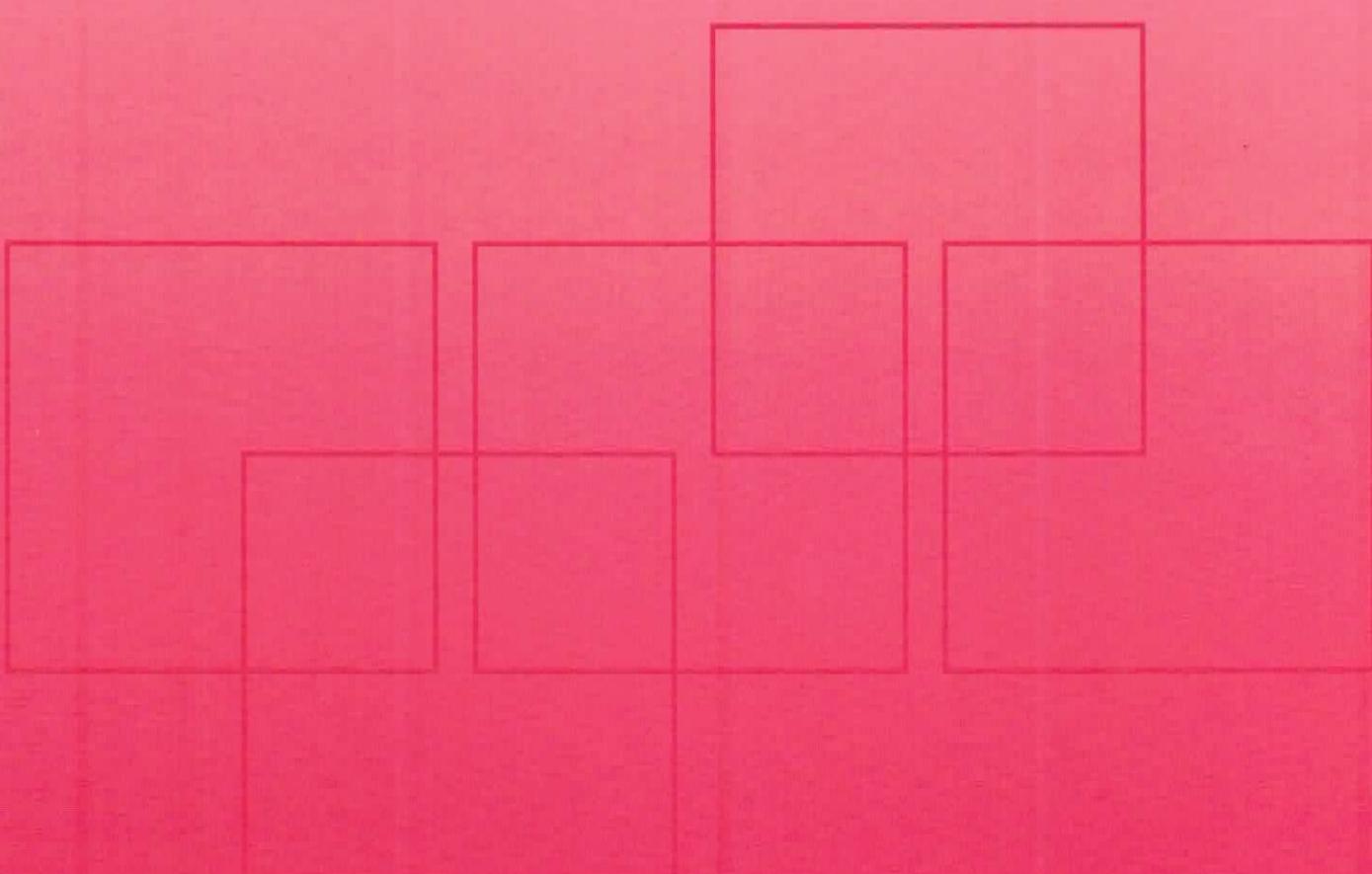


Kurzfassungsband



Technische Universität Graz
Graz University of Technology



EnInnov2016

14. Symposium Energieinnovation

ENERGIE FÜR UNSER EUROPA

10.-12. Februar 2016 TU Graz, Österreich



Bildnachweis Fotos am Umschlag:

2. von links: Holding Graz

Mitte: Stadt Graz Tourismus

2. von rechts: IEE/TU Graz

Rechts: Verbund/Pressefotos

IMPRESSUM

Herausgeber:
Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE)
Technische Universität Graz (TUG)
Inffeldgasse 18
A-8010 Graz

Redaktion:
Assoc.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo Bachhiesl
Tel.: +43 (0)316 873 7903, Fax.: +43 (0)316 873 107903
Email: Bachhiesl@TUGraz.at, Web: www.IEE.TUGraz.at

Druck:
Steiermärkische Landesdruckerei GmbH

© 2016 Verlag der Technischen Universität Graz
www.ub.tugraz.at/Verlag

ISBN Kurzfassungsband print 978-3-85125-447-1
ISBN Kurzfassungsband e-book 978-3-85125-449-5
DOI Kurzfassungsband e-book 10.3217/978-3-85125-447-1
ISBN Kurzfassungsband CD 978-3-85125-448-8



<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/deed.de>

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://www.dnb.de> abrufbar.

Hat ein marktgeführter Flexibilitätseinsatz Auswirkungen auf das lokale Verteilnetz – eine Fallstudie aus dem Projekt INTEGRA

Roman SCHWALBE^{1(*)}, Wolfgang PRÜGGLER², Friederich KUPZOG¹, Markus RADAUER³, Tobias GAWRON-DEUTSCH⁴

¹ AIT Austrian Institute of Technology, Giefinggasse 2, 1210 Wien, roman.schwalbe@ait.ac.at

² EEG TU Wien, Gusshausstrasse 25-29/370-3, 1040 Wien, prueggler@eeg.tuwien.ac.at

³ Salzburg Netz, Bayerhamerstraße 16, 5020 Salzburg, markus.radauer@salzburgnetz.at

⁴ Siemens AG Österreich, Siemensstraße 90, 1210 Wien, tobias.gawron-deutsch@siemens.com

(*) Jungautor

Kurzfassung: Die Arbeit untersucht anhand einer konkreten Fallstudie, ob ein marktgeführter Einsatz von Flexibilität im Niederspannungsnetz Auswirkungen auf die Netzauslastung hat. Für den Fall einer Grenzwertverletzung z.B. durch höhere Gleichzeitigkeitsfaktoren bei marktgeführten Betrieb von Kundenanlagen werden drei Lösungen technisch und ökonomisch miteinander verglichen. Untersucht werden die Lösungen Netzverstärkung, Q(U)-Regelung von PV-Wechselrichtern und der Einsatz eines Flexibilitätsoperators. Diese Arbeit beschreibt mögliche Szenarien, in denen der Einsatz eines VPPs zu Netzengpässen führt, die ohne VPP nicht aufgetreten wären, sowie die konkrete Ausprägung technischer Gegenmaßnahmen. Die dabei im Vergleich zum unbeschränkten Betrieb unterschiedlichen Betriebsabläufe erlauben eine Abschätzung der wirtschaftlichen Implikationen auf Seiten des VPP-Kunden und des Netzbetreibers. Zwar gilt dies nur für das konkret untersuchte Niederspannungsnetz, erlaubt aber eine erste Bewertung der untersuchten Problemstellung.

Keywords: Flexibilität, Virtuelles Kraftwerk, Netzengpass, Flexibility Operator

1 Einleitung

Als eine zukünftige Schlüsseltechnologie zur Integration von erneuerbaren Energien in das elektrische Energieversorgungssystem wird die Nutzung von Flexibilität auf Erzeugungs- und Lastseite angesehen [1][2]. Generell können diese Flexibilitäten markt- oder netzdienlich eingesetzt werden. Spätestens seit der Vorstellung des deutschen „Ampelmodells“ [3] ist eine umfassende Diskussion entstanden, was im Falle von Konflikten zwischen Markt- und Netzanforderungen zu tun sei. Diese Problemstellung greifen zwei in Österreich bzw. Deutschland transnational vernetzte Forschungsprojekte INTEGRA [4][5] und In2VPP [6] auf. Im Projekt INTEGRA wurde ein so genannter „Flexibility Operator“ entwickelt, welcher einen lokalen Markt für Netzdienstleistungen definieren kann und durch proaktive Handlungen einen drohenden Netzengpass durch Ausgleichs-Transaktionen zu vermeiden versucht [7].

