



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und
Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Cleantech

Schlussbericht

Aufbau und Umsetzung eines Virtuellen Kraftwerks zur bedarfsgerechten Stromerzeugung aus Biogasanlagen in der Schweiz





Datum: 06. November 2017

Ort: Bern

Subventionsgeberin:

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

Subventionsempfänger:

Fleco Power AG
Oberwil 61
CH-8500 Frauenfeld
www.flecopower.ch

Ökostrom Schweiz
Oberwil 61
CH-8500 Frauenfeld
www.oekostromschweiz.ch

Autoren:

Urs Zahnd, Fleco Power AG, urs.zahnd@flecopower.ch
Simon Bolli, Ökostrom Schweiz, simon.bolli@oekostromschweiz.ch
Martin Schröcker, Fleco Power AG, martin.schrocker@flecopower.ch
Stephan Koch, Adaptricity AG, skoch@adaptricity.com
Nicolas Rohner, EKT Energie AG, nicolas.rohner@ekt.ch

BFE-Programmleitung: Yasmine Calisesi, yasmine.calisesi@bfe.admin.ch
BFE-Projektbegleitung: Dr. Michael Moser, michael.moser@bfe.admin.ch
BFE-Vertragsnummer: SI/501262-01

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

Bundesamt für Energie BFE

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



Zusammenfassung

Das starke Wachstum der neuen Erneuerbaren Energien (nEE: Biomasse, Photovoltaik, Kleinwasserkraft, Wind, etc.) ist ein erklärtes Ziel der schweizerischen Energiepolitik. Gleichzeitig entstehen durch diesen Umbruch Herausforderungen für die Stromversorgung.

Die Produktionsanlagen der nEE verfügen über ein beachtliches Potential für eine Flexibilisierung der Produktion, wodurch das Stromnetz entlastet werden kann. Voraussetzung dafür ist eine intelligente Steuerung und Bewirtschaftung mittels einem „Virtuellem Kraftwerk“. Das „Virtuelle Kraftwerk“ – eine zentrale IT-Plattform – steuert dezentrale Erzeugungseinheiten unabhängig von deren jeweiligen Standort. Durch diese Vernetzung können die einzelnen Anlagen koordiniert auf Schwankungen in der Stromproduktion reagieren und mithelfen, das überregionale Übertragungsnetz zu stabilisieren. Dadurch lassen sich die vielen kleinen Einheiten am Regelenergiemarkt wie ein grosses Kraftwerk vermarkten.

Das Ziel des Pilotprojektes „Aufbau und Umsetzung eines Virtuellen Kraftwerks zur bedarfsgerechten Stromerzeugung aus Biogasanlagen in der Schweiz“ war es, dieses Potential über eine Bündelung und koordinierte Vermarktung von dezentralen Produktionseinheiten zu erschliessen und das Potential der nEE für eine Netzstabilisierung mit Fakten belegen zu können. Zusätzlich zu den Aktivitäten im Regelenergiemarkt sollte im Rahmen des Pilotprojekts auch untersucht werden, welchen zusätzlichen Mehrwert die Flexibilität der nEE Anlagen bringen kann, wenn sie zur Optimierung des lokalen Verteilnetzes eingesetzt wird.

Alle Ziele des Pilotprojekts konnten erfolgreich umgesetzt werden und das Virtuelle Kraftwerk der Fleco Power ist seit Anfang 2016 rund um die Uhr im Einsatz, um ökologische Regelenergie bereitzustellen. Mit über 100 teilnehmenden Anlagen und mehreren Dutzend Megawatt Leistung aus den nEE-Technologien Biogas, Photovoltaik und Kleinwasserkraft konnte ein stabiler Pool aufgebaut werden. Gleichzeitig konnte die Eignung der neuen Erneuerbaren Energien für eine bedarfsgerechte Stromproduktion eindrücklich bestätigt werden.

