



Themenbereich Haushalte
Eigenverbrauchs-
optimierung auf dem
Hunziker Areal

Forschungsprojekt FP-1.17
Bericht, Dezember 2018

51

2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
2020

Auftraggeber

Energieforschung Stadt Zürich
Ein ewz-Beitrag zur 2000-Watt-Gesellschaft

Auftragnehmer

Lemon Consult AG, Sumatrastrasse 10, 8006 Zürich, <https://lemonconsult.ch/>

Autoren

Martin Mühlebach, Lemon Consult AG (Projektleitung)
Mario Roost, Lemon Consult AG (stv. Projektleitung)
Martin Ménard, Lemon Consult AG

Begleitgruppe

Reto Bertschinger, Gesundheits- und Umweltdepartement (GUD)
Christian Bohtz, ewz
Martina Blum, Departement der Industriellen Betriebe (DIB)
Ruth Furrer, Tiefbauamt (TAZ)
Rahel Gessler, Umwelt- und Gesundheitsschutz Zürich (UGZ)
Yvonne Meier-Bukowicki, Tiefbauamt (TAZ)
Toni W. Püntener, Umwelt- und Gesundheitsschutz Zürich (UGZ)
Dr. Urs Rey, Statistik Stadt Zürich (SSZ)
Franz Sprecher, Amt für Hochbauten (AHB)
Marcel Wickart, ewz

Das Projekt wurde durch Marcel Wickart (ewz), Martina Blum (DIB) und Franz Sprecher (AHB) als PatInnen betreut.

Zitierung

Mühlebach M., Roost M., Ménard M. 2018. Eigenverbrauchsoptimierung Hunziker Areal. Energieforschung Stadt Zürich. Bericht Nr. 51, Forschungsprojekt FP-1.17.

Für den Inhalt sind alleine die Autorinnen und Autoren verantwortlich. Der vollständige Bericht kann unter www.energieforschung-zuerich.ch bezogen werden.

Kontakt

Energieforschung Stadt Zürich
Geschäftsstelle
c/o econcept AG, Gerechtigkeitsgasse 20, 8002 Zürich
reto.dettli@econcept.ch 044 286 75 75

Titelbild

Luca Zanier, Zürich

Energieforschung Stadt Zürich

Ein ewz-Beitrag zur 2000-Watt-Gesellschaft

Energieforschung Stadt Zürich ist ein auf zehn Jahre angelegtes Programm und leistet einen Beitrag zur 2000-Watt-Gesellschaft. Dabei konzentriert sich Energieforschung Stadt Zürich auf Themenbereiche an der Nahtstelle von sozialwissenschaftlicher Forschung und der Anwendung von neuen oder bestehenden Effizienztechnologien, welche im städtischen Kontext besonders interessant sind.

Im Auftrag von ewz betreiben private Forschungs- und Beratungsunternehmen sowie Institute von Universität und ETH Zürich anwendungsorientierte Forschung für mehr Energieeffizienz und erneuerbare Energien. Die Forschungsergebnisse und -erkenntnisse sind grundsätzlich öffentlich verfügbar und stehen allen interessierten Kreisen zur Verfügung, damit Energieforschung Stadt Zürich eine möglichst grosse Wirkung entfaltet – auch ausserhalb der Stadt Zürich. Geforscht wird zurzeit in zwei Themenbereichen.

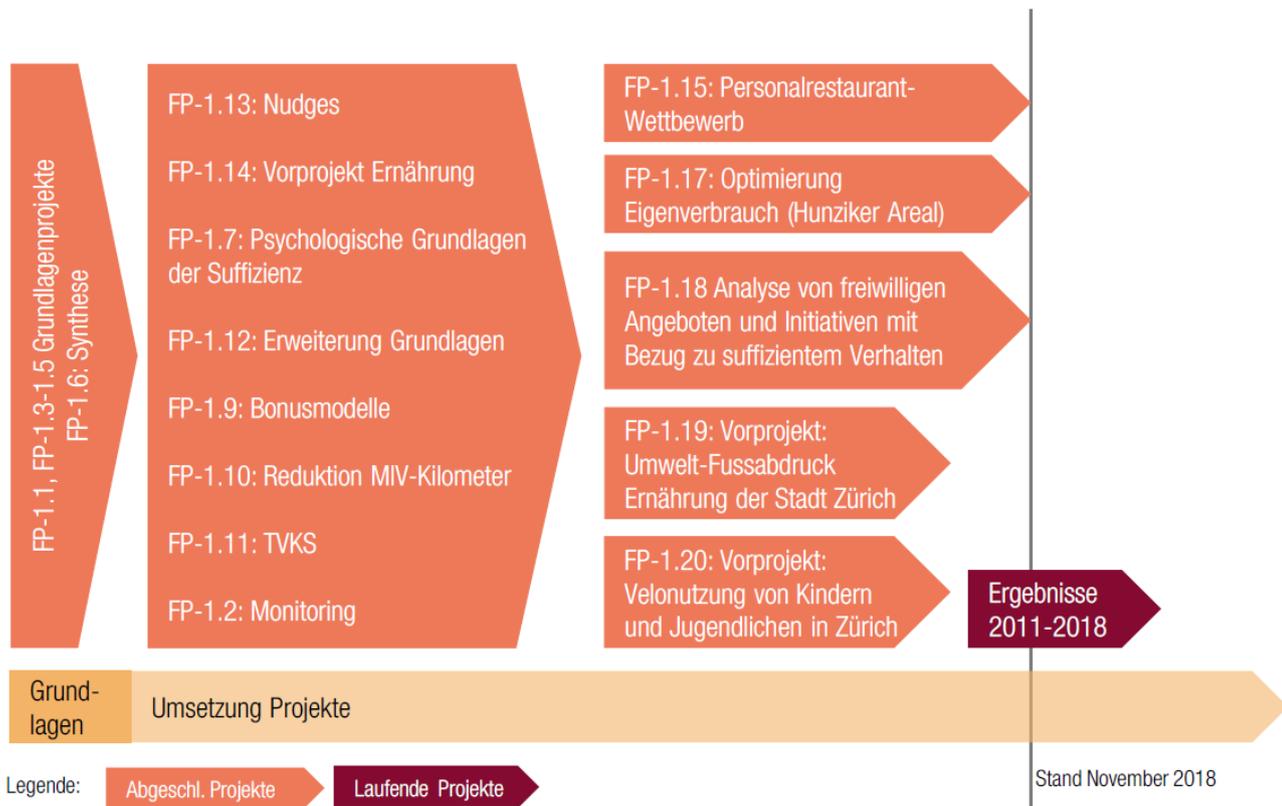
Themenbereich Haushalte

Der Themenbereich Haushalte setzt bei den Einwohnerinnen und Einwohnern der Stadt Zürich an, die zuhause, am Arbeitsplatz und unterwegs Energie konsumieren und als Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträger in vielerlei Hinsicht eine zentrale Rolle bei der Umsetzung der 2000-Watt-Gesellschaft einnehmen. Dabei werden insbesondere sozialwissenschaftliche Aspekte untersucht, die einen bewussten Umgang mit Energie fördern oder verhindern. In Feldversuchen mit Stadtzürcher Haushalten wird untersucht, welche Hemmnisse in der Stadt Zürich im Alltag relevant sind und welche Massnahmen zu deren Überwindung dienen.

Themenbereich Gebäude

Der Themenbereich Gebäude setzt bei der Gebäudeinfrastruktur an, welche zurzeit für rund 70 Prozent des Endenergieverbrauchs der Stadt Zürich verantwortlich ist. In wissenschaftlich konzipierten und begleiteten Umsetzungsprojekten sollen zusammen mit den Eigentümerinnen und Eigentümern sowie weiteren Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträgern Sanierungsstrategien für Gebäude entwickelt und umgesetzt werden, um damit massgebend zur Sanierung und Erneuerung der Gebäudesubstanz in der Stadt Zürich beizutragen. Im Vordergrund stehen die Steigerung der Energieeffizienz im Wärmebereich und die Minimierung des Elektrizitätsbedarfs.

Übersicht und Einordnung der Forschungsprojekte (FP) im Themenbereich Haushalte



Inhalt

Zusammenfassung	4	5. Anhang	36
1. Einleitung	12	5.1. Messkonzept	36
1.1. Stand der Forschung	12	5.2. Tarifstruktur	38
1.2. Ziele und Forschungsfragen	12	5.3. Auswertung Tarifmodelle	38
1.3. Das Hunziker Areal	14	5.4. Sensitivitätsanalyse	40
2. Methoden	17	5.5. Flächennutzung	43
2.1. Messdaten Grundlage	17	5.6. Ausführliche Ergebnisse Experteninterviews	44
2.2. Begriffsdefinitionen	17		
2.3. Ermittlung technische Potentiale	18		
2.4. Die fünf Verbrauchsszenarien	20		
2.5. Systemgrenze	22		
2.6. Modelle Wirtschaftlichkeitsberechnungen	22		
2.7. Experteninterviews	23		
3. Resultate	24		
3.1. Technische Kennzahlen, Ebene Areal	24		
3.2. Technische Kennzahlen, Ebene MFH	26		
3.3. Wirtschaftlichkeit	27		
3.4. Synthese der Resultate	31		
3.5. Experteninterviews	33		
4. Diskussion	34		
4.1. Anlagengrösse	34		
4.2. Effizienz und Lastverschiebung	34		
4.3. Arealkonzept	34		
4.4. Wirtschaftlichkeit	34		
4.5. Handlungsempfehlungen	35		
4.6. Weiterführende Themen	35		

Zusammenfassung

Einleitung

Der vorliegende Bericht beinhaltet die Zusammenfassung der Ergebnisse der Arbeiten zum Projekt FP-1.17 «Eigenverbrauchsoptimierungen auf dem Hunziker Areal» von Energieforschung Stadt Zürich (EFZ). Dieses Projekt hatte zum Ziel, die technischen Potentiale zur Erhöhung des Eigenverbrauchs auf dem Hunziker Areal aufzuzeigen. Nach einer ersten Analyse wurde klar, dass die Potentiale mit den heutigen Gegebenheiten gering sind. Es interessierte aber, welche wirtschaftlichen Anreize zur Eigenverbrauchsoptimierung für die Akteure bestehen¹.

Das Projekt wurde in zwei Phasen durchgeführt:

- In einer ersten Projektphase wurden verschiedene Verbrauchs- und Produktionsszenarien simuliert. Daraus konnten technische Kennzahlen wie Deckungsgrad und Eigenverbrauchsanteil für das Hunziker Areal abgeleitet werden.
- In einer zweiten Projektphase wurden die technischen Kennzahlen in Wirtschaftlichkeitsberechnungen integriert. Für die drei Akteursgruppen ProduzentIn, KonsumentIn und Energieversorgungsunternehmen (EVU) wurden, anhand von vier Tarifmodellen, Kennzahlen zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit gebildet.

Mit der Arbeit soll aufgezeigt werden, warum heute Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) auf Eigenverbrauch optimiert werden, anstatt die ganze verfügbare Fläche zu nutzen und somit einen höheren Deckungsgrad zu erzielen. Diese Fragestellung drängt sich gerade im Zuge der Energiestrategie 2050 des Bundes auf. Dort wird ein verstärkter Zubau der neuen erneuerbaren Energien als Ziel formuliert. Es besteht deshalb ein Interesse, die wertvollen Dachflächen

¹ Es war angedacht, nach der Potentialabschätzung im Rahmen einer Feldstudie die Wirkung von Verbrauchsfeedback auf das Energieeffizienz- und Lastverschiebungsverhalten von privaten Haushalten untersuchen. Aufgrund der Potentialabschätzung auf dem Areal, wurde die Idee der Feldstudie allerdings verworfen.

Ein Weiterführen des Projektes wäre nur mit einer Vergrößerung der PV-Anlage auf dem Areal interessant geworden. Aufgrund der Resultate im ersten Teil, wurde entschieden, dass wirtschaftliche Anreize für drei Akteursgruppen am Beispiel des Hunziker Areal untersucht werden. So sollen Handlungsempfehlungen für MFH im städtischen Kontext möglich werden.

beim Bau einer PV-Anlage möglichst vollständig zu nutzen. Eine weitere Frage im Rahmen der Energiestrategie ist das Thema Effizienz: Heute besteht ein Dilemma zwischen Erhöhung der Energieeffizienz verbunden mit sinkendem Eigenverbrauch. Wie stark wirken sich Effizienzmassnahmen tatsächlich auf den Eigenverbrauch aus?

Das Hunziker Areal

Die Baugenossenschaft «mehr als wohnen» wurde zum Anlass der 100-jährigen städtischen Wohnbaupolitik der Stadt Zürich im Jahre 2007 gegründet. Auf dem Hunziker Areal in Zürich Oerlikon ist ein Quartierteil entstanden, der die Zwischenziele der 2000-Watt-Gesellschaft erfüllt und zugleich eine hohe Qualität an bezahlbarem Gewerbe- und Wohnraum bietet. Die Gebäude der Genossenschaft „mehr als wohnen“ weisen bereits eine hohe Energie- und Ressourceneffizienz auf (z.B. zentrale Tiefkühlräume und Waschsaloons). Aufgrund der kompakten Bauweise, den Technikräumen auf dem Dach und den Vorgaben betreffend extensiv begrünten Dachflächen ist die für Photovoltaik zur Verfügung stehende Dachfläche pro Energiebezugsfläche gering. Wegen der begrenzten Dachfläche ist es schwer möglich, einen höheren Deckungsgrad zu erreichen. Der Eigenverbrauchsanteil ist bereits heute, je nach Bilanzgrenze (Haus oder Areal), bei über 80%. Trotzdem eignet sich das Areal aufgrund der guten Datenlage für Fragestellungen zu Eigenverbrauchsoptimierungen und zu ökonomischen Zusammenhängen. Das Areal konnte für das Kalenderjahr 2016 im Hinblick auf die Stromproduktion der PV-Anlage und den Stromverbrauch vertieft untersucht werden. Für jedes Haus stehen viertelstündliche Messwerte für Wohn-, Gewerbe- und Allgemeinstrom sowie Stromproduktion und Eigenverbrauch respektive Rückspeisung ins Netz zur Verfügung.

Vorgehen

Wie gross ist das aktuelle technische Potential zur Erhöhung des Eigenverbrauchs auf dem Hunziker Areal? Um diese Frage zu beantworten, sollen die Kennzahlen: Deckungsgrad, Autarkiegrad, Eigenverbrauchsanteil und Residuallast für ein Betriebsjahr ermittelt werden (siehe Abb. 1, Hunziker Areal). In einem zweiten Schritt werden drei Ausbauvarianten der installierten PV-Anlage simuliert (Produktionsszenarien). Zugleich werden die Auswirkungen von Massnahmen zur Effizienzsteigerung und Lastmanagement auf die Verbrauchskurven untersucht. Die genannten Kennzahlen werden für alle Produktions- und Verbrauchsszenarien ermittelt. Für die genannten Szenarien soll zusätzlich ein Batteriespeicher simuliert werden, um den Effekt auf den Eigenverbrauchsan-

teil, den Autarkiegrad und die Residuallast zu ermitteln. Mit den gewählten Szenarien wird die Frage nach dem Einfluss der Effizienzmassnahmen auf den Eigenverbrauch beantwortet.

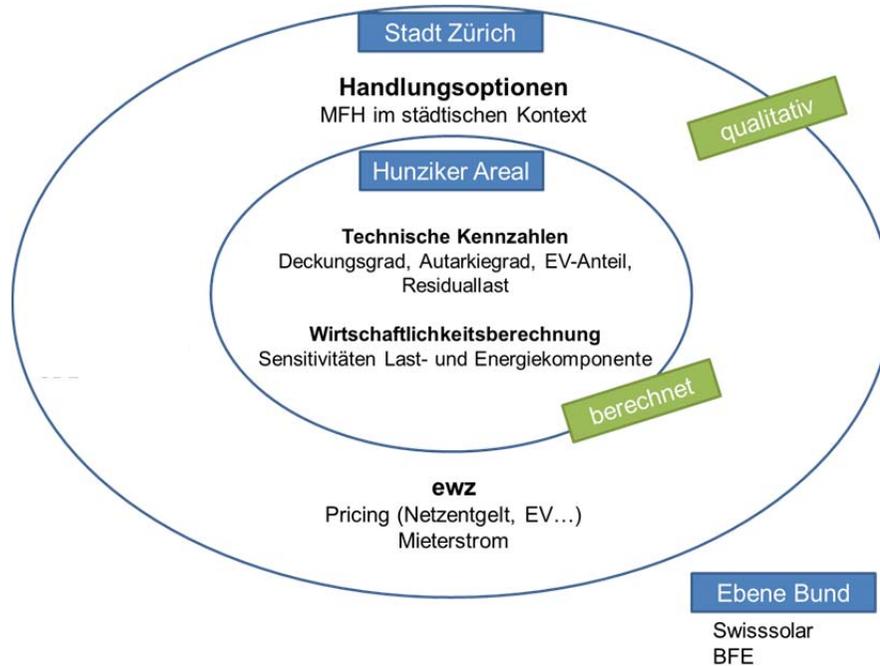


Abb. 1: Untersuchungsrahmen der Studie (Lemon Consult, 2017)

Welche wirtschaftlichen Anreize bestehen heute für ProduzentInnen, KonsumentInnen und Energieversorgungsunternehmen den Eigenverbrauchsanteil zu erhöhen? Aufgrund der technischen Kennzahlen soll mit dem aktuellen Tarifsystem eine Wirtschaftlichkeitsberechnung für die Prosumeranlage² auf dem Hunziker Areal durchgeführt werden (siehe innerer Kreis, Abb. 1). Zusätzlich sollen in Absprache mit dem Elektrizitätswerk der Stadt Zürich mögliche künftige Tarifmodelle berücksichtigt werden.

² Das Wort Prosumer vereint die Worte "producer" (englisch für Hersteller) und "consumer" (englisch für Verbraucher). Wer sowohl Strom verbraucht, als auch produziert ist ein Prosumer.

Die Datengrundlage erlaubt es, sowohl das gesamte Areal als auch einzelne Häuser auf dem Areal zu betrachten. So können Erkenntnisse für Mehrfamilienhäuser im städtischen Kontext gewonnen werden. Eine qualitative Diskussion der einzelnen Themen im äusseren Kreis in Abbildung 1, gestützt auf fünf Interviews mit Akteuren, runden die Studie ab.

Technische Kennzahlen

Für eine bessere Verständlichkeit werden die Begriffe Eigenverbrauchsanteil und Deckungsgrad an dieser Stelle definiert:

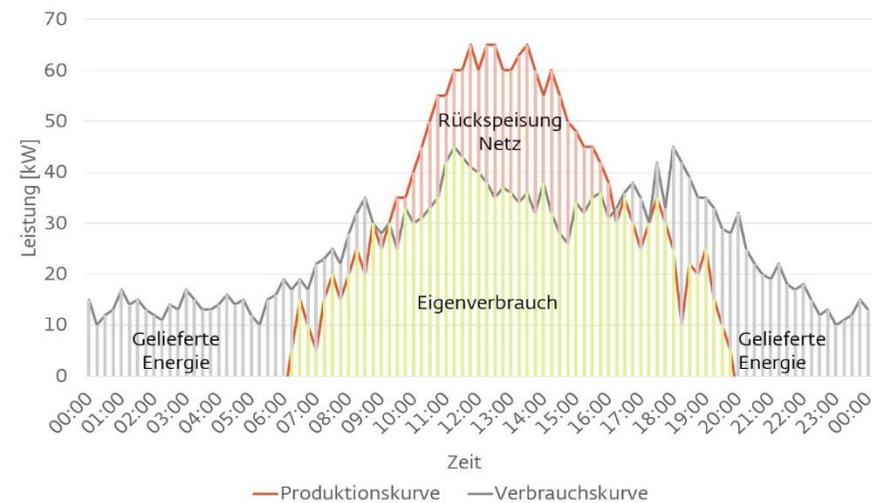


Abb. 2: Produktions- und Verbrauchskurve im Tagesgang, Lemon Consult, 2018)

Der Eigenverbrauchsanteil beschreibt den zeitgleichen PV-Verbrauch (Eigenverbrauch, Abb. 2) pro PV-Produktion (Produktionskurve, Abb. 2). Die Bilanzierung erfolgt alle 15 Minuten, somit ist eine Gleichzeitigkeit gegeben. Der Deckungsgrad beschreibt die jährliche Eigenenergieproduktion (Produktionskurve) im Verhältnis zum eigenen Jahresverbrauch (Verbrauchskurve). Die Bilanzierung erfolgt über ein Betriebsjahr, eine Gleichzeitigkeit ist nicht erforderlich. Weitere Begriffsdefinitionen werden im Hauptteil der Arbeit erläutert.

Resultate

Das Szenario «PV Ist» beschreibt die Produktion von PV-Strom auf dem Hunziker Areal im Jahr 2016. Es war eine Auflage der Stadt Zürich, dass rund 30% der Fläche für eine Dachbegrünung genutzt wird. Diese Grünflächen, einzelne Technikaufbauten, Dachterrassen, Liftüberfahrten und Oblichter machen eine grössere PV-Anlage auf dem Dach aktuell nicht möglich³.

Szenario	Ist-Zustand (2016)
Verbrauch Areal	1'786 MWh
Installierte Leistung PV-Anlage	504 kWp
Eigenerzeugte Energie	459 MWh

Im Produktionsszenario «Vollausbau Dach/Fassade» wurde von einer idealen Platzsituation auf den Dächern ausgegangen. Die Technikräume der Lüftungsanlagen könnten komplett ins Untergeschoss verlegt werden. Oblichter, Liftüberfahrten und Dachterrassen werden weiterhin berücksichtigt. Die bestehenden Module werden durch neue Module mit einer Nennleistung von 330 Watt peak (Wp) ersetzt. Zusätzlich werden Photovoltaikmodule (877 Module) an den Süd-, Ost- und Westfassaden der Gebäude angebracht. Um den Ertrag der Fassadenanlagen zu simulieren, wurden die Globalstrahlungsdaten der Station Kloten (ZH) von Meteo Schweiz verwendet. Die eintreffende Strahlung auf die geneigte Ebene der Fassadenanlage wurde mit dem «Globalstrahlungsmodell von Klucher⁴» berechnet. Die gesamte Anlage hätte eine Leistung von 1'380 kWp, was einem Zubau von 174 % gegenüber «PV-Ist» entspricht. Der Ertrag der PV-Anlage würde auf 1'175 MWh steigen.

Szenario	Vollausbau Dach / Fassade
Verbrauch Areal	1'786 MWh
Installierte Leistung PV-Anlage	1'380 kWp
Eigenerzeugte Energie	1'175 MWh

Tabelle 1 zeigt die technischen Kennzahlen für die beschriebenen Produktionsszenarien und die fünf untersuchten Verbrauchsszenarien. Während der Deckungsgrad bei Vollausbau auf 66 % ansteigt sinkt der Eigenverbrauchsanteil

ohne zuzügliche Massnahme um fast ein Drittel, von 91 % auf 59 %. Auch werden bei einem «Vollausbau Dach» die Lastspitzen der Rückspeisung wesentlich grösser als die Bezugsspitzen, so dass die Netzsituation am Standort problematisch werden könnte.

Im Szenario IST/WP werden die beiden externen Wärmepumpen für Warmwasser und Heizung (Contracting-Anlage der ewz) in den Arealverbrauch miteinbezogen. Dies führt zu einer Erhöhung des Stromverbrauchs von 1'786 MWh auf 2'365 MWh pro Jahr. Damit sinkt der Deckungsgrad um 7 % bei «PV Ist» bzw. um 16 % bei «Vollausbau Dach». Invers dazu verhält sich der Autarkiegrad, welcher sich um 5 % respektive 7 % verringert. Der Eigenverbrauchsanteil erhöht sich mit Einbezug der Wärmepumpen um 2 % bei «PV Ist» und 5 % bei «Vollausbau Dach». Die Bezugsspitze der Residuallast vergrössert sich, da die Wärmepumpen auch die Spitzenlast beeinflussen. Die Rückspeisungsspitze verringert sich, da der produzierte Strom auch in den Vollausbauszenarien gleichzeitig genutzt werden kann.

Auf dem gesamten Areal sind trotz der heute bereits effizienten Lebensformen noch technische Effizienzpotentiale von 11.5 % vorhanden. Würden diese Massnahmen wie Betriebsoptimierungen bei Gewerbebetrieben, Vermeidung von Stand-by, Beleuchtungsersatz oder Warm- statt Kaltwasseranschlüsse bei Waschmaschinen und Geschirrspüler umgesetzt, sinkt der Gesamtstromverbrauchs des Areals von 2'365 MWh auf 2'095 MWh. Damit erhöht sich im Szenario «IST/WP/EFF» der Deckungsgrad und der Eigenverbrauchsanteil sinkt entsprechend. Bei 11.5% Energieeinsparung sinkt der Eigenverbrauchsanteil allerdings je nach Szenario nur um 3 bis 4 %.

Mit Hinzunahme der Lastverschiebungsmassnahmen (Sperrzeiten für Warmwasser Wärmepumpen und diverse weitere Sperrzeiten) sehen wir für die Kennzahlen Eigenverbrauchsanteil, Autarkiegrad und Residuallast einen gegenteiligen Effekt. Der Deckungsgrad bleibt unverändert, da am Gesamtverbrauch des Areals nichts verändert wird. Es werden lediglich die Lasten innerhalb des Verbrauchsprofils verschoben. Die Lastverschiebungsmassnahmen haben am Beispiel des Hunziker Areals einen grösseren Effekt auf den Eigenverbrauchsanteil, als die Effizienzmassnahmen.

Im letzten Szenario wird ein Batteriespeicher von 300 kWh Speicherkapazität hinzugenommen. Dies entspricht der Speicherkapazität von drei Teslas (Model S 100D). Die Batterie wird bei Überschuss geladen und im ersten Moment, beidem der Verbrauch wieder grösser ist als die Produktion, entladen. Der Deckungsgrad bleibt unverändert. Der Eigenverbrauchsanteil erhöht sich, je nach

³ Die beiden Produktionsszenarien «Teilausbau Dach» und «Vollausbau Dach» können im Hauptteil des Berichts eingesehen werden.