Um in einem ersten Schritt eine Größenordnung für durch marktgeführten Flexibilitätseinsatz verursachte Netzengpässe einerseits und mögliche Erlöse auf einem lokalen Netzdienstleistungsmarkt andererseits zu erhalten, wurde im Projekt INTEGRA eine Fallstudie anhand eines realen Niederspannungsnetzes mit einer hohen Dichte an PV-Anlagen analysiert. Diese Arbeit beschreibt den Aufbau, die Ergebnisse und Schlussfolgerungen dieser Fallstudie.

2 Rahmenbedingungen der Fallstudie

2.1 Netzplanung mit netzfreundlich agierenden Netzkunden

Die wesentlichste Grundlage der Fallstudie ist die Annahme, dass Netzbetreiber künftig Flexibilitäten stärker in der Netzplanung berücksichtigen und ihre Netze (z.B. aus Kosteneinsparungsgründen) nicht mehr so auslegen, dass jeder Kunde zu jedem Zeitpunkt uneingeschränkt über seine zugesicherte Verbrauchs- und Einspeiseleistung verfügen kann. Stattdessen wird angenommen, dass in Zukunft unterbrechbare Tarife und neue Technologien vorhandene Flexibilität nutzbar machen. Anschlussgesuche von PV-Anlagen, Wärmepumpen, Autoladestationen o.ä., die möglicherweise bei ungünstigen Netzzuständen zu Grenzwertverletzungen (vor allem Spannungsbandverletzungen) im Netz führen könnten, werden vom Netzbetreiber unter der Auflage bewilligt, dass die Netzkunden vorhandene Flexibilitäten einsetzen, um „netzfreundlich“ zu agieren. Beispiele für netzfreundliches Verhalten wäre das Verzögern von E-Fahrzeugladung oder das Aussetzen von Wärmepumpen in Starklastzeiten, bzw. das Zuschalten von Verbrauchern in Schwachlastzeiten mit viel PV-Einspeisung. Dieses „netzfreundliche“ Verhalten bietet sowohl dem Netzbetreiber als auch den Kunden Vorteile: Der Kunde hat die Möglichkeit, PV-Anlagen anschließen zu dürfen, deren Anschluss nach konventioneller Netzplanung verweigert worden wäre, ohne z.B. ein Kabel auf eigene Kosten legen zu müssen. Der Netzbetreiber kann einen vorgelagerten Netzausbau verzögern, bzw. existierende Netzinfrastruktur besser nutzen, und muss diese nicht auf die sehr selten auftretenden Spitzenleistungsflüsse auslegen. Andererseits wird natürlich der Betrieb eines solchen Systems aufgrund der Notwendigkeit eines ständigen Monitorings und ggf. auch aktiven Eingriffs aufwändiger.

2.2 Marktteilnahme vs. netzfreundliches Kundenverhalten

In der Fallstudie wurde weiters angenommen, dass Haushalte ihre Flexibilität, die sie primär zur Eigenbedarfsoptimierung einsetzen, auch über ein virtuelles Kraftwerk (VPP) vermarkten lassen können. Agieren viele Netzkunden in einem Netz an Märkten, kann das die Einspeisecharakteristik der Haushalte signifikant verändern, sodass ein Netz, welches auf Basis einer netzfreundlichen Betriebsstrategie (Peak-Shaving) geplant wurde, an seine Kapazitätsgrenzen stoßen kann.

Tabelle 1 zeigt eine qualitative Bewertung von unterschiedlichen Szenarien, bei denen ein Marktsignal die Netzauslastung potentiell an ihre Grenzen bringen kann. Unter Beachtung aktueller regulatorischer Rahmenbedingungen sowie aktueller Erfahrungen im Netzbetrieb ergibt sich als ein denkbare Zukunftsszenario für marktverursachte Netzengpässe das Auftreten von zu hohen Spannungen im Netz durch Energielieferung an den Markt. Diese hohen Spannungen können durch eine hohe Dichte an Marktteilnehmern mit PV-Anlagen verursacht werden, welche im Normalfall Peak-Shaving mit Speichern durchführen, zum Zeitpunkt der Marktteilnahme jedoch ihren Verbrauch minimieren und die Netzeinspeisung maximieren. Dies entspricht Szenario D in Tabelle 1. Auch andere Szenarien sind denkbar, waren aber im untersuchten realen Netz (siehe unten) nicht realistisch umsetzbar. Insbesondere wäre eine Unterspannungssituation verursacht durch synchrone E-Fahrzeugladung ein zwei-

tes mögliches Szenario für die Fallstudie. Aus Sicht der Netzplanung kann die Verschiebbarkeit von E-Fahrzeugladung derzeit nicht als gesicherte Flexibilität über einen längeren Planungszeitraum angesehen werden (im Gegensatz zu z.B. Wärmepumpen), deshalb fiel hier die Wahl auf das Szenario „Drohende Spannungsgrenzwertüberschreitung durch geringere Last bei gleichzeitig hoher Einspeisung“.

Tabelle 1: Unter welchen Bedingungen kann ein Marktsignal die Netzauslastung an ihre Grenzen bringen?

	Szenario	Mögliche Ursachen	Bewertung
Kapazitätsgrenzen durch Erreichen von Leistungsgrenzen	A: Rückspeiseleistung droht Betriebsmittelkapazität zu übersteigen	<ol style="list-style-type: none"> EE-Anlagen erhöhen Einspeisung aufgrund Marktsignal Lastreduktion aufgrund Marktsignal 	<ol style="list-style-type: none"> Kleine EE-Anlagen halten meistens keine Leistungsreserve vor → Markt kann keine Erzeugungszunahme bewirken Lastreduktion unkritisch weil das Netz für Schwachlastfall ausgelegt ist
	B: Summenlast droht Betriebsmittelkapazität zu übersteigen	<ol style="list-style-type: none"> EE-Anlagen verringern Einspeisung aufgrund Marktsignal Lasterhöhung durch Marktsignal 	<ol style="list-style-type: none"> Netzplanung berücksichtigt volatile Einspeisung, Reduktion daher unkritisch Bestandsnetz für installierte Lasten ausgelegt, daher nur kritisch wenn signifikant mehr Verbraucher angeschlossen werden. Ggf. in Zukunftsszenario: E-Autos laden gleichzeitig
Kapazitätsgrenzen durch Erreichen von Spannungsgrenzen	C: Spannungsabsenkung durch geringere Einspeisung	EE-Anlagen verringern Einspeisung aufgrund Marktsignal	Netzplanung berücksichtigt volatile Einspeisung, Reduktion daher unkritisch
	D: Drohende Spannungsgrenzwertüberschreitung durch geringere Last bei gleichzeitig hoher Einspeisung	Lastreduktion aufgrund Marktsignal	<p>Lastreduktion unkritisch weil das Netz für Schwachlastfall ausgelegt ist</p> <p>Nur dann kritisch, wenn Netzplanung bereits Peak-Shaving voraussetzt, und dieses durch Marktsignal ausgesetzt wird.</p>
	E: Drohende Spannungsgrenzwertüberschreitung durch erhöhte Einspeisung	EE-Anlagen erhöhen Einspeisung aufgrund Marktsignal	Netz ist für installierte Erzeugung ausgelegt. Kleine EE-Anlagen halten meistens keine Leistungsreserve vor → Markt kann keine Erzeugungszunahme bewirken
	F: Spannungsabsenkung durch erhöhte Last	Lasterhöhung durch Marktsignal	Bestandsnetz für Lasten ausgelegt, daher nur kritisch wenn signifikant mehr Verbraucher angeschlossen werden. Ggf. in Zukunftsszenario: E-Autos laden gleichzeitig

2.3 Fallstudien-Netz

Ausgangsbasis für die Fallstudie ist ein Niederspannungsnetz in Salzburg mit einer hohen Dichte an PV-Anlagen (siehe Tabelle 2). Weiters wird angenommen, dass alle Netzkunden mit PV-Anlage durch Lastverschiebung in Spitzenzeiten eigenverbrauchsoptimiert agieren und laut Planungsansatz ihre maximale Rückspeiseleistung begrenzen.

