annotiert wird. Die Erstellung und Implementierung von MLOps ist Bestandteil im weiteren Projektverlauf.

2.5 Optimierung Disaggregation

Im Vorprojekt GIASES zeigte sich, dass ein auf Mehrfamilienhäusern (MFH) trainiertes Modell zur Disaggregation von Wärmepumpen (WP) weniger gute Ergebnisse auf Einfamilienhäusern (EFH) liefert. Daher lag der Fokus im ersten Teil des Projektes auf der Entwicklung eines Modells für die Disaggregation von Wärmepumpen in Einfamilienhäusern.

Eine zentrale Herausforderung besteht darin, dass in EFH keine separaten Messdaten für Verbraucher vorliegen. In den meisten Fällen ist lediglich ein Smart Meter installiert, der den gesamten Energieverbrauch des Gebäudes misst. Versuche, die WP mittels Heuristiken und Algorithmen zu extrahieren lieferten unzureichende Ergebnisse. Dies lässt sich vor allem auf die Heterogenität der Lastgänge zurückzuführen (siehe Abbildung 13). Aus diesem Grund wurde ein simulierter Datensatz erstellt, kontinuierlich erweitert und optimiert. Dieser Datensatz bildete die Grundlage für die nachfolgend beschriebenen Experimente.

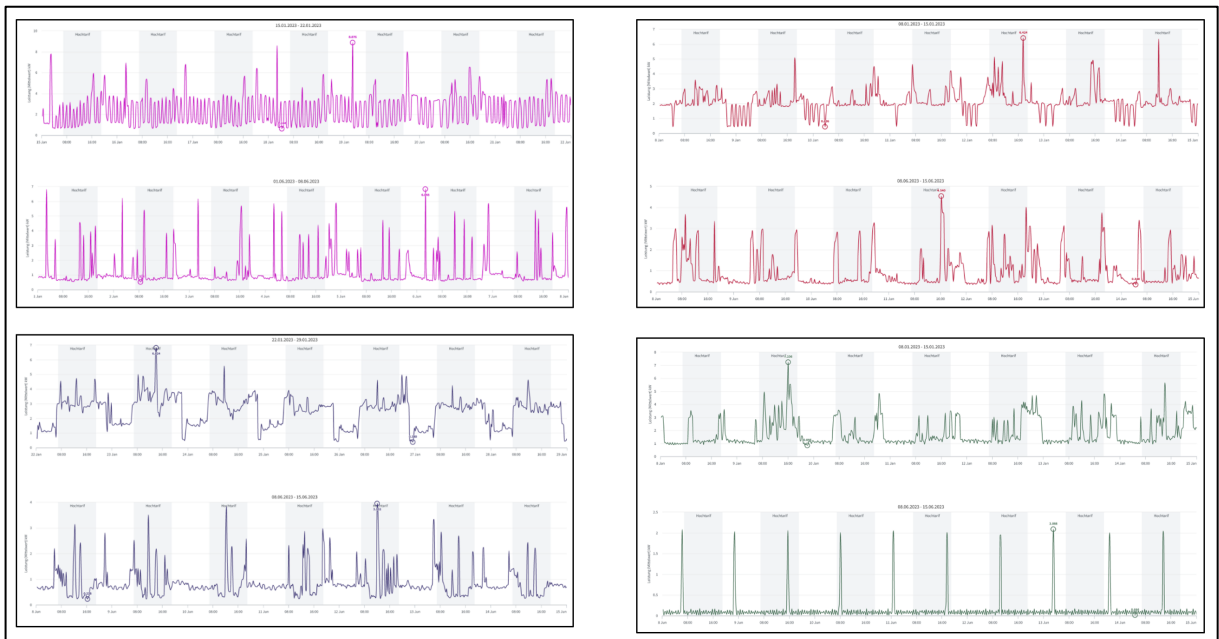


Abbildung 13: Beispiele von EFH, die die Heterogenität der Lastgänge aufzeigen. Jede der vier Subgrafiken bzw. jede Farbe steht für ein eigenes Haus. Die jeweils oberen Zeitreihen zeigen eine repräsentative Woche im Winter, während die unteren Zeitreihen eine repräsentative Woche im Sommer darstellen. Die Y-Achse jeder Grafik zeigt die Leistung in Kilowatt. Auf der X-Achse ist der zeitliche Verlauf der ausgewählten Woche in einer 15-Minuten-Auflösung dargestellt.

Datensatz

Für die weiteren Versuche wurden Trainingsdaten simuliert. Dazu wurden EFH ohne WP mit gemessenen Lastgängen von WP aus MFH aufsummiert, um simulierte EFH mit WP zu erzeugen. Der Datensatz wurde iterativ optimiert und erweitert, beispielsweise durch Anpassungen der Skalierung der WP oder durch die gezielte Auswahl von EFH. Die aktuelle Version beinhaltet 23 simulierte EFH. Die Erstellung wird in den folgenden Abschnitten beschrieben.



Die Selektion der EFH erfolgte mithilfe von Visualisierungen der Lastgänge, der Gerätetyperkennung und dem Eidg. Gebäude- und Wohnungsregister (GWR). Dabei wurden Gebäude berücksichtigt, die gemäss GWR mit einer Gas- oder Ölheizung ausgestattet sind, die Gerätetyperkennung weder Boiler noch WP detektierte und bei denen in der Visualisierung des Lastganges keine Auffälligkeiten festzustellen waren.

Vor dem Aufsummieren mit EFH werden die Lastgänge der MFH WP zunächst verarbeitet. Da diese generell eine höhere Peakleistung aufweisen, werden die Lastgänge skaliert. Die Skalierung erfolgt nach der folgenden Berechnung:

$$Faktor = \frac{4.2 \text{ kW}}{90\% \text{ Quantil WP}}$$

$$\text{Neuer Lastgang} = \text{Alter Lastgang} * \text{Faktor}$$

Der Wert 4.2 kW ergibt sich aus dem Mittel der installierten Wärmepumpenleistung von 23 ausgewählten EFH mit WP. Das 90% Quantil wird gewählt, da es sich nach visueller Auswertung als optimaler Wert erwiesen hat, um die typische Leistungsnutzung der Wärmepumpe abzubilden und gleichzeitig Ausreisser zu vermeiden. Ein niedrigeres Quantil würde zu einer zu schwachen Skalierung führen, da die Werte schnell unter 1 Kilowatt fallen. Im Gegensatz dazu würde die Verwendung der gemessenen Maximalleistung einzelne Spitzenwerte zu stark gewichten, was die durchschnittliche Leistung nach der Skalierung auf 1-2 kW setzen würde – ein Wert, der zu niedrig ist.