⁴ Solar Energy Engineering: Processes and Systems, Kalogirou A. S. (2009)

Szenario, um 4 bis 5 %. In Relation zum Areal hat die klein dimensionierte Batterie in diesem Beispiel einen ähnlichen Effekt wie die Lastverschiebungsmassnahmen. Die Bezugsspitze kann im Vollausbau mit der Batterie nicht reduziert werden, da die Batterie zum Zeitpunkt der Lastspitze bereits vollständig geladen ist. Mit einem veränderten Laderegime könnte dieses netzdienliche Verhalten ebenfalls erreicht werden, allerdings auf Kosten des Eigenverbrauchs.

Tab. 1: Resultate für ausgewählte Produktions- und Verbrauchsszenarien auf dem Hunziker Areal (Lemon Consult, 2016)⁵

	Produktionsszenarien	PV Ist	Vollausbau Dach / Fassade
Verbrauchsszenarien			
IST	Deckungsgrad [%]	26	66
	Eigenverbrauchsanteil [%]	91	59
	Autarkiegrad [%]	23	39
	Residuallast [kW]	424/-203	424/-772
IST/WP	Deckungsgrad [%]	19	50
	Eigenverbrauchsanteil [%]	93	64
	Autarkiegrad [%]	18	32
	Residuallast [kW]	531/-186	531/-659
IST/WP/EFF	Deckungsgrad [%]	22	55
	Eigenverbrauchsanteil [%]	89	61
	Autarkiegrad [%]	20	34
	Residuallast [kW]	506/-344	506/-695
IST/WP/EFF/LAST	Deckungsgrad [%]	22	55
	Eigenverbrauchsanteil [%]	95	65
	Autarkiegrad [%]	21	37
	Residuallast [kW]	536/-251	536/-638
IST/WP/EFF/LAST/BATT	Deckungsgrad [%]	22	55
	Eigenverbrauchsanteil [%]	99	70
	Autarkiegrad [%]	22	39
	Residuallast [kW]	525/-143	525/-638

⁵ Der positive Wert der Residuallast entspricht der Bezugsspitze. Der dazugehörige negative Wert der Spitzenleistung der Rückspeisung.

Die technischen Kennzahlen wurden sowohl für das Areal (siehe Tab. 1) wie auch für drei einzelne Häuser (siehe Tab. 2) ermittelt. Haus E hat die grösste PV-Anlage pro Energiebezugsfläche (EBF) und neben Wohnungen auch ein Restaurant im Erdgeschoss (siehe Tab. 2). Dagegen hat Haus G eine kleine PV-Anlage bezogen auf die EBF. Haus I hat neben Wohnungen verschiedene Flächen für Ateliers und Werkstätten und eine, für das Areal, durchschnittliche spezifische PV-Anlagengrösse. Aus Tabelle 2 wird neben dem Effekt der Anlagengrösse auf den Eigenverbrauchsanteil auch der Effekt der funktionalen Durchmischung von Wohnen und Gewerbe ersichtlich. Haus I und E haben eine ähnliche spezifische Anlagenleistung. Das Restaurant in Haus E hilft den Eigenverbrauchsanteil stärker zu erhöhen, als dies bei Haus I der Fall ist. Haus G erreicht aufgrund der kleineren PV-Anlage einen hohen Eigenverbrauchsanteil, weist allerdings einen wesentlich tieferen Deckungsgrad auf.

Mithilfe dieser technischen Kennzahlen konnten für vier ausgewählte Tarifmodelle (Grundpreis, Mieterstrom, Grossverbraucher und virtueller Speicher) die Rückzahldauern der PV-Anlage auf dem Hunziker Areal berechnet werden:

- Die Verbrauchs- und Kostenbilanzierung erfolgt beim Tarifmodell «Grundpreis» auf Basis von Stundenwerten. Die Kostenstruktur orientiert sich am Produkt ewz.basis.
- Im Modell Mieterstrom («ewz.solarsplit») erfolgt die Verbrauchs- und Kostenabrechnung durch das EVU (Basis 15-Minuten), wofür ein Dienstleistungsentgelt von der KonsumentIn entrichtet wird. Der für die ProduzentIn verbleibende Tarif für den eigenverbrauchten Solarstrom reduziert sich um diesen Betrag.
- Im Grossverbrauchermodell wird die Energie des Netzbezuges auf dem offenen Strommarkt eingekauft. Auf Grund der geringeren Kosten für den Einkauf der Energie aus dem Netz (Annahme -2 Rp./kWh im Vergleich zu den anderen Tarifmodellen), fällt auch der Tarif für die eigenverbrauchte Energie tiefer aus. Zusätzlich besteht für die KonsumentIn eine Leistungskomponente. Die Verbrauchs- und Kostenabrechnung erfolgt durch die ProduzentIn.
- Im Tarifmodell «virtueller Speicher» erfolgt die Verbrauchs- und Kostenbilanzierung auf Basis der Jahresbilanz. Die Kostenstruktur orientiert sich am Produkt ewz.solarsplit. Ergänzend zum Standardtarif wird die Überschussproduktion in einen virtuellen Speicher (z.B. das Stromnetz) abgegeben, der vom EVU bewirtschaftet wird. Die KonsumentIn kann den Solarstrom dadurch direkt oder zeitunabhängig beziehen. Die Verbrauchs- und Kos-

tenabrechnung erfolgt durch das EVU, wofür dieses ein Dienstleistungs-entgelt an die KonsumentIn entrichtet.

Die Rückzahldauern für das Hunziker Areal und die drei ausgewählten Häuser sind in Tabelle 3 für die vier beschriebenen Tarifmodelle aufgeführt. Je tiefer die Rückzahldauer, desto wirtschaftlicher ist das entsprechende Tarifmodell. Die Modelle «Grundpreis» und «Mieterstrom» unterscheiden sich für die ProduzentIn PV-Anlage bezüglich Rückzahldauern kaum. Das Tarifmodell «Grossverbraucher» weist eine hohe Rückzahldauer auf, weil sich der Verkaufspreis der eigenerzeugten Energie an den Einkaufspreisen der aus dem Netz bezogenen Energie orientieren muss. Dieser ist aktuell sehr viel tiefer als das Entgelt für die Rückspeisungen der weiteren Tarife.

Haus I zeigt, dass das Tarifmodell «virtueller Speicher» insbesondere für Gebäude mit höheren Deckungsgraden interessant ist. Der überschüssige PV-Strom, der nicht zeitgleich verbraucht werden kann, wird ins Netz eingespeist und zeitunabhängig für ein Entgelt wieder bezogen. Somit wird die Benachteiligung des tieferen Eigenverbrauchsanteils kleiner als bei den heutigen Tarifmodellen (25 gegenüber 30 Jahre, siehe Tab. 3.)

Tab. 2: Übersicht technische Kennzahlen Areal und einzelne Häuser (Lemon Consult, 2017)

	Areal	Haus E	Haus G	Haus I
Nutzung	Wohnen Gewerbe	Wohnen Restaurant	Wohnen Gem.räume	Wohnen Atelier/Werk.
Eigenverbrauchsanteil [%]	91	96	98	76
Deckungsgrad [%]	26	22	13	34
Spez. PV-Anlagenleistung [Wp/m ² EBF]	7.6	9.7	3.3	7.6

Tab. 3: Betrachtung Rückzahldauer für PV Ist⁶ (Lemon Consult, 2018)

	Areal	Haus E	Haus G	Haus I
Grundpreis	25 a	24 a	23 a	30 a
Mieterstrom	24 a	24 a	23 a	30 a
Grossverbraucher	118 a			
Virtueller Speicher	23 a	24 a	23 a	25 a

Mit den anfallenden Kosten und Einnahmen wurde für jeden der drei Akteure (ProduzentIn, KonsumentIn und EVU) eine entsprechende Kennzahl gebildet. Im Falle der ProduzentIn werden die maximal zulässigen Investitionskosten pro kWp installierte PV-Anlage angegeben. Für das EVU handelt es sich um die Netto-Einnahmen, welche aus dem betrachteten Perimeter generiert werden können. Darin nicht enthalten sind unter anderem Einnahmen aus dem Weiterverkauf der Energie-Rückspeisung aus der PV-Anlage ins Netz oder Kosten für den Einkauf von Energie auf dem Terminmarkt.

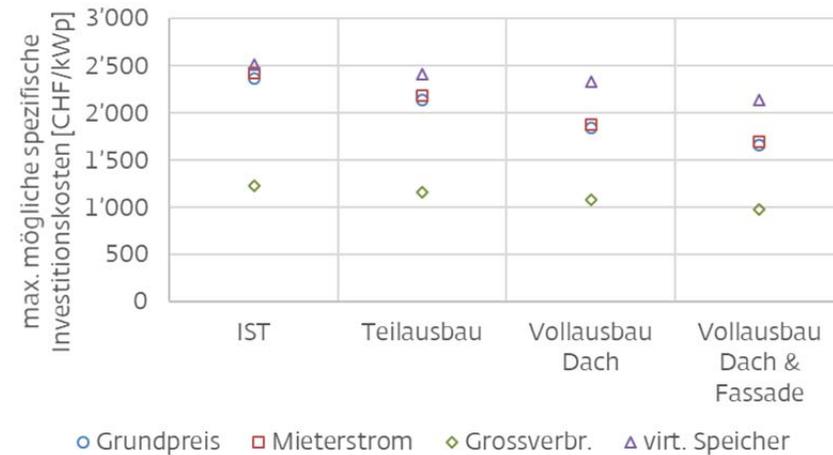


Abb. 3: Maximal mögliche spezifische Investitionskosten, Sicht ProduzentIn, Areal, Szenario IST (Lemon Consult, 2018)

⁶ Für die Berechnung wurde von einem mittleren Zinssatz von 2.8 % (Referenzzinssatz 2008-2018: +0.5% Risikozuschlag) und spezifischen Investitionskosten von 2'400 CHF/kWp (Preisniveau 2014 der installierten Anlage) ausgegangen. Das Preisniveau 2018 liegt bei 1'800 CHF/kWp (Auskunft von: Clevergie AG, www.clevergie.ch).

Abbildung 3 zeigt die maximal zulässigen Investitionskosten in CHF pro installierte Leistung an PV auf der vertikalen Achse. Je tiefer diese sind, desto günstiger muss die Anlage realisiert werden können. Auf der horizontalen Achse sind die vier Ausbauszenarien für das Hunziker Areal abgebildet. Je grösser der Ausbau und somit die Leistung der PV-Anlage ist, desto günstiger muss die Anlage erstellt werden können, um wirtschaftlich zu sein. Mit zunehmender Anlagen grösser wird das Tarifmodell «virtueller Speicher» für die ProduzentIn gegenüber den weiteren Tarifmodellen attraktiver. Das Grossverbrauchermodell ist für die ProduzentIn nicht attraktiv und die Modelle Mieterstrom und Grundpreis unterscheiden sich bei allen Ausbaustandards so gut wie nicht voneinander.

In Abbildung 4 sind die Nettoeinnahmen in kCHF auf der horizontalen Achse aufgetragen. Die vier Ausbauszenarien sind auf der vertikalen Achse ersichtlich. Für das EVU unterscheiden sich die drei Tarifmodelle Grundpreis, Mieterstrom und virtueller Speicher wenig voneinander. Einzig das Modell Grossverbraucher ist für das EVU unattraktiv. Je grösser die PV-Anlage desto tiefer sind die Netto Einnahmen für das EVU.

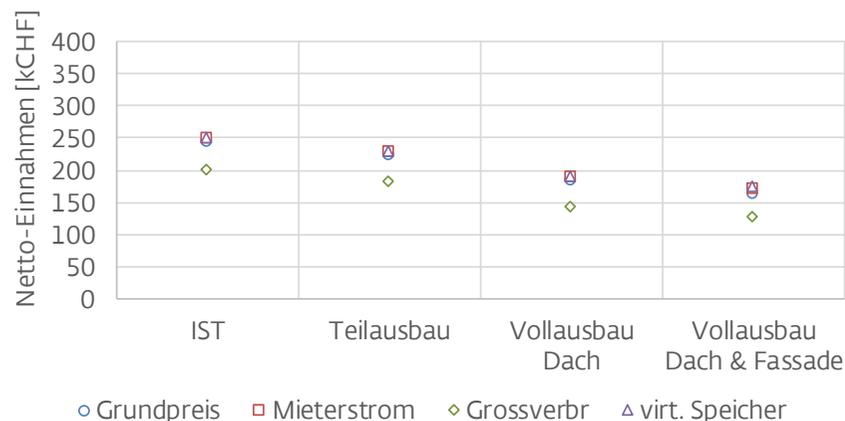


Abb. 4: Wirtschaftlichkeit Sicht EVU, Areal, Szenario IST (Lemon Consult, 2018)

Gemäss den durchgeführten Sensitivitätsanalysen zu den einzelnen Tarifkomponenten hat für die ProduzentIn der Eigenverbrauch den grössten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage. Dies zeigt, dass heute ein ökonomischer Anreiz besteht, PV-Anlagen auf einen hohen Eigenverbrauch auszulegen. Der oft debattierte Tarif für die Energie-Rückspeisung ins Netz ist auf Grund des hohen Eigenverbrauchsanteils für das Hunziker Areal vernachlässigbar.

Synthese

Die Zusammenführung der technischen Kennzahlen mit den ökonomischen Analysen für das Hunziker Areal ist in Abbildung 5 dargestellt. In der horizontalen Ebene nimmt die Grösse der PV-Anlage von links nach rechts zu. In der vertikalen Ebene nimmt der Eigenverbrauchsanteil durch Lastverschiebungs massnahmen und Batteriespeicher von oben nach unten zu. Der Deckungsgrad bleibt konstant. Die Szenarien «IST/WP» und IST/EFF» werden nicht berücksichtigt. Die Aussagen beziehen sich auf die vier beschriebenen Tarifsysteme und gelten nur für das Hunziker Areal.

Für die ProduzentIn der PV-Anlage sinkt die Wirtschaftlichkeit mit Vergrösserung der PV-Anlage mit den aktuellen Tarifsystemen. Hingegen steigt die Wirtschaftlichkeit mit Massnahmen zur Erhöhung des Eigenverbrauchs (Lastverschiebung oder Batterie).

Mit Vergrösserung der PV-Anlage steigen die Energiekosten für die KonsumentIn, da der Anteil an PV-Strom zu Niedertarifzeiten (NT) steigt und dieser teurer ist, als der Strom zu Niedertarifzeiten aus dem Netz. Ebenfalls nehmen die Kosten für die KonsumentIn zu, wenn Lastverschiebungen in die Hochtarifzeiten fallen. In der vorliegenden Arbeit werden die Lastverschiebungen statisch berechnet, das heisst unabhängig von Jahreszeiten, oder der Frage, ob die PV-Anlage produziert, wird die Last verschoben, deshalb wirken sich diese für die KonsumentIn negativ aus. Je nach Höhe der Energiepreise kann sich der Mehrverbrauch von PV-Strom für die KonsumentIn auch kostensenkend auswirken. Die Nettoeinnahmen des EVU nehmen sowohl bei Vergrösserung der PV-Anlage als auch bei Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils ab. Das EVU profitiert allerdings von Lastverschiebungen und netzdienlicher Batterie, bei welchen die Lastspitzen reduziert werden können.

Alle drei beschriebenen Akteure haben im vorliegenden Beispiel ein Interesse, die bestehende PV-Anlage nicht grösser zu machen. Daher entsteht aus ökonomischen Überlegungen eine Anlage, welche nicht die gesamte zur Verfügung stehende Dachfläche ausnutzt.

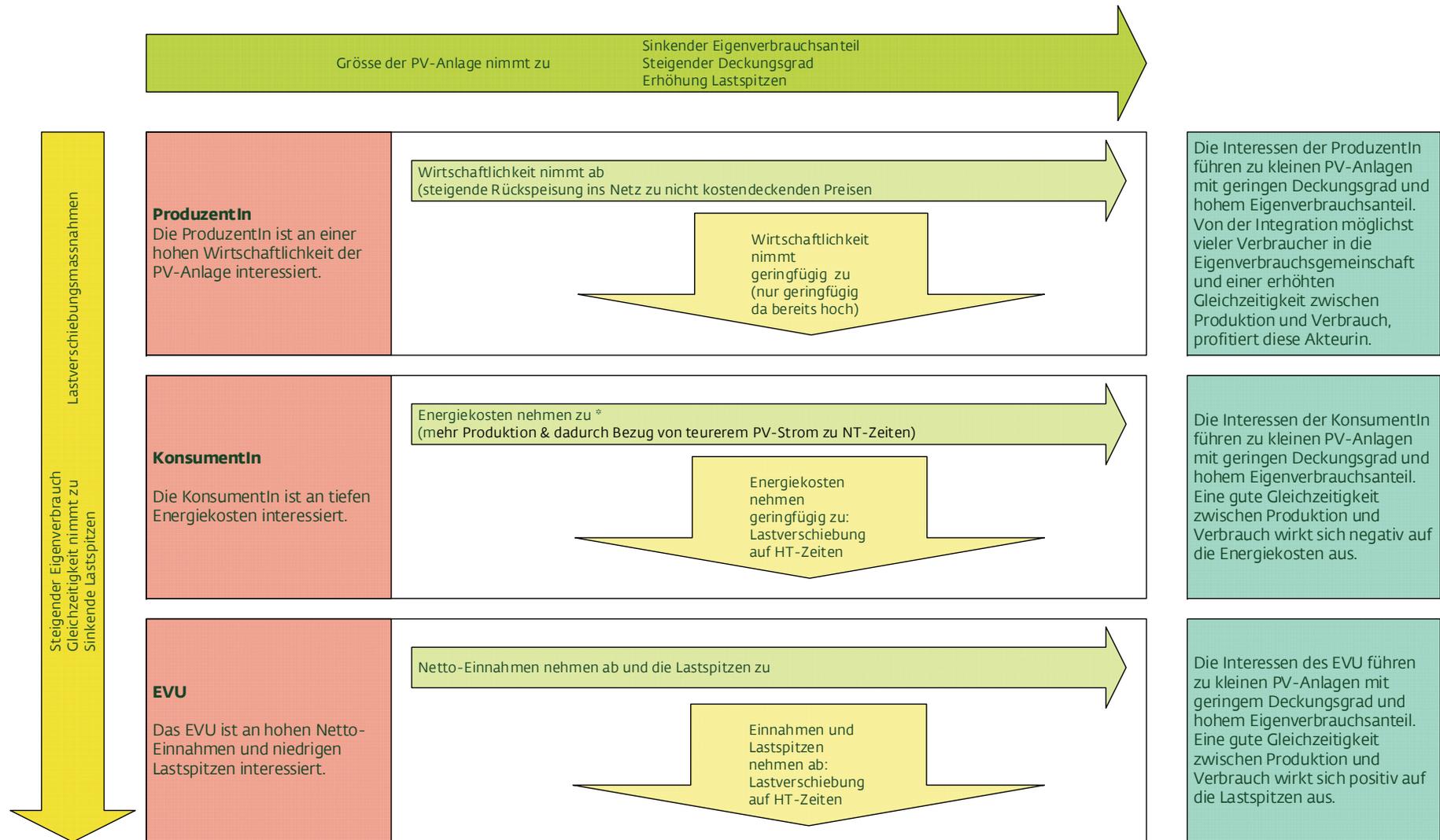


Abb. 5: Zusammenhang zwischen technischen Kennzahlen und den ökonomischen Betrachtungen pro Akteursgruppe für das Hunziker Areal (Lemon Consult, 2018)

Handlungsempfehlungen

Die beschriebenen Resultate gelten für das untersuchte Hunziker Areal. Welche Folgerungen lassen sich nun auf ein Mehrfamilienhaus im städtischen Kontext übertragen? Ein Mehrfamilienhaus wird immer eine kleine Dachfläche in Bezug auf die Energiebezugsfläche aufweisen. Beispiele einzelner Häuser auf dem Hunziker Areal zeigen, dass der Eigenverbrauchsanteil auch bei einer reinen Wohnnutzung nie tiefer als 55 % ist. Bei vergleichbaren Objekten mit ähnlichen Geometrien und Flächenverhältnissen (Dachfläche zu Energiebezugsfläche) dürfte dies ebenfalls der Fall sein. Heutige PV-Planungstools (bspw. Polysun oder PVopti) errechnen aktuell tiefere Eigenverbrauchswerte. Auch im vorliegenden Beispiel wurde in der Planung ein Eigenverbrauchsanteil für das Areal von 30 bis 40 % angenommen. Der Eigenverbrauch wurde somit um mehr als die Hälfte unterschätzt. Daher empfehlen die Autoren, auch im Hinblick auf sich ändernde Tarifmodelle, mehr Wert auf eine realistische Einschätzung der zu erwartenden Verbrauchsprofile zu legen und damit die PV-Anlage möglichst gross zu planen und die gesamte Dachfläche nutzen zu können. Zusätzlich sollte in der Auslegung mehr Wert auf eine realistische Einschätzung der zu erwartenden Verbrauchsprofile gelegt werden. Nur so, können die ambitionierten Zubauziele an erneuerbaren Energien erreicht werden.

Die vorliegende Arbeit zeigt, dass die Effizienzmassnahmen den Eigenverbrauchsanteil im untersuchten Beispiel in geringerem Masse reduzieren als angenommen. Die Rückzahldauern von Effizienzmassnahmen werden dadurch zwar reduziert, allerdings sind die beschriebenen gängigen Massnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz aus Sicht der Autoren immer noch wirtschaftlich. Es spricht daher nichts dagegen, weiterhin Energieeffizienzmassnahmen umzusetzen.

Am Beispiel Hunziker Areal ist zu sehen, dass die Gestaltung und die Optimierung der Dachlandschaft im Hinblick auf eine maximale PV-Nutzung, nach Ansicht der Autoren, in Zukunft als Teil einer integrierten Planung sein sollte. Gerade bei grossen, kompakten Gebäuden resultieren ansonsten tiefe Deckungsgrade. Die Gebäudetechnikplaner sind gefordert, die Gebäudehülle (Dach und Fassade) als wertvolle Produktionsfläche zu erkennen und diese möglichst für PV freizuhalten. Die zunehmenden Flächenkonflikte zwischen Biodiversität, Stadtklima und PV-Produktion können mit Kombinationen verschiedener Elemente, wie beispielsweise aufgeständerten Anlagen mit Dachbegrünung entschärft werden. Dazu kommt, dass künftig bei Arealen und MFH die thermische Gebäudehüllen und die Warmwasserspeicher als Energiespeicher bewusster genutzt werden sollen. Auch müssen die Elektro-Ladestationen

vermehrt in die Gesamtbilanz miteinbezogen werden. Die simulierte Batterie kann den Eigenverbrauchsanteil im vorliegenden Beispiel nur geringfügig erhöhen. Ein Batteriespeicher auf Haus- oder Arealebene ist demzufolge heute aus Sicht der Autoren aus wirtschaftlichen Überlegungen nur sinnvoll, wenn dieser zur Stabilisierung des Verteilnetzes direkt vom EVU bewirtschaftet werden kann. Dies erfordert ein dynamisches Tarifsystem als Voraussetzung, damit der monetäre Anreiz besteht, die Batterie netzdienlich zu betreiben.

Weiterführende Themen

Die Mehrheit der interviewten Experten ist der Ansicht, dass sich mit den aktuellen Rahmenbedingungen für den Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) das vorhandene Potential für Eigenverbrauchsgemeinschaften nur im Falle eines Neubaus nutzen lässt, da für die Durchleitung ein arealeigenes Netz zur Verfügung stehen muss. Die Autoren sind der Ansicht, dass für bestehende Bauten die Mitnutzung des lokalen Netzes durch ein Entgelt zu prüfen ist, weil damit auf ein eigenes Netz verzichtet werden kann.

Alle Experten, welche mit den Studienresultaten konfrontiert wurden, merken an, dass künftige Tarifmodelle die Wertigkeit des Stromes abbilden müssen. Ansonsten werden die zukünftig geplanten Photovoltaikanlagen weiterhin auf einen hohen Eigenverbrauchsanteil und entsprechend tieferen Deckungsgrad ausgerichtet. Somit wird nicht die gesamte Dachfläche genutzt werden und die Zubaurate für erneuerbare Energien erhöht sich nur langsam oder stagniert. Dies ist nicht im Sinne der Energiestrategie 2050, welche einen erhöhten Zubau an erneuerbaren Energien fordert. Das Tarifsystem «virtueller Speicher» zeigt aus Sicht der Autoren einen interessanten Ansatz, da die Wirtschaftlichkeit mit der Grösse der PV-Anlagen bis zu einem Deckungsgrad von 100 % weniger stark sinkt als die weiteren untersuchten Tarifszenarien. Eine weiterführende Idee wäre aus Sicht der Autoren die Entwicklungen zweier Tarifsysteme: Ein erstes Modell für einen hohen Eigenverbrauchsanteil und ein zweites Modell für einen hohen Deckungsgrad. So kann sich die EigentümerIn, je nach Ausbausituation und Areal entscheiden, welches Modell sie bevorzugt.

1. Einleitung

Photovoltaikanlagen werden heute auf einen hohen Eigenverbrauch optimiert. Gibt es Ansätze, welche dieser Tendenz entgegenwirken können? Und wie verhält sich Energieeffizienz im Zusammenhang mit Eigenverbrauch – bestehen Anreize diese Gegenläufigkeit zu entschärfen?

1.1. Stand der Forschung

Verschiedene Forschungsarbeiten lassen auf einen positiven Zusammenhang zwischen Photovoltaik und energiesparendem Verhalten schliessen, auch wenn dieser Zusammenhang noch nicht abschliessend untersucht wurde. Keirstead (2006)⁷ zeigt in seiner Arbeit, dass EigentümerInnen von PV-Anlagen bereit sind, Lasten zu verschieben und geben an, dass sie nach der Installation der PV-Anlagen auch verstärkt Massnahmen ergriffen haben, Strom einzusparen. Rai/McAndrews (2012)⁸ fanden mittels Befragungen ähnliche Resultate für PV-Besitzer in Texas. Messdaten wurden jedoch in beiden Studien nicht ausgewiesen. Goulden et al. (2014)⁹ zeigen mittels Fokusgruppeninterviews, dass Personen mit eigener Energieerzeugungsanlage eine erhöhte Bereitschaft aufweisen, sich mit dem Thema „Energie“ auseinanderzusetzen. Eigentümerinnen und Eigentümer eines Eigenheims mit einer PV-Anlage sind demnach sensibler bezüglich Energiefragen. Inwieweit dies auch auf Eigenverbraucherinnen und Eigenverbraucher in einer Eigenverbrauchsgemeinschaft (Mieterinnen und Mieter) zutrifft, ist heute unklar.