Die Untersuchung des Mehrwerts eines lokalen Flexibilitätseinsatzes konnte zudem aufzeigen, dass vor allem in der Vermeidung von Netzausbauten ein grosser volkswirtschaftlicher Nutzen besteht. Gleichzeitig wurde deutlich, dass marktbasierende Mechanismen zur Zuteilung und Steuerung von dezentraler Flexibilität für alle involvierten Parteien (Anlagenbetreiber, Verteilnetzbetreiber, Energieversorger) Vorteile bieten.



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	3
Inhaltsverzeichnis	4
1. Ausgangslage	5
1.1. <i>Motivation</i>	5
1.2. <i>Stakeholder im Projekt</i>	5
1.3. <i>Verwandte Projekte</i>	6
2. Projektziele	7
2.1. <i>Erste Projektphase</i>	7
2.2. <i>Zweite Projektphase</i>	7
2.3. <i>Vorstudie «Ausgestaltung eines lokalen Flexibilitätsmarktes zur kosteneffizienten Integration von dezentralen Erzeugungseinheiten ins Verteilnetz»</i>	7
2.4. <i>Erfolgskontrolle</i>	7
3. Vorgehen	8
3.1. <i>Arbeitspakete</i>	8
3.2. <i>Meilensteine</i>	9
4. Grundlagen	10
4.1. <i>Geltende energiepolitische Rahmenbedingungen</i>	10
4.2. <i>Vorstudie «Virtual Power Plant Biogas Schweiz»</i>	11
4.3. <i>Abgeschlossene Vorarbeiten</i>	11
5. Konzept	12
5.1. <i>Geschäftsmodell für das Virtuelle Kraftwerk</i>	12
5.2. <i>Technischer Aufbau Virtuelles Kraftwerk</i>	13
5.3. <i>Anbindung von Erzeugungseinheiten</i>	13
5.4. <i>Lokale Flexibilitätsmärkte</i>	14
6. Durchgeführte Arbeiten und erzielte Ergebnisse	15
6.1. <i>Resultate APO1 Aufbau und Umsetzung Virtuelles Kraftwerk</i>	15
6.2. <i>Resultate APO2 Testbetrieb Virtuelles Kraftwerk</i>	17
6.3. <i>Resultate APO3 Vorstudie</i>	22
6.4. <i>Resultate APO4 Validierungsphase</i>	33
6.5. <i>Nationale Zusammenarbeit</i>	41
6.6. <i>Externe Kommunikation</i>	41
7. Schlussfolgerungen	44
8. Ausblick	45
Referenzen	46



1. Ausgangslage

1.1. Motivation

Die abgeschlossene Vorstudie «Virtual Power Plant Biogas Schweiz» konnte aufzeigen, dass sich landwirtschaftliche Biogasanlagen optimal für eine bedarfsgerechte Produktion eignen. Virtuelle Kraftwerke werden dabei für die Bewirtschaftung der vorhandenen Flexibilität eine entscheidende Rolle spielen. Es ist daher das Ziel dieses Nachfolgeprojektes, eine repräsentative Anzahl landwirtschaftlicher Biogasanlagen in einem Virtuellen Kraftwerk zusammenzuschliessen und ihre Flexibilität aktiv zu bewirtschaften. Das Pilotprojekt soll so nach den Simulationen der Vorstudie die Analyse des Anlagen-Pools unter Praxisbedingungen ermöglichen.

In Abweichung zur Vorstudie soll sich die Vermarktung während des Testbetriebs jedoch auf die Erbringung von Systemdienstleistungen (SDL) beschränken. Diese Entscheidung basiert auf der Tatsache, dass praktisch alle landwirtschaftlichen Biogasanlagen heute bereits eine Vergütung im Rahmen der „Kostendeckenden Einspeisevergütung“ (KEV) erhalten. Sie sind somit von der unabhängigen Vermarktung der produzierten Energie ausgeschlossen. Die Teilnahme dieser Anlagen am SDL-Markt ist hingegen möglich.