In einer Jahressimulation wurde die Häufigkeit von Flexibilitätsabrufen aus dem Niederspannungsnetz und die damit einhergehenden Auswirkungen auf das Netz analysiert. Die Datenbasis für die Simulation bestand aus:

- im Netz gemessenen PV-Einspeiseprofilen
- in anderen Netzen gemessenen Lastprofilen für den Eigenverbrauch, welche hier so zugeordnet wurden, dass die Summenlast an Transformator bestmöglich mit den Messwerten übereinstimmt
- reale Preissignale aus österreichischen Regellenergie- und Intra-Day-Märkten aus dem Jahr 2014/2015

Tabelle 2: Fallstudiennetz-Charakteristik

Transformator-Nennleistung	250kVA
Anzahl an Abzweigen	6
Längster Abzweig	638m
Installierte PV-Anlagen / Leistung	46 / 195kWp
Anzahl Netzkunden	92
Netzkunden mit Flexibilität	40

2.4 Ideale Flexibilität für die Fallstudie

Im Rahmen der Simulation wurden in der Fallstudie 40 der 46 Netzkunden mit PV-Anlage ausgewählt, welche über ein Gebäude-Energiemanagementsystem verfügen, um im Haushalt verfügbare Flexibilität zur Eigenverbrauchsoptimierung bzw. zur Marktteilnahme einzusetzen. Die Summe aller im Haushalt verfügbaren Flexibilität wurde in dieser Fallstudie vereinfacht als idealer Speicher mit 20 kWh Kapazität und 4 kW Lade-/Entladeleistung je Netzkunde angenommen. Diese großzügige Flexibilität wurde gewählt, um Einschränkungen bei der Lastverschiebung zu minimieren, was die Untersuchung einer optimalen Eigenverbrauchsoptimierung bzw. einer optimalen Marktteilnahme ermöglicht.

Des Weiteren wurde für die Simulation angenommen, dass der Eigenverbrauchsoptimierung eine exakte Prognose der Haushaltslast und der PV-Einspeisung für die folgenden 24 h zur Verfügung steht. Im Falle des VPP-Einsatzes sind außerdem die Preise für die folgenden 24 h vorhanden (ideale Vorhersage).

Der ideale Speicher optimiert das Haushaltsprofil durch Lastverschiebung innerhalb eines ganzen Tages, es wird also keine Energie für den nächsten Tag „aufgehoben“. Als Zielfunktion für die Lastverschiebung wurde Peak-Shaving angenommen, damit die täglich auftretenden Last- und Einspeisespitzen bestmöglich reduziert werden und weil nur mit dieser Annahme ein Problem im Netz entstehen kann.

2.5 Maximal zulässiges Spannungsband im Fallbeispiel

Es wurde angenommen, dass der Netzbetreiber das verfügbare Spannungsband laut TOR-Vorgaben [8][9] bewirtschaftet, also 3% Spannungsband für den Spannungsanstieg in der Niederspannung zu Verfügung hat. Daher wurden sämtliche Simulationen ohne Berücksich-

tigung der Mittelspannung durchgeführt. Dementsprechend liegt in den Simulationen die höchste erlaubte Netzspannung nicht bei den in der TOR definierten 110%, sondern bei 103%, da nur der Anteil des Niederspannungsnetzes simuliert und untersucht wurde.

2.6 Anreize zur Marktteilnahme

Nimmt man einen Strompreis von 20 ct/kWh und einen Einspeisetarif von 6 ct/kWh (fallspezifisch für das untersuchte Netz) an, so stellt die Eigenverbrauchsoptimierung für den Kunden im Normalfall das Kostenoptimum dar. Übersteigen die Energiepreise am Markt jedoch die 20 ct/kWh-Marke, so liegt das Kostenoptimum des Netzkunden in einer Unterbrechung der Eigenverbrauchsoptimierung zur Maximierung der Einspeisung ins Netz. Ein so hoher Energiepreis trat im Untersuchungszeitraum 01.05.2014 bis 30.04.2015 am Regelenergiemarkt für 491 Viertelstundenintervalle (1,4% des Jahres) und am Intradaymarkt für 33 Viertelstundenintervalle innerhalb eines Jahres auf (Anteil von 0,1%). Technisch wurde die Unterbrechung der Eigenverbrauchsoptimierung über ein VPP-Signal an alle Gebäude-Energiemanagementsystem realisiert. Es wurde im Rahmen der Simulation angenommen, dass die am Markt notierten Höchstpreisgebote von dem VPP abgegeben wurden, und das VPP-Gebot immer abgerufen wurde (optimistische Annahme).

3 Problemstellung durch VPP-Einsatz

3.1 Basisbetrieb

In der Fallstudie stellt der *Basisbetrieb* den Ausgangszustand für die Analyse dar, in der alle Gebäude-Energiemanagementsysteme eigenverbrauchsoptimiert arbeiten und Peak-Shaving betreiben. Dieser Betrieb verursacht keine Netzengpässe.

Exemplarisch ist in Abbildung 1 ein Ausschnitt der Leistungsverläufe eines Haushaltes mit PV-Anlage und Flexibilität im Basis-Betrieb dargestellt, in welchem die Flexibilität zur Eigenverbrauchsoptimierung eingesetzt wird. Dies ist am Summenprofil erkennbar (rote Kurve), welches eine fast durchgängige Kompensation der Last und der Einspeisung auf 0 zeigt. Die daraus resultierenden Netzspannungen sind in Abbildung 2 dargestellt. Es zeigt sich eine maximale Spannungsanhebung von 2,7%, was innerhalb der erlaubten 3% liegt. Der maximale Spannungsabfall liegt in dem gezeigten Ausschnitt bei 4,5%.



Abbildung 1: Ausschnitt der Leistungsverläufe eines Haushaltes an einem „kritischen Strang“ mit PV-Anlage und Flexibilität an einem sonnigen Sommertag um die Mittagszeit im *Basisbetrieb* (Die Flexibilität wird zur Eigenverbrauchsoptimierung mit Peak-Shaving eingesetzt)

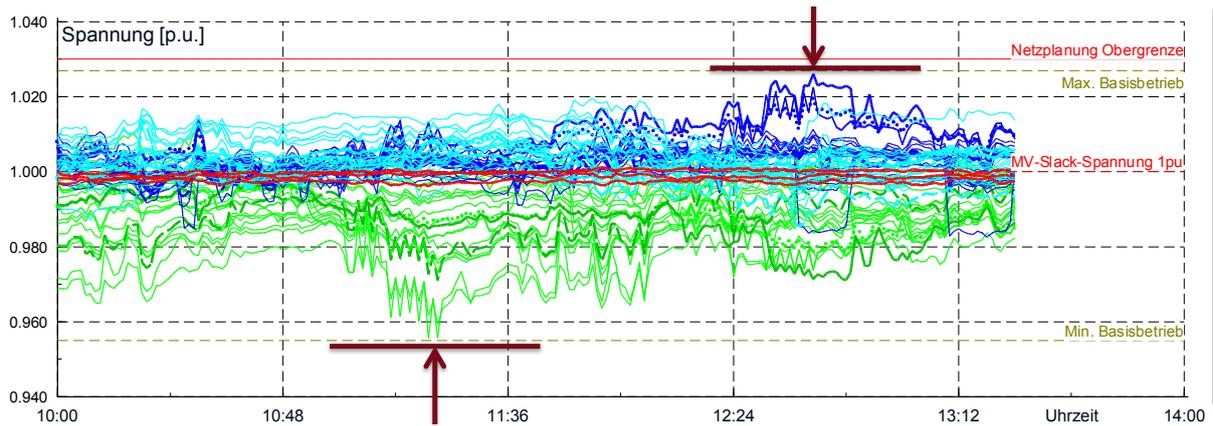


Abbildung 2: Ausschnitt der Spannungsverläufe des Fallstudienetzes an einem sonnigen Sommertag um die Mittagszeit im *Basisbetrieb* (Alle Flexibilitäten werden zur Eigenverbrauchsoptimierung mit Peak-Shaving eingesetzt). Die Pfeile in der Abbildung markieren den maximalen Spannungsabfall respektive die maximale Spannungsanhebung im abgebildeten Spannungsverlauf.