⁷ James Keirstead, (2006). Behavioural responses to photovoltaic systems in the UK domestic sector. DPhil. University of Oxford.

⁸ Varun Rai und Kristine McAndrews, Decision-Making and Behavior Change in Residential Adopters of Solar PV, Proceedings of the World Renewable Energy Forum, Denver, CO, May 13-17, 2012.

⁹ Murray Goulden, Ben Bedwell, Stefan Rennick-Egglestone, Tom Rodden und Alexa Spence (2014), Smart grids, smart users? The role of the user in demand side management, Energy Research and Social Science, Volume 2, Juni 2014, 21–29.

1.2. Ziele und Forschungsfragen

Dieses Projekt hatte zum Ziel, die technischen Potentiale zur Erhöhung des Eigenverbrauchs auf dem Hunziker Areal aufzuzeigen. Nach einer ersten Analyse wurde klar, dass die Potentiale mit den heutigen Gegebenheiten gering sind. Es interessierte aber, welche wirtschaftlichen Anreize zur Eigenverbrauchsoptimierung für die Akteure bestehen. Das Projekt wurde in zwei Phasen durchgeführt¹⁰:

- In einer ersten Projektphase wurden verschiedene Verbrauchs- und Produktionsszenarien simuliert. Daraus konnten technische Kennzahlen wie Deckungsgrad und Eigenverbrauchsanteil für das Hunziker Areal abgeleitet werden.
- In einer zweiten Projektphase wurden die technischen Kennzahlen in Wirtschaftlichkeitsberechnungen integriert. Für die drei Akteursgruppen ProduzentIn, KonsumentIn und Energieversorgungsunternehmen (EVU) wurden, anhand von vier Tarifmodellen, Kennzahlen zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit gebildet.

Wie gross ist das aktuelle technische Potential zur Erhöhung des Eigenverbrauchs auf dem Hunziker Areal? Um diese Frage zu beantworten, sollen die Kennzahlen: Deckungsgrad, Autarkiegrad, Eigenverbrauchsanteil und Residuallast für ein Betriebsjahr ermittelt werden (siehe Abb. 1, Hunziker Areal). In einem zweiten Schritt werden drei Ausbauvarianten der installierten PV-Anlage simuliert (Produktionsszenarien). Zugleich werden die Auswirkungen von Massnahmen zur Effizienzsteigerung und Lastmanagement auf die Verbrauchskurven untersucht. Die genannten Kennzahlen werden für alle Produktions- und Verbrauchsszenarien ermittelt. Für die genannten Szenarien soll zusätzlich ein Batteriespeicher simuliert werden, um den Effekt auf den Eigenverbrauchsanteil, den Autarkiegrad und die Residuallast zu ermitteln. Mit den gewählten Szenarien wird die Frage nach dem Einfluss der Effizienzmassnahmen auf den Eigenverbrauch beantwortet.

¹⁰ Es war angedacht, nach der Potentialabschätzung im Rahmen einer Feldstudie die Wirkung von Verbrauchsfeedback auf das Energieeffizienz- und Lastverschiebungsverhalten von privaten Haushalten untersuchen. Aufgrund der Potentialabschätzung auf dem Areal, wurde die Idee der Feldstudie allerdings verworfen. Ein Weiterführen des Projektes wäre nur mit einer Vergrößerung der PV-Anlage auf dem Areal interessant geworden. Aufgrund der Resultate im ersten Teil, wurde entschieden, dass wirtschaftliche Anreize für drei Akteursgruppen am Beispiel des Hunziker Areal untersucht werden. So sollen Handlungsempfehlungen für MFH im städtischen Kontext möglich werden.

Welche wirtschaftlichen Anreize bestehen heute für ProduzentInnen, KonsumentInnen und Energieversorger den Eigenverbrauchsanteil zu erhöhen? Aufgrund der technischen Kennzahlen soll mit dem aktuellen Tarifsystem eine Wirtschaftlichkeitsberechnung für die Prosumeranlage¹¹ auf dem Hunziker Areal durchgeführt werden (siehe innerer Kreis, Abb. 6). Zusätzlich sollen in Absprache mit dem Elektrizitätswerk der Stadt Zürich mögliche künftige Tarifmodelle berücksichtigt werden.

Die Datengrundlage erlaubt es, sowohl das gesamte Areal als auch einzelne Häuser auf dem Areal zu betrachten. So können Erkenntnisse für Mehrfamilienhäuser im städtischen Kontext gewonnen werden. Eine qualitative Diskussion der einzelnen Themen im äusseren Kreis in Abbildung 6, gestützt auf fünf Interviews mit Akteuren, runden die Studie ab.

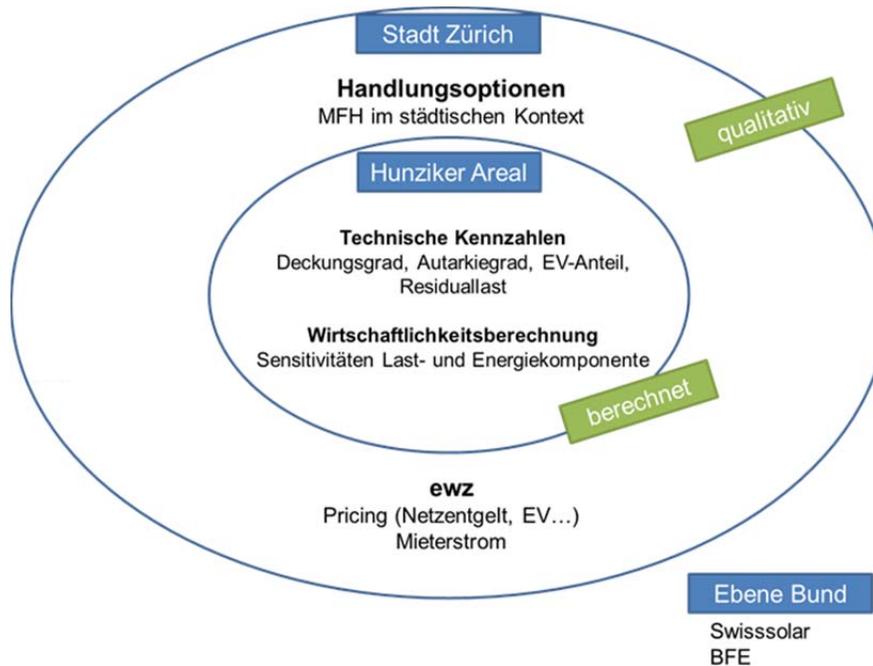


Abb. 6: Untersuchungsrahmen der Studie (Lemon Consult, 2017)

¹¹ Das Wort Prosumer vereint die Worte "producer" (englisch für Hersteller) und "consumer" (englisch für Verbraucher). Wer sowohl Strom verbraucht, als auch produziert ist ein Prosumer.

1.2.1. Teil 1: Technische Potentiale

Um die Forschungsfragen zu beantworten, musste der Zusammenhang zwischen PV-Anlagengrösse, Eigenverbrauch, Deckungsgrad und Residuallast¹² für das Hunziker Areal genauer untersucht werden. Aufgrund der sehr guten Datengrundlage ist das Hunziker Areal für die Ermittlung der technischen Kennzahlen sehr gut geeignet. Folgende Fragestellungen wurden behandelt:

- Wie gross ist der Eigenverbrauchsanteil und Deckungsgrad des Hunziker Areals heute?
- Wie gross ist das Zubaupotential für Photovoltaik auf dem Hunziker Areal und welche Flächen könnten zusätzlich zur Stromproduktion genutzt werden?
- Welche Auswirkungen haben Effizienz- und Lastverschiebungsmassnahmen auf den Eigenverbrauchsanteil des Areals?
- Welches sind die relevanten Indikatoren für die Dimensionierung von Eigenverbrauchslösungen bei Mehrfamilienhäusern und Arealen?
- Welche Kennwerte ergeben sich auf Grund der Betriebserfahrung auf dem Hunziker Areal für diese Indikatoren?

1.2.2. Teil 2: Wirtschaftlichkeitsberechnungen

In einem zweiten Schritt wurden die ermittelten technischen Potentiale mit Wirtschaftlichkeitsberechnungen und Sensitivitätsanalysen ergänzt werden. Es soll untersucht werden, welche Anreize aus Sicht der ProduzentIn und der KonsumentIn bestehen, um eine PV-Anlage zu bauen insbesondere dann, wenn dafür Batteriespeicher oder eine Lastverschiebung von Nacht- auf Tagstunden (Niedertarif- in Hochtarifzeiten) eingesetzt wird. Zudem soll ermittelt werden, ob ein möglichst hoher Eigenverbrauchsanteil energiepolitisch zielführend ist. Diese Frage hat eine energiepolitische Brisanz, weil für Prosumeranlagen¹³ aus Sicht des EVU's das Risiko von suboptimalen Ergebnissen besteht. Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen wurden sowohl für das Hunziker Areal als auch für einzelne Häuser auf dem Areal durchgeführt. Folgende Fragestellungen wurden untersucht:

¹² Die Begriffe sind in Kapitel 2.2 definiert.

¹³ Das Wort Prosumer vereint die Worte "producer" (englisch für Hersteller) und "consumer" (englisch für Verbraucher). Wer sowohl Strom verbraucht, als auch produziert ist ein Prosumer.

- Wie verändert sich die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen aus der Sicht von EigentümerInnen und Mietenden, unter Berücksichtigung verschiedener Tarifmodelle?
- Welche Anreize und Konsequenzen ergeben sich daraus?
- Was sind weiterführende energiepolitische Empfehlungen?

Die Resultate aus Teil 1 und 2 konnten zu einer Synthese (siehe Kap. 3.4) zusammengeführt werden. Mit Hilfe von Experteninterviews konnten daraus die zu beachtenden Punkte und Empfehlungen für weitere Entwicklungen für Immobilienbesitzer, Energieversorgungsunternehmen und Behörden abgeleitet (siehe Abbildung 6, äusserer Kreis).

1.3. Das Hunziker Areal

Die Baugenossenschaft mehr als wohnen wurde 2007 in Zürich durch rund 30 Wohnbaugenossenschaften gegründet. Als Innovations- und Lernplattform soll die Baugenossenschaft wegweisende Wohnprojekte realisieren und die Genossenschaftsidee unter allen ihren verschiedenen Gesichtspunkten für die Zukunft weiterentwickeln.

Auf dem rund 40'000 m² grossen Hunziker-Areal in Zürich-Nord ist eine Siedlung entstanden, welche die Ziele der 2000-Watt-Gesellschaft anstrebt und zugleich eine hohe und bezahlbare Wohnqualität schafft. Dabei entstand ein ganzes Stadtquartier mit Wohn- und Arbeitsraum für 1'300 Personen. Dazu gehören nebst Familien-, Alters-, Einzelpersonen- und Wohngemeinschafts-Wohnungen auch neue Wohnformen (Satellitenwohnungen), eine Rezeption mit Serviceangebot (auf Nachbarschaftsleistungen basierend), ein Gästehaus, ein Restaurant, eine Mobilitätsstation und natürlich die üblichen Infrastrukturen einer grossen genossenschaftlichen Siedlung (siehe Abb. 7). Ein vielseitiges Angebot von Wohnen und Arbeiten sowie die Schaffung von Allmend- und Quartiernutzflächen fördern die Lebendigkeit und damit die Attraktivität des Quartiers. Auf dem Areal leben Personen mit über 60 verschiedenen Nationalitäten und unterschiedlichen Wohnraumsprüchen. Ein Teil der Wohnungen ist als subventionierter Wohnraum reserviert. Freizeitangebote und Aussenraumgestaltung sollen von Bewohner/innen und Mitarbeitenden mitgestaltet und mitgetragen werden. Partizipative Prozesse wurden von der ersten Ideenfindung an unterstützt und koordiniert. Das gemeinschaftliche, kulturelle und ökologische Engagement der Bewohner/innen wird durch eine, eigens dafür eingerichtete, Organisation sowie genossenschaftliche Beiträge gefördert. So

wird das neue Quartier europaweit zu einem «Leuchtturm¹⁴» des nachhaltigen Wohnens.



Abb. 7: Der Hunziker Platz (© U. Meissner, 2016)

Das neu gestaltete Areal umfasst 13 Mehrfamilienhäuser (MFH). Der Wohnteil wird durch Gewerberäume, Restaurants, Schul- und Büroräumen in den Erdgeschossen ergänzt. Die Gebäude sind in unterschiedlichen Konstruktionsweisen und Materialien erstellt. Auch die Gebäudetechnik wurde in den einzelnen Häusern durch unterschiedliche Systeme umgesetzt. Zwölf Gebäude werden durch eine Wärmepumpe, welche die Abwärme des angrenzenden Rechenzentrums der Stadt Zürich (OIZ) nutzt, beheizt. Ein Gebäude (Haus M) ist von der Wärmeverversorgung autonom und produziert die Heiz- und Warmwasserwärme über eine Abluft-Wärmepumpe (siehe Abb. 8). Vier Gebäude (A, B, F, I) verfügen über klassische Komfortlüftungen in drei verschiedenen Ausführungen (zentral, dezentral und ein Verbundlüftungssystem mit Überströmern). Die übrigen Gebäude sind mit Abluftanlagen und Aussenluftdurchlässen ausgestattet. Auf

¹⁴ Haller A. Schmid P. (2017) Medienmitteilung, mehr als wohnen erhält den World Habitat Award 2016-17

den Dächern sind zudem mehrere Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) installiert.

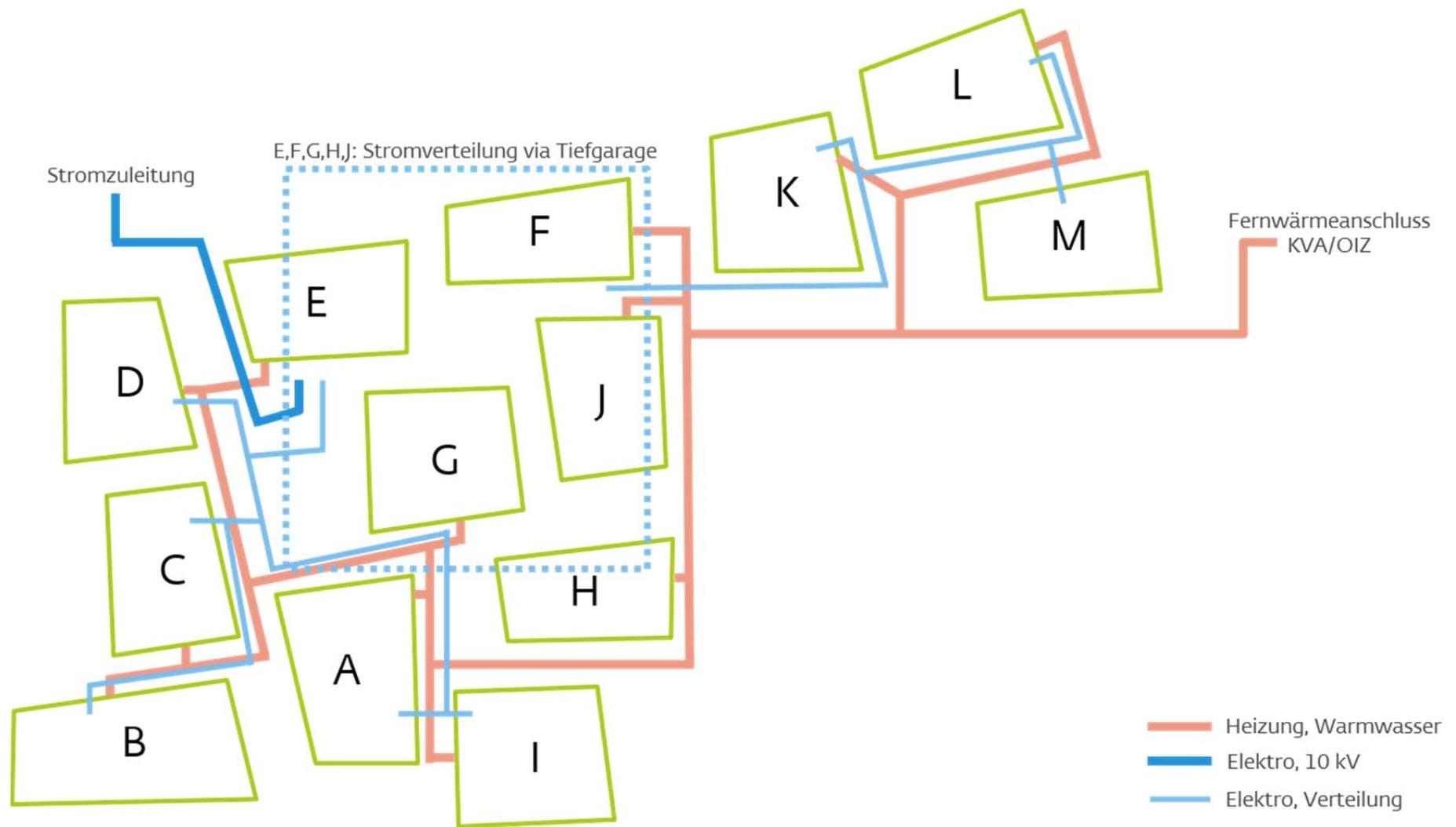


Abb. 8: Heiz- und Elektroverteilung auf dem Hunziker Areal, Haus M mit eigener Heizversorgung (Lemon Consult AG, 2016)

2. Methoden

Fünf Verbrauchs-, vier Produktionsszenarien werden auf das Hunziker Areal angewendet. Die technischen Kennzahlen werden auf vier Tarifmodelle angewendet und die die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage beurteilt.

2.1. Messdaten Grundlage

Im Rahmen der Zertifizierung 2000-Watt-Areal in Betrieb wurde für das Hunziker Areal ein detailliertes Messkonzept ausgearbeitet. Es umfasst die Haustechniksysteme Heizung, Warmwasser, Lüftung und Strom der zwölf Häuser A bis L. Haus M verfügt über ein separates Messkonzept, da es nicht mit der Arealversorgung in Verbindung steht und über eine eigene Wärmeerzeugung verfügt. Für das vorliegende Projekt werden ausschliesslich die Stromdaten aus dem Messkonzept verwendet. Die einzelnen Messpunkte werden auf der jeweiligen Ebene (Areal, Gebäude und Nutzeinheit) bilanziert und sind in unterschiedlichen Zeitintervallen erfasst. Folgende Messgrössen werden auf der Ebene Gebäude mit dem Messintervall 15-Minuten verwendet (siehe Anhang 5.1):

- Allgemeinstromverbrauch
- Gebäudestromverbrauch total
- Photovoltaik Produktion
- Rücklieferung Photovoltaik Überschuss
- Eigenstromverbrauch
- Stromverbrauch Wärmepumpe Haus M
- Stromverbrauch der zentralen Lüftungsanlagen in Häusern A, I und J
- Stromverbrauch von drei dezentralen Lüftungsanlagen im Haus B

Auf der Ebene der Nutzeinheit wird in allen Räumlichkeiten quartalsweise der Stromverbrauch erfasst.

Die Stromdaten wurden vom Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (ewz) gemessen und aufbereitet. Dank einer Datenschutzvereinbarung konnte die Genos-

senschaft mehr als wohnen und das Projektteam die Daten für Forschungszwecke nutzen.

2.2. Begriffsdefinitionen

Die untersuchten Kennzahlen sollen hier gemäss SIA 380 beschrieben werden. Besonders der Bilanzierungsunterschied von Deckungsgrad, Autarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil ist zu beachten.

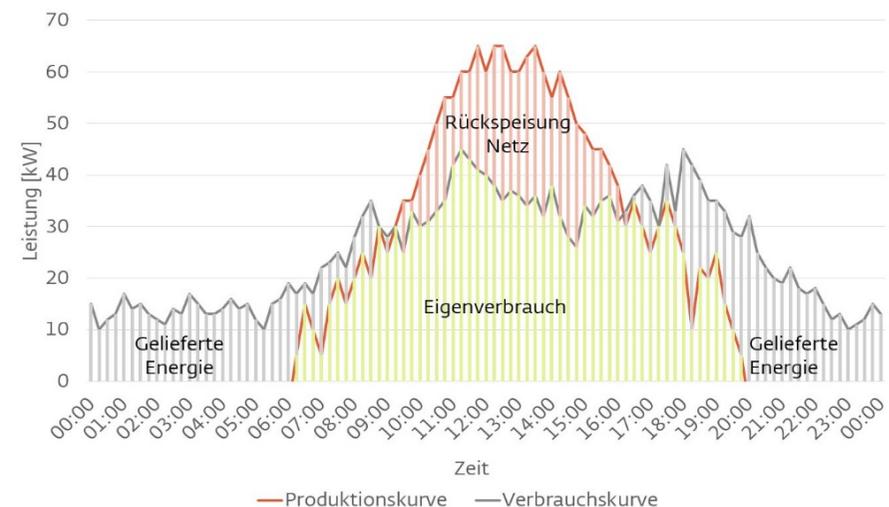


Abb. 9: Produktions- und Verbrauchskurve im Tagesgang, (Lemon Consult, 2018)

Gelieferte Energie

Gesamte Endenergie, welche während der Berechnungsperiode von ausserhalb in den Bilanzperimeter geliefert wird (graue Fläche in Abb. 9).

Eigenerzeugte Energie

Durch Eigenerzeugungsanlagen innerhalb des Bilanzperimeters erzeugte Energie, die mindestens zum Teil innerhalb des Bilanzperimeters genutzt wird (Fläche unter der roten Kurve in Abb. 9).

Eigenverbrauchsanteil / Eigenverbrauch

Anteil der eigenerzeugten Energie, welche während der Betrachtungsperiode für die Deckung des zeitgleichen Energiebedarfs innerhalb des Bilanzperimeters verwendet wird, im Verhältnis zur gesamten eigenerzeugten Energie des betreffenden Energieträgers (grüne Fläche im Verhältnis zur roten Fläche in Abb. 9).

$$\text{Eigenverbrauchsanteil} = \frac{\sum_{t=1}^T \min\{p_t, x_t\}}{\sum_{t=1}^T p_t}$$

T : Betrachtungszeitraum (Anzahl der Zeitschritte)
 p_t : Produktion zum Zeitpunkt t (15-min-Wert)
 x_t : Verbrauch zum Zeitpunkt t (15-min-Wert)

Deckungsgrad

Jährliche Eigenenergieproduktion im Verhältnis zum eigenen Jahresverbrauch (grüne Fläche im Verhältnis zur roten Fläche in Abb. 9 über ein vollständiges Betriebsjahr). Die Bilanzierung erfolgt über ein Betriebsjahr, eine Gleichzeitigkeit ist nicht erforderlich.

$$\text{Deckungsgrad} = \frac{\sum_{t=1}^T p_t}{\sum_{t=1}^T x_t}$$

T : 8'760 Stunden (1 Betriebsjahr)
 p_t : Jahresproduktion
 x_t : Jahresverbrauch

Autarkiegrad

Anteil des Endenergiebedarfs des betreffenden Energieträgers, der während der Betrachtungsperiode durch die eigenproduzierte Energie zeitgleich gedeckt wird. Zeitgleich meint im vorliegenden Projekt, einen Abgleich von Produktion und Verbrauch auf Basis einer Viertelstunde.

$$\text{Autarkiegrad} = \frac{\sum_{t=1}^T \{p_t, x_t\}}{\sum_{t=1}^T x_t}$$

T : Betrachtungszeitraum (Anzahl der Zeitschritte)
 p_t : Produktion zum Zeitpunkt t (15-min-Wert)
 x_t : Verbrauch zum Zeitpunkt t (15-min-Wert)

Residuallast

Die Differenz zwischen benötigter Leistung und von nicht steuerbaren Kraftwerken erbrachter Leistung in einem Stromnetz (Definition nach SIA 380). Der Einspeisepunkt der Energie ist der Anschluss des Systems, Gebäudes oder Areals an das externe Stromnetz und muss nicht zwingend physisch vorhanden sein, sondern kann zu Berechnungszwecken auch virtuell angenommen werden. Die Residuallast wird mit einem Maximum und Minimum angegeben.

$$\text{Residuallast}(max, min) = x_t - p_t$$

x_t : Verbrauch zum Zeitpunkt t (15-min-Wert)
 p_t : Produktion zum Zeitpunkt t (15-min-Wert)

2.3. Ermittlung technische Potentiale

Als Basis zur Abschätzung des theoretisch vorhandenen PV-Potentials sind drei Produktionsszenarien entworfen und simuliert worden. Als Vergleichsszenario wird die Berechnung der aktuellen Situation genutzt. Dabei werden bei den Ausbauszenarien jeweils einen grösseren Anteil der Dach- und Fassadenfläche mit der PV-Anlage bedeckt. Die unterschiedlichen Varianten basieren alle auf der aktuell installierten Modulanzahl. Als Grundlagen dienten die Ausführungspläne von Solvatec. Ob die Ausführungspläne mit der real installierten Anlage übereinstimmen, wurde anhand von Stichproben geprüft. Während die Szenarien «Teilausbau Dach» und «Vollausbau Dach» Extrapolationen von «PV-Ist» sind, wird der PV Ertrag der Fassadenanlage mit Hilfe eines Strahlungsmodells ermittelt.

2.3.1. PV Ist

Das Szenario der Ist-Situation beschreibt die Produktion an PV-Strom auf dem Hunziker Areal im Jahr 2016. Es war eine Auflage der Stadt Zürich, dass rund 30% der Fläche für eine Dachbegrünung genutzt wird. Diese Grünflächen, einzelne Technikaufbauten, Dachterrassen, Liftüberfahrten und Oblichter machen eine grössere PV-Anlage auf dem Dach nicht möglich. Insgesamt sind 1'939 PV Module (280 Wp) installiert. Gesamthaft hat die Anlage eine Leistung von 504 kWp. Die Anlage wurde so konzipiert, dass der Eigenverbrauch über das ganze Jahr gesehen maximiert wird. 810 Module (42 %) sind nach Süden ausgerichtet, die Mehrzahl ist Ost/West orientiert.