Mit dem Angebot von Systemdienstleistungen lassen sich zudem unter beherrschbaren wirtschaftlichen Risiken alle wichtigen Kompetenzen für eine spätere Vermarktung des Anlagen-Pools an den Energiemärkten aufbauen. Die Kompetenzen umfassen neben einer qualitativ hochwertigen Prognose und sicheren Steuerung der Produktion auch die Abwicklung der administrativen Prozesse zum Austausch der Fahrplandaten, zur Energieabrechnung und zur Verteilung der Erträge.

1.2. Stakeholder im Projekt

Der Aufbau des Virtuellen Kraftwerks sowie die anschliessende Vermarktung des Anlagen-Pools am Schweizer SDL-Markt erfordern technisches und branchenspezifisches Know-How. Diesem Aspekt wird durch den Einbezug von diversen Partnern aus den betroffenen Bereichen Rechnung getragen. Zu den involvierten Stakeholdern gehören:

- Genossenschaft Ökostrom Schweiz, Projektpartner
- Kisters (Schweiz) GmbH, Systempartner
- Energie Pool Schweiz AG, Vermarktungspartner
- Swissgrid AG, Übertragungsnetzbetreiberin

Für die Vorstudie zur Ausgestaltung eines lokalen Flexibilitätsmarktes wurden zusätzlich noch die folgenden Partner ins Projekt aufgenommen:

- EKT AG, Projektpartner
- Adaptricity AG, Projektpartner



1.3. Verwandte Projekte

In der Schweiz gibt es vielfältige Bestrebungen, Virtuelle Kraftwerke aufzubauen und zu betreiben. Diese sind aber primär für die Erbringung von Systemdienstleistungen aus vorhandenen Reservekapazitäten (z.B. Notstromaggregate) oder für die Laststeuerung („demand side management“) im Einsatz. Der für das Pilotprojekt gewählte Ansatz ist schweizweit insofern einmalig, als dass die regel- und steuertechnischen Grenzen eines Anlagen-Pool mit ausschliesslich dezentralen Erzeugungseinheiten der nEE in der Praxis untersucht wird.

In Tabelle 1 sind diejenigen (BFE-) Projekte aufgelistet, die direkt mit den im Pilotprojekt behandelten Themen in Verbindung stehen. Zugleich wird aufgezeigt, welche Abgrenzungen zwischen den Projekten vorgenommen werden können.

<i>Projekt</i>	<i>Kurzbeschreibung</i>	<i>Projektpartner</i>	<i>Abgrenzungen</i>
<i>FlexLast</i>	Lastmanagement bei Grossverbrauchern	<ul style="list-style-type: none"> - IBM - BKW - Migros 	Fokus auf Lastmanagement und Sekundärregelenergie
<i>Regelpooling mit Infrastrukturanlagen</i>	Lastmanagement bei Wasserversorgungen und Kläranlagen	<ul style="list-style-type: none"> - InfraWatt - Alpiq - Ryser Ingenieure 	Fokus auf Lastmanagement
<i>tiko</i>	Lastmanagement von kleinen Verbrauchern	<ul style="list-style-type: none"> - Swisscom Energy Solutions - Repower AG 	Fokus auf Lastmanagement
<i>WARMup</i>	Verwertung der Flexibilität von thermischen Speichern in Gebäuden	<ul style="list-style-type: none"> - ewz - Misurio AG 	Fokus auf Lastmanagement von thermischen Speichern

Tabelle 1: Übersicht der verwandten (BFE-) Projekte

Auch existiert in der Schweiz mittlerweile ein breites Angebot von kommerziellen Dienstleistungen im Bereich der Flexibilisierung von Stromproduktion und -bezug. In Tabelle 2 sind einige der Marktteilnehmer mit ihren Angeboten aufgeführt. Eine gute Übersicht über das Angebot in der Schweiz bietet hier die Webseite www.control-reserves.ch der Hochschule Luzern.