Zusätzlich zur Skalierung wird bei ausgewählten WP ein Thresholding angewendet. Damit soll aus einer zweistufigen MFH WP ein realistischerer Lastgang für eine EFH WP erzeugt werden. Für das Thresholding (Abbildung 14) wurden alle WP im Datensatz visuell analysiert. Falls nötig, wird ein Threshold in den Metadaten hinterlegt. Abbildung 14 zeigt beispielhaft einen Threshold, der in Rot dargestellt ist. Peaks über dem Threshold werden ignoriert und die daraus resultierenden Lücken werden linear interpoliert.

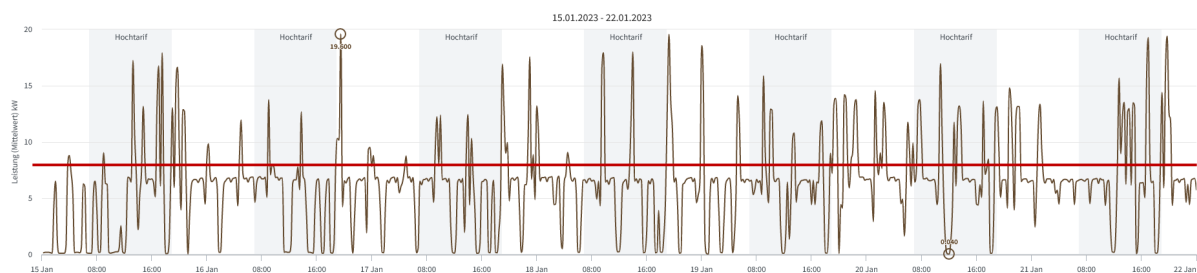


Abbildung 14: Visualisierung des Thresholdings, das bei ausgewählten MFH WP angewendet worden ist als Teil des Preprocessings.

Das auf dem Datensatz trainierte Modell weist noch Verbesserungspotential auf. Es tendiert dazu, einen Grossteil der Peaks über 2 kW als Wärmepumpe zu detektieren. Daher wurden weitere Experimente durchgeführt, um die Disaggregation weiter zu verbessern.

Feature Sweep: Das Modell wurde mit allen möglichen Kombinationen von Input-Features wie Leistung, Temperatur Stunde, Wochentag, Monat trainiert. Diese Variationen führten jedoch nur zu minimalen Veränderungen der Metrik.

Hyperparameter Tuning: Es wurden verschiedene Kombinationen von Hyperparametern der WaveNILM-Architektur getestet, darunter Modellgrösse, Batch Size und Dropout. Ziel war es, die optimalen Einstellungen für den Datensatz und die Architektur zu finden. Ähnlich wie beim Feature Sweep sind die Veränderungen nicht signifikant.



Reverse Target: In diesem Experiment wurde das Ziel des Modells umgekehrt. Statt die WP aus dem Gesamtsignal (EFH + WP) zu extrahieren, sollte das Modell das EFH disaggregieren. Nach visueller Auswertung zeigt sich jedoch, dass dieser Ansatz nicht zielführend ist. Das Modell sagte konstant eine Art Grundrauschen voraus und lieferte keine nützlichen Disaggregationswerte.

Datenquantisierung: Die Daten wurden von Float auf Integer quantisiert, mit dem Ziel die Komplexität zu reduzieren. Diese Anpassung führte zu einer Verbesserung des Mean Absolute Errors (MAE) von nur 0.001 auf dem Validationssset und erwies sich daher als wenig effektiv.

Klassifikation: Bisherige Ansätze beschrieben die Disaggregation als Regressionsproblem. In diesem Experiment wurde das Regressionsproblem in ein Klassifikationsproblem umformuliert. Statt einen kontinuierlichen Zahlenwert vorherzusagen, sollte das Modell den Anteil der WP am Gesamtsignal in elf Klassen (0-100% in 10%-Schritten) einteilen. Der Input (96 Datenpunkte für den Lastgang eines Tages) blieb unverändert. Beispiel eines einzelnen Datenpunktes:

- **Vorher:** Input = 6.32 kW, Output = 5.75 kW
- **Nachher:** Input = 6.32 kW, Output = 90%

Der Datensatz wurde gemäss einem 80/20 Train-Test-Split geteilt. Das Modell erreichte eine Accuracy von 78% und einen F1-Score von 57% auf dem Test-Split. Die (visualisierten) Ergebnisse zeigen keine Verbesserung gegenüber dem Regressionsproblem. Die scheinbar hohe Accuracy ist durch das imbalanced Dataset verzerrt. Dies wird bestätigt durch die Confusion-Matrix (Abbildung 15). Das Modell performt bei hohen WP-Anteilen (>90%) oder niedrigen (<10%) überdurchschnittlich gut, bei mittleren Anteilen weniger gut.