Szenario	Ist-Zustand
Verbrauch Areal	1'786 MWh
Eigenerzeugte Energie	459 MWh
Spezifischer Ertrag	910 kWh/kWp
Orientierung Süd	42 %
Orientierung Ost/West	58 %

2.3.2. Teilausbau Dach

Für das zweite Produktionsszenario wird angenommen, dass die gesamte begrünte Fläche und weitere freie Dachflächen zur Stromproduktion genutzt werden könnte. Es wäre möglich, eine um 38 % grössere Dachfläche mit PV zu nutzen. Die bestehende Anlage wird rechnerisch um zusätzliche Module mit einer spezifischen Leistung von 330 Wp (angenommene Standardmodulleistung 2025) erweitert. Die Arbeiten könnten ohne grössere Umbaumassnahmen getätigt werden. Die eigenerzeugte Energie der PV-Anlage würde von 459 MWh (PV-Ist) auf 637 MWh pro Jahr steigen.

Szenario	Teilausbau Dach
Verbrauch Areal	1'786 MWh
Eigenerzeugte Energie	637 MWh
Spezifischer Ertrag	906 kWh/kWp
Orientierung Süd	41 %
Orientierung Ost/West	59 %

2.3.3. Vollausbau Dach

Im vorliegenden Szenario wurde von einer idealen Platzsituation auf den Dächern ausgegangen. Die Technikräume der Lüftungsanlagen könnten komplett ins Untergeschoss verlegt werden. Oblichter, Liftüberfahrten und Dachterrassen werden weiterhin berücksichtigt. Die bestehenden Module wurden zudem durch neue mit einer Leistung von 330 Wp ersetzt. Die Gesamtleistung beträgt somit 1090 kWp (+116% gegenüber PV-Ist). Der Ertrag der PV-Anlage steigt auf 1'010 MWh und der spezifische Ertrag nimmt, aufgrund der leicht höheren Ausrichtung der Süd ausgerichteten Module mit 926 kWh/kWp, leicht zu. Die PV-Module werden wie in den vorherigen Szenarien im Verhältnis 42 % Süd zu 58 % Ost/West-Ausrichtung angeordnet.

Szenario	Vollausbau Dach
----------	-----------------

Verbrauch Areal	1'786 MWh
Eigenerzeugte Energie	1'010 MWh
Spezifischer Ertrag	926 kWh/kWp
Orientierung Süd	42 %
Orientierung Ost/West	58 %

2.3.4. Vollausbau Dach/Fassade

Das vierte Szenario umfasst neben dem Vollausbau Dach noch zusätzliche Photovoltaikmodule an den Süd-, Ost- und Westfassaden der Gebäude (vgl. Abb. 10). Dabei könnten zusätzlich zu den PV-Anlagen auf dem Dach weitere 877 Module an den Fassaden angebracht werden. Die Module wurden möglichst homogen und grossflächig auf den Fassadenflächen verteilt. Um den Ertrag der Fassadenanlagen zu simulieren, wurden die Globalstrahlungsdaten der Station Kloten (ZH) von Meteor Schweiz verwendet. Die eintreffende Strahlung auf die geneigte Ebene der Fassadenanlage wurde mit Globalstrahlungsmodell „Modell von Klucher“¹⁵ als Annäherung an die Realität berechnet.



Abb. 10: Übersicht der mit PV-Modulen belegten Fassaden (in grün) des Hunziker Areals

¹⁵ Solar Energy Engineering: Processes and Systems, Kalogirou A. S. (2009)

Die gesamte Anlage hätte eine Leistung von 1'380 kWp, was einem Zubau von 174 % gegenüber «PV-Ist» entspricht. Der Ertrag der PV-Anlage würde auf 1'175 MWh steigen.

Szenario	Vollausbau Dach / Fassade
Verbrauch Areal	1'786 MWh
Eigenerzeugte Energie	1'175 MWh
Spezifischer Ertrag	854 kWh/kWp
Orientierung Süd (Dach)	42 %
Orientierung Ost/West (Dach)	58 %
Orientierung Süd (Fassade)	41%
Orientierung Ost/West (Fassade)	59%

2.4. Die fünf Verbrauchsszenarien

Neben den beschriebenen Produktionsszenarien sind auch verschiedene Verbrauchsszenarien zur Berechnung der Indikatoren (Eigenverbrauchsanteil, Deckungsgrad, Autarkiegrad und Residuallast) untersucht worden. Als Vergleichsszenario kann die Ist-Situation herangezogen werden. Im zweiten Szenario wird die externe Wärmebereitstellung miteinbezogen. Im dritten Szenario werden verschiedene Effizienz- und Lastverschiebungsmassnahmen berücksichtigt und im letzten Szenario Batteriespeicher mit in die Betrachtung genommen.

2.4.1. IST

In der Ist-Situation werden die gemessenen Verbrauchszahlen aus dem Jahre 2016 aufgezeigt. Der Verbrauch für das gesamte Areal belief sich im Jahr 2016 auf 1'786 MWh im Jahr für 13 Gebäude mit 373 Wohnungen sowie Büros und Gewerbe mit rund 150 Arbeitsplätzen. Zu den Verbrauchern zählen sowohl die Gebäudetechnik, Beleuchtung, Geräte und individuelle Bezüge der Bewohner und Arbeiter auf dem Areal.

2.4.2. IST/WP

Um die Vergleichbarkeit mit anderen Arealen zu gewährleisten wird in diesem Szenario der Stromverbrauch für die Wärmepumpen Heizung und Warmwasser im städtischen Rechenzentrum OIZ mitberücksichtigt (siehe Abb. 8). Der gesamte Areal-Verbrauch liegt dann bei 2'365 MWh.

2.4.3. IST/WP/EFF

Auch wenn die Wohnungen auf dem Hunziker Areal bereits mit den effizientesten Geräten ausgerüstet sind, werden in diesem Szenario mögliche Stromeinsparmassnahmen auf dem Areal berechnet. Gerade in den Gewerbebetrieben, bei denen die Genossenschaft am Mieterausbau nicht beteiligt war, und bei den Wohnungseinrichtungen könnte noch Effizienzpotential vorhanden sein.

Betriebsoptimierungen Gewerbe

Im März 2017 wurden in allen grösseren Gewerbebetrieben (Drei Restaurants, Verwaltung und Gästehaus) auf dem Areal eine umfassende Energieberatung durchgeführt. In diesem Zusammenhang wurde eine Geräteinventarliste mit Laufzeiten und Anschlussleistung erstellt. Aus dem Inventar konnte ein Lastprofil erstellt werden, welches mit den realen Stromverbräuchen abgeglichen werden konnte.

Für die Massnahmen im Wohnbereich wurde pro Haus ein aktuelles Verbrauchsprofil für ‚Montag bis Freitag‘ und für ‚Samstag/Sonntag‘ erstellt. Anhand der folgenden Effizienzmassnahmen konnte ein neues Lastprofil ermittelt werden. Die Effizienzmassnahmen sind wie folgt berechnet worden:

– Reduktion Stand-by in den Haushalten

Gemäss punktuellen Messungen in vier Wohnungen auf dem Areal konnte der Dauerverbrauch einzelner Wohnungen ermittelt werden. Diese wurden mit den Zahlen des Wohnstrommodells (SIA 380/4) verglichen. Somit konnte ein Stand-by Verbrauch pro Wohnungsgrösse errechnet werden. Nach Einschätzung unserer Energieberater kann davon ausgegangen werden, dass 30 % des aktuellen Stand-by Verbrauchs aller Wohnungen auf dem Areal reduziert werden kann. Dies entspricht einer Reduktion von 3.2 %, bezogen auf den gesamten Arealverbrauch.

– Warm- statt Kaltwasseranschluss Geschirrspülmaschine

Die Geschirrspülmaschinen werden mit einem Warmwasseranschluss ausgerüstet. Gemäss Wohnstrommodell werden pro Haushalt eine Anzahl Waschgänge pro Jahr angenommen. Die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe wird auf 3.0 geschätzt und die Herstellerangaben zu den Waschgängen liegen vor. Der durchschnittliche Energieverbrauch eines Waschganges (ECO/AUTO) kann durch die Massnahme um 35 % gesenkt werden. Dies entspricht einer Einsparung von 2.3 % bezogen auf den Arealverbrauch.

– Optimierung Beleuchtung

Die gesamte Areal- und Umgebungsbeleuchtung ist heute bereits mit LED ausgerüstet. Nur in den Wohnungen gibt es bei den Leuchtmitteln, welche

von den Mietenden mitgebracht wurden, noch Potential. Aufgrund von Eindrücken aus verschiedenen Wohnungsbegehungen kann angenommen werden, dass 25% der Leuchtmittel in den Wohnungen noch nicht LED sind. Für die Einsparungsberechnungen geht die SIA 2024 von 800 Vollaststunden pro Jahr und von 6.16 W/m² für den Wohnraum aus. Mit LED kann die installierte Beleuchtungsleistung auf 4 W/m² reduziert werden.

– **Warm- und Kaltwasseranschluss für Waschmaschine**

Die Waschmaschinen in den Waschküchen werden mit einem Warmwasseranschluss ausgerüstet. Gemäss Wohnstrommodell werden 110 Waschgänge pro Person und Jahr angenommen. Die Anzahl Bewohner pro Haus sind bekannt und die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe wird auf 3.0 geschätzt und die Herstellerangaben zum Gerät liegen vor. Der durchschnittliche Energieverbrauch eines Waschganges kann durch die Massnahme um 30% gesenkt werden. Dies entspricht einer Einsparung von 1.5 %, bezogen auf den Arealverbrauch.

– **Trockenraum anstatt Tumbler**

Gemäss Wohnstrommodell werden pro Person und Jahr 230 kg Wäsche getrocknet. Die Massnahme nimmt an, dass 30% der aktuellen Wäsche, anstatt im Tumbler getrocknet, im Trockenraum aufgehängt wird. Dies entspricht einer Einsparung von 1 %, bezogen auf den Arealverbrauch.

Die Bewohnenden auf dem Hunziker Areal verbrauchen aktuell 21 kWh Strom pro m² (ohne Gewerbe). Verglichen mit dem Standardverbrauchswert der SIA 380/4 von 27 kWh/m² zeigt sich, dass die Bewohnenden bereits heute sehr wenig Strom verbrauchen. Dennoch beläuft sich das gesamte technische Effizienzpotential des Hunziker Areals auf 270 MWh/a, was bezogen auf den gesamten Arealverbrauch 11.5 % entspricht. Neben Betriebsoptimierungen bei den lokalen Gewerbebetrieben sind im Bereich der Haushalte vor allem die Stand-by Reduktionen und der Warmwasseranschluss für die Geschirrspülmaschine die wesentlichen Massnahmen.

2.4.4. IST/WP/EFF/LAST

Für die Lastverschiebungsmassnahmen wurden die Lastkurven mit den gerechneten Effizienzmassnahmen angepasst. Ziel der Lastverschiebung war es, möglichst viel Strom in den Nachtstunden auf den Tag zu verschieben. Unabhängig, ob mit dieser Massnahme der Eigenverbrauch an jedem Tag erhöht werden kann. Die Massnahme ist somit statisch und keines Falls dynamisch berechnet worden:

– **Sperrzeiten Wärmepumpe Warmwasser**

In jedem der zwölf Häuser mit Fernwärmeanschluss sind je nach Anzahl Wohnungen zwei bis drei Warmwasserspeicher à 2'000 Liter installiert. Für eine Speicherladung von 10 K aller Häuser benötigt die Warmwasser-Wärmepumpe (420 kW) mit einem Hausanschluss von 50 kW sieben Stunden pro Tag. Das gesamte Warmwasser des Areals kann im Extremfall zwischen 09:00 und 17:00 produziert werden (siehe Abbildung 11). Mit dieser Massnahme kann 26% des Gesamtstromverbrauchs verschoben werden.

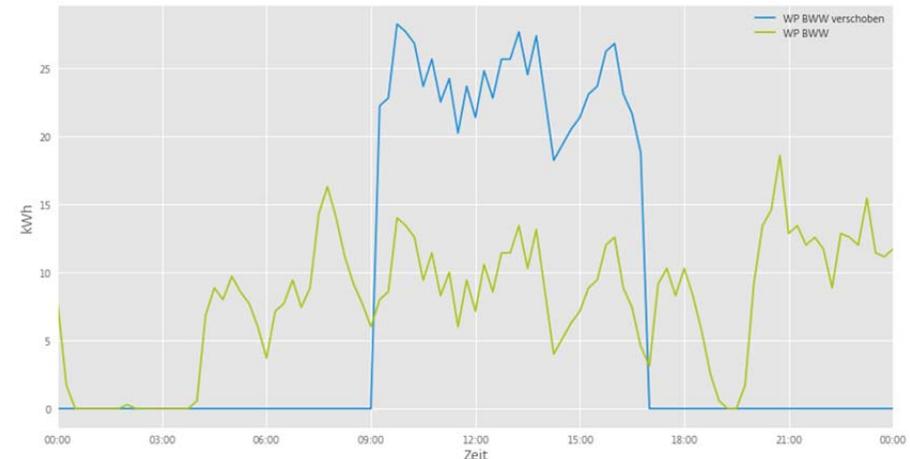


Abb. 11: Schematische Sperrzeiten für Warmwasserproduktion

– **Sperrzeiten Ladestationen**

Für die Ladestationen lagen separate Messungen vor. Es wurde angenommen, dass 80% der Nachtladungen der Elektroautos und e-Bikes zwischen 09:00 und 17:00 gemacht werden können.

– **Sperrzeiten Waschalons**

Die Massnahme sieht vor, dass die Bewohnenden per Aushang an der Waschalontüre darauf aufmerksam gemacht werden ihre Wäsche, wenn möglich, tagsüber zu waschen. Die Waschmaschinen sind programmierbar. 50% des Nachtstroms soll so auf die Tagesstunden zwischen 09:00 und 17:00 verschoben werden.

– **Sperrzeiten Geschirrspülmaschine**

Die Massnahme sieht vor, dass die Bewohnenden per Anzeige in der Wohnung darauf aufmerksam gemacht werden, den Geschirrspüler, wenn immer möglich tagsüber einzuschalten. 50% des Nachtstroms soll so auf die Tagesstunden zwischen 09:00 und 17:00 verschoben werden.

- Sperrzeiten Kühlräume

30% des Nachtverbrauchs, welcher für die Kältemaschinen der Gewerbehühlräume benötigt wird, kann auf die Tagesstunden verschoben werden.

2.4.5. IST/WP/EFF/LAST/BATT

Im fünften Szenario wird ein Batteriespeicher von 300 kWh Speicherkapazität und einer Ladegeschwindigkeit von 3 Coulomb (C) zur Erhöhung des Eigenverbrauchs miteingerechnet. 300 kWh entsprechen der Speicherkapazität von vier grösseren Elektroautos. Im vorliegenden Projekt wird eine statische Berechnung präsentiert. Die Batterie wird bei Überschuss geladen und im ersten Moment, indem der Verbrauch wieder grösser ist als die Produktion, wieder entladen. Ebenfalls wird gezeigt, wie sich der Eigenverbrauchsanteil (EV) in Abhängigkeit der Speicherkapazität im Szenario Vollausbau/Fassade verhält.

2.5. Systemgrenze

Für die Berechnung des Deckungsgrades, Eigenverbrauchsanteils, Autarkiegrades und der Residuallast können zwei verschiedene Ansätze gewählt werden (vgl. Abb. 12). Je nach Wahl der Systemgrenze resultieren unterschiedliche Ergebnisse. Wenn, analog zum Stromprodukt ewz.solarsplit, für jedes der 13 Häuser auf dem Areal separat Verbrauch und Produktion alle 15 Minuten abgeglichen werden, resultiert ein Eigenverbrauchsanteil von 77 % (siehe Abb. 12, links). Wird ein Arealansatz gewählt und nur an einem fiktivem Netzeinspeisepunkt auf dem Hunziker Areal bilanziert, resultiert ein Eigenverbrauchsanteil von 91 %. Für die Simulationsberechnungen wird ausschliesslich der Arealansatz mit einem Netzeinspeisepunkt gewählt.

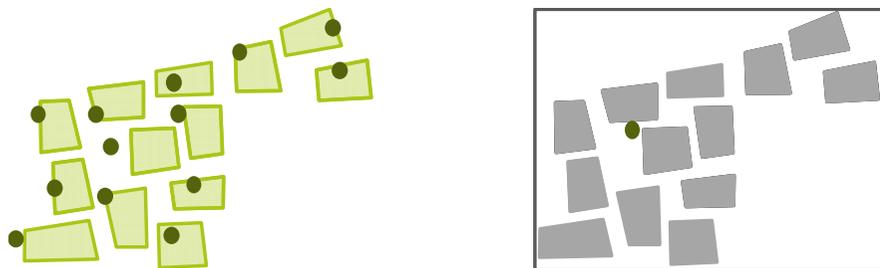


Abb. 12: Bilanzierungsmöglichkeiten für das Hunziker-Areal: links pro Gebäude, rechts als Gesamtareal.

2.6. Modelle Wirtschaftlichkeitsberechnungen

Im Folgenden wird das verwendete Berechnungsmodell beschrieben und die getroffenen Annahmen zu den vier Tarifmodellen dargelegt. Die Auswahl der betrachteten Tarifmodelle erfolgte in Absprache mit ewz und stellt eine Auswahl zwischen aktuell eingesetzten und zukünftig möglichen Tarifmodellen dar. Die detaillierte Auflistung der Tarifkomponenten befindet sich im Anhang 5.2. Es wird jeweils zwischen den drei Akteursgruppen ProduzentIn, KonsumentIn und EVU unterschieden. Um möglichst reale Tarifstrukturen abzubilden, wurden die einzelnen Komponenten mit Experten der ewz aus dem Bereich Tarifbildung besprochen.

Basierend auf den 15-Minuten Simulationsdaten aus Teil 1 wurden die Einnahmen und Ausgaben für jeden Akteur berechnet. Dazu wurden die vier Tarife in ihre einzelnen Komponenten aufgeteilt und diese entsprechend der jeweiligen Produktions- und Verbrauchssituation verrechnet. Mit den anfallenden Kosten/Einnahmen wurde für jeden Akteur eine entsprechende Kennzahl gebildet. Im Falle der ProduzentIn werden die maximal zulässigen Investitionskosten pro kWp installierte PV-Anlage angegeben, um die Anlage unter den Rahmenbedingungen des entsprechenden Szenarios wirtschaftlich betreiben zu können. Für die KonsumentIn werden die mittleren Energiekosten in Rp./kWh als Vergleichsgrösse verwendet. Beim EVU handelt es sich um die Netto-Einnahmen, welche aus dem betrachteten Perimeter generiert werden können. Darin nicht enthalten sind unter anderem Einnahmen aus dem Weiterverkauf der Energie-Rückspeisung aus der PV-Anlage ins Netz oder Kosten für den Einkauf von Energie auf dem Terminmarkt. Der Preis für den eigenverbrauchten Strom basiert auf den Kosten des vom Netz bezogenen Stromproduktes (ewz.basis) und wurde mit 11/14 Hochtarif und 3/14 Niedertarif berechnet.¹⁶

2.6.1. Grundpreis

Die Verbrauchs- und Kostenbilanzierung erfolgt auf Basis von Stundenwerten. Die Kostenstruktur orientiert sich am Produkt ewz.basis für die Kundengruppe ZH-NNA (Netzbezug <60 MWh/a) Abweichend zum Standardprodukt werden die Netzkosten in die Komponenten «Netznutzung Bezug Netz» und «monatlicher Grundpreis pro Messpunkt» aufgeteilt. In Summe bleiben die Kosten für

¹⁶ Leitfaden Eigenverbrauch, EnergieSchweiz, April 2018

die KonsumentIn konstant. Die Verbrauchs- und Kostenabrechnung erfolgt durch die ProduzentIn.

2.6.2. Mieterstrommodell

Die Verbrauchs- und Kostenbilanzierung erfolgt auf Basis von Stundenwerten. Die Kostenstruktur orientiert sich am Produkt ewz.solarsplit für die Kundengruppe ZH-NNA. Die Verbrauchs- und Kostenabrechnung erfolgt durch das Elektrizitätswerk, wofür das EW ein Dienstleistungsentgelt an die KonsumentIn entrichtet. Der für die ProduzentIn verbleibende Tarif für den eigenverbrauchten Solarstrom reduziert sich um diesen Betrag.

2.6.3. Grossverbrauchermodell

Die Verbrauchs- und Kostenbilanzierung erfolgt auf Basis von Stundenwerten. Die Kostenstruktur orientiert sich am Produkt ewz.basis für die Kundengruppe ZH-NNB2 (Netzbezug > 500 MWh/a). Die Energie des Netzbezuges wird auf dem offenen Strommarkt eingekauft. Auf Grund der geringeren Kosten für den Einkauf der Energie aus dem Netz (Annahme -2 Rp./kWh im Vergleich zu den anderen Tarifmodellen), fällt auch der Tarif für die eigenverbrauchte Energie tiefer aus. Zusätzlich besteht für den KonsumentIn eine Leistungskomponente. Die Verbrauchs- und Kostenabrechnung erfolgt durch die ProduzentIn.

2.6.4. Virtueller Speicher

Die Verbrauchs- und Kostenbilanzierung erfolgt auf Basis der Jahresbilanz. Die Kostenstruktur orientiert sich am Produkt ewz.solarsplit für die Kundengruppe ZH-NNA. Ergänzend zum Standardtarif wird die Überschussproduktion in einen virtuellen Speicher abgegeben, der vom Elektrizitätswerk bewirtschaftet wird. Die KonsumentIn kann den Solarstrom dadurch direkt oder zeitunabhängig beziehen. Die Verbrauchs- und Kostenabrechnung erfolgt durch das Elektrizitätswerk, wofür dieses ein Dienstleistungsentgelt an die KonsumentIn entrichtet. Die Entgelte für die Abrechnung des Direktbezuges und des Bezuges ab virtuellem Speicher unterscheiden sich. Der für die ProduzentIn verbleibende Tarif für den eigenverbrauchten Solarstrom reduziert sich um den entsprechenden Betrag.

2.7. Experteninterviews

Um die Studienresultate in einen energiepolitischen Kontext zu stellen, konnten Interviews mit fünf Fachexperten unterschiedlicher Akteursgruppen geführt werden. Die Interviewten wurden zu den technischen Kennzahlen, wie auch den Wirtschaftlichkeitsrechnungen befragt. Ebenfalls wurden zukunftsweisende Tarifmodelle und Anreize sowie Handlungsempfehlungen für EigentümerInnen diskutiert. Folgende Fachexperten wurden für diese Studie befragt:

- Andreas Hofer, mehr als wohnen
- Christan Moll, swissolar, Leiter Technik & Mitglieder
- Franz Sprecher, Amt für Hochbauten Stadt Zürich, Fachstelle Energie- und Gebäudetechnik
- Martina Blum, Fachexpertin Energie, Stadt Zürich
- Christian Bohtz, ewz, Programmleiter Prosumer

Die Synthese aus den Interviews wird in Kapitel 3.5 präsentiert, ausführlichere Versionen der Interviews sind im Anhang 5.6 aufgeführt.

3. Resultate

Der Eigenverbrauchsanteil auf dem Hunziker Areal ist mit 91 % hoch. Auch beim Vollausbauzenario beträgt er noch immer 60 %. Die Lastverschiebungen und Effizienzmassnahmen haben einen geringen Einfluss auf den Eigenverbrauch. In Bezug auf die Wirtschaftlichkeit zeigt sich, dass im untersuchten Beispiel die untersuchten Akteure keine Anreize an einer möglichst grossen PV-Anlage haben.

3.1. Technische Kennzahlen, Ebene Areal

Die vier Produktionsszenarien werden mit den vier Verbrauchsszenarien kombiniert. Dabei werden die Indikatoren Deckungsgrad, Eigenverbrauchsanteil, Autarkiegrad und die Residuallast jeweils berechnet (siehe Tab. 4). In den folgenden Abschnitten werden die einzelnen Produktions- und Verbrauchsszenarien vertieft analysiert.

3.1.1. IST

Beim Szenario Ist kann der stufenweise Ausbau der PV-Szenarien am besten gezeigt werden. Ersichtlich ist, dass der Deckungsgrad auf 66 % ansteigt, der Eigenverbrauchsanteil ohne zuzügliche Massnahme dabei um fast ein Drittel reduziert wird. Auch werden bei einem «Vollausbau Dach» die Lastspitzen der Rückspeisung wesentlich grösser als die Bezugsspitzen, so dass die Netzsituation 3am Standort genauer betrachtet werden müsste.

3.1.2. IST/WP

Die Integration der beiden OIZ-Wärmepumpen führen zu einer Erhöhung des Stromverbrauchs von 1'786 MWh auf 2'365 MWh pro Jahr. Damit sinkt in allen PV-Szenarien auch der Deckungsgrad. Am stärksten ist dieser Effekt bei der

Variante «Vollausbau Dach/Fassade» zu beobachten. Der Deckungsgrad verändert sich im Vergleich zum IST Szenario um 16 %. Umgekehrt dazu verhält sich der Autarkiegrad, welcher sich um 5 bis 7 % verringert. Der Eigenverbrauchsanteil erhöht sich mit Einbezug der Wärmepumpen um 2 % (PV-IST), beziehungsweise 5% (Vollausbau). Die Bezugsspitze der Residuallast vergrössert sich, da die Wärmepumpen auch die Spitzenlast beeinflussen. Die Rückspeisungsspitze verringert sich, da der produzierte Strom auch in den Vollausbauzenarien gleichzeitig genutzt werden kann.

3.1.3. IST/WP/EFF

Die Effizienzmassnahmen führen zu einer Senkung des Gesamtstromverbrauchs des Areals von 2'365 MWh auf 2'095 MWh. Damit steigt gegenüber IST/WP der Deckungsgrad und der Eigenverbrauchsanteil sinkt entsprechend. Die bezogene Leistungsspitze kann durch die Effizienzmassnahmen verringert werden. Die eingespeiste Maximallast wird entsprechend erhöht, da durch die Massnahmen die Verbrauchsspitzen reduziert werden.