3.2 VPP-Betrieb

Findet im untersuchten Zeitraum eine VPP-bedingte Unterbrechung der Eigenverbrauchsoptimierung statt kann das zu Netzengpässen führen. Abbildung 3 zeigt die Leistungsverläufe des Haushaltes, wenn die Eigenverbrauchsoptimierung zu Hochpreiszeiten (vgl. Abbildung 3 unten und Abbildung 5) unterbrochen wird. Das Summenprofil (rot) zeigt in diesem Zeitraum die um den Verbrauch verringerte Einspeisung der PV-Anlage. Im Hintergrund ist in grau der Leistungsfluss über den Transformator skaliert dargestellt, wo eine signifikante Rückspeisung erkennbar ist. Wie aus Abbildung 4 ersichtlich, steigt in diesem Betriebsszenario die höchste Spannung auf 3,3%, und damit über die einzuhaltende 3%-Grenze.

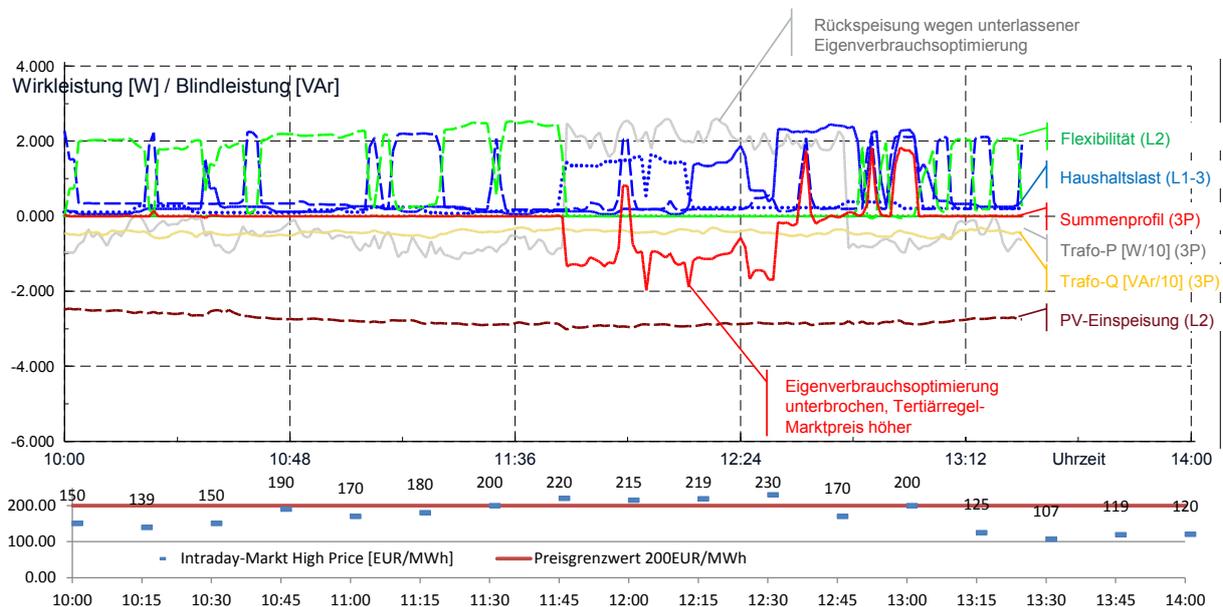


Abbildung 3: Oben: Ausschnitt der Leistungsverläufe eines Haushaltes an einem „kritischen Strang“ mit PV-Anlage und Flexibilität an einem sonnigen Sommertag um die Mittagszeit im *VPP-Betrieb* (Die Flexibilität wird zur Eigenverbrauchsoptimierung mit Peak-Shaving eingesetzt. Diese Betriebsweise wird im Zeitraum hoher Energiepreise ausgesetzt). Unten: Ausschnitt der Energiepreisverläufe am Intraday-Markt (High Price) mit Grenzwert bei 20ct/kWh. Preise gelten immer für das nachfolgende ¼h-Intervall. Siehe auch Abbildung 5.

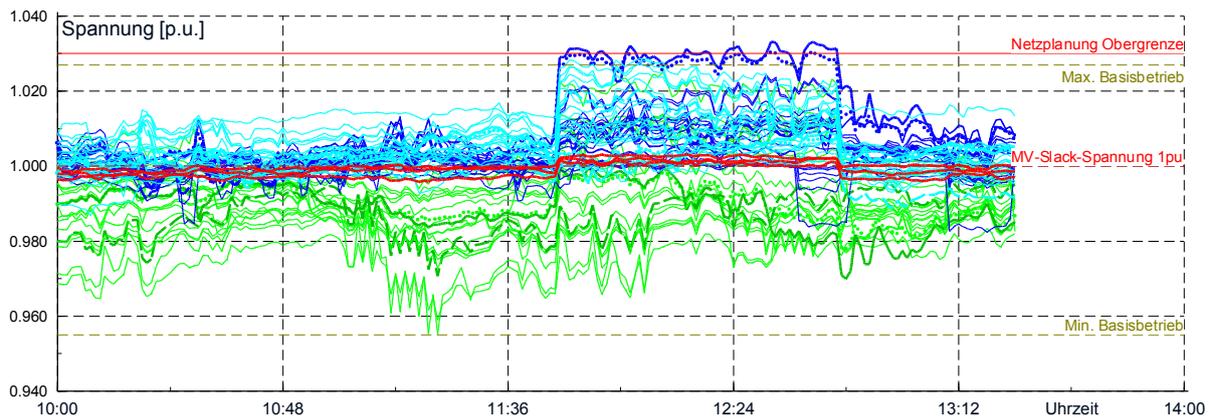


Abbildung 4: Ausschnitt der Spannungsverläufe des Fallstudienetzes an einem sonnigen Sommertag um die Mittagszeit im VPP-Betrieb (Alle Flexibilitäten werden zur Eigenverbrauchsoptimierung eingesetzt, welcher im Zeitraum hoher Energiepreise ausgesetzt wird).

Abbildung 5 zeigt die im Untersuchungszeitraum am österreichischen Intra-Day- und Regelenenergiemarkt aufgetretenen Energiepreise in Form von Dauerlinien. Auf beiden Märkten stiegen im Untersuchungszeitraum die Energiepreise nur selten über den für die Fallstudie angenommenen Grenzwert der Eigenverbrauchsoptimierung von 20ct/kWh.

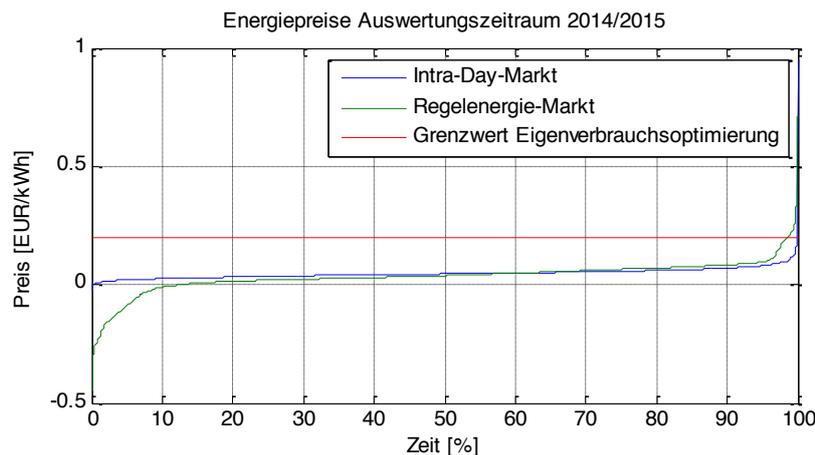


Abbildung 5: Dauerlinien der Energiepreise am österreichischen Intra-Day- und Regelenenergiemarkt für den Auswertungszeitraum 2014/2015.