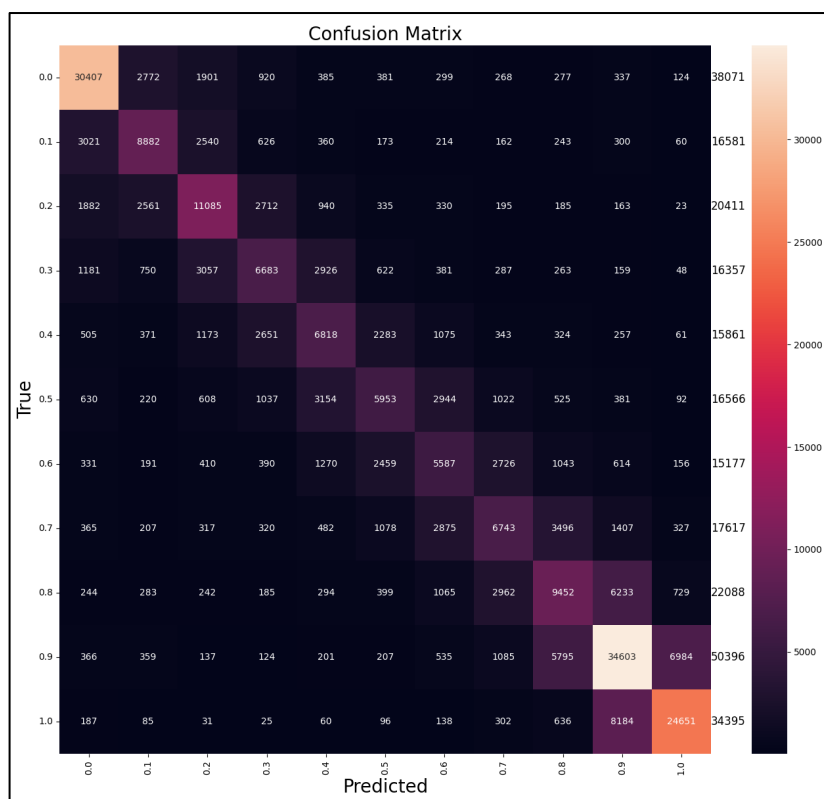


Abbildung 15: Confusion-Matrix des Klassifikationsmodells

Angepasste Loss-Funktion Da das Modell dazu neigt, zu viele Peaks als WP zu disaggregieren, wurde eine modifizierte Loss-Funktion getestet, die falsch vorhergesagte Peaks stärker bestraft. Neben Mean Squared Error (MSE), der den Fehler quadratisch bestraft, wurde eine exponentiell skalierende Loss-Funktion implementiert und verwendet. Die Anpassung am Training des Modells führte aber auch hier zu keiner signifikanten Verbesserung der Ergebnisse.



2.6 Optimierung Vorhersage

Wärmepumpen

Hinsichtlich der Vorhersageoptimierung von Wärmepumpen-Verbrauchsspurten konnten mehrere Erweiterungen des im Vorprojekt entwickelten GIASES-Modells als potenziell hilfreich identifiziert werden. Darunter sind die drei Wichtigsten die Einführung einer Temperatur-abhängigen Gewichtung für Trainingstage, die dynamische Anpassung des Modell-Parameters mix constant, welche angibt zu welchen Teilen Unterkomponenten gemischt werden, sowie die Ausweitung des Trainingsbereichs mit Eröffnen der Möglichkeit zur Vorhersage durch Neuronale Netze.

Abbildung 16 zeigt ein Beispiel, wie das Basismodell im Falle eines starken Temperaturabfalls überkompensiert. Als mögliche Lösung für dieses Problem, entwickelten wir eine Modellerweiterung (learned mix constant), welche es erlaubt einen das Verhältnis von temperaturabhängigen und unabhängigen Teilen des Vorhersagealgorithmus dem Trainingszeitraum anzupassen, was zu einer beträchtlichen Verbesserung der Vorhersagegenauigkeit führt.

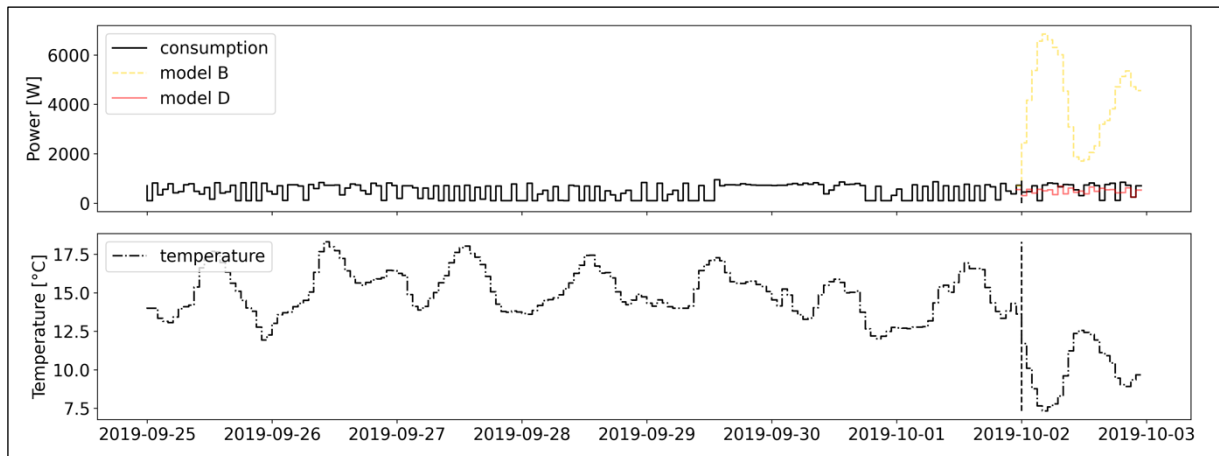


Abbildung 16: Vergleich des elektrischen Verbrauchs einer Wärmepumpe (schwarz) mit den Vorhersagen Basis-Modell (gelb) und der Erweiterung einer trainierten mix constant (rot). Graphik unten: gemessene Aussentemperatur über denselben Zeitraum.

Bisher konnte die erhoffte Genauigkeitszunahme der Vorhersage nur für einzelne Wärmepumpen und in spezifischen Fällen nachgewiesen werden. Im aggregierten Fall blieben die Verbesserungen moderat. Für eine detailliertere Auswertung verweisen wir auf die erscheinende Publikation (im Review-Prozess) im Journal Energy & Buildings, welche das getestete Modell, sowie die Validierung der ersten beiden Erweiterungen beschreiben wird.

EV-Ladestationen

Als neues Element wurde die EV-Ladestation in die Liste der Vorhersage-Komponenten aufgenommen. Dazu wurde ein erstes Konzept entwickelt, wie sich deren Flexibilität bezüglich dem Anwendungsfall der Lastspitzenbrechung ausnutzen lässt. Dabei grenzen wir uns auf private und halb-öffentliche (beispielsweise Firmenflotten) Ladestationen ein. Weiter werden Daten nicht auf der Ebene der einzelnen Elektro-Autos, sondern auf der Ebenen der Stationen ausgewertet. Ein Vorhersagehorizont der Größenordnung Tage ist vorgesehen, passend zu den bereits implementierten Komponenten. In einem ersten Entwurf liegt die Priorität der Einflussfaktoren auf den historischen Verbrauchsdaten der spezifischen Ladestation sowie dem Datum, Wochentag und Tageszeit. Falls nötig, könnten zukünftig die historischen Daten aller Stationen sowie Wetterdaten hinzugefügt werden.