3.1.4. IST/WP/EFF/LAST

Die Lastverschiebungsmassnahmen haben für die Indikatoren Eigenverbrauchsanteil, Autarkiegrad und Residuallast als die Effizienzmassnahmen. Der Deckungsgrad bleibt unverändert, da am Gesamtverbrauch des Areals nichts verändert wird. Es werden lediglich die Lasten innerhalb des Verbrauchsprofils verschoben.

Tab. 4: Resultate für die untersuchten Produktions- und Verbrauchsszenarien (Lemon Consult, 2016)

	Produktionsszenarien	PV Ist	Teilausbau Dach	Vollausbau Dach	Vollausbau Dach / Fassade
Verbrauchsszenarien					
IST	Deckungsgrad [%]	26	36	56	66
	Eigenverbrauchsanteil [%]	91	79	61	59
	Autarkiegrad [%]	23	28	34	39
	Residuallast [kW]	424/-203	424/-357	424/-699	424/-772
IST/WP	Deckungsgrad [%]	19	27	43	50
	Eigenverbrauchsanteil [%]	93	84	66	64
	Autarkiegrad [%]	18	23	28	32
	Residuallast [kW]	531/-186	531/-196	531/-607	531/-659
IST/WP/EFF	Deckungsgrad [%]	22	30	47	55
	Eigenverbrauchsanteil [%]	89	80	63	61
	Autarkiegrad [%]	20	24	30	34
	Residuallast [kW]	506/-344	506/-391	506/-642	506/-695
IST/WP/EFF/LAST	Deckungsgrad [%]	22	30	47	55
	Eigenverbrauchsanteil [%]	95	85	67	65
	Autarkiegrad [%]	21	26	32	37
	Residuallast [kW]	536/-251	536/-348	536/-590	536/-638
IST/WP/EFF/LAST/BATT	Deckungsgrad [%]	22	30	47	55
	Eigenverbrauchsanteil [%]	99	91	73	70
	Autarkiegrad [%]	22	28	35	39
	Residuallast [kW]	525/-143	525/-279	525/-590	525/-638

3.1.5. IST/WP/EFF/LAST/BATT

Im Szenario Batterie zeigt sich, dass mit einer Speicherkapazität von 300 kWh der Eigenverbrauchsanteil um bis zu 6 % gesteigert werden kann. Kurzfristig kann der Batteriespeicher als Speicher aktiviert werden. Der Autarkiegrad erhöht sich leicht um 2 %, da die Speicherkapazität im Vergleich zum Gesamtverbrauch klein ist. Die Residuallast wird im Bezugsfall reduziert, da hier der Speicher hilft. Im Rückspeisefall, ist der Speicher allerdings bereits vollständig geladen, so dass diese Lastspitze nicht gebrochen wird. Natürlich wäre dies mit einer dynamischen Speicherbewirtschaftung möglich.

In Abb. 13: Eigenverbrauchsanteil in Abhängigkeit der Speicherkapazität bei einer Ladeleistung von 12 C für das Szenario Vollausbau Dach/Fassade ist der Zusammenhang zwischen Batteriekapazität und Eigenverbrauchsanteil für das Szenario Vollausbau/Fassade und dem aktuellen Ist-Verbrauch. Bis zu einer Kapazität von 1'500 kWh (20 Elektroautos) ist ersichtlich, dass die Batterie einen grossen Einfluss auf den Eigenverbrauchsanteil hat.

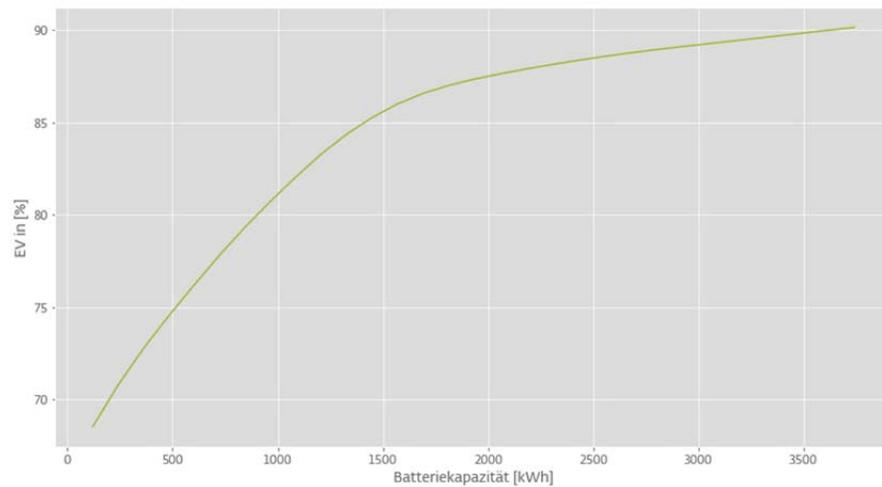


Abb. 13: Eigenverbrauchsanteil in Abhängigkeit der Speicherkapazität bei einer Ladeleistung von 12 C für das Szenario Vollausbau Dach/Fassade (Lemon Consult, 2016)

3.2. Technische Kennzahlen, Ebene MFH

Tabelle 2 zeigt den Einfluss der Kennzahlen (Eigenverbrauchsanteil, Deckungsgrad und spezifische Anlagenleistung) für verschiedene Perimeter. Es wurden bewusst Häuser mit unterschiedlicher Nutzung (Wohnen und Gewerbe) sowie unterschiedlichem Anteil an installierter PV-Leistung pro m² Energiebezugsfläche (Haus G) ausgewählt. Der Einfluss dieser Faktoren äussert sich in einem hohen Eigenverbrauchsanteil bei tiefem Deckungsgrad oder umgekehrt. Die technischen Kennzahlen Eigenverbrauchsanteil und Deckungsgrad aller 13 Häuser sind im Anhang unter 5.5 aufgeführt.

Tab. 5: Übersicht Kennzahlen verschiedener Betrachtungsperimeter (mehr als wohnen, 2016)

	Areal	Haus E	Haus G	Haus I
Nutzung	Wohnen	Wohnen	Wohnen	Wohnen
	Gewerbe	Restaurant	Gem.räume	Atelier/Werk.
Eigenverbrauchsanteil [%]	92	96	98	76
Deckungsgrad [%]	26	22	13	34
Spez. PV-Anlagenleistung [Wp/m ² EBF]	7.6	9.7	3.3	7.6

In Abb. 14 ist der Zusammenhang zwischen dem Eigenverbrauchsanteil und dem Deckungsgrad für die Situation auf dem Hunziker Areal für die Systemgrenze Haus aufgezeigt. Die maximalen und minimalen Werte ergeben sich aus der Veränderung des Szenarios (z.B. Vollausbau der PV-Anlage oder Optimierung des Lastverbrauchs). Der IST-Zustand ist auf Grund nicht vorhandener Daten nur bis zu einem Eigenverbrauchsanteil von 55 % abgebildet. Aus der Grafik lässt sich anhand des angestrebten Deckungsgrades der erzielbare Eigenverbrauchsanteil von vergleichbaren Mehrfamilienhäusern im städtischen Kontext ableiten.

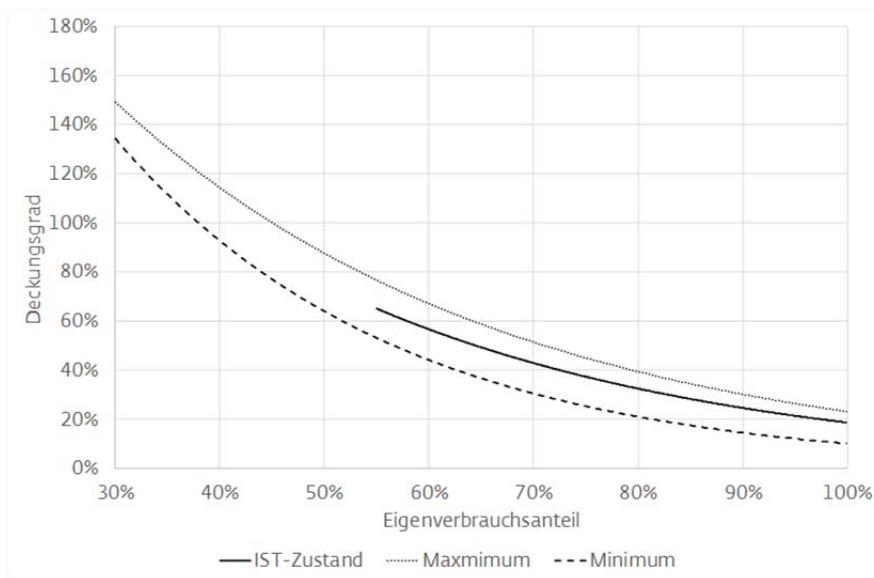


Abb. 14: Abhängigkeit Eigenverbrauchsanteil und Deckungsgrad (Lemon Consult, 2018)

3.3. Wirtschaftlichkeit

Im vorliegenden Kapitel wird die Wirtschaftlichkeit der unterschiedlichen Produktions- und Verbraucherszenarien in Abhängigkeit der vier Tarifmodelle untersucht.

3.3.1. Ist-Situation

Die untenstehende Tabelle zeigt die Paybackzeiten der Ist-Situation für die vier untersuchten Tarifmodelle auf. Für die Berechnung wurde von einem mittleren Zinssatz von 2.8 % (Referenzzinssatz 2008-2018: +0.5% Risikozuschlag¹⁷) und spezifischen Investitionskosten von 2'400 CHF/kWp (Preisniveau 2014) ausgegangen.

Tab. 6: Betrachtung Rückzahldauer für Ist-Situation (Lemon Consult, 2016)

	Areal	Haus E	Haus G	Haus I
Grundpreis	25 a	24 a	23 a	30 a
Mieterstrom	24 a	24 a	23 a	30 a
Grossverbraucher	118 a			
Virtueller Speicher	23 a	24 a	23 a	25 a

Die Relevanz des Eigenverbrauchsanteils und somit indirekt der Einfluss der vorhandenen Nutzungszonen (Gewerbe & Wohnen) und der Grösse der PV-Anlage ist erkennbar. An Haus I zeigt sich, dass das Tarifmodell «virtueller Speicher» insbesondere für Gebäude mit höheren Deckungsgraden interessant ist. Als einziges der untersuchten Einzelgebäude hat Haus I einen Deckungsgrad von über 30 %. Im Vergleich mit den Tarifmodellen «Grundpreis» und «Mieterstrom» ist die Rückzahldauer beim «virtuellen Speicher» bei Haus I um 5 Jahre tiefer. Der überschüssige Strom kann durch ein Entgelt ins Netz eingespeisen und zeitunabhängig wieder bezogen werden. Auf das Areal hat dieses Tarifmodell nur einen geringen, bei Häusern mit hohen Eigenverbrauchsanteilen (E und G) keinen Einfluss auf die Rückzahldauer.

¹⁷ Leitfaden Eigenverbrauch, EnergieSchweiz, April 2018

3.3.2. Szenarienvergleich

Im Szenarienvergleich werden die Wirtschaftlichkeit der vier Tarifmodelle in Abhängigkeit der Anlagengrösse und des Verbraucherprofils für die AkteurIn ,ProduzentIn, KonsumentIn und Energieversorgungsunternehmen aufgezeigt. Es wurde mit einer Lebensdauer von 25 Jahren gerechnet.

ProduzentIn

Abb. 15 und Abb. 16 stellen die maximal zulässigen Investitionskosten einer PV-Anlage auf dem Hunziker Areal, unter Berücksichtigung unterschiedlicher Produktions- und Verbrauchsszenarien gemäss Kap. 2.3 sowie den unterschiedlichen Tarifmodellen, dar.

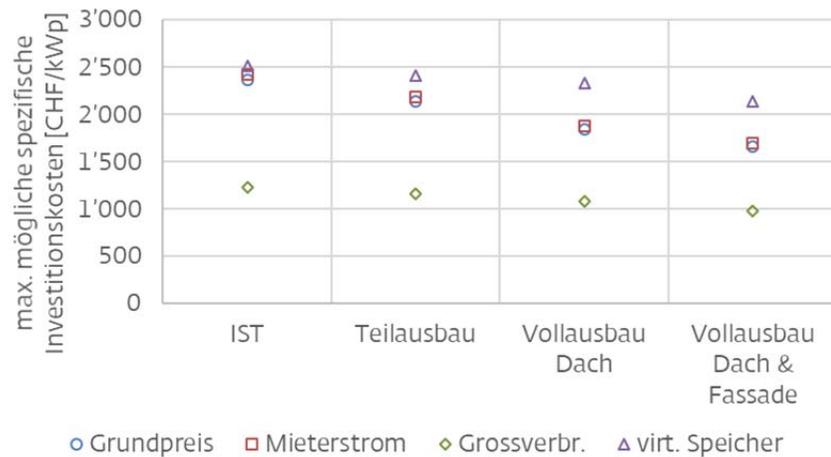


Abb. 15: Wirtschaftlichkeit Sicht ProduzentIn, Areal, Szenario IST

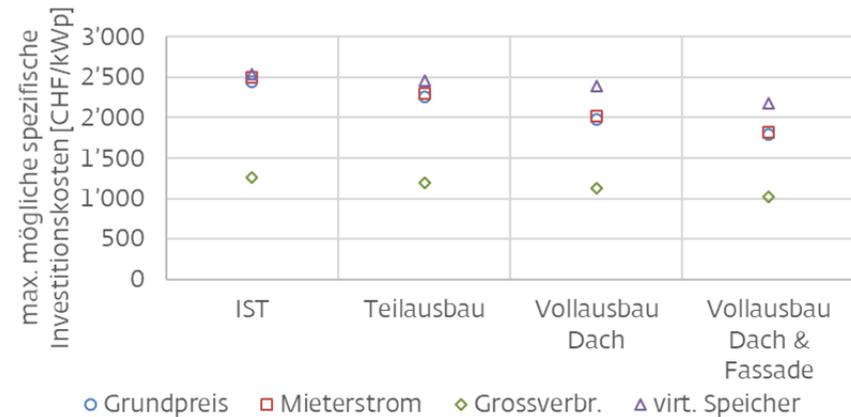


Abb. 16: Wirtschaftlichkeit Sicht ProduzentIn, Areal, Szenario IST/WP/EFF/LAST

Es ist erkennbar, unabhängig vom gewählten Tarifmodell, dass die spezifischen Investitionskosten mit zunehmender Anlagengrösse abnehmen. Grosse Anlagen müssen also deutlich günstiger erstellt werden können um unter den gesetzten Rahmenbedingungen wirtschaftlich zu sein. Im Falle des Tarifes «virtueller Speicher» ist diese Tendenz etwas abgeschwächt. Grund dafür ist, dass der ProduzentIn für den virtuell gespeicherten Strom eine höhere Vergütung erhält, als für die Rückspeisung ins Netz, wie es bei den anderen Tarifmodellen der Fall ist. Zudem ist das Grossverbraucher-Modell uninteressant, da der Preis für den eigenverbrauchten Solarstrom durch die Kosten für das aus dem Netz bezogene Stromprodukt beschränkt wird. Zudem hat die Grösse der PV-Anlage einen deutlich relevanteren Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit als die Optimierung des Verbraucherprofils.

KonsumentIn

Abb. 17 und Abb. 18 zeigen die durchschnittlichen Energiekosten für die KonsumentIn auf dem Hunziker Areal unter Berücksichtigung unterschiedlicher Produktions- und Verbrauchsszenarien gemäss Kap. 2.2 und 2.4 sowie den unterschiedlichen Tarifmodellen auf.

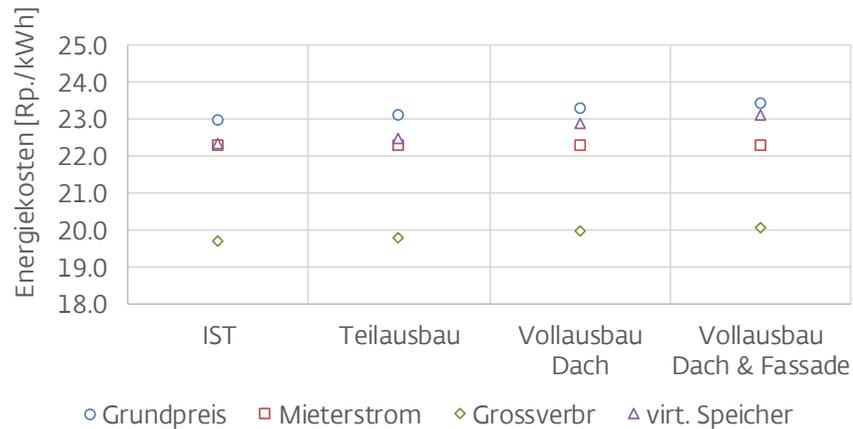


Abb. 17: Wirtschaftlichkeit KonsumentIn, Areal, Szenario IST

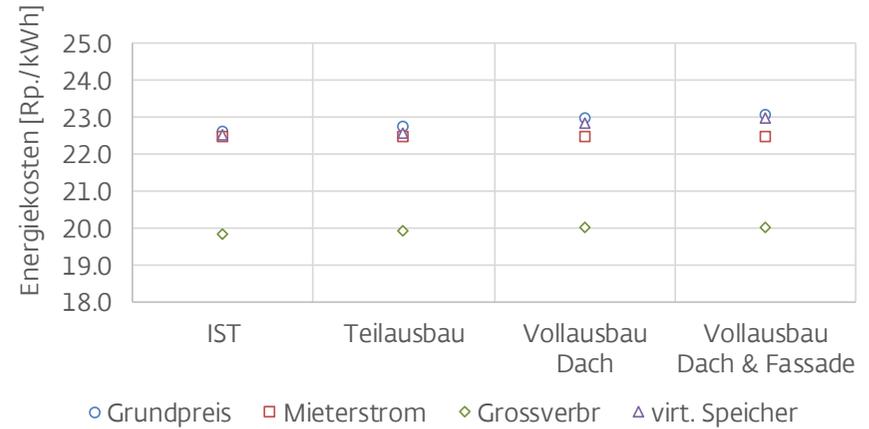


Abb. 18: Wirtschaftlichkeit KonsumentIn, Areal, Szenario IST/WP/EFF/LAST

Für die KonsumentIn ist der Tarif «Grossverbraucher» in allen Szenarien deutlich am günstigsten. Im Falle des Tarifes «Mieterstrom» hat die Grösse der realisierten Anlage keinen Einfluss auf die Kosten für die KonsumentIn. Grund dafür ist, dass der Preis für den eigenverbrauchten Strom der PV-Anlage inkl. Verrechnungsaufwand und den Energiebezug ab Netz quasi identisch sind. In den Fällen «Grundpreis» und «virtueller Speicher» steigen die Energiekosten für den KonsumentIn mit zunehmender Anlagengrösse an, da mehr hochpreisige Energie aus der PV-Anlage bezogen wird. Insgesamt hat jedoch weder die Grösse der PV-Anlage noch die Optimierung der Lastkurve einen grossen Einfluss auf die mittleren Energiekosten (max. +/- 5 %).

Energieversorgungsunternehmen

Abb. 19 und Abb. 20 stellen die Netto-Einnahmen des Energieversorgers für den Perimeter Hunziker Areal unter Berücksichtigung unterschiedlicher Produktions- und Verbrauchsszenarien gemäss Kap. 2.2 und 2.4 sowie den untersuchten Tarifmodellen dar.

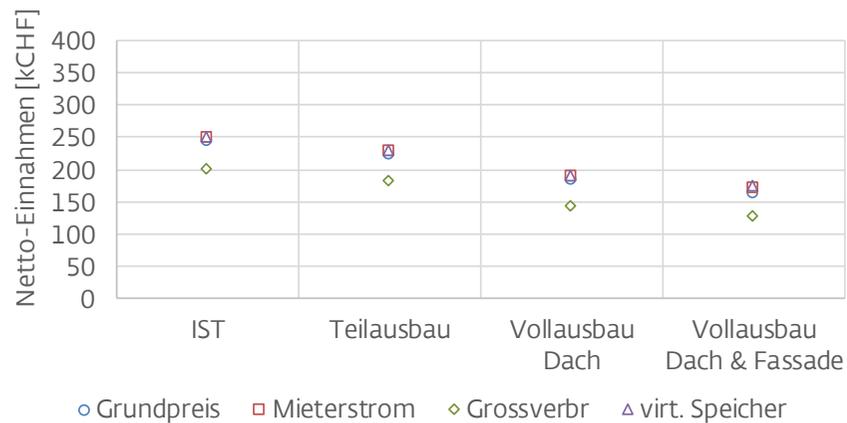


Abb. 19: Wirtschaftlichkeit EVU, Areal, Szenario IST

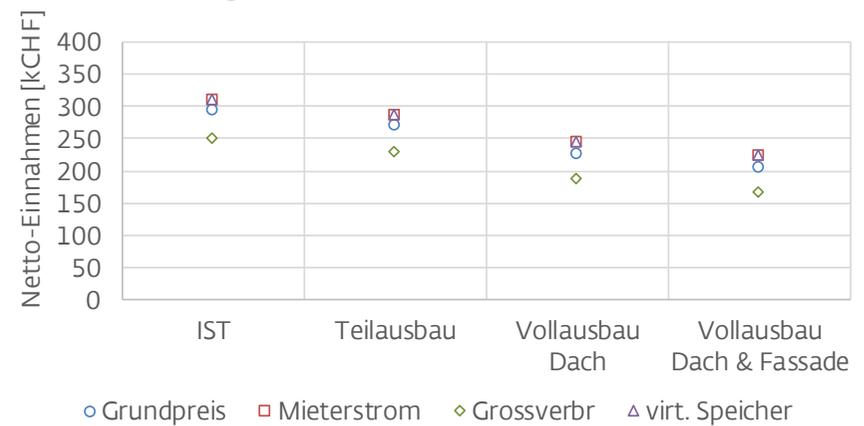


Abb. 20: Wirtschaftlichkeit EVU, Areal, Szenario IST/WP/EFF/LAST

Die Netto-Einnahmen des Energieversorgers nehmen mit zunehmender Anlagengrösse ab, da weniger Energie aus dem Netz bezogen wird. Mit dem Tarifmodell «Grossverbraucher» werden zudem auf Grund des tiefen Energiepreises die geringsten Einnahmen erzielt. Ansonsten sind die Unterschiede zwischen den Tarifmodellen innerhalb eines Szenarios gering.

3.4. Synthese der Resultate

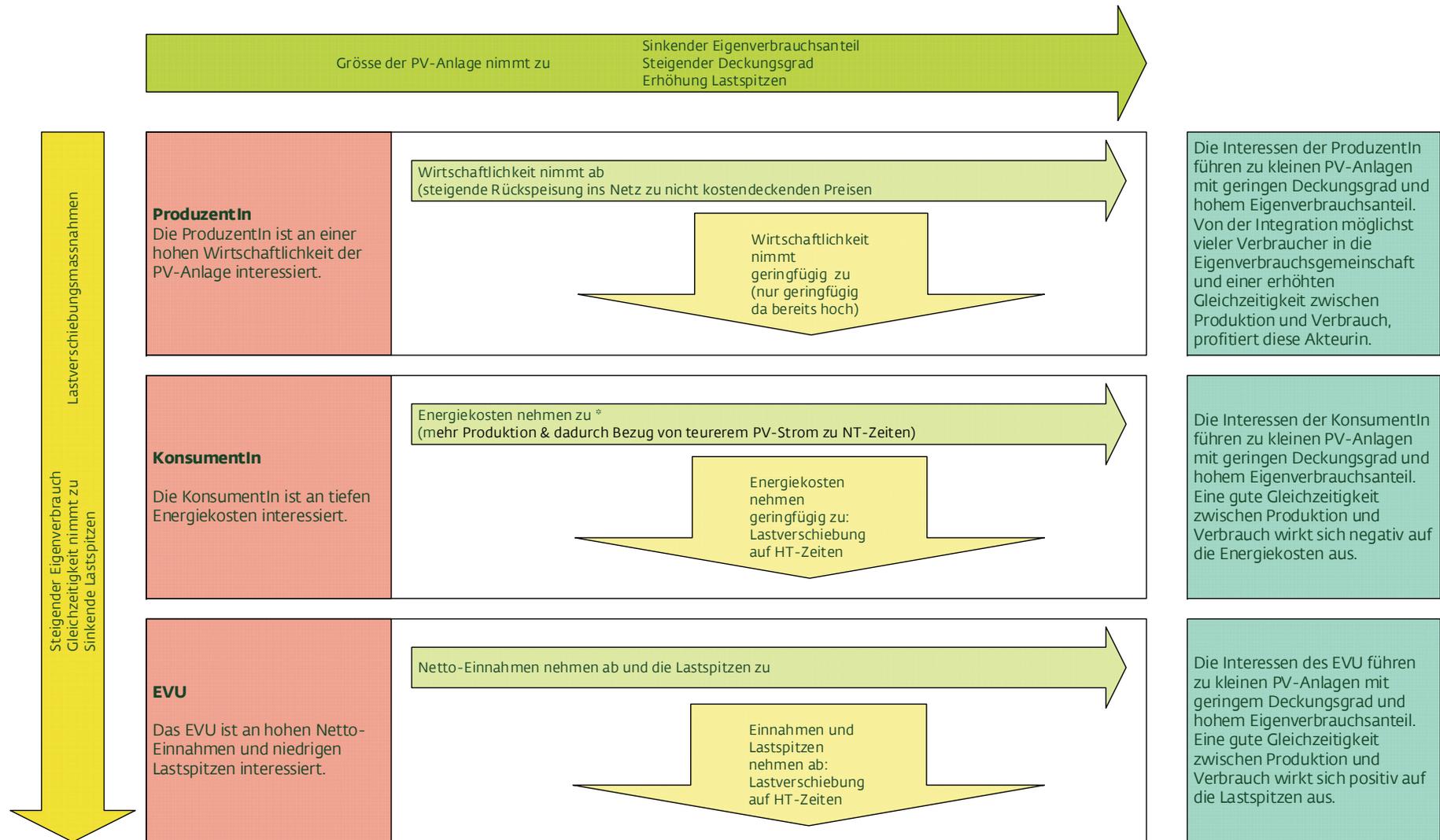
Die Zusammenführung der technischen Kennzahlen und den ökonomischen Analysen für das Hunziker Areal ist in Abb. 21 dargestellt. In der horizontalen Ebene nimmt die Grösse der PV-Anlage von links nach rechts zu. In der vertikalen Ebene nimmt der Eigenverbrauchsanteil durch Lastverschiebungsmaßnahmen und Batteriespeicher von oben nach unten zu. Der Deckungsgrad bleibt konstant. Die Szenarien «IST/WP» und IST/EFF» werden nicht berücksichtigt, da diese den Deckungsgrad des Areals verändern würden. Die Aussagen beziehen sich auf die vier beschriebenen Tarifsysteme und gelten nur für das Hunziker Areal.