<i>Anbieter</i>	<i>Angebote</i>
<i>CKW</i>	Teilnahme an verschiedenen Regelenergiemärkten für flexible Verbraucher/Erzeuger
<i>BKW</i>	Bündelung von flexiblen Industrielasten
<i>Alpiq/Xamax</i>	Spitzenlastmanagement und Bezugsprofiloptimierung
<i>Ompex / EKZ / EBL, etc.</i>	Teilnahme am Tertiärregelenergiemarkt für flexible Verbraucher/Erzeuger

Tabelle 2: Übersicht von kommerziellen Dienstleistungen



2. Projektziele

2.1. Erste Projektphase

Der sicheren Umsetzung des Virtuellen Kraftwerks für ca. 50-60 Biogasanlagen kommt eine zentrale Bedeutung zu. Daher soll in einer ersten Pilotphase die in einer Simulation nur schwer modellierbare Eigendynamik des Anlagen-Pools unter Praxisbedingungen analysiert werden. Die Erfahrungen aus dem Testbetrieb werden anschliessend zur Optimierung der Einsatzplanung der Pool-Ressourcen herangezogen.

2.2. Zweite Projektphase

In einer späteren Projektphase sollen Dienstleistungen im Bereich der bedarfsgerechten Stromerzeugung mit dezentralen Erzeugungseinheiten der nEE konzipiert und realisiert werden. Diese können sowohl im Bereich der Energievermarktung als auch im Bereich der Systemdienstleistungen angesiedelt sein. Das Pilotprojekt soll dadurch aufzeigen, wie diese Anlagen – insbesondere solche mit Energiespeicher – sinnvoll in das bestehende Stromnetz eingebunden und bewirtschaftet werden können.

2.3. Vorstudie «Ausgestaltung eines lokalen Flexibilitätsmarktes zur kosteneffizienten Integration von dezentralen Erzeugungseinheiten ins Verteilnetz»

Einem marktgerechten (flexiblen) Einsatz von dezentralen Erzeugungseinheiten in der Schweiz stehen vor allem fehlende finanzielle Anreize und mangelnde Koordination im Weg. Ziel der in das Pilotprojekt eingebetteten Vorstudie ist es, eine mögliche Lösung für dieses Problem zu untersuchen.

Der Ansatz sieht vor, dezentrale Erzeugungseinheiten über einen lokalen, offenen Flexibilitätsmarkt unter Führung des Verteilnetzbetreibers (VNB) kosteneffizient in die örtlichen Verteilnetze zu integrieren. Dieses auf Marktanreizen basierte Koordinationsmodell soll Nutzungskonflikte zwischen netz-, markt- und systemdienlicher Steuerung der Erzeuger und Lasten im Verteilnetz mit einem pragmatischen Ansatz lösen. Damit soll die Versorgungsqualität im Verteilnetz auch bei einem wachsenden Anteil von dezentraler Stromproduktion kostengünstig sichergestellt werden.

Die Vorstudie nutzt ebenfalls das Virtuelle Kraftwerk als zentrales Konzept, der Fokus liegt aber auf der kooperativen Nutzung der Flexibilität zwischen lokalem Verteilnetzbetreiber und lokalem Produzent und nicht in der Vermarktung über nationale/internationale Märkte.

2.4. Erfolgskontrolle

Im Pilotprojekt sollen nachfolgende Fragen entlang der Dimensionen Produzenten, Markt und Technik beantwortet werden:

2.4.1. Dimension Produzenten

- Kann eine genügend grosse Anzahl Anlagenbetreiber zur Teilnahme am Virtuellen Kraftwerk motiviert werden, so dass die Infrastruktur wirtschaftlich betrieben werden kann?
- Welches sind die grössten Hemmnisse, die Anlagenbetreiber von einer Teilnahme am Virtuellen Kraftwerk abhalten?
- Verfügen die Anlagen auch tatsächlich über die während der Vorstudie (Dr. Karl Werlen, et al., 2014) prognostizierte Flexibilität?



- Lassen sich auch Betreiber von weiteren nEE-Technologien zu einer Teilnahme motivieren? Welche wirtschaftlichen Implikationen ergeben sich daraus?