Die eigentliche Vorhersage wird in drei Teile aufgeteilt, wobei mit Hinblick auf Flexibilitätsanwendungen dem ersten die höchste Priorität beigemessen wird. Der Grund für die Aufteilung liegt vor allem in der zunehmenden Schwierigkeit der Aufgabe sowie dem bereits hohen Nutzen der Einzelresultate.

1. Vorhersage von Ladezyklen: Start- und Endzeitpunkt (Ein- und Aussteckzeitpunkt)

Als Ziel soll der Zeitbereich, welcher für potenzielle Flexibilitätseingriffe zur Verfügung steht, identifiziert werden. Dabei gilt zu unterscheiden zwischen dem eigentlichen Ladevorgang und dem Zeitbereich, in welchem das Fahrzeug an der Ladestation (eingesteckt) zur Verfügung steht. Es sind mehrere Möglichkeiten denkbar, wie die Informationen über zu erwartende Ladezyklen zusammengefasst werden können. Ein erster Vorschlag liegt in Kombination der Angabe von Wahrscheinlichkeitsverteilungen für Start- und Endzeitpunkte, deren wahrscheinlichste Werte sowie einer Wahrscheinlichkeit, ob innerhalb des Zeithorizonts überhaupt ein Ladezyklus zu erwarten ist.

Zum jetzigen Zeitpunkt liegt der Fokus auf dem aktiven Verschieben des Ladevorgangs, zukünftig werden diese Resultate jedoch auch für bi-direktionale Anwendungen speziell interessant sein.

2. Vorhersage der übertragenen Energie

Die fehlende Identifizierbarkeit der spezifischen Fahrzeuge erhöht die Schwierigkeit der Abschätzung der benötigten Energie in einem Zyklus. Trotzdem wird versucht, über die historischen Zyklen der spezifischen Ladestation eine Aussage über die erwartete Energie abzuleiten.

3. Vorhersage des Ladeprofils

Das Ladeprofil in stündlicher Auflösung hat im Falle der EV-Ladestationen eher untergeordnete Priorität, kann aber trotzdem interessant werden in Fällen von mehreren Fahrzeugen, die gleichzeitig geladen werden. Typischerweise werden Sprünge einer definierten Höhe, entsprechend den Ladestationsparameter, im Verbrauchsprofil erwartet, sobald die Leistung auf verschiedene Konsumenten aufgeteilt werden muss. Ansonsten wird eine weitgehend konstante Leistung erwartet über den Zeitraum des Ladevorgangs erwartet.

Eine erste Implementierung ist am Entstehen und kann nach Definition einer Test-Schnittstelle voraussichtlich bereits im zweiten Quartal 2025 in die ASGAL-Umgebung aufgenommen werden. Die momentane Datenlage könnte es erfordern, zusätzlich auf öffentlich verfügbare Daten zurückgreifen zu müssen, um verallgemeinerbare Aussagen ableiten zu können.

Weitere Anpassungen und Optimierungen sind für den im Januar 2025 startenden Feldtest geplant. Danach kann eine breitere Validierung, die abschliessende Definition der Schnittstelle und somit die finale Integration in die ASGAL-Umgebung vorgenommen werden.

2.7 Optimierung Lastverschiebung

Mit der Optimierung der Lastverschiebung sind folgende Ziele und Massnahmen verbunden:

Netzkosten: Vermeidung eines Netzausbaus

Mit dem gezielten Einsatz der Flexibilitäten, Erhöhung des Eigenverbrauchs und der Möglichkeit der Drosselung der PV-Produktion an sonnigen Wochenenden wird der Netzausbau von Subnetzen und Transformatorstationen hinausgeschoben oder kann sogar vermieden werden.



Netzkosten: Verbessertes Peak Shaving

Wärmepumpen und Boiler

Die Rundsteuerung wurde erweitert, dass die Flexibilitäten gezielter eingesetzt werden können. Die 377 Wärmepumpen wurden untersucht und in 5 Gruppen aufgeteilt.

Anzahl WP	Typ	El. Leistung [kW]	Anz. Gruppen
260	Wärmepumpe mit Luft-Wasser	908	3
111	Wärmepumpe mit Erdwärmesonde	499	2
6	Wärmepumpe mit Wasser-Wasser	21	
377	Total	1428	5

Abbildung 17: Rundsteuergruppen Wärmepumpen

Pro Wärmepumpengruppe wird die maximale elektrische Leistung von 300 kW eingeschaltet und über die vier Hochtarif-Stunden zwischen 17 - 21 Uhr verteilt. Luft-Wasser Wärmepumpen werden am frühen Abend freigeschaltet, da der Wirkungsgrad stark von der Aussentemperatur abhängig ist. Mit diesen Massnahmen wird der Leistungs- und Energiebezug während der Hochtarifzeit möglichst reduziert.

E-Ladestation

Mit verschiedenen Massnahmen wird untersucht, wie im privaten Bereich die Elektro-Fahrzeuge möglichst nicht zwischen 17 - 21 Uhr geladen werden. In der Abbildung 18 ist ein Beispiel des aktuellen Standes (Dezember 2024) festgehalten. Die meisten Fahrzeuge werden zwischen 17 - 21 Uhr geladen und haben eine mittlere Ladedauer von zwei Stunden.

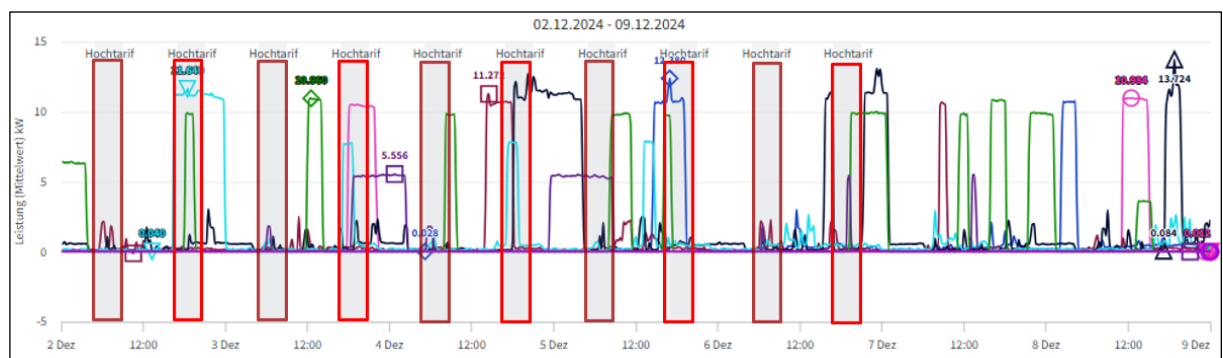


Abbildung 18: Einheitstarif: Beispiel Ladeverhalten von E-Autos. Jede Farbe bezeichnet eine Ladestation.