4 Lösungsansätze: Netzausbau versus betriebliche Lösungen

Die oben beschriebenen Spannungsprobleme können grundsätzlich durch verschiedene Netzintegrationslösungen verhindert werden. In der hier beschriebenen Analyse wurden die folgenden Netzintegrationslösungen untersucht.

4.1 Netzausbau

Das Spannungsbandproblem tritt in dem Fallstudienetz an einem kritischen Strang auf, und kann durch eine Kabelverstärkung der ersten 153 m des Stranges durch ein 150 mm² AL-Parallelkabel (E-AYY 4x150) gelöst werden. Abbildung 6 zeigt die resultierenden Spannungsverläufe, wobei die maximalen Spannungen durch die Netzverstärkung bei 2,8% liegen.

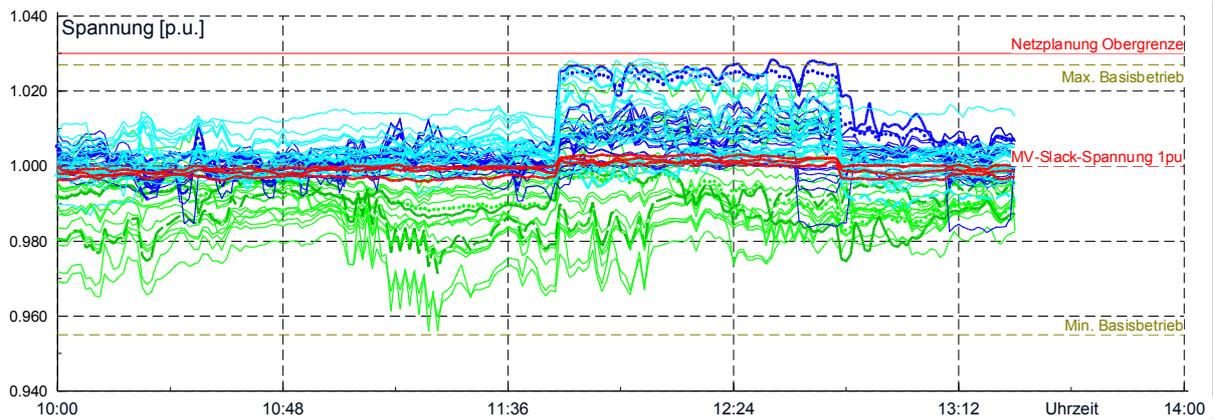


Abbildung 6: Ausschnitt der Spannungsverläufe des Fallstudienetzes an einem sonnigen Sommertag um die Mittagszeit im VPP-Betrieb mit Netzverstärkung.

4.2 Wechselrichter Q(U)-Regelung

Nimmt man eine Q(U)-Regelung bei allen Wechselrichtern im Fallstudienetz an, können dadurch die durch den VPP-Einsatz entstandenen Spannungsbandprobleme, wie Abbildung 7 zeigt, gelöst werden: Die höchsten im Netz auftretenden Spannungswerte liegen damit bei 2,6%.

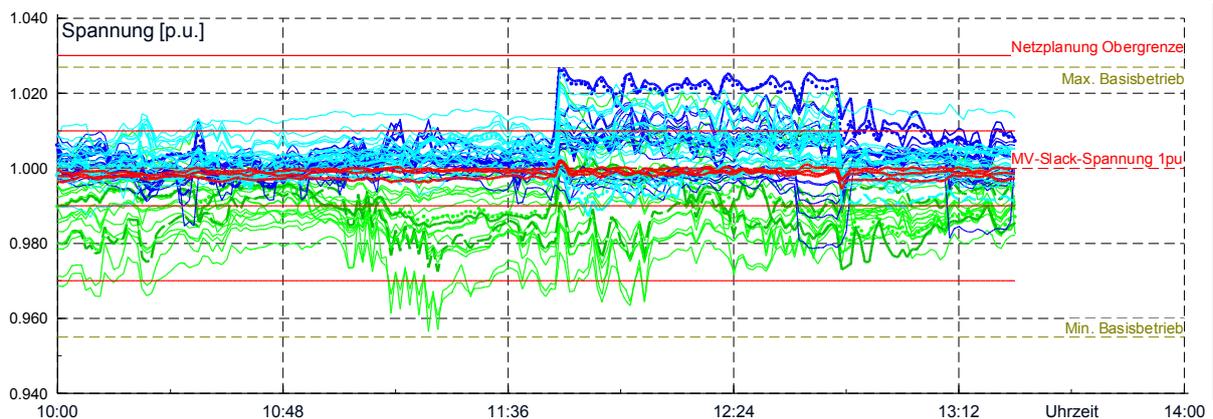


Abbildung 7: Ausschnitt der Spannungsverläufe des Fallstudienetzes an einem sonnigen Sommertag um die Mittagszeit im VPP-Betrieb mit Q(U)-Regelung.

Die angenommenen Kennlinien sind in Abbildung 8 dargestellt, wobei die Tatsache, dass das Mittelspannungsnetz nicht berücksichtigt wurde, die Lage der Kennlinien in der Simulation verändert - der Blindleistungsbezug startet bei 101% und wird bei 103% maximal, eine entsprechende Verschiebung gilt auch für die Wirkleistungskennlinie.

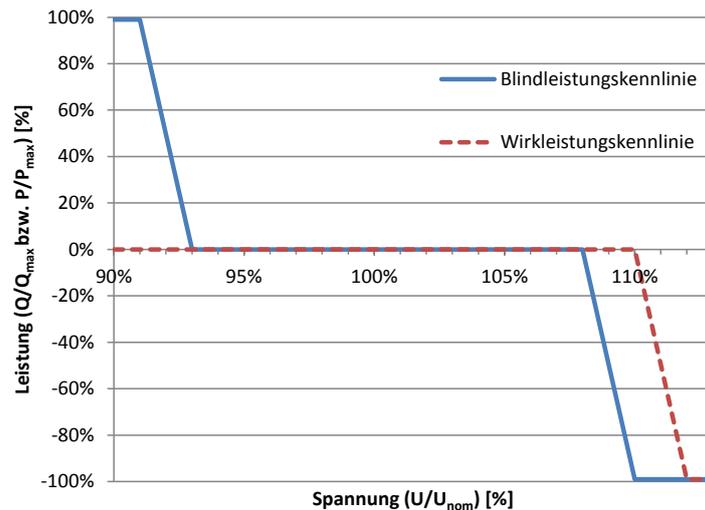


Abbildung 8: Für die Simulation angenommene Blind- und Wirkleistungskennlinie. Aufgrund der Nicht-Betrachtung der Mittelspannungsebene ist das Spannungsband enger als bei einer realen Kennlinie. Der Blindleistungsbezug startet in der Simulation bei 101% und wird bei 103% maximal, eine entsprechende Verschiebung gilt auch für die Wirkleistungskennlinie.

Abbildung 9 zeigt den Leistungsverlauf des exemplarisch dargestellten Haushalts mit Q(U)-Regelung, welcher sich kaum vom Szenario VPP-Einsatz (Abbildung 3) unterscheidet – der wesentlichste Unterschied ist aber der veränderte Blindleistungsfluss über den Transformator (skaliert in Gelb im Hintergrund dargestellt).