Für die ProduzentIn der PV-Anlage sinkt die Wirtschaftlichkeit mit Vergrößerung der PV-Anlage mit den aktuellen Tarifsystemen. Hingegen steigt die Wirtschaftlichkeit mit Massnahmen zur Erhöhung des Eigenverbrauchs.

Mit Vergrößerung der PV-Anlage steigen die Energiekosten für die KonsumentIn, da der Anteil an PV-Strom zu Niedertarifzeiten (NT) steigt. Ebenfalls nehmen die Kosten für die KonsumentIn zu, wenn Lastverschiebungen in die Hochtarifzeiten fallen. In der vorliegenden Arbeit werden die Lastverschiebungen statisch berechnet, das heisst unabhängig von Jahreszeiten, oder der Frage ob die PV-Anlage produziert, wird die Last verschoben, deshalb wirken sich diese für die KonsumentIn vermehrt negativ aus. Die Höhe der Steigerung ist stark von den eigesetzten Energiepreisen abhängig. Im Falle von tieferen Energiepreisen kann sich der Mehrverbrauch von PV-Strom für die KonsumentIn auch kostensenkend auswirken.

Die Nettoeinnahmen des EVU nehmen sowohl bei Vergrößerung der PV-Anlage, als auch bei Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils ab. Das EVU profitiert allerdings von Lastverschiebungen und netzdienlicher Batterie, bei welchen die Lastspitzen reduziert werden können.

Alle drei beschriebenen Akteure haben im vorliegenden Beispiel ein Interesse die bestehende PV-Anlage nicht grösser zu machen. Daher entsteht aus ökonomischen Überlegungen eine Anlage, welche nicht die gesamte zur Verfügung stehende Dachfläche ausnutzt. Die eingangs erwähnte Frage warum PV-Anlagen heute auf Eigenverbrauch optimiert werden, anstatt die ganze verfügbare Fläche zu nutzen kann somit beantwortet werden.



* Dies hängt stark von den eingesetzten Energiepreisen ab. Je nach Tarifierung, kann der Konsument auch von einer grossen PV-Anlage profitieren

Abb. 21: Zusammenhang zwischen technischen Kennzahlen und den ökonomischen Betrachtungen pro Akteursgruppe für das Hunziker Areal (Lemon Consult, 2018)

3.5. Experteninterviews

Die befragten Experten äusserten sich in den Interviews als erstes zu den präsentierten Resultaten. Dass die Anlagengrösse die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage stark beeinflusst, war zu erwarten und überraschte nicht gross. Die Mehrheit der Experten stellt klar, dass heute vermehrt PV-Anlagen mit tiefem Deckungsgrad und hohem Eigenverbrauchsanteil realisiert würden.

Der Eigenverbrauchsanteil wurde gemäss Aussagen in der Planung des Areals sehr unterschätzt. Es war überraschend für einen Experten, dass der Eigenverbrauch so hoch ist. Weiter ist, gemäss den Experten überraschend, dass die Effizienzmassnahmen die Wirtschaftlichkeit weniger stark beeinträchtigen als angenommen. Gleiches gilt für das Lastmanagement welches den Eigenverbrauchsanteil nur in geringem Masse zu erhöhen vermag.

Alle befragten Personen sind sich einig, dass der Nutzungsmix zwischen Wohnen und lokal ansässigem Gewerbe das Gleichzeitigkeitsproblem von Produktion und Verbrauch zu entschärfen vermag. Das Hunziker Areal ist ein sehr gutes Beispiel, wie Gewerbebetriebe (v.a. Restaurants) die Produktionsspitze am Mittag aufnehmen können. Für einen befragten Experten ist sollten Mischnutzungen bereits in frühen Planungsphasen gefördert werden

Bezüglich Batteriespeicher zeigte sich in den Interviews ein einheitliches Bild. Alle sind sich einig: Batteriespeicher sind heute ökonomisch nur sinnvoll, wenn diese netzdienlich betrieben werden können. Oftmals haben Batteriespeicher einen emotionalen Hintergrund. Der Autarkiegedanke und nicht die Wirtschaftlichkeit steht bei der Kaufentscheidung dann im Vordergrund. Neue Speichertechnologien oder die Verwendung second life Batterien können künftig den Einsatz von Batteriespeicher wirtschaftlich machen. Ein Experte äusserte sich dahingehend, dass Batterien heute zur Eigenverbrauchsoptimierung eingesetzt werden sollen. Erst bei 25 % PV-Produktion komme das Übertragungsnetz an Grenzen. Erst ab dann, werden Netzstabilisierungsmassnahmen zum Thema.

Die Mehrheit der Befragten betonte, dass heutige Tarifmodelle für Prosumer ideal sind. PV-Anlagen werden auf Eigenverbrauch optimiert. Die Experten sind sich einig, dass künftige Tarifmodelle nicht die Dimensionen der Anlagen begrenzen sollten. Ebenfalls sollten Förderbedingungen von langer Dauer bleiben, das schafft Investitionssicherheit.

Auf die Frage, wie denn künftige Tarifmodelle ausgestaltet werden müssten, bestand Einigkeit darüber, dass sich Tarifmodelle an der Wertigkeit des Stromes orientieren sollten. Diese verhält sich je nach Netzgebiet (Stadt/Land) anders. Nur so könne die Saisonalität in der Produktion abgebildet werden und Anreize für eine zeitliche Übereinstimmung des Angebots und Nachfrage einer zusammenhängenden Netzebene geschaffen werden. Mit dem Einbau von Smart

Metern ist gemäss Expertenaussagen ein Grundstein für dynamic pricing gelegt.

Zwei Experten merkten zudem an, dass auch Verbraucherseitig, mit dem Aufkommen von Smart Grid Standards (bspw. SGready), Einflussmöglichkeiten durch Steuerung der Lasten entstehen. Ein Experte ist der Ansicht, dass diese Geräte, dann direkt vom EVU zur Netzstabilisierung gesteuert werden sollen.

4. Diskussion

Die Anlagengrösse im Verhältnis zur Energiebezugsfläche und der Nutzungsmix von Wohnen und Gewerbe sind die treibenden Faktoren für einen hohen Eigenverbrauch. Neue Anreize in der Tarifbildung sowie Lockerung der Rahmenbedingungen für eine Eigenverbrauchsgemeinschaft sind vielversprechende Ansätze, um den Zubau an PV verstärkt zu fördern.

4.1. Anlagengrösse

Wie die technischen Kennzahlen der einzelnen Häuser in Kapitel 3.2 verdeutlichen, ist die nutzbare Dachfläche (Anlagengrösse) im Verhältnis zur Energiebezugsfläche am entscheidendsten für die technischen Kennzahlen. Das Dilemma Anlagengrösse versus Eigenverbrauchsanteil konnte in der Studie verdeutlicht werden. Die Anteile an Eigenverbrauch liegen bei 91 % für das Areal (ohne Wärmepumpe) und zwischen 55 und 100 % pro Haus. Diese Zahlen überraschen in dieser Höhe. Nach Aussage von A. Hofer wurde in der Planung von einem Eigenverbrauchsanteil von 30 bis 40 % für das gesamte Areal ausgegangen. Auch die Erfahrung der Autoren zeugt, dass die gängigen Berechnungstools (bspw. Polysun) Werte um Faktor zwei bis drei tiefer ausgeben.

Das theoretische Zubaupotential des Hunziker Areals hat die Autoren in dieser Grössenordnung überrascht. Im Bezug zur installierten Anlage, wäre mit einem Vollausbau des Daches eine Erhöhung des Deckungsgrades von 26 auf 56 % und mit Einbezug der Fassade auf 66 % möglich. Die geforderte ökologische Ausgleichsfläche könnte bei einer Änderung der Bauzonenordnung mit einer aufgeständerten Anlage ebenfalls erreicht werden. Somit wäre ein Teilausbau des Daches im Bestand immer noch realisierbar.

4.2. Effizienz und Lastverschiebung

Effizienzmassnahmen verringern den Eigenverbrauch, allerdings in geringerem Masse, als erwartet. Aus 11 % technisch realisierbarem Einsparpotential (Areal

inkl. Wärmepumpen) resultiert je nach Szenario eine Reduktion des Eigenverbrauches um drei bis vier Prozent. Die Lastverschiebung zeigt ein ähnliches Bild allerdings mit anderem Vorzeichen. Bei Aktivierung aller Lastverschiebungs-massnahmen ohne thermische Aktivierung der Gebäudehülle resultiert eine vier bis sechs prozentige Erhöhung des Eigenverbrauchs. Was deutlich ersichtlich ist, dass im Zuge der Lastverschiebung die maximale negative Residuallast kleiner wird. Die Spitze der Rückspeisung wird so gebrochen. Dies ist vor allem für die Sommermonate interessant. Relevant ist die Rückspeisung allerdings erst ab dem Szenario «Vollausbau Dach», bei welchem die Bezugsspitze überschritten wird.

Die vorliegende Arbeit zeigt, dass die Effizienzmassnahmen den Eigenverbrauchsanteil in geringerem Masse reduzieren, als angenommen. Die Rückzahl-dauern von Effizienzmassnahmen werden dadurch zwar reduziert, allerdings sind die beschriebenen gängigen Massnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz aus Sicht der Autoren immer noch wirtschaftlich. Es spricht daher nichts dagegen, weiterhin Energieeffizienzmassnahmen umzusetzen.

4.3. Arealkonzept

Eine weitere Erklärung für den hohen Eigenverbrauch ist, neben der Anlagengrösse, der Nutzungsmix zwischen Gewerbe und Wohnen auf dem Areal. Die Zusammenstellung (Tab. 5) verdeutlicht, das beispielsweise der Eigenverbrauchsanteil von Haus E im Vergleich zu Haus I um 20 % höher ist. Dies bei vergleichbaren spezifischen Analgenleistungen. Das Restaurant in Haus E bezieht vor allem während der Produktionsspitze am Mittag viel Strom, was dazu führt, dass in der Jahresbilanz nur 4 % des produzierten Stromes ins Netz zurückgespiessen wird. Der Nutzungsmix aus Wohnen und Gewerbe begünstigt den Bau grösserer PV-Anlagen und ist bei einer Arealplanung mit den heutigen Tarifmodellen frühzeitig zu bedenken.

Neben dem Nutzungsmix, soll die PV in die Arealplanung miteinbezogen werden. Sowohl bei einer Sanierung, wie auch bei einem Neubau ist Arealkonzept mit Arealnetz zu bedenken. Wertvolle Dachflächen sollen aus Sicht der Energie möglichst für die Stromproduktion freigehalten werden. Die Fassadenflächen werden künftig ebenfalls wichtiger werden und sollen in die Betrachtung miteinfließen.

4.4. Wirtschaftlichkeit

Die Studie zeigt, dass PV-Anlagen heute ohne direkte Fördermassnahmen kostendeckend betrieben werden können, wenn ein entsprechend hoher Eigenverbrauchsanteil erreicht wird (Kap 3.3.1). Die heutigen Tarifmodelle setzen die Anreize für einen hohen Eigenverbrauchsanteil und folglich resultiert ein tiefer

Deckungsgrad. Aus ökonomischen Überlegungen resultiert mit den heute gültigen Tarifsystemen eine kleinere PV-Anlage, als oftmals möglich wäre und somit eine reduzierte Menge an produzierten Solarstrom. Dies ist nicht im Sinne der Energiestrategie 2050, welche als Ziel eine höhere Zubaurate an erneuerbaren Energien formuliert. Die ProduzentIn und somit der Investor, würde bei einem Vollausbauszenario das Tarifmodell «virtueller Speicher» bevorzugen. Das «Grossverbrauchermodell» ist für die KonsumentInnen am attraktivsten. Gegenteilig ist die Sicht des EVU. Das Tarifmodell «Grossverbraucher» ist für die Energieversorger am wenigsten lukrativ. Während die betrachteten Modelle «Grundpreis», «Mieterstrom» und virtueller Speicher für das EVU wenig differieren.

4.5. Handlungsempfehlungen

Die beschriebenen Resultate gelten für das untersuchte Hunziker Areal. Welche Folgerungen lassen sich nun auf ein Mehrfamilienhaus im städtischen Kontext übertragen? Ein Mehrfamilienhaus wird immer eine kleine Dachfläche in Bezug zur Energiebezugsfläche aufweisen. Beispiele der einzelner Häuser auf dem Hunziker Areal zeigen, dass der Eigenverbrauchsanteil auch bei einer reinen Wohnnutzung nie tiefer als 55 % sein wird. Heutige PV-Planungstools (bspw. Polysun oder PVopti) errechnen aktuell wesentlich tiefere Eigenverbrauchswerte. Auch im vorliegenden Beispiel wurde in der Planung ein Eigenverbrauchsanteil für das Areal von 30 bis 40 % angenommen. Der Eigenverbrauch wurde somit um mehr als die Hälfte unterschätzt. Daher empfehlen die Autoren, auch im Hinblick auf sich ändernde Tarifmodelle, mehr Wert auf eine realistische Einschätzung der zu erwartenden Verbrauchsprofile zu legen und damit die PV-Anlage möglichst gross zu planen und die gesamte Dachfläche nutzen zu können. Zusätzlich sollte in der Auslegung mehr Wert auf eine realistische Einschätzung der zu erwartenden Verbrauchsprofile gelegt werden.

Am Beispiel Hunziker Areal ist zu sehen, dass die Gestaltung und Optimierung der Dachlandschaft im Hinblick auf eine maximale PV-Nutzung, nach Ansicht der Autoren, in Zukunft als Teil einer integrierten Haustechnikplanung. Gerade bei grossen, kompakten Gebäuden resultieren ansonsten tiefe Deckungsgrade. Die Gebäudetechnikplaner sind gefordert, die Gebäudehülle (Dach und Fassade) als wertvolle Produktionsfläche zu erkennen und diese möglichst für PV freizuhalten. Die zunehmenden Flächenkonflikte zwischen Biodiversität, Stadtklima und PV-Produktion können mit Kombinationen verschiedener Elemente, wie z.B. aufgeständerten Anlagen mit Dachbegrünung entschärft werden. Dazu kommt, dass künftig bei Arealen und MFH die thermische Gebäudehüllen und die Warmwasserspeicher als Energiespeicher bewusster genutzt werden sollen. Auch müssen die Elektro-Ladestationen vermehrt in die Gesamtbilanz mitein-

bezogen werden. Die simulierte Batterie kann den Eigenverbrauchsanteil im vorliegenden Beispiel nur geringfügig erhöhen. Ein Batteriespeicher auf Haus- oder Arealebene ist demzufolge heute aus Sicht der Autoren nur sinnvoll, wenn dieser zur Stabilisierung des Verteilnetzes direkt vom EVU bewirtschaftet werden kann. Dies erfordert ein dynamisches Tarifsystem als Voraussetzung, damit der monetäre Anreiz besteht, die Batterie netzdienlich zu betreiben.

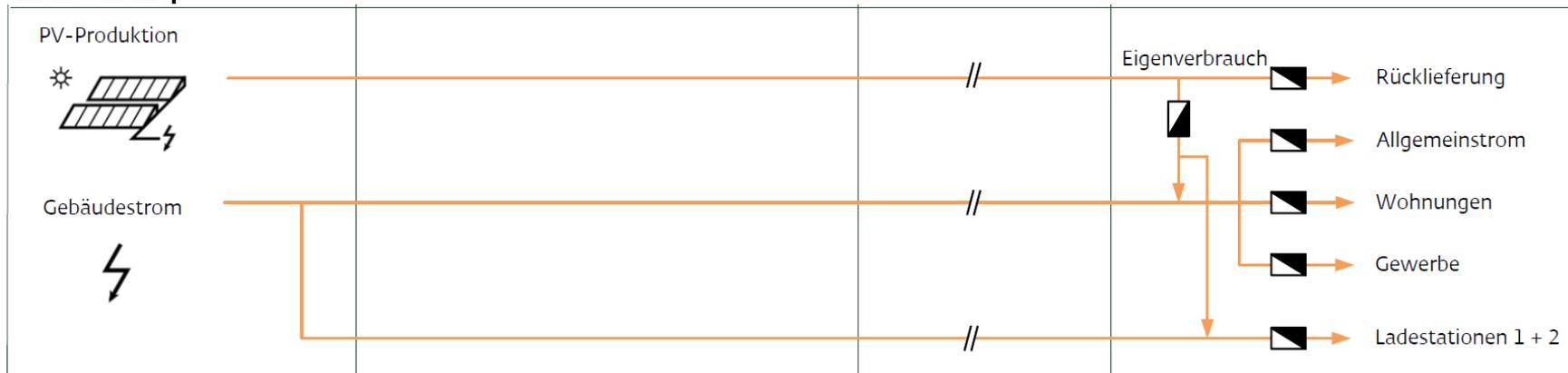
4.6. Weiterführende Themen

Die Mehrheit der befragten Experten ist der Ansicht, dass sich mit den aktuellen Rahmenbedingungen für den Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) das vorhandene Potential für Eigenverbrauchsgemeinschaften nur im Falle eines Neubaus nutzen lässt, da für die Durchleitung ein arealeigenes Netz zur Verfügung stehen muss. Die Autoren sind der Ansicht, dass für bestehende Bauten die Mitnutzung des lokalen Netzes durch ein Entgelt zu prüfen ist, weil damit auf ein eigenes Netz verzichtet werden kann.

Alle Experten, welche mit den Studienresultaten konfrontiert wurden, merken an, dass künftige Tarifmodelle die Wertigkeit des Stromes abbilden müssen. Ansonsten werden die zukünftig geplanten Photovoltaikanlagen weiterhin auf einen hohen Eigenverbrauchsanteil und entsprechend tieferen Deckungsgrad ausgerichtet. Somit wird nicht die gesamte Dachfläche genutzt werden und die Zubaurate für erneuerbare Energien erhöht sich nur langsam oder stagniert. Das Tarifsystem «virtueller Speicher» zeigt aus Sicht der Autoren einen interessanten Ansatz, da die Wirtschaftlichkeit mit der Grösse der PV-Anlagen bis zu einem Deckungsgrad von 100 % weniger stark sinkt, als die weiteren untersuchten Tarifszenarien. Eine weiterführende Idee wäre aus Sicht der Autoren die Entwicklung von einem Tarifsystem für einen hohen Eigenverbrauchsanteil und ein zweites Modell für einen hohen Deckungsgrad zu entwerfen. So kann sich die EigentümerIn, je nach Ausbausituation und Areal entscheiden, welches Modell sie bevorzugt.

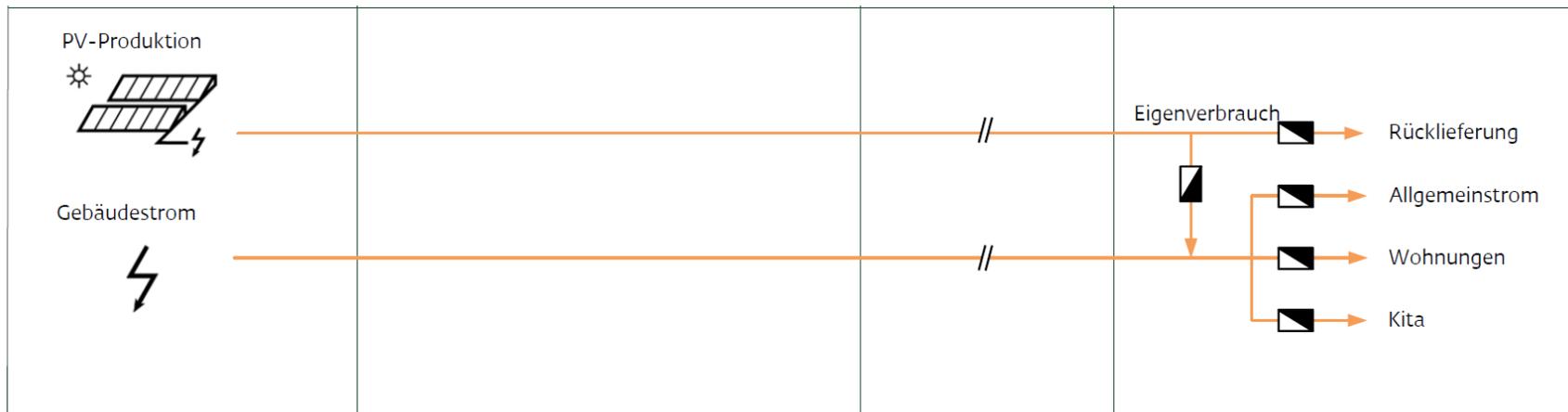
5. Anhang

5.1. Messkonzept



Legende: EVU-Zähler

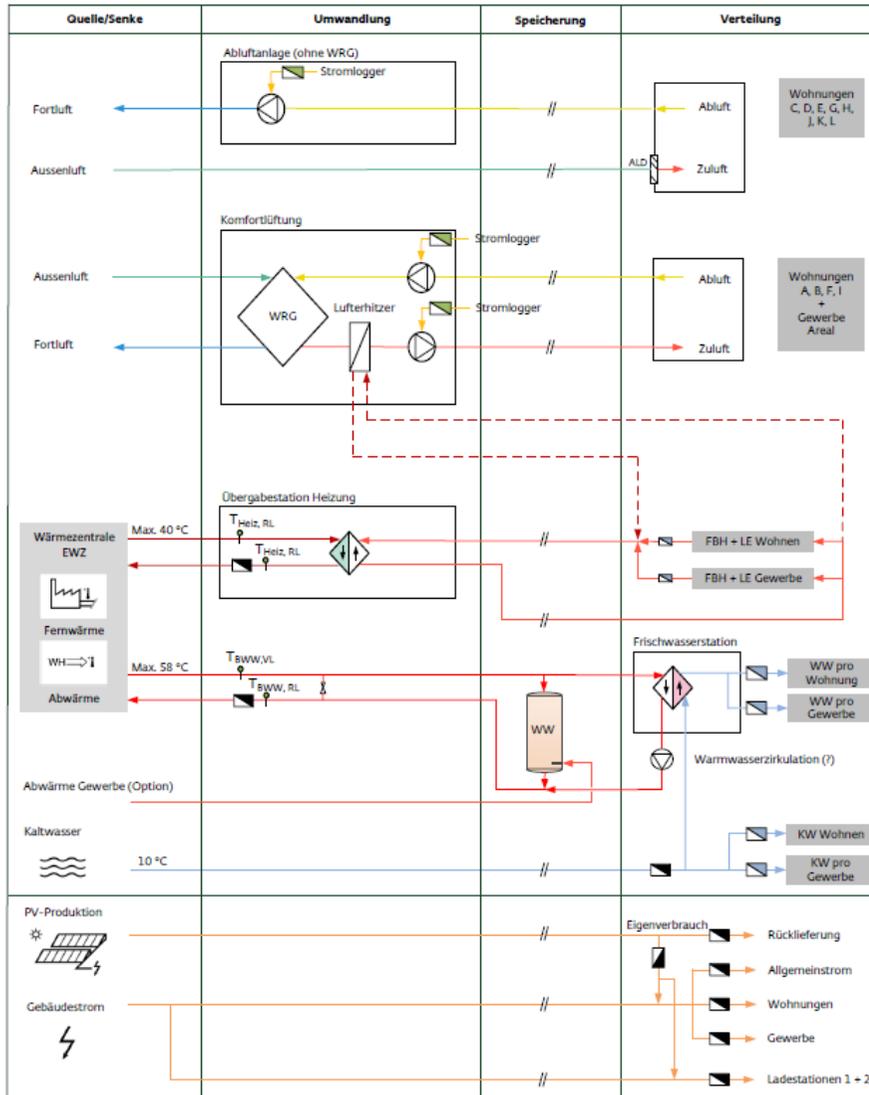
Messkonzept (Teil Strom) der Häuser A bis L (Lemon Consult, 2016)



Legende: EVU-Zähler

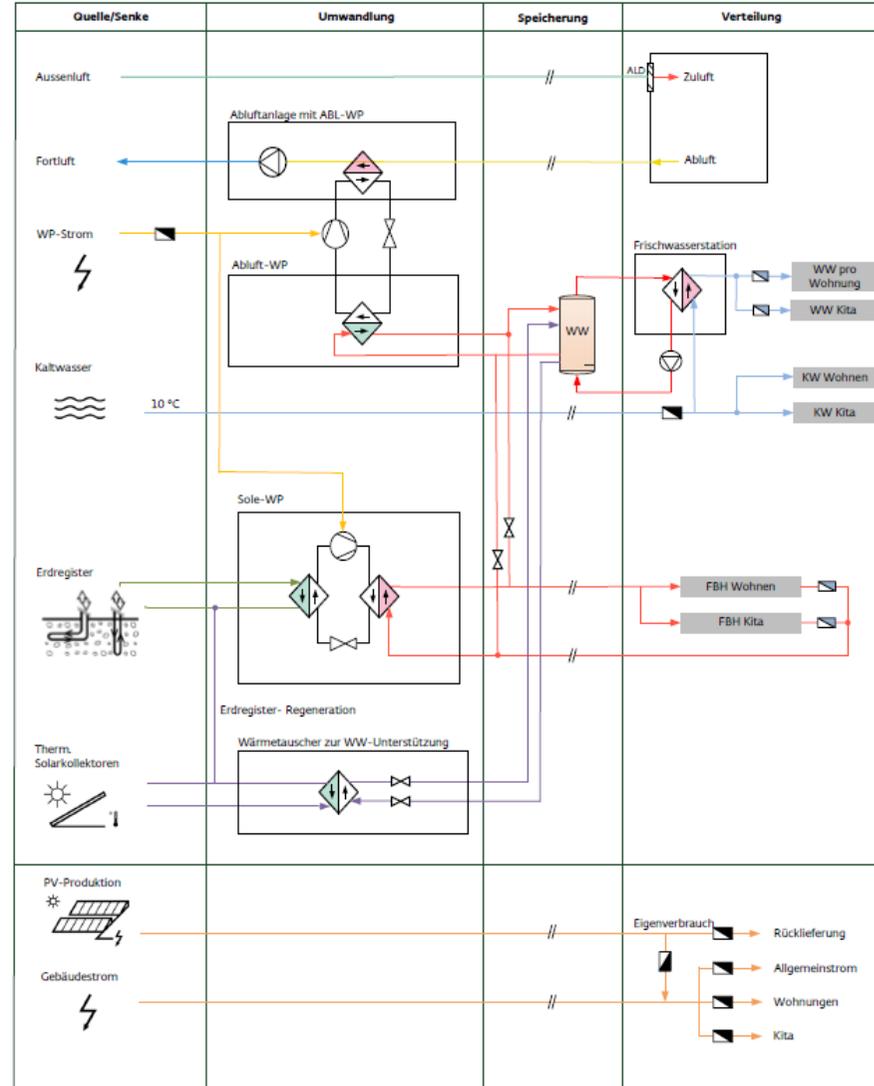
Messkonzept (Teil Strom) von Haus M (Lemon Consult, 2016)