Bei einzelnen Test-Kunden wurde die Lade-App (Abbildung 20) so konfiguriert, dass der Ladevorhang zwischen 17 - 21 Uhr kundeseitig gesperrt wurde. Dieser minimale Eingriff hat signifikante Auswirkungen auf die Lastreduktion in Hochtarifzeiten (Abbildung 19). Trotzdem gibt es einen erhöhten Energieverbrauch aufgrund von Wärmepumpen und verändertes Kundenverhalten (z. B. am Abend wird mehr gekocht).



Abbildung 19: Tarif «5-9»: Beispiel Ladevorgänge im Hochtarif werden detektiert (rot markiert)

Abbildung 20: Fronius WattpiLOT App: Ladevorgang gesperrt während den Hochtarif-Zeiten

Erhöhung des Eigenverbrauchs

Im Verteilnetz von Vilters-Wangs sind über 300 PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von 5.3 MWp. Die lokale PV-Produktion von jährlich 5 GWh (virtueller Messpunkt, berechnet via Referenzanlagen) soll vermehrt im eigenen Gebäude verwendet werden. Bei einer derzeit 30% Eigenverbrauchsquote stehen potenziell zusätzlich 3.5 GWh (70% x 5 GWh) für die Optimierung des Eigenverbrauchs zur Verfügung. Mit einem Energie-Manager und einer Wärmepumpe kann der Eigenverbrauch auf 60% der PV-Produktion erhöht werden.

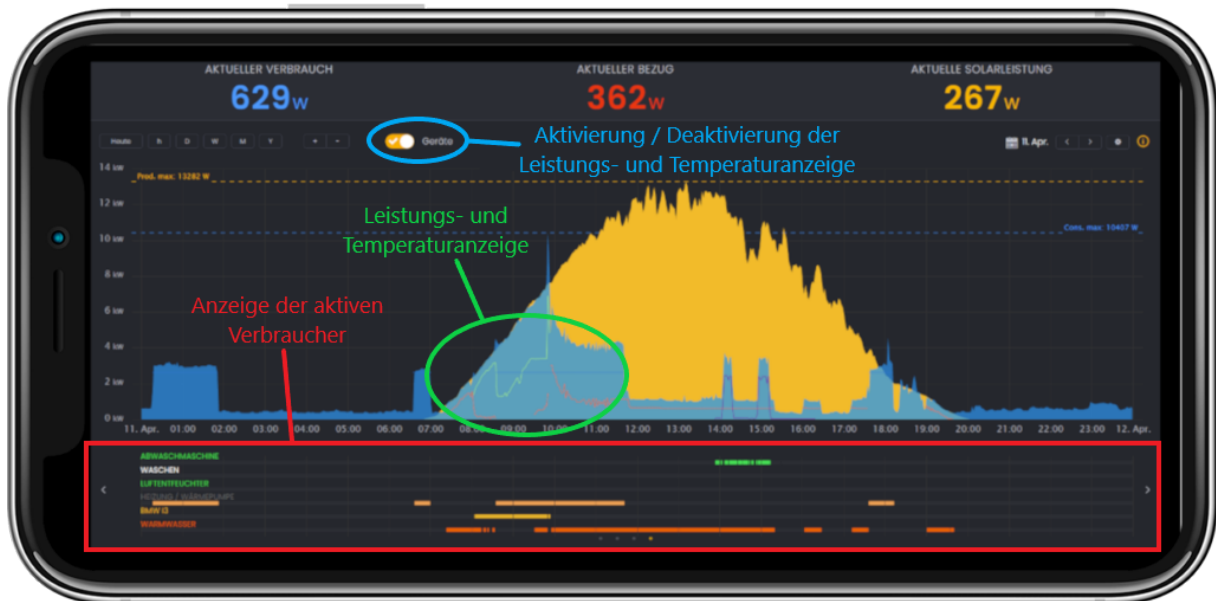


Abbildung 21: © Solar Manager AG: Eigenverbrauchsoptimierung [16], [17]

Aktuell laufen bei 10 - 15 Endkunden Vorbereitungsarbeiten, dass der Energie-Manager die Wärmepumpe direkt ansteuert und die Heiz- und Warmwassertemperatur bedarfsgerecht anpassen kann. Dies ermöglicht eine direkte bidirektionale Ansteuerung der Flexibilität via SES-System (Erweiterung analog zu SmartGridready).

Netzkosten: Optimaler Einsatz der vorhandenen Flexibilität

Herrscht eine Überproduktion im lokalen Verteilnetz werden mit dem PV-Überschuss die Boiler im Verteilnetz geladen (Abbildung 22: Grün markiert, Zeit 13:00 - 15:00 Uhr).

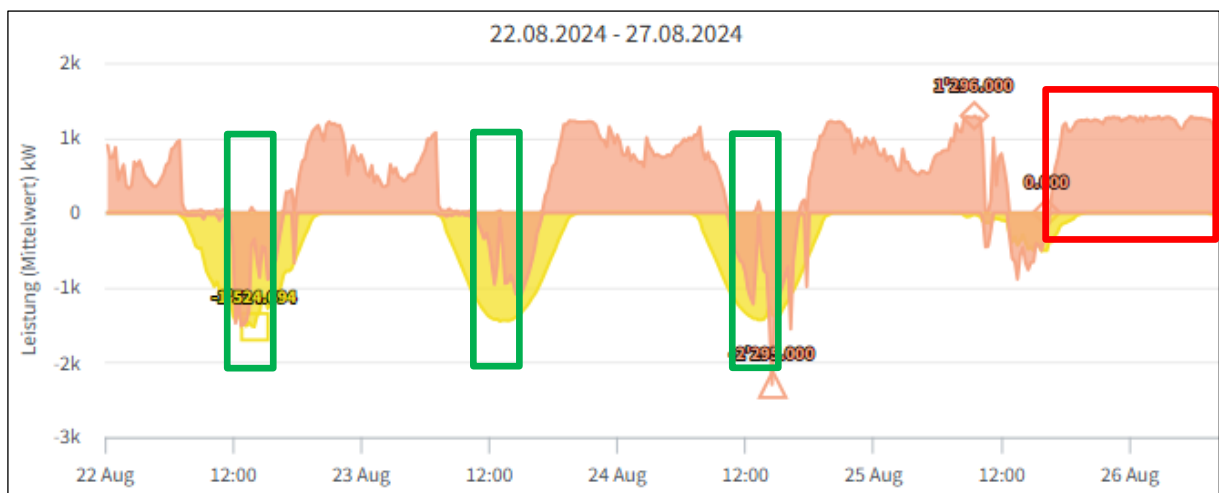


Abbildung 22: Boiler werden mit PV-Überschuss geladen (grün markiert)