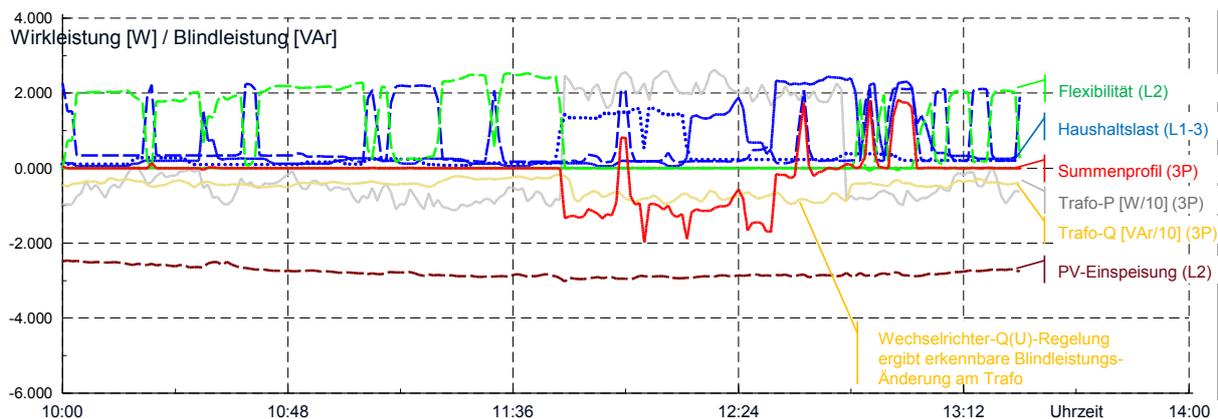


Abbildung 9: Ausschnitt der Leistungsverläufe des Haushaltes am „kritischen Strang“ im VPP-Betrieb mit Q(U)-Regelung

4.3 Flexibility-Operator

Der Einsatz eines Flexibility-Operators ermöglicht netzstützendes Eingreifen in den VPP-Betrieb. Wie in [5] dargestellt kann eine solche Komponente mögliche Netzengpässe kurzfristig vorhersehen und vorab geeignete Gegenmaßnahmen (vergleichbar mit *re-dispatch* im Übertragungsnetz) ergreifen. Hierzu gibt es verschiedene Möglichkeiten. In der Simulation kann dies in jedem Fall jedoch so abgebildet werden, dass gezielt einzelne Gebäude-Energiemanagementsysteme zeitweise von einer Marktteilnahme ausgeschlossen werden. In der Praxis können hier Alternativangebote oder andere Planänderungen eingesetzt werden.

Im vorliegenden Fallbeispiel ist es ausreichend, wenn zwei Gebäude-Energiemanagementsysteme ihre Eigenverbrauchsoptimierung fortsetzen, alle anderen 38 Gebäude-Energiemanagementsysteme können dem VPP-Preissignal folgen. Abbildung 10

zeigt den Leistungsverlauf des Haushaltes, welcher aufgrund seiner Lage am kritischen Strang nicht dem VPP-Marktsignal folgen kann, sondern in seiner Eigenverbrauchsoptimierung verbleibt. Abbildung 11 zeigt die daraus resultierenden Spannungsverläufe, welche maximal 2,8% Spannungsanstieg zeigen.



Abbildung 10: Ausschnitt der Leistungsverläufe des Haushaltes am „kritischen Strang“ im VPP-Betrieb mit Flexibility Operator (dieser Haushalt kann nicht am Markt agieren und verbleibt in der Eigenverbrauchsoptimierung)

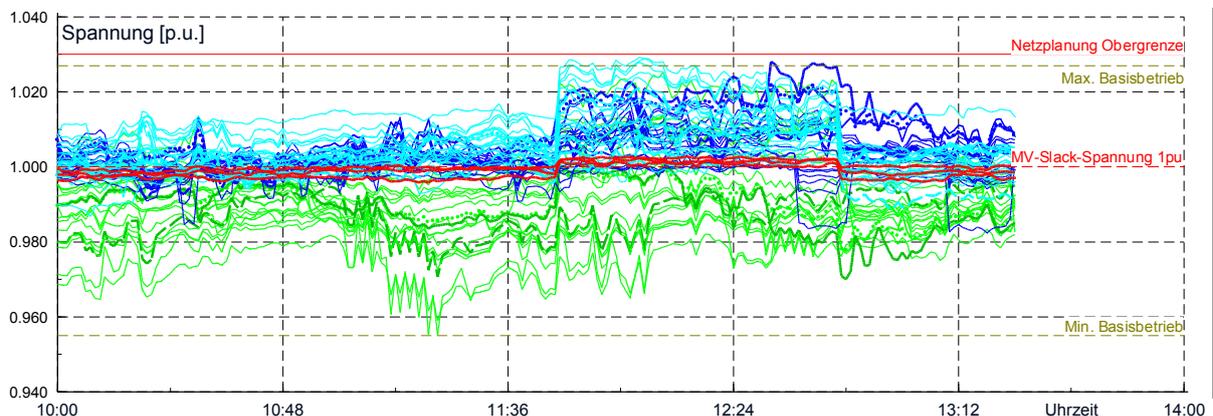


Abbildung 11: Ausschnitt der Spannungsverläufe des Fallstudienetzes an einem sonnigen Sommertag um die Mittagszeit im VPP-Betrieb mit Flexibility Operator

4.4 Fazit zu den untersuchten technischen Lösungen

Die durch den VPP-Einsatz generierten Spannungsbandprobleme können durch alle untersuchten Ansätze gelöst werden:

- Netzverstärkung mit 153 m AL-Parallelkabel mit 150 mm² (E-AYY 4x150)
- Spannungsregelung in Form von flächendeckender Q(U)-Regelung
- Einsatz eines Flexibility-Operators

Die Wirkungsweisen der drei Lösungsansätze sind unterschiedlicher Natur und können nur bedingt miteinander verglichen werden. Beispielsweise wirkt eine Netzverstärkung nur auf einem Strang, während die anderen beiden Lösungen auch auf anderen Strängen Spannungsbandgewinne bringen können.

Weiters hängen die Ergebnisse natürlich stark von den getroffenen Annahmen, den Rahmenbedingungen, dem konkret betrachteten Netz und dessen Leistungsprofilen ab. Betref-

find der Marktteilnahme wurden durchwegs optimistische Annahmen getroffen, um einen sichtbaren Effekt zu erzielen.

Generell kann festgestellt werden, dass die Konstruktion eines Szenarios, in dem der Einsatz eines VPPs zu Netzengpässen führt, die ohne VPP nicht aufgetreten wären, nur schwer möglich war. Im konstruierten Szenario tritt ein Engpass auch nur dann auf, wenn als Basisbetrieb eine Eigenverbrauchsoptimierung angenommen wird, auf welche das Netz bereits ausgelegt ist. Dies ist in der heutigen Praxis nicht der Fall, kann aber als mögliches Zukunftsszenario für die Integration einer großen Anzahl von EE-Anlagen betrachtet werden.

5 Ökonomische Analyse

Die technischen Lösungen der durch Marktteilnahme aufgetretenen Netzprobleme wurden für das in der Fallstudie analysierte Netz auch ökonomisch bewertet. Dazu wurden die Barwerte der einzelnen Lösungen über einen Bewertungszeitraum von 50 Jahren einander gegenübergestellt. Dabei wurde ein Realzins von 4,3% (WACC = 6,42% p.a; Inflation = 2% p.a.) angenommen.

5.1 Kostenbenchmark der untersuchten Lösungsansätze

Werden die Ergebnisse der Fallstudie betrachtet, so zeigt die folgende Abbildung die errechneten Erlös- und Kostenbarwerte der unterschiedlichen Netzintegrationslösung für einen Idealfall immerwährenden Sonnenscheins.