Messkonzept & Übersicht Gebäudetechnik
Häuser A – L, Hunzikerareal, 8050 Zürich



- Legende:**
- EVU-Zähler
 - private Zähler (MAW)
 - provisorische Zähler (Lemon Consult AG)
 - provisorische Temperaturfühler (Lemon Consult AG)

Messkonzept & Übersicht Gebäudetechnik
Haus M, Hunzikerareal, 8050 Zürich



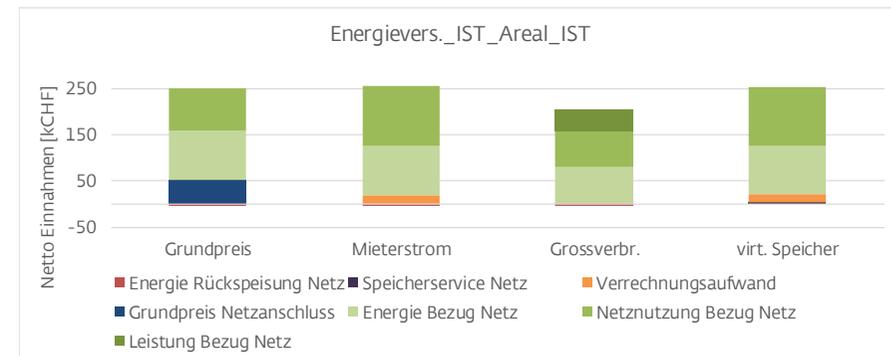
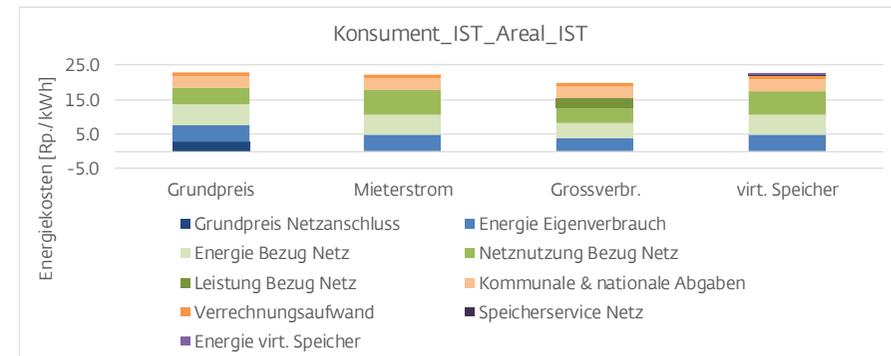
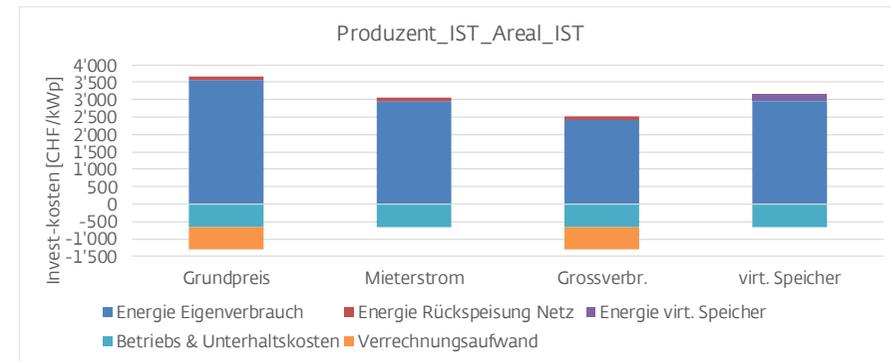
- Legende:**
- EVU-Zähler
 - private Zähler (MAW)
 - provisorische Zähler (Lemon Consult AG)
 - provisorische Temperaturfühler (Lemon Consult AG)

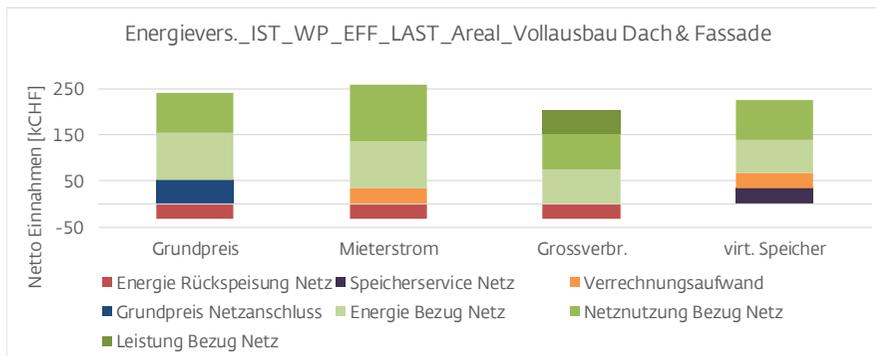
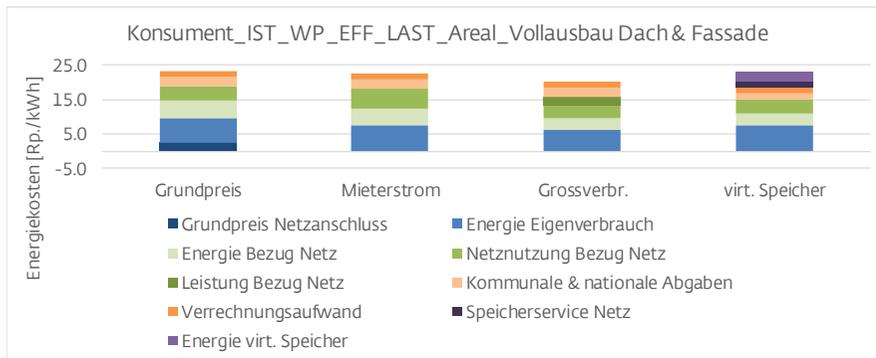
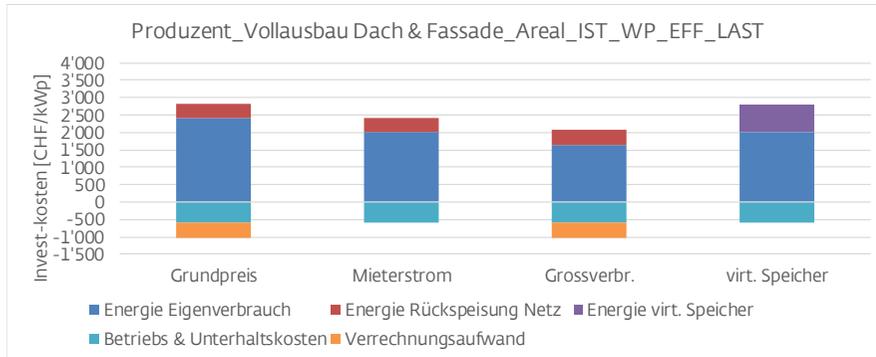
5.2. Tarifstruktur

Tab. 7: Übersicht Tarifkomponenten (Preise inkl. MwSt.) rot =Ausgaben, grün = Einnahmen

		Grundpreis	Mieterstrom	Grossverbraucher	virt. Speicher
Produzent	Energie Eigenverbrauch (Einfachtarif)	23.78 Rp./kWh	19.47 Rp./kWh	16.19 Rp./kWh	19.47 Rp./kWh
	Energie Rückspeisung Netz (Hochtarif)	9.15 Rp./kWh	9.15 Rp./kWh	9.15 Rp./kWh	
	Energie Rückspeisung Netz (Niedertarif)	4.79 Rp./kWh	4.79 Rp./kWh	4.79 Rp./kWh	
	Energie Rückspeisung virt. Speicher (Einfachtarif)				15.48 Rp./kWh
	Energie Rückspeisung Netz (Einfachtarif)				8.53 Rp./kWh
	Betrieb & Unterhaltskosten	4.00 Rp./kWh	4.00 Rp./kWh	4.00 Rp./kWh	4.00 Rp./kWh
	Verrechnungsaufwand	4.31 Rp./kWh	0.00 Rp./kWh	4.31 Rp./kWh	0.00 Rp./kWh
		Grundpreis	Mieterstrom	Grossverbr	virt. Speicher
Konsument	Grundpreis pro Messpunkt	10.00 CHF/mt.			
	Energie Eigenverbrauch (Einfachtarif)	19.47 Rp./kWh	19.47 Rp./kWh	16.19 Rp./kWh	19.47 Rp./kWh
	Energie Bezug Netz (Hochtarif)	9.91 Rp./kWh	9.91 Rp./kWh	7.91 Rp./kWh	9.91 Rp./kWh
	Energie Bezug Netz (Niedertarif)	5.17 Rp./kWh	5.17 Rp./kWh	3.17 Rp./kWh	5.17 Rp./kWh
	Netznutzung Bezug Netz (Hochtarif)	8.46 Rp./kWh	12.06 Rp./kWh	7.32 Rp./kWh	12.06 Rp./kWh
	Netznutzung Bezug Netz (Niedertarif)	4.23 Rp./kWh	6.03 Rp./kWh	3.66 Rp./kWh	6.03 Rp./kWh
	Leistung Bezug Netz (Einfachtarif)			10.77 CHF/kW	
	Energie Bezug virt. Speicher (Einfachtarif)				15.48 Rp./kWh
	Speicherservice virt. Speicher (Einfachtarif)				8.62 Rp./kWh
	Kommunale & nationale Abgaben (Einfachtarif)	4.42 Rp./kWh	4.42 Rp./kWh	4.42 Rp./kWh	4.42 Rp./kWh
	Verrechnungsaufwand	4.31 Rp./kWh	4.31 Rp./kWh	4.31 Rp./kWh	4.31 Rp./kWh
		Grundpreis	Mieterstrom	Grossverbr	virt. Speicher
Elektrizitätswerk	Energie Rückspeisung Netz (Hochtarif)	9.15 Rp./kWh	9.15 Rp./kWh	9.15 Rp./kWh	
	Energie Rückspeisung Netz (Niedertarif)	4.79 Rp./kWh	4.79 Rp./kWh	4.79 Rp./kWh	
	Energie Rückspeisung Netz (Einfachtarif)				8.53 Rp./kWh
	Verrechnungsaufwand	0.00 Rp./kWh	4.31 Rp./kWh	0.00 Rp./kWh	4.31 Rp./kWh
	Grundpreis pro Messpunkt	10.00 CHF/mt.			
	Energie Bezug Netz (Hochtarif)	9.91 Rp./kWh	9.91 Rp./kWh	7.91 Rp./kWh	9.91 Rp./kWh
	Energie Bezug Netz (Niedertarif)	5.17 Rp./kWh	5.17 Rp./kWh	3.17 Rp./kWh	5.17 Rp./kWh
	Netznutzung Bezug Netz (Hochtarif)	8.46 Rp./kWh	12.06 Rp./kWh	7.32 Rp./kWh	12.06 Rp./kWh
	Netznutzung Bezug Netz (Niedertarif)	4.23 Rp./kWh	6.03 Rp./kWh	3.66 Rp./kWh	6.03 Rp./kWh
	Leistung Bezug Netz (Einfachtarif)			10.77 CHF/kW	
	Speicherservice virt. Speicher (Einfachtarif)				8.62 Rp./kWh

5.3. Auswertung Tarifmodelle





5.4. Sensitivitätsanalyse

Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse wurden die einzelnen Tarifkomponenten jeweils um +/- 10 % verändert. Die Analyse wurde für alle drei Akteure und vier Tarifmodelle durchgeführt.

ProduzentIn

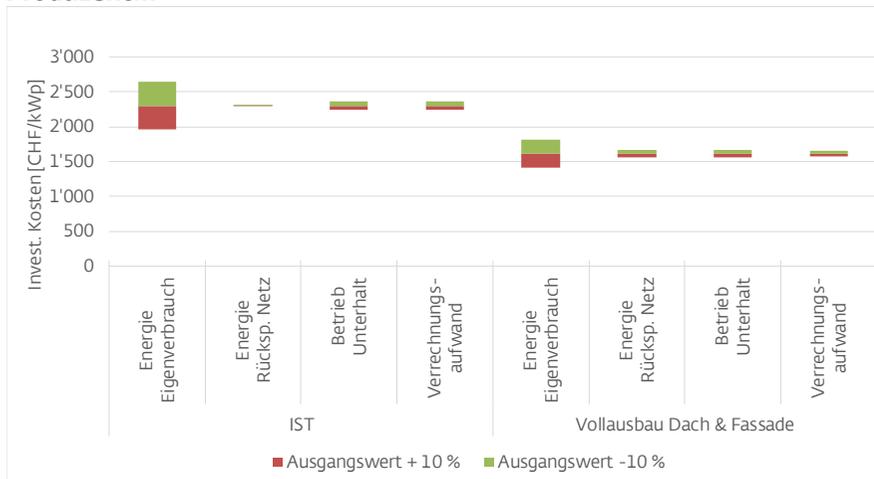


Abb. 22: Sensitivitätsanalyse ProduzentIn, Tarifmodell Grundpreis, Szenario IST

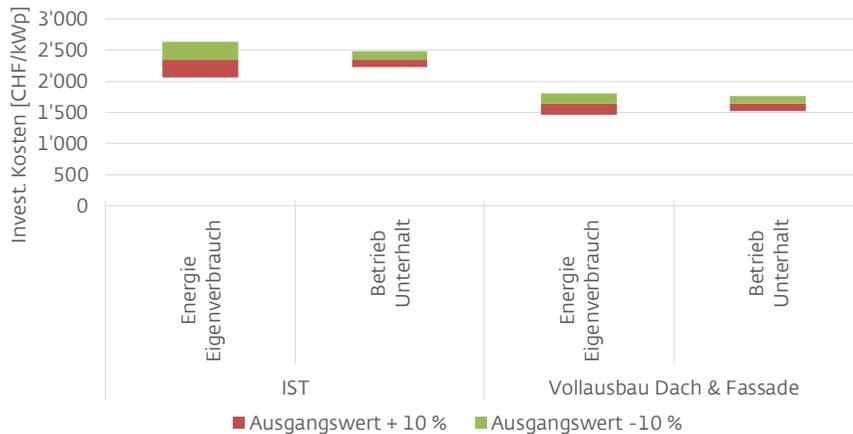


Abb. 23: Sensitivitätsanalyse ProduzentIn, Tarifmodell Mieterstrom, Szenario IST

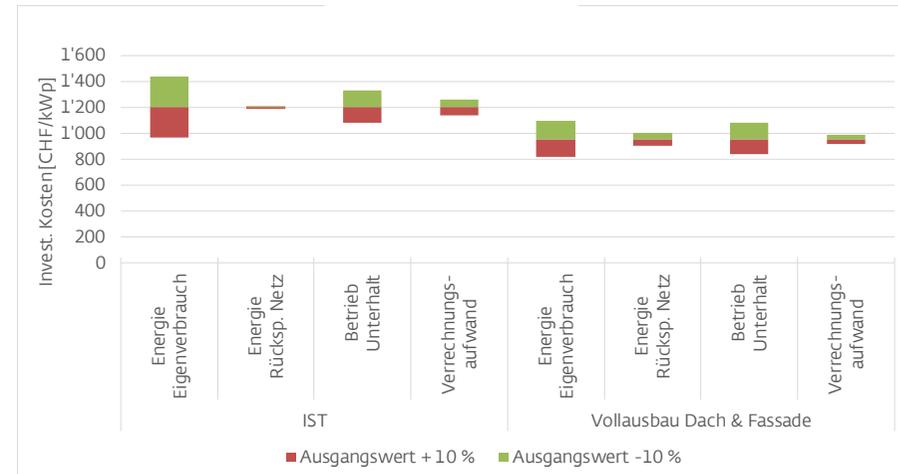


Abb. 24: Sensitivitätsanalyse ProduzentIn, Tarifmodell Grosverbraucher, Szenario IST

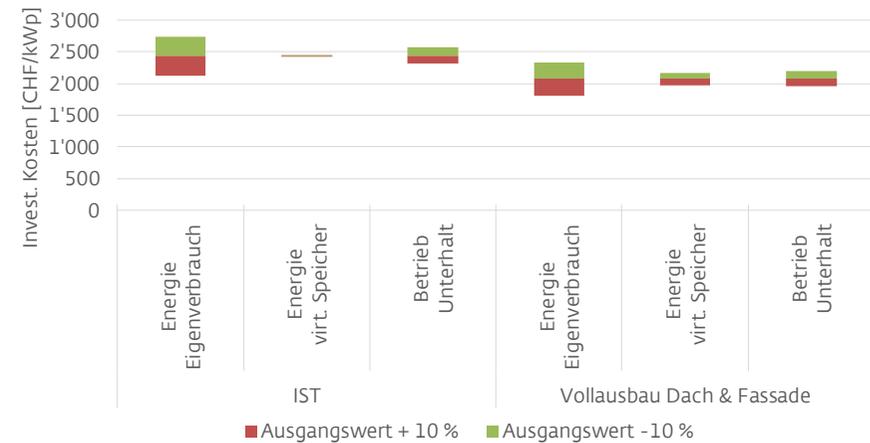


Abb. 25: Sensitivitätsanalyse ProduzentIn, Tarifmodell virtueller Speicher, Szenario IST

KonsumentIn

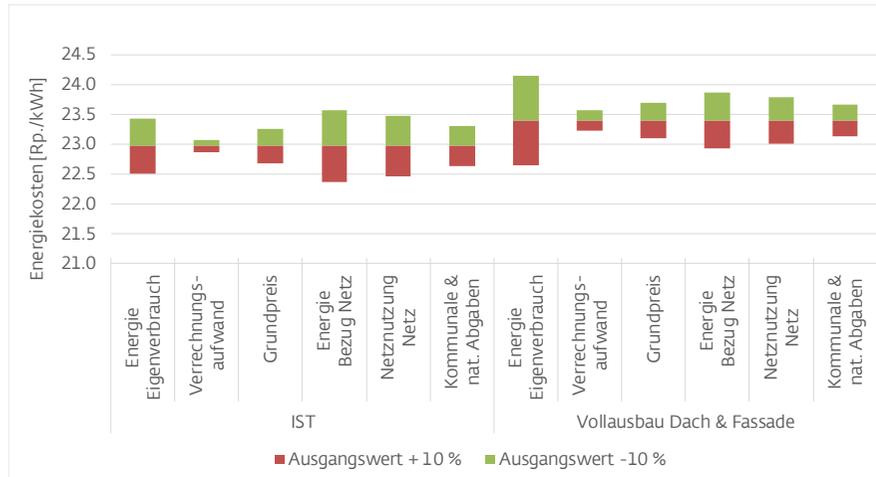


Abb. 26: Sensitivitätsanalyse KonsumentIn, Tarifmodell Grundpreis, Szenario IST

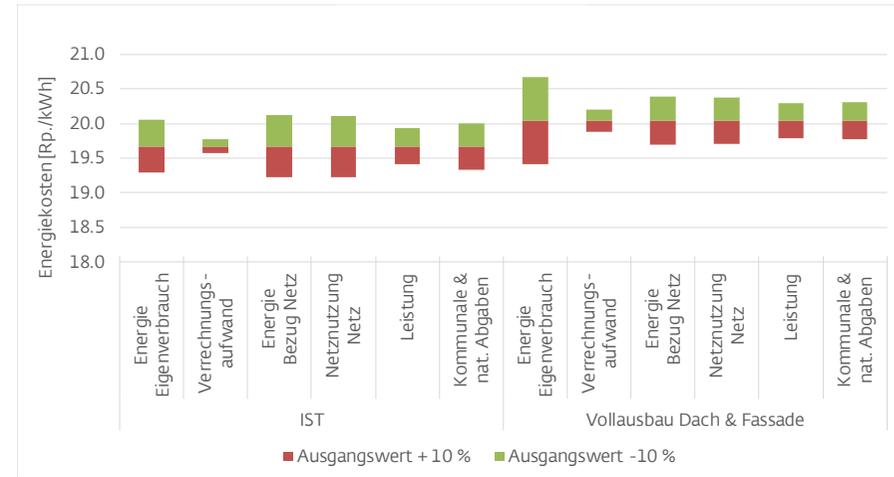


Abb. 28: Sensitivitätsanalyse KonsumentIn, Tarifmodell Grossverbraucher, Szenario IST

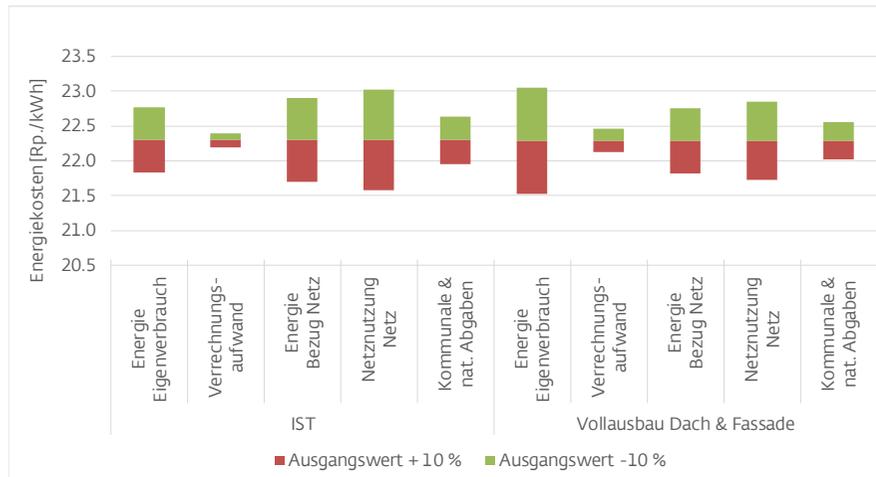


Abb. 27: Sensitivitätsanalyse KonsumentIn, Tarifmodell Mieterstrom, Szenario IST

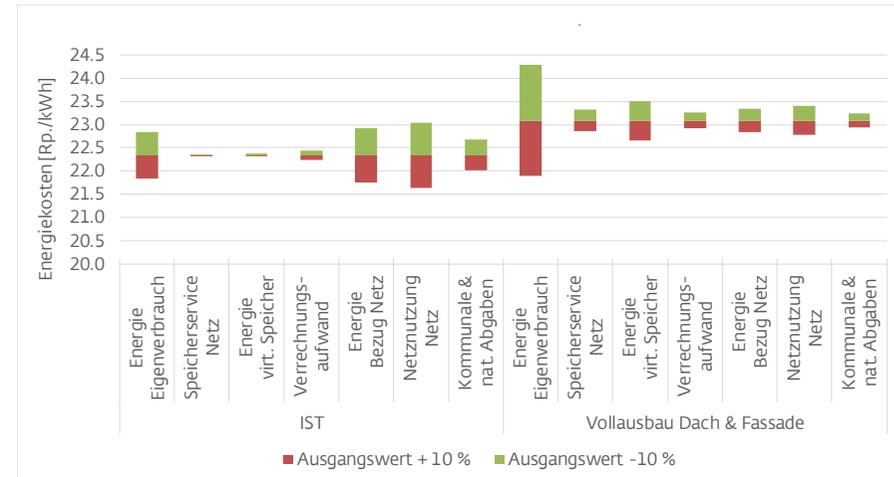


Abb. 29: Sensitivitätsanalyse KonsumentIn, Tarifmodell virtueller Speicher, Szenario IST

Energieversorgungsunternehmen

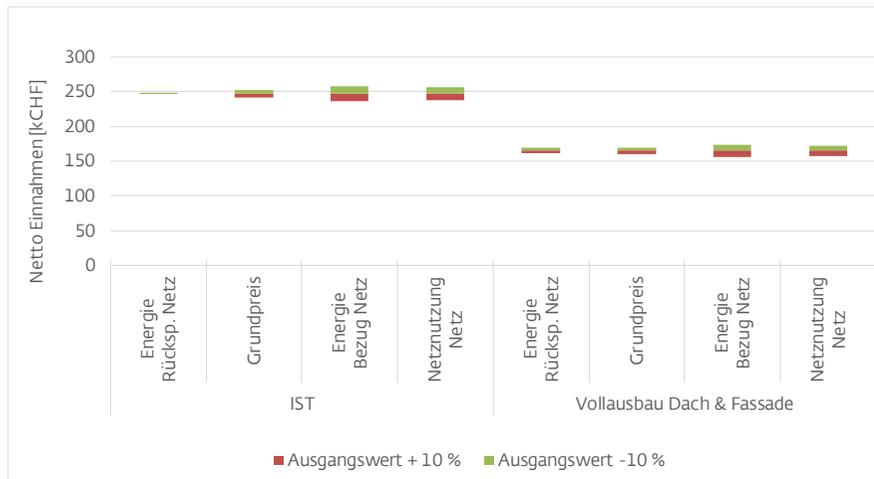


Abb. 30: Sensitivitätsanalyse Energieversorger, Tarifmodell Grundpreis, Szenario IST