Der Ladevorgang der Boiler während des Tages entlastet den Bereich zwischen 22:00 - 04:00 Uhr, Abbildung 22, und hilft Lastspitzen im Abendbereich zu reduzieren. Zudem ist es für das EVU lukrativer überschüssige PV im Verteilnetz zum Laden von Boilern zu verwenden, anstatt zu niedrigeren Preisen zu verkaufen (Rückspeisung).



Energiekosten: Reduktion des Energieverbrauchs während den Hochtarif-Zeiten

Kann der Energiebezug in den Hochtarif-Zeiten von 5 - 9 und 17 - 21 Uhr reduziert werden, resultiert dies in einem verbesserten Lastprofil für den Energieeinkauf. Diese Einsparungen können dem Kunden weitergegeben werden.



3 Schlussfolgerungen und Ausblick

3.1 Disaggregation

Die durchgeführten Experimente in Kapitel 2.6 bestätigen die Herausforderungen bei der Disaggregation von Wärmepumpen in Einfamilienhäusern. Obwohl mit dem simulierten Datensatz eine solide Basis für die Experimente gelegt werden konnte, brachten diese keine signifikanten Verbesserungen des Modells. Aus diesem Grund wird ein alternativer Ansatz zur Disaggregation von WP in EFH evaluiert.

Der Lastgang einer Wärmepumpe unterscheidet sich stark zwischen Sommer- und Wintermonaten. Im Winter ist der Lastgang stark vom Heizbedarf der Wohnräume geprägt. Im Sommer wird die Wärmepumpe überwiegend zur Warmwasseraufbereitung verwendet, was starke Ähnlichkeit zum Lastprofil eines Boilers aufweist. Auf Basis dieser Unterschiede soll künftig ein Ansatz mit zwei separaten Modellen bzw. Algorithmen untersucht werden:

- 1.) Ein neues Modell, wird nur auf Daten aus den Wintermonaten trainiert
- 2.) Das bestehende Boiler-Modell, das die Disaggregation während den Sommermonaten abdeckt

Analysiert werden soll ebenfalls, wann und mit welchen Informationen ein Wechseln zwischen den beiden Modellen erfolgen sollte, um die Disaggregation zu optimieren und ob dieser Ansatz bessere Ergebnisse liefert.

3.2 Vorhersage & Lastverschiebung

Eine erste Evaluation der Optimierungen der Wärmepumpenvorhersagealgorithmen zeigte nur moderate Steigerungen der Vorhersagegenauigkeit im aggregierten Fall. Aus den Ergebnissen lässt sich schliessen, dass eine Erweiterung des Trainingszeitraums das grösste Potential birgt, die Vorhersage weiter zu verbessern. Es bleibt die Validierung der Testphase abzuwarten, um zu sehen, inwieweit eine weitere Optimierung für unsere Anwendung überhaupt nötig sein wird.

Hinsichtlich der Lastverschiebung ist geplant mithilfe der Resultate aus der Vorhersage der EV-Ladestationen diese als neue Komponente in das im GIASES Projekt vorgestellte Flexibilitätslabel aufzunehmen. So sollen zukünftig genauere Einschätzungen über das Flexibilitätspotential einzelner Gebäude gemacht und damit entsprechend optimierte Gruppen zur Ansteuerung gebildet werden können. Mit der konkreten Integration als neue Komponente wird 2025 begonnen.

3.3 MLOps

MLOps wird im weiteren Verlauf des Projekts im Jahr 2025 implementiert.

3.4 Qualitative und Quantitative Befragung

Die Ergebnisse des qualitativen Teils der Studie verdeutlichen, dass EndkundInnen bereits gute Erfahrungen mit DR-Programmen gemacht haben, und teilweise auch bereit sind, sich mit ihren Gewohnheiten auseinanderzusetzen, um sich an veränderte Bedingungen anzupassen. Für alle Befragten war es wichtig, die Aufwände niedrig zu halten (wahrgenommene Benutzerfreundlichkeit). Dazu spielten finanzielle Anreize eine grosse Rolle. Die Teilnahmebereitschaft ist ausserdem abhängig von den eigenen Rahmenbedingungen (z.B. vorhandene Geräte, Arbeitszeiten). Für verschiedene Befragte gab es ausserdem unterschiedliche zusätzliche Anreize, welche sie zu einer aktiven Nutzung von DR-Programmen bewegen könnten.



In dieser Studie wurden in zwei Pretests und sechs Interviews nur wenige EndkundInnen von Energiedienstleistern befragt. Dies stellt eine Grundlage für die Sammlung von Meinungen und Einstellungen zu DR-Programmen dar, allerdings ist die befragte Stichprobe nicht repräsentativ. Damit verlässliche Handlungsempfehlungen abgegeben werden können, braucht es eine grössere Stichprobe. Diese soll mittels einer quantitativen Befragung im nächsten Schritt befragt werden.

Ein relevantes Ergebnis ist die Relevanz von personalisierten Botschaften. Es wurden verschiedene Anreize identifiziert, die für einzelne Kundengruppen das Potenzial haben, Verhalten zu motivieren. Für einen effektiven Einsatz dieser Anreize in der Kommunikation fehlen zwei wichtige Faktoren, welche ebenfalls im nächsten Schritt erarbeitet werden. Einerseits müssen Energiedienstleister die relevanten Kundengruppen identifizieren können. Dazu werden in der quantitativen Befragung Variablen erfasst, mit welchen Cluster gebildet werden können. Gleichzeitig ist noch unklar, wie die Kommunikation für die verschiedenen Gruppen gestaltet sein muss. Um diese Frage zu beantworten, müssen die Anreize in Botschaften eingesetzt werden, und deren Wirksamkeit überprüft werden. Zudem müssen auch verschiedene Kanäle und Formate abgefragt werden, um die Präferenzen (z.B. in Form von gewünschten Inhalten auf dem Kundenportal) pro Gruppe zu erfassen. Dieser Schritt soll die Umsetzung der erarbeiteten Ergebnisse in die Praxis sicherstellen.