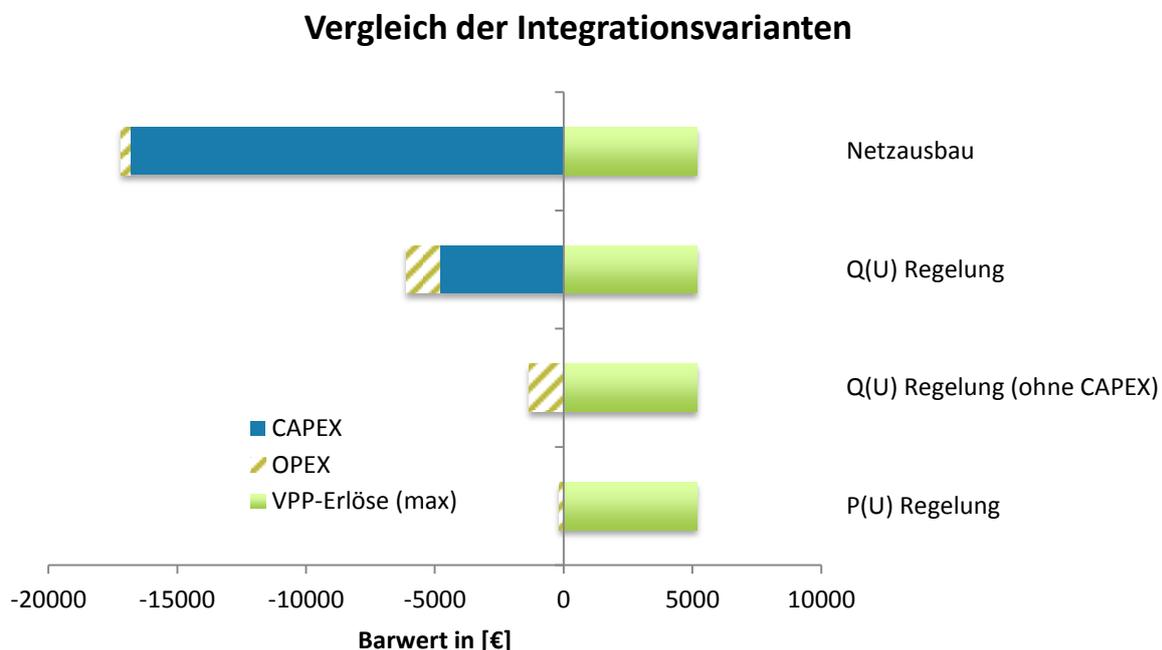


Abbildung 12: Auswertungsergebnisse zu den errechneten Gesamtkosten- und Gesamterlösbarwerten der Fallstudie für den Idealfall (immerwährendes Schönwetter).

Der Barwert der möglichen VPP Erlöse liegt im Betrachtungszeitraum (50 Jahre) bei ca. 5167 €, wenn gleichbleibende Preise am Tertiärregelenergiemarkt sowie eine Abrufwahrscheinlichkeit von 1 angenommen werden. Demgegenüber steht ein Kostenbarwert einer Wirkleistungsbegrenzung (P(U) Regelung) von ca. 165 € im Betrachtungszeitraum, da zu

sehr wenigen Zeitpunkten je Jahr die vorherrschenden Netzrestriktionen verletzt werden würden. Dieser Barwert wurde aus den entgangenen Erlösen am Tertiärregelenergiemarkt ermittelt.

Wird für eine Blindleistungsregelung (Q(U) Regelung) ein Preis der zusätzlich entstehenden Verluste (etwa 0,11 MWh/a) von ca. 34 €/MWh (Mittelwert der EEX-Base-Preise des Zeitraum Jänner 2013 bis Oktober 2015) sowie die maximalen Kosten eines zusätzlichen Blindenergiebezugs (maximal 3,6 MWh/a) mit 17 €/MVAh (50% des Wirkenergiepreises) angenommen, so entsteht ein Kostenbarwert von 1322 €. Dieser Kostenbarwert erhöht sich um 4800 € wenn noch Wechselrichter Mehrkosten von ca. 25 €/kWp berücksichtigt werden. Ein Netzausbau würde schließlich zu einem Kapitalkostenbarwert von 16830 € sowie einem Betriebskostenbarwert von 360 Euro führen.

Vor allem der Umstand, dass die möglichen Erlöse am Tertiärregelenergiemarkt als gleichbleibend angenommen wurden, führt zu einem Unsicherheitsfaktor in der Bewertung. Daher wurde eine Sensitivitätsanalyse vorgenommen, welche ableitet, wie hoch die Begrenzungskosten einer Wirkleistungsregelung – und damit die Preise am Regelenergiemarkt – steigen müssten, damit Kostengleichheit mit den anderen Netzintegrationsvarianten gegeben ist. Die folgende Tabelle zeigt dazu die errechneten Ergebnisse.

Tabelle 3: Überblick zu den nötigen Begrenzungskosten einer Wirkleistungsregelung und deren Steigerungen im Vergleich mit den anderen Netzintegrationslösungen für den Idealfall.

	Nötige Begrenzungskosten [€/a]	Nötige Steigerung der Begrenzungskosten [Faktor]
Q(U) Regelung (ohne CAPEX)	65	8
Q(U) Regelung	301	37
Netzausbau	846	104

Der Kostenbenchmark (Barwert für 50 Jahre) der Implementierung eines Flexibilitätsoperators für 40 Haushalte liegt im Fallstudienetz somit für den Idealfall bei wenigen hundert Euro.

Wird anstelle des Idealfalls eine messdatenbasierte Auswertung der realen Erzeugungsprofile im Fallstudienetz betrachtet, so zeigt Abbildung 13 signifikante Auswirkungen auf die Erlös- und Kostenbarwerte. Der mögliche Gesamterlösbarwert sinkt auf 633 € im Betrachtungszeitraum. Zudem sinkt der Kostenbarwert der Wirkleistungsbegrenzung auf 2 € da durch Bewölkung und Schlechtwetter die Anzahl der Zeitpunkte in denen Netzrestriktionen auftreten weiter sinkt. Auch der Gesamtkostenbarwert eine Blindleistungsregelung sinkt durch diesen Umstand auf 386 €. Die Wechselrichter Mehrkosten bzw. Kosten eines Netzausbaus bleiben von den adaptierten Erzeugungsprofilen jedoch unberührt.

Tabelle 4 zeigt wiederum wie stark die Wirkleistungsbegrenzungskosten steigen müssten um mit den anderen Lösungen Kostenäquivalenz zu erreichen. Diese Steigerungsfaktoren sind für die Fallstudie sehr hoch, obwohl bereits eine sehr hohe PV-Durchdringung im Fallstudienetz gegeben ist.

Vergleich der Integrationsvarianten

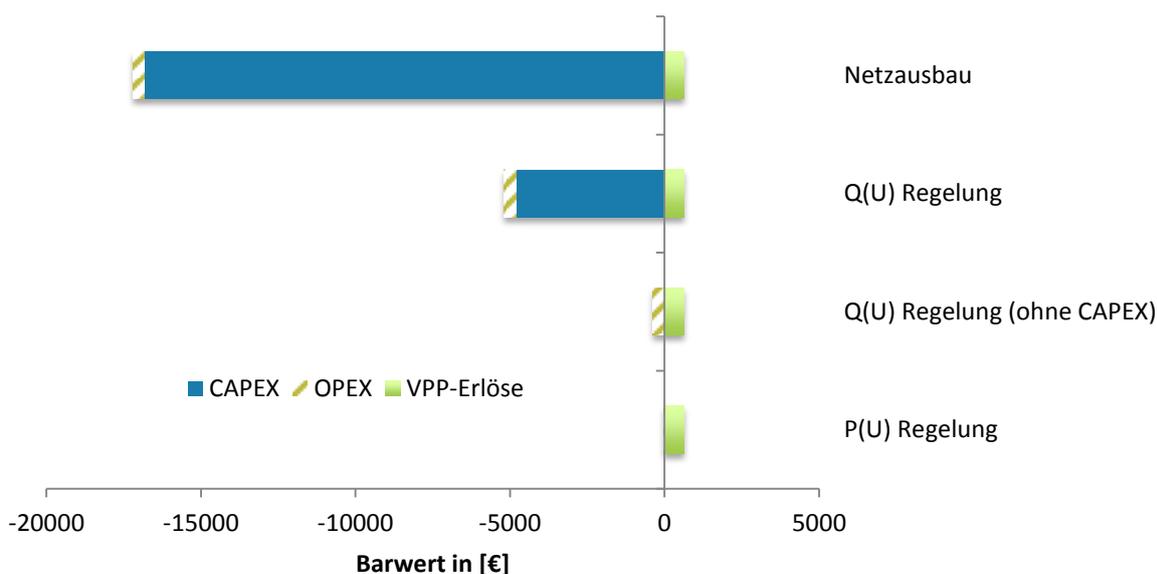


Abbildung 13: Auswertungsergebnisse zu den errechneten Gesamtkosten- und Gesamterlös-barwerten der Fallstudie für den Fall gemessener Erzeugungswerte