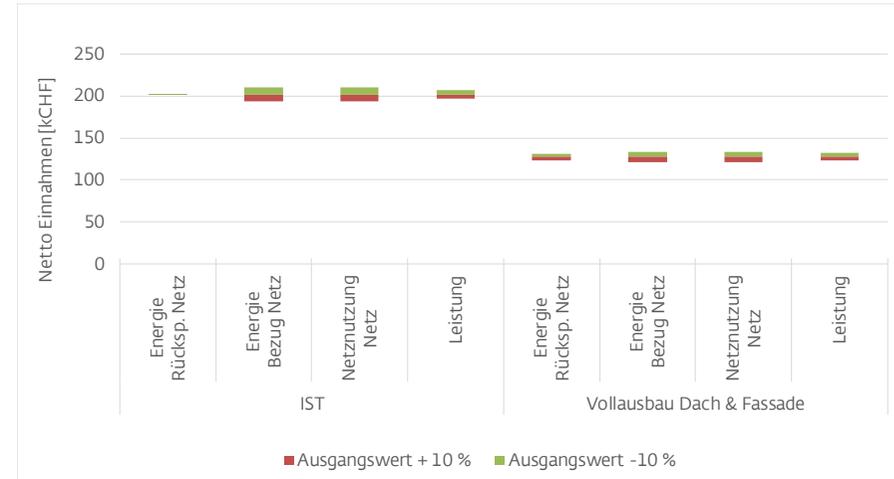


Abb. 32: Sensitivitätsanalyse Energieversorger, Tarifmodell Grossverbraucher, Szenario IST

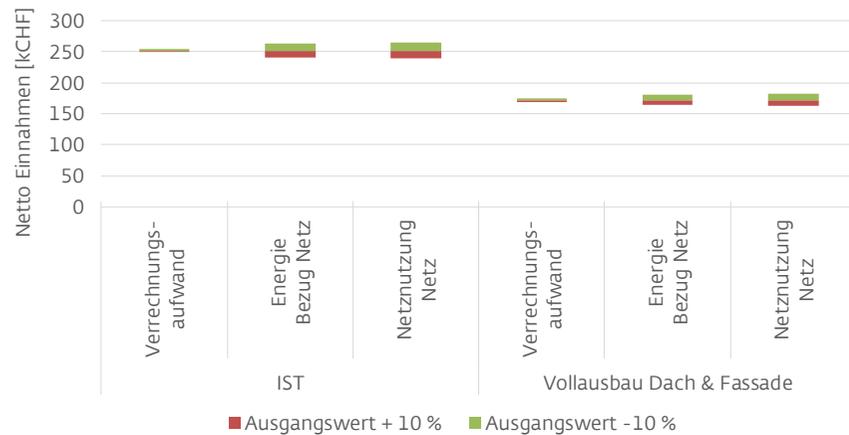


Abb. 31: Sensitivitätsanalyse Energieversorger, Tarifmodell Mieterstrom, Szenario IST

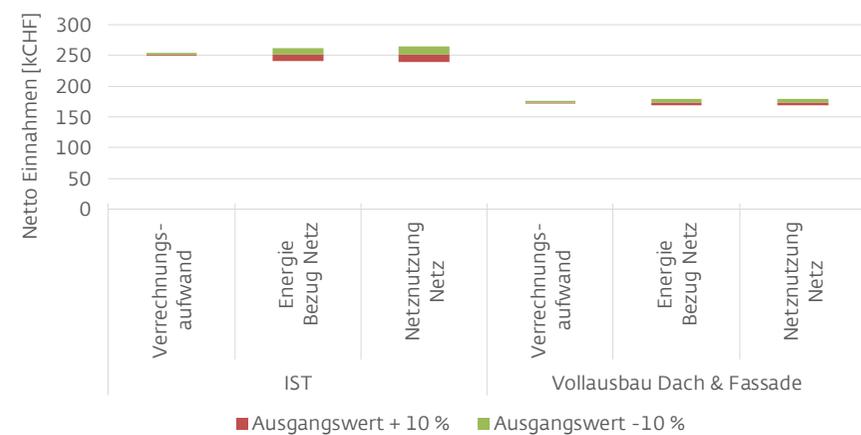


Abb. 33: Sensitivitätsanalyse Energieversorger, Tarifmodell virtueller Speicher, Szenario IST

5.5. Flächennutzung

Tab. 8: Flächennutzung und technische Kennzahlen der einzelnen Häuser auf dem Hunziker Areal, (mehr als wohnen, 2016)

Perimeter	PV-Leistung	Gerwerbenutzung	EBF Gewerbe	Anteil Gewerbe	EBF Wohnen	Anteil Wohnen	EBF Total	spez. Leistung	Eigenverbrauchsant.	Deckungsgrad
[-]	[kWp]	[-]	[m ²]	[%]	[m ²]	[%]	[m ²]	[W/m ² EBF]	[%]	[%]
Areal	504.1		6914	10.5	59018	89.5	65931	7.6	92	26
Haus A	33.3	Atelierräume	463	8.2	5203	91.8	5666	5.9	87	27
Haus B	69.2	Keine	0	0.0	5048	100.0	5048	13.7	55	60
Haus C	28.9	Yogastudio Hornbis Salon	300	6.8	4101	93.2	4401	6.6	74	35
Haus D	27.0	Bagel Boys	620	11.5	4749	88.5	5369	5.0	99	14
Haus E	55.6	Restaurant Reception maw	652	11.4	5068	88.6	5720	9.7	96	22
Haus F	35.4	Gewerbe Gemeinschaftsräume	456	10.1	4077	89.9	4533	7.8	82	32
Haus G	22.1	Mobilitätsstation Gemeinschaftsräume	806	12.2	5817	87.8	6622	3.3	98	13
Haus H	43.7	Kindergarten	674	15.1	3783	84.9	4457	9.8	68	43
Haus I	33.3	Atelier Werkstätten	147	3.3	4257	96.7	4404	7.6	76	34
Haus J	41.1	Malerei	504	14.7	2926	85.3	3430	12.0	65	46
Haus K	57.7	Kebab Restaurant	741	13.9	4600	86.1	5340	10.8	100	15
Haus L	39.0	Kindergarten	604	10.8	4979	89.2	5584	7.0	78	33
Haus M	17.9	Kita Schule	947	17.7	4410	82.3	5357	3.3	99	13

5.6. Ausführliche Ergebnisse Experteninterviews

Frage

Andras Hofer, Leiter Bau, mehr als wohnen

Christan Moll, swissolar, Leiter Technik & Mitglieder

Franz Sprecher, Amt für Hochbauten Stadt Zürich

Wie ist Ihr Eindruck zu den Resultaten und was hat Sie überrascht?

Um den Eigenverbrauch zu optimieren wurde ein grösserer Teil der PV als Ost/West-Anlagen realisiert. Gleichwohl schätzten die Planer den Eigenverbrauchsanteil auf nur 30-40%. Dass die Resultate nun ohne Einbezug der Wärmepumpe einen Eigenverbrauch von 78% zeigen, überraschte uns.

Die Ergebnisse bestätigen die Beobachtung, dass die neuen Förderbedingungen zum Bau von PV-Anlagen mit tiefem Deckungsgrad und hohem Eigenverbrauchsanteil führen, was in einem Widerspruch zu den geforderten Ausbauzielen steht.

Die Resultate bestätigen die Erwartungen, dass mit einer kleinen Dachfläche im Vergleich zur Energiebezugsfläche und dem vorhandenen Nutzungsmix von Wohnen und Gewerbe auf dem Areal ein hoher Eigenverbrauchsanteil resultiert. Die hohen Investitionen und die resultierenden langen Rückzahlauern überraschen doch sehr, wobei gesagt werden muss, dass der Kaufvertrag der PV-Anlage bereits im Jahre 2012 unterzeichnet wurde.

Aktuell führen die Tarifmodelle nur zu geringen Anreizen für Energieeffizienz oder Lastmanagement Massnahmen. Wie könnten zukünftige Tarifmodelle diesem Umstand entgegenwirken?

Dass Potentiale bei der Energieeffizienz nicht ausgeschöpft werden, hat für mich in erster Linie mit den tiefen Energiepreisen zu tun. Nur wenige wissen überhaupt, wie viel Strom sie zum Beispiel verbrauchen. Zudem verrechnen die EVU den Strom in den meisten Fällen direkt den Mietenden. Für die Hausbesitzer bestehen somit – ähnlich wie bei den über die Nebenkosten abgerechneten Verbräuchen für Wärme und Warmwasser – keine finanziellen Anreize effizientere Lösungen zu suchen.

Im Bereich des Lastmanagements spielen die Verbraucher Elektromobilität, Batteriespeicher und Wärmepumpen eine zentrale Rolle. Es besteht jedoch vor allem im Bereich der Wärmepumpen Entwicklungsbedarf, was die Schnittstellen zu den intelligenten Steuerungen anbelangt. Diese Verbraucher könnten zudem auch netzdienlich betrieben werden und so auch einen Beitrag zur Netzstabilisierung leisten.

Die Lastverschiebung soll vom Elektrizitätswerk über ein Rundsignal gesteuert werden. Alle Geräte welche mit dem Standard SGrady genügen, sollen daran teilnehmen können. Je nach Leistungsband und Zeitdauer der angebotenen Flexibilität, soll die EigentümerIn über die jährlichen Stromkosten entschädigt werden. Für die Flexibilität kommen vor allem die Wärmepumpen für Warmwasser und Heizung in Frage.

Die vorhandenen Nutzungszonen (Lastprofile) haben einen erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Photovoltaik-Anlage. Was ist Ihre Meinung zu dieser These?

Dem stimme ich zu. Das Hunziker Areal zeigt, wie stark der Nutzungsmix mit Gewerbe und Gastronomie die Produktionsspitze um den Mittag aufnehmen kann.

Die Mischung von unterschiedlichen Nutzungszonen sollte daher von den Projektentwicklern und Arealplaner bereits in einer frühen Phase in die Projekte einfließen. Eine Sensibilisierung der Fachleute und Anreize auf Gemeindeebene für Areale mit einem Nutzungsmix sind denkbar.

Das ist korrekt. Mit dem Nutzungsmix wird das Gleichzeitigkeitsproblem entschärft.

Ist es aus Ihrer Sicht ein Batteriespeicher im MFH/EFH sinnvoll? Wenn ja, wie sollte dieser bewirtschaftet werden (SDL, EV, Lastprofil)?

Aktuell macht der Batteriespeicher auf Quartierebene nur Sinn, wenn dieser zur Optimierung des Eigenverbrauchs eingesetzt wird. Ein Problem mit dem Übertragungsnetz wird nach meinem Wissenstand erst entstehen, wenn 25 % oder mehr an PV-Strom im Netz ist.

Betreffend Netzstabilisierung bieten auch Batteriespeicher ein grosses Potenzial, sofern sie netzdienlich betrieben werden. Dies ist heute jedoch meist nicht der Fall, da die Bauherren sich in der Regel aus emotionalen Gründen für den Kauf eines Speichers entscheidend. Ein netzdienlicher Betrieb wird bisher von Netzbetreibern nicht belohnt.

Ob viele lokale Batteriespeicher (Autarkiegedanke) wirklich Sinn machen, ist eine offene Frage. Einerseits möchte der Mensch unabhängig sein und der Speicher kann auch dazu dienen, Stromunterbrüche zu überbrücken oder kurzzeitig Lastspitzen zu brechen. Vor allem second life Batterien könnten als Speicher genutzt werden. Andererseits stellt sich die Frage, ob es energiepolitisch wirklich Sinn macht, parallele Infrastrukturen zu erstellen. Die bereits vorhandene Netzinfrastruktur soll genutzt werden können.

Seit anfangs 2018 besteht die Möglichkeit zur Bildung von parzellenübergreifenden Eigenverbrauchsgemeinschaften (ZEV). Wie ist Ihre Meinung dazu?

Eigenverbrauchsgemeinschaften, die zusehends auch über das Einzelgebäude hinausgedacht werden, sind zu begrüssen. Das grösste Hindernis ist aber mangelndes Wissen und die Angst vor Problemen und dem administrativen Aufwand. Für Hausbesitzer und Verwalter sind diese Themen neu und ungewohnt.

Die Möglichkeit für den ZEV ist ein guter Schritt in die richtige Richtung. Dass öffentliche Grundstücke nicht gequert und das Netz des EVU nicht benutzt werden darf, schränkt das Potenzial jedoch stark ein. Diese Hemmschwellen sollten z.B. durch neue Tarifmodelle und Anpassung der rechtlichen Grundlagen überwunden werden. Des Weiteren ist der administrative Aufwand zur Bildung eines ZEV relativ hoch und die aktuell maximal zulässige Rendite von 2 % (ausser bei Contracting-Anlagen) setzt für

Es ist ein erster Schritt in die richtige Richtung. Ich erhoffe mir dank SmartMetering eine weitere Flexibilisierung.

Frage

Sehen Sie eine Notwendigkeit die vorhandenen Anreizsysteme zu verändern (z.B. auf Grund Ziele ES 2050)? Wie müsste aus Ihrer Sicht das Tarifsysteem der Zukunft aufgebaut sein, um einen grösseren Anreiz für PV zu setzen?

Welche veränderten politischen Rahmenbedingungen würden Sie sich als Akteur künftig wünschen?

Andras Hofer, Leiter Bau, mehr als wohnen

Wenn der Anteil von selbstproduziertem Strom steigt, sind die Verbände und die Tarife so zu optimieren, dass sie nicht die Dimension der Anlagen begrenzen. Eine Möglichkeit für die EVU wird aus meiner Sicht künftig sein, die Systemdienstleistungen zur Verfügung stellen und zwischen ProduzentIn und KonsumentIn die Verrechnungslösungen anzubieten.

Die Gestaltung und Optimierung der Dachlandschaft in Hinblick auf eine maximale PV-Nutzung sollte in Zukunft Teil einer integrierten Haustechnikplanung sein. Gerade bei grossen, kompakten Gebäuden bleiben sonst die PV-Anteile am Gesamtverbrauch bescheiden. Die Gebäudetechnikplaner sind gefordert, die Gebäudehülle (Dach und Fassade) als wertvolle Produktionsfläche zu erkennen und diese möglichst für PV freizuhalten. Die zunehmenden Flächenkonflikte zwischen Biodiversität, Stadtklima und PV-Produktion können mit Kombinationen verschiedener Elemente, wie z.B. aufgeständerten Anlagen mit Dachbegrünung entschärft werden.

Investoren einen zu geringen Anreiz. Diese Deckelung sollte daher aufgehoben werden.

Christan Moll, swissolar, Leiter Technik & Mitglieder

Für die Investoren wäre es wichtig, dass betreffend der Rücklieferertarifen eine längerfristige Verbindlichkeit bestehen würde. In der heutigen Situation kann das EVU den Rücklieferertarif jährlich anpassen. Ausserdem wäre es wünschenswert, wenn sich die Rücklieferertarife auf einem Niveau von 7-8 Rp/kWh einpendeln würden. Dies würde auch den Bau grösserer PV-Anlagen mit höherem Deckungsgrad und tieferem Eigenverbrauchsanteil begünstigen. Die heutigen Tarifmodelle vernachlässigen die Wertigkeit der produzierten Elektrizität. Würden sich die Rückliefer- aber auch die Bezugstarife zeitabhängig ändern, so würde dies automatisch Anreize für eine Optimierung der Produktionskurve und Verbrauchskurve führen, was die Netzstabilität begünstigt (Stichwort wertvolle Winterstromproduktion).

Die langen Wartezeiten bis zur Auszahlung der Einmalvergütung wirken sich negativ auf die Anzahl der getätigten Investitionen in PV-Anlagen aus. Eine Übergangfinanzierung durch die Gemeinde oder das lokale EVU würde diese Hemmschwelle beseitigen. Auch die formellen Auflagen, welche zur Erstellung einer Photovoltaik-Anlage oder zum Erhalt der Förderzusage eingehalten werden müssen, führen zu unnötigem Zusatzaufwand und bremsen den Ausbau aus.

Franz Sprecher, Amt für Hochbauten Stadt Zürich

Die heutige Tarifierung bildet den Jahresgang der Schweiz zu wenig ab. Heute besteht im Sommer ein Stromüberschuss, die Schweiz wird zum Stromexporteur und in den Wintermonaten besteht ein Mangel an Strom. Wenn eine PV-Anlage mit Ost/West-Orientierung gebaut wird, hilft das dem Eigenverbrauchsanteil und dem Jahresertrag. Die Spitzen im Winter werden jedoch nicht gebrochen. Das vorherrschende Winterdefizit stellt jedoch das zentrale Problem dar und soll vor allem mit erneuerbaren Energieträgern abgedeckt werden. Dafür müssen künftige PV-Anlagen mit Südausrichtung realisiert werden, um die maximale Winterenergie zu erhalten.

Künftige Tarifmodelle müssen die Saisonalität abbilden, so wird es gelingen, mehr Dachfläche für PV zu nutzen.

Frage**Martina Blum, Energiebeauftragte Stadt Zürich****Christian Bohtz, ewz, Programmleiter Prosumer**

Wie ist Ihr Eindruck zu den Resultaten und was hat Sie überrascht?

Die Resultate sind sehr komplex und brauchen fundiertes Wissen zu deren Analyse. Wichtig für die Zielsetzung von Energieforschung ist u.a. die Erkenntnis, dass auch wenn Effizienzmassnahmen den Eigenverbrauchsanteil teil senken, die jeweiligen Massnahmen dennoch wirtschaftlich bleiben. Das Tarifmodell virtueller Speicher sehe ich als gute Option um das Dilemma des Verlustes durch die Rückspeisung zu umgehen respektive zu vermindern. Im Vergleich zu einem Hausbatteriespeicher ist es ebenfalls die ökologisch und ökonomisch sinnvollere Variante.

Dass sich das Lastmanagement nicht stärker auf die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage auswirkt, überrascht. Vermutlich liegt es daran, dass Lastverschiebungen durch die thermische Speichermasse der Gebäude nicht berücksichtigt und nur drei Elektroauto-Ladestationen vorhanden sind. Nicht überraschend ist hingegen der Einfluss der Anlagengrösse auf die Wirtschaftlichkeit. Ebenfalls wird den aktuellen Tarifmodellen die Realisierung von Anlagen mit tiefem Deckungsgrad und hohem Eigenverbrauchsanteil unterstützt.

Aktuell führen die Tarifmodelle nur zu geringen Anreizen für Energieeffizienz oder Lastmanagement Massnahmen. Wie könnten zukünftige Tarifmodelle diesem Umstand entgegenwirken.

Die Anreize sind heute so gesetzt, dass sich Effizienzmassnahmen negativ auf den Eigenverbrauchsanteil und somit die Wirtschaftlichkeit auswirken. Tarif- und Fördermodelle sollten sich nicht nur an der gebauten Anlageleistung, sondern auch an der Wertigkeit des PV-Strom orientieren. Anlagen, die einen wertvollen Beitrag zu einem ausgeglichenen Gesamtsystem leisten (d.h. - im Szenario ohne Atomkraftwerke - Produktion am Morgen und am Abend, kein Beitrag zur Spitzenproduktion am Mittag), müssten bessere Konditionen erhalten.

Das ist korrekt. Die heutigen Tarifmodelle sind für den Prosumer ideal. Mit den heutigen, tagsüber fixen Tarifen (Hochtarif sowohl für Bezug als auch Rückspeisung) lässt sich die Anlagengrösse für den Eigenverbrauch optimieren, so dass gute Renditen erzielt werden können. Entgegenwirken kann man diesem Umstand, dass neue Ansätze in der Tarifierung gemacht werden.

Die vorhandenen Nutzungszonen (Lastprofile) haben einen erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Photovoltaik-Anlage. Ihre Meinung dazu?

Am Beispiel Hunzikerareal zeigen das die Ergebnisse. Der Eigenverbrauch ist aufgrund des speziell durchmischten Nutzungsprofils weit höher als ursprünglich angenommen. Im Sinne der Eigenverbrauchserhöhung wäre es sinnvoll möglichst viel des Verbrauchs in die Produktionszeiten der PV-Anlage zu legen. Hier könnte mit einfacher Signaltechnik in der Wohnung (z.B. grünes Licht für "PV-Anlage produziert derzeit") ein Einfluss auf das Nutzerverhalten genommen oder mit smarterer Technologie die Geräte entsprechend gesteuert werden. Bleibt allerdings die Frage, ob Anreize zur Verschiebung von Last vom Nieder- in den Hochtarif in den nächsten zwanzig Jahren mit den Interessen der Energieversorger kompatibel sind.

Das stimmt natürlich, trotzdem würde ich von einer Vorgabe zum Nutzungsmix absehen. Die heutige Netznutzung berücksichtigt die Distanzen von Produzentin und Verbraucherin nicht. Hier wäre eine Differenzierung der Netzgebühren, zwischen lokalem Storm (Netzebene 7) und höherer Netznutzungsentgelte wenn Netzebenen 5 oder 6 genutzt werden, hilfreich.

Ist es aus Ihrer Sicht ein Batteriespeicher im MFH/EFH sinnvoll? Wenn ja, wie sollte dieser bewirtschaftet werden (SDL, EV, Lastprofil)?

Werden Hausspeicher zur Eigenverbrauchsoptimierung nicht netzdienlich eingesetzt, sind sie aus ökologischer und gesamtwirtschaftlicher Sicht nicht sinnvoll und sollten daher von der Öffentlichkeit nicht gefördert werden. Grundsätzlich verursacht ein Batteriespeicher mehr graue Energie und einen Effizienzverlust. Aufgrund der grauen Energie des Batteriespeichers schneidet beispielsweise eine kWh PV-Strom bzgl. Treibhausgasemissionen schlechter ab als eine durchschnittliche kWh im Schweizer Verbrauchermix.

Meist hat der Einsatz von lokalen Batteriespeichern heute einen emotionalen Hintergrund. Denn diejenigen Batterien, welche nicht netzdienlich betrieben werden, sind heute in den meisten Fällen ökonomisch noch nicht sinnvoll. Neue Batterietechnologien, könnten in Zukunft wirtschaftlich interessanter werden und einen grossen Beitrag an die Aufrechterhaltung der Netzstabilität und zur Minderung des Netzausbaus leisten. Denkbar wären neben den kleinen Speichern pro Wohnhaus auch grössere Quartierspeicher (wie beispielsweise das durch ewz realisierte Batterie-Energiespeichersystem BESS DORA),

Eine differenzierte Kommunikation zu Batteriespeichern von Seiten Bund wäre hier hilfreich. Mehr Bedeutung messe ich den Batterien von Elektroautos zu, da Finanzierung und graue Energie bereits über den Hauptzweck abgedeckt sind. Zudem ist die Speicherkapazität rund fünfmal grösser als die eines Batteriehausspeichers.

Seit anfangs 2018 besteht die Möglichkeit zur Bildung von parzellenübergreifenden Eigenverbrauchsgemeinschaften. Wie ist Ihre Meinung dazu?

Grundsätzlich als positiv. Auf Grund der Vorgabe, dass innerhalb der Eigenverbrauchsgemeinschaft das Netz des Verteilnetzbetreibers nicht benutzt und öffentlicher Grund nicht gequert werden darf, beschränkt sich das Potenzial jedoch fast ausschliesslich auf Neubauareale. Diese Hürden sollten abgebaut werden

Neubauareale haben gute Chancen, parzellenübergreifend, unterschiedliche Lastprofile zu vereinen. Im Falle von Bestandsbauten gestaltet sich die Umsetzung auf Grund der rechtlichen Vorgaben jedoch schwierig bzw. ist bedingt durch hohe Kosten für die notwendige Anpassung an der Stromverteilung nicht umsetzbar. Ein Ansatz wäre, dass die Mitbenutzung des Netzes des lokalen Energieversorgers zwischen den Liegenschaften gegen ein Netznutzungsentgelt möglich wird. Die doppelte Deckelung ist ebenfalls ein Problem: Zum einen besteht eine Vorgabe zum maximalen Stromtarif, welcher der ProduzentIn der KonsumentIn für den selbstverbrauchten Strom verrechnen darf. Zum anderen gibt es eine weitere Vorgabe, dass der für die Wirtschaftlichkeitsberechnung einzusetzende Zinssatz nicht höher liegen darf, als der aktuelle Referenzzinssatz +0.5% Risikozuschlag. Zurzeit führt dies zu einer Kapitalverzinsung von 2 %, was vermutlich vielen Investoren als zu tief erscheint.

Sehen Sie eine Notwendigkeit die

Der Grundgedanke muss es sein, grössere Areale zu schaffen, dies schafft einen lokalen Ausgleich

Die Energiestrategie 2050 strebt einen stärkeren Ausbau der erneuerbaren Energie an, als dies heute der

<p>vorhandenen Anreizsysteme zu verändern (z.B. auf Grund Ziele ES 2050)? Wie müsste aus Ihrer Sicht das Tarifsysteem der Zukunft aufgebaut sein, um einen grösseren Anreiz für PV zu setzen?</p>	<p>zwischen Produktion und Verbrauch. Nötig sind neue Modelle der EVU's wie bspw. Contracting-Anlagen, Netznutzungsentgelde, Tarifmodelle welche die Wertigkeit des Stroms abbilden.</p>	<p>Fall ist. Wirtschaftlich sinnvoller wären Tarifsysteme, welche die zeitliche Übereinstimmung des Angebots und der Nachfrage, berücksichtigen. Dies könnte saisonal (Sommer-/Winterstrom) oder auch mittels dynamic pricing umgesetzt werden. Es ist zu berücksichtigen, dass sich die Wertigkeit des Stromes je nach Versorgungsgebiet anders verhält (z.B. Stadt versus Land). Die Voraussetzungen für die Einführung werden durch die Installation der Smart Meter geschaffen bzw. wären heute teilweise bereits möglich.</p>
<p>Welche veränderten politischen Rahmenbedingungen würden Sie sich als Akteur künftig wünschen?</p>	<p>Weitere Liberalisierung des Strommarktes und Anreize, Flexibilität und ökologische Beiträge im Sinne des Gesamtsystems zu belohnen.</p>	<p>In Deutschland wird immer mehr Strom direkt von der ProduzentIn an die KonsumentIn vermarktet. Dass KonsumentInnen den Strom direkt bei einer ProduzentIn beziehen, ist zukünftig im liberalisierten Markt auch für die Schweiz vorstellbar. Die vollständige Liberalisierung des Strommarktes würde zudem aus Sicht des EVU zu mehr potenziellen Kunden aber auch Mitbewerbern führen und so die Innovation für neue Dienstleistungen und Produkte – auch mit neuen Tarifmodellen - antreiben.</p>