Basierend auf den Ergebnissen der qualitativen Befragung wird dazu ein Online-Fragebogen für die Durchführung der quantitativen Befragung entwickelt und die bestehende Benutzeroberfläche entsprechend erweitert. Die Quantitative Befragung wird aufgrund der Gelegenheit, die Rückmeldungen zu Änderungen in den Tarifen der technischen Betriebe Vilters-Wangs direkt bei der Umstellung zu erfassen, in der zweiten Projekthälfte im Januar 2025 durchgeführt. Der Versand der Einladungen erfolgte mit der Quartalsrechnung 4/2024. Dies ermöglicht die Durchführung der Online-Befragung und anschliessende Auswertung der Ergebnisse (Bedürfnisse, Akzeptanz, Motivatoren und Hürden). Darauf aufbauend werden Berechnungen von relevanten Clustern von Kundengruppen vorgenommen und Hypothesen zu wirksamen Botschaften und Kommunikationseigenschaften formuliert. Die resultierenden Ergebnisse dienen der Entwicklung einer gezielten Kommunikation (z.B. Newsletter, Website) mit den Kundengruppen, mit dem Ziel die Kunden zu Verhaltensänderung in Bezug auf die zu optimierende Nutzung von Flexibilität zu motivieren.

3.5 Durchführung und Auswertung Testbetrieb

Ab Januar 2025 werden im Testbetrieb die gewählten Modelle eingeführt und getestet. Dabei wird Feedback sowohl im Verhalten der End-User eingeholt als auch direkt an öffentlichen Veranstaltungen. Ausserdem werden End-User vor dem Testbetrieb entsprechend informiert. Aus den im Testbetrieb gesammelten Daten und Rückmeldungen werden Schlüsse gezogen und wo möglich verallgemeinert, so dass die Analyse auch als Handlungsempfehlung funktionieren kann. Dies beinhaltet auch die Analyse der Flexibilitätsnutzung und eine Begleiterhebung sowie die Kombination der Daten, um die tatsächliche Nutzung von Flexibilitätsmodellen und die subjektive Wahrnehmung der Nutzergruppen (Cluster) zu beschreiben.

Die Messphase des Testbetriebs ist in fünf Phasen unterteilt. Die erste Phase beginnt im letzten Quartal 2024 und umfasst die Auswahl der Flexibilitätstarife sowie Referenzmessungen. Der Testbetrieb startet im ersten Quartal 2025. Im Verlauf des Jahres können Teilnehmer bei Bedarf bis zu viermal ihre Tarifwahl ändern. Daten zu Verbrauchsprofilen und Tarifauswahl werden gesammelt und mit zusätzlichen Steuersignalen ausgewertet. Ein umfangreiches Referenzszenario stellt sicher, dass die Effekte der Tarife im Sommer und Winter verglichen werden können. Bewertet werden die Flexibilitätsmodelle mittels Metriken wie Peak-Reduktion, Verbrauchsanteilen während Sonnenstunden und Eigenverbrauchsquote. Die Akzeptanz von Flexibilitätstarifen wird durch Umfragen gemessen, welche die Einstellung und wahrgenommene Verhaltenskontrolle der Endkunden erfassen. Ziel ist es, durch geeignete Kommunikationsmaßnahmen das Potenzial der Flexibilitätstarife optimal zu nutzen. Anpassungen des Messplans sind möglich, falls technische oder Akzeptanzprobleme auftreten.



4 Abkürzungsverzeichnis

BFE	Bundesamt für Energie
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EW	Elektrizitätswerk
EFH	Einfamilienhaus
MFH	Mehrfamilienhaus
WP	Wärmepumpe
DR	Demand Response
NILM	Non-Intrusive Load Monitoring
MAE	Mean Absolute Error
PV	Photovoltaik
MLOps	Machine Learning Operations
SES	Smart Energie System
GWR	Gebäude- und Wohnungsregister



5 Publikationen und andere Kommunikation

Derzeit sind folgende Publikation im Review-Prozess:

- Publikation zum Thema Optimierung der Verbrauchsprofile Vorhersage für Wärmepumpen im Journal Energy & Buildings.
- Janoschka, Anja; Dahinden, Larissa; Melillo, Andreas; Meyer, Manuel; Schütz, Philipp; Vogel, Manuel; Kniesel, Guido (25.10.2024). EkoFlex – Verbraucherperspektiven und Energiezukunft: Bereitschaft, Barrieren und wirksame Belohnungen für die Teilnahme an Demand-Response-Programmen. EUKO-Konferenz (Europäische Kulturen in der Wirtschaftskommunikation), Nürnberg.