Der Kostenbenchmark der Implementierung eines Flexibilitätsoperators für 40 Haushalte im Fallstudienetz sinkt somit auf einige Euro, wenn real gemessene Erzeugungsprofile der PV-Anlagen herangezogen werden. Die Implementierung eines Flexibilitätsoperators für netzdienliche Zwecke darf daher aus betriebswirtschaftlicher Sicht mit nur sehr geringen Kosten verbunden sein.

Tabelle 4: Überblick zu den nötigen Begrenzungskosten einer Wirkleistungsregelung und deren Steigerungen im Vergleich mit den anderen Netzintegrationslösungen für den Fall gemessener Erzeugungswerte der PV-Anlagen

	Nötige Begrenzungskosten [€/a]	Nötige Steigerung der Begrenzungskosten [Faktor]
Q(U) Regelung (ohne CAPEX)	19	237
Q(U) Regelung	255	3.192
Netzausbau	815	10.190

5.2 Fazit der ökonomischen Bewertung

Werden die ökonomischen Bewertungsergebnisse des Einsatzes eines Flexibilitätsoperators in Kombination mit VPP-Strategien in der Fallstudie betrachtet, so zeigte sich, dass der Kostenbenchmark einer Implementierung für einen Betrachtungszeitraum von 50 Jahren bei einigen Euro bzw. im Idealfall bei wenigen hundert Euro liegt. Diese Ergebnisse sind natürlich an die Fallstudie gebunden und nicht verallgemeinerbar.

Auf technischer Seite wurden Vergleichsmäßigungseffekte der Last bzw. der Erzeugung in der regional vorhandenen Netzinfrastruktur beobachtet, welche durch die bestehenden Pla-

nungsansätze bedingt werden. Im betrachteten Netzgebiet treten daher nur in sehr wenigen Fällen Netzrestriktionen auf. Das führt zu einer geringen Auslastung des Flexibilitätsoperatorkonzepts und entsprechend niedrigen Deckungsbeiträgen durch wenige Eingriffe und damit verlorenen Energiemengen, welche von VPPs gehandelt worden wären. In Netzen, wo öfter Netzrestriktionen auftreten, könnten entsprechend höhere Deckungsbeiträge erzielt werden.

Auch müssten die durch den Flexibilitätsoperator verursachten Erlöseinbußen am untersuchten Tertiärregelenergiemarktsegment um ein Vielfaches steigen, um Kostengleichheit im Vergleich zu einer z.B. Blindleistungsregelung zu erreichen. Diese Entwicklungen sind bei den derzeitigen Marktpreisentwicklungen jedoch noch nicht absehbar.

Eine lokale Wirkleistungsbegrenzung stellte sich in der betrachteten Fallstudie als kostengünstigste Netzintegrationslösung heraus. Steht jedoch zukünftigen Verteilnetzen eine geeignete Kommunikations- und Regler-Infrastruktur auf Grund anderer Einsatzzwecke (z.B. Smart Metering oder DSM) synergetisch und zu geringen Kosten zur Verfügung, könnte der Einsatz von Flexibilitätsoperatorkonzepten auch für geringe Erzeuger- und Verbraucherlasten (an Stelle von Wirkleistungsbegrenzungen) in Betracht gezogen werden.

Daher können sich zukünftige Forschungsvorhaben, welche Systemdienstleistungen auf regionaler Ebene untersuchen, entsprechend auf größere Lasten und Gebäude fokussieren, um mögliche Skaleneffekte detaillierter betrachten und die Einsetzbarkeit einer Flexibilitätsoperators in großen Leistungsbereichen bewerten zu können.

6 Ausblick

Auch wenn die hier diskutierte Arbeit nur ein einzelnes Netz betrachtet hat, so haben sich dennoch eine Reihe von Einsichten ergeben, die im Vorfeld durch qualitative Diskussion nicht absehbar waren. Nach aktuell praktizierter Netzauslegung und unter aktuellen Rahmenbedingungen ist die Konstruktion eines Szenarios, in dem der Einsatz eines VPPs zu Netzengpässen führt, die ohne VPP nicht aufgetreten wären, in den Niederspannungsnetzen nur schwer möglich. Eine Umsetzung von Ansätzen wie des „Flexibility Operators“ erscheint eher wahrscheinlich, wenn zur Einhaltung von Kapazitätsgrenzen auch Netznutzer beitragen müssen (hier z.B. wurde die Eigenbedarfsoptimierung mit lokaler Flexibilität oder Batteriespeicher als Basisszenario betrachtet).

Die im aktuellen Marktumfeld erzielbaren Zusatzerlöse einer VPP-Teilnahme erscheinen im Vergleich zur Eigenbedarfsoptimierung gering. Auch wenn damit der entgangene Erlös im Falle einer Intervention durch den Flexibility Operator ebenfalls gering ist, so ist dennoch bei der hier angenommenen Systemarchitektur zu klären, ob und wie solche Eingriffe in das Marktgeschehen aufgrund technischer Beschränkungen möglich sind. Besonders herausfordernd erscheint der technische und organisatorische Nachweis der erbrachten Netzdienstleistung. Jedoch können Synergien mit zukünftigen Infrastrukturlösungen die technische und wirtschaftliche Umsetzbarkeit der untersuchten Konzepte begünstigen.

7 Referenzen

- [1] STRBAC, Goran. Demand side management: Benefits and challenges. Energy policy, 2008, 36. Jg., Nr. 12, S. 4419-4426.
- [2] RAHIMI, Farrokh; IPAKCHI, Ali. Demand response as a market resource under the smart grid paradigm. Smart Grid, IEEE Transactions on, 2010, 1. Jg., Nr. 1, S. 82-88.
- [3] BDEW-Roadmap „Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland“, Bundesverband für Energie- und Wasser-wirtschaft, Berlin, 11. Februar 2013
- [4] GAWRON-DEUTSCH, Tobias; EINFALT, Alfred. „INTEGRA: The Possible Role of a Flexibility Operator in the Transition From Market Oriented to Grid Oriented Operation“. Tagungsband ComForEn, OVE, ISBN 978-3-85133-083-0 , 2014, S. 67-75.
- [5] T. Deutsch, F. Kupzog, A. Einfalt, S. Ghaemi: "Avoiding Grid Congestions with Traffic Light Approach and the Flexibility Operator"; CIRED Workshop 2014, Rom, Italien; 11.06.2014 - 12.06.2014; in: "Challenges of implementing Active Distribution System Management", CIRED, 2014
- [6] WAGLER, Marco; WITZMANN, Rolf. Ökonomische Analyse diverser open-loop Betriebsstrategien eines virtuellen Kraftwerks. ETG-Fachbericht-Von Smart Grids zu Smart Markets 2015, 2015.
- [7] GAWRON-DEUTSCH, Tobias; KUPZOG, Friederich; EINFALT, Alfred. Integration von Energiemarkt und Verteilnetzbetrieb durch einen Flexibility Operator. e & i Elektrotechnik und Informationstechnik, 2014, 131. Jg., Nr. 3, S. 91-98.
- [8] TOR D4: Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen, Version 2.0-2008, e-control
- [9] TOR D2: Richtlinie zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen, Version 2.2-2006, e-control