6 Literaturverzeichnis

- [1] M. Uddin, M. F. Romlie, M. F. Abdullah, S. Abd Halim, A. H. Abu Bakar, and T. Chia Kwang, 'A review on peak load shaving strategies', *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, pp. 3323–3332, Feb. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.10.056.
- [2] Ö. Okur, N. Voulis, P. Heijnen, and Z. Lukszo, 'Aggregator-mediated demand response: Minimizing imbalances caused by uncertainty of solar generation', *Appl. Energy*, vol. 247, pp. 426–437, Aug. 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.04.035.
- [3] A. R. Jordehi, 'Optimisation of demand response in electric power systems, a review', *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 103, pp. 308–319, Apr. 2019, doi: 10.1016/j.rser.2018.12.054.
- [4] F. Pallonetto, M. De Rosa, F. D'Ettorre, and D. P. Finn, 'On the assessment and control optimisation of demand response programs in residential buildings', *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 127, p. 109861, Jul. 2020, doi: 10.1016/j.rser.2020.109861.
- [5] 'Tarifblatt_TBWW_2025_V30.08.24.pdf'. Accessed: Dec. 16, 2024. [Online]. Available: https://www.vilters-wangs.ch/_docn/5258431/Tarifblatt_TBWW_2025_V30.08.24.pdf
- [6] J. Ritchie, J. Lewis, C. McNaughton Nicholls, R. Ormston, and National Centre for Social Research, *Qualitative research practice: a guide for social science students and researchers*, [Second edition]. Los Angeles: SAGE, 2014.
- [7] C. Helfferich, 'Leitfaden- und Experteninterviews', in *Handbuch Methoden der empirischen Sozialforschung*, N. Baur and J. Blasius, Eds., Wiesbaden: Springer Fachmedien, 2014, pp. 559–574. doi: 10.1007/978-3-531-18939-0_39.
- [8] Kai Dröge, *kaixxx/noScribe*. (Dec. 07, 2024). Python. Accessed: Dec. 09, 2024. [Online]. Available: <https://github.com/kaixxx/noScribe>
- [9] T. Dresing and T. Pehl, *Praxisbuch Interview, Transkription & Analyse: Anleitungen und Regelsysteme für qualitativ Forschende*, 8. Auflage. Marburg: Eigenverlag, 2018.
- [10] 'MAXQDA | Die #1 Software für Qualitative & Mixed-Methods-Forschung', MAXQDA. Accessed: Dec. 09, 2024. [Online]. Available: <https://www.maxqda.com/de/>
- [11] P. Mayring and T. Fenzl, 'Qualitative Inhaltsanalyse', in *Handbuch Methoden der empirischen Sozialforschung*, N. Baur and J. Blasius, Eds., Wiesbaden: Springer Fachmedien, 2014, pp. 543–556. doi: 10.1007/978-3-531-18939-0_38.
- [12] V. Braun and V. Clarke, 'Using thematic analysis in psychology', Jan. 2006.
- [13] V. Venkatesh, J. Y. L. Thong, and X. Xu, 'Consumer Acceptance and Use of Information Technology: Extending the Unified Theory of Acceptance and Use of Technology', *MIS Q.*, vol. 36, no. 1, pp. 157–178, 2012, doi: 10.2307/41410412.
- [14] J. W. Brehm, 'Control, Its Loss, and Psychological Reactance', in *Control Motivation and Social Cognition*, G. Weary, F. Gleicher, and K. L. Marsh, Eds., New York, NY: Springer, 1993, pp. 3–30. doi: 10.1007/978-1-4613-8309-3_1.
- [15] R. M. Ryan and E. L. Deci, 'Self-determination theory and the facilitation of intrinsic motivation, social development, and well-being', *Am. Psychol.*, vol. 55, no. 1, pp. 68–78, 2000, doi: 10.1037/0003-066X.55.1.68.
- [16] administrator, 'Detailliertes Leistungsmonitoring', Solar Manager. Accessed: Dec. 16, 2024. [Online]. Available: <https://www.solarmanager.ch/detailliertes-leistungsmonitoring/>
- [17] S. Dierks, 'Chance für unendliche Kundenbindung', www.energata-messenger.de. Accessed: Dec. 16, 2024. [Online]. Available: <https://www.energata-messenger.de/news/246947/chance-fuer-unendliche-kundenbindung>



7 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht über preisbasierte DR-Programme [3]	9
Abbildung 2: Übersicht über belohnungsbasierte DR-Programme [3]	9
Abbildung 3: Netz und Energietarife 2025 [5]	10
Abbildung 4: Vergütung erneuerbare Energien [5]	11
Abbildung 5: Tarifzeiten Netz und Energie – Bestimmungen [5]	11
Abbildung 6: Bonus auf den Netznutzungs-Tarif N Wirkstrom "Flex Plus" und "Flex" [5]. Der Ansatz für die Boni-Beträge ist ein erster Versuch, um die Reaktionen der Kunden auszuwerten.	11
Abbildung 7: Nützlichkeit, Benutzerfreundlichkeit und Wünsche an die Kommunikation bei preisbasierten DR-Programmen	14
Abbildung 8: Nützlichkeit, Benutzerfreundlichkeit und Wünsche an die Kommunikation bei belohnungsbasierten DR-Programmen	15
Abbildung 9: Leistung und Verschiebbarkeit des Betriebs verschiedener Geräte auf Basis von acht Interviews	16
Abbildung 10: Ergebnisse zu Benutzerfreundlichkeit und wahrgenommener Nützlichkeit (neben finanziellen Anreizen) von DR-Programmen mit Beispielzitaten aus den Interviews (I) und Pretests (P).	18
Abbildung 11: Smart Energy System (SES) Kundenportal	19
Abbildung 12: Beispiele für die geplante Erweiterungen der Benutzeroberfläche des SES-Portals	20
Abbildung 13: Beispiele von EFH, die die Heterogenität der Lastgänge aufzeigen. Jede der vier Subgrafiken bzw. jede Farbe steht für ein eigenes Haus. Die jeweils oberen Zeitreihen zeigen eine repräsentative Woche im Winter, während die unteren Zeitreihen eine repräsentative Woche im Sommer darstellen. Die Y-Achse jeder Grafik zeigt die Leistung in Kilowatt. Auf der X-Achse ist der zeitliche Verlauf der ausgewählten Woche in einer 15-Minuten-Auflösung dargestellt.	21
Abbildung 14: Visualisierung des Thresholdings, das bei ausgewählten MFH WP angewendet worden ist als Teil des Preprocessings.	22
Abbildung 15: Confusion-Matrix des Klassifikationsmodelles	23
Abbildung 16: Vergleich des elektrischen Verbrauchs einer Wärmepumpe (schwarz) mit den Vorhersagen Basis-Modell (gelb) und der Erweiterung einer trainierten mix constant (rot). Graphik unten: gemessene Aussentemperatur über denselben Zeitraum.	24
Abbildung 17: Rundsteuergruppen Wärmepumpen	26
Abbildung 18: Einheitstarif: Beispiel Ladeverhalten von E-Autos. Jede Farbe bezeichnet eine Ladestation.	26
Abbildung 19: Tarif «5-9»: Beispiel Ladevorgänge im Hochtarif werden detektiert (rot markiert)	27
Abbildung 20: Fronius Wattpilot App: Ladevorgang gesperrt während den Hochtarif-Zeiten	27
Abbildung 21: © Solar Manager AG: Eigenverbrauchsoptimierung [16], [17]	28
Abbildung 22: Boiler werden mit PV-Überschuss geladen (grün markiert)	28



8 Anhang

Die Interview-Transkriptionen sind auf Anfrage verfügbar.