2.4.2. Dimension Markt

- Können am SDL-Markt die in der Vorstudie (Dr. Karl Werlen, et al., 2014) prognostizierten Erträge tatsächlich generiert werden?
- Welche Hemmnisse behindern den Einstieg von neuen Marktteilnehmern in die Zusatzvermarktung der vorhandenen Flexibilität?
- Braucht es zusätzliche Anreize, dass im Rahmen eines zukünftigen Direktvermarktungsmodells tatsächlich Flexibilität zur Verfügung gestellt wird?

2.4.3. Dimension Technik

- Erfüllen die heute verfügbaren technischen Lösungen die Anforderungen für einen zuverlässigen Betrieb des Virtuellen Kraftwerks?

3. Vorgehen

3.1. Arbeitspakete

3.1.1. AP01 Aufbau und Inbetriebnahme Regel-Pool

Das erste Arbeitspaket umfasst den Aufbau der bereits vorgängig evaluierten leittechnischen Infrastruktur und der internen Strukturen und Prozesse. In einem ersten Schritt sollen ca. 20 Erzeugungseinheiten zu einem „Test-Pool“ zusammengeschlossen werden. Weitere Arbeiten beinhalten die Inbetriebnahme der erforderlichen Kommunikationskanäle zu Swissgrid (Stichwort „Online-Monitoring“) und den Aufbau einer Pikett-Organisation.

Als neben der Technik ebenso grundlegende Basis soll auch das initiale Geschäftsmodell für das Virtuelle Kraftwerk ausdetailliert werden. Eine wichtige Stellung nimmt dabei das Anreiz- und Vergütungssystem für die Bereitstellung der Flexibilität gegenüber den Zielmärkten ein.

3.1.2. AP02 Testbetrieb Virtuelles Kraftwerk

Das zweite Arbeitspaket beinhaltet die Überprüfung der Steuerbarkeit des „Test-Pool“ und sämtliche weitere Tests, um die Präqualifikation zur Erbringung von Systemdienstleistungen gegenüber Swissgrid zu erlangen. Nach erfolgreicher Präqualifikation soll der Anlagen-Pool bis zur definitiven Grösse von ca. 50 Erzeugungseinheiten ausgebaut werden. Zu diesem Zweck soll auch die Einbindung weiterer nEE Technologien in den Anlagen-Pool geprüft werden.

3.1.3. AP03 Vorstudie

Im dritten Arbeitspaket, der Vorstudie zum lokalen Flexibilitätsmarkt, sollen in einem ersten Schritt für ein Verteilnetzgebiet (Amlikon-Bissegg) mittels Lastfluss-Simulationen Reserven und Sicherheitsmargen des Verteilnetzes ermittelt werden. Die Simulationen sollen für die aktuelle Topologie und für mehrere Ausbau-Szenarien der neuen Erneuerbaren Energien quantifiziert werden.

Basierend auf diesen quantitativen Grundlagen sollen anschliessend durch eine Kosten/Nutzen-Analyse ein Produktkatalog von netz-, markt- und systemdienlichen Massnahmen für den lokalen Flexibilitätsmarkt priorisiert werden. Abschliessend werden die Produkte in einer Gesamtoptimierung



bewertet und ein mögliches Design sowie ein Umsetzungskonzept für den lokalen Flexibilitätsmarkt untersucht.

3.1.4. AP04 Validierungsphase

Im vierten Arbeitspaket, der abschliessenden Validierungsphase, soll ausgewertet werden, welcher Mehrwert durch die Vermarktung der Flexibilität der Erzeugungseinheiten an den Märkten erzielt werden konnte. In diesem Kontext soll auch das Thema Direktvermarktung ausführlich behandelt werden. Abschliessend sollen die Simulationsergebnisse und Vermarktungsmodelle der ursprünglichen Vorstudie anhand der Erkenntnisse aus dem Pilotprojekt überprüft werden.

3.2. Meilensteine

Im Rahmen des Pilotprojekts müssen nachfolgende Meilensteine erreicht werden:

<i>Meilenstein</i>	<i>Details</i>
<i>MS 0</i>	Projektstart, Aufbau und Inbetriebnahme Test-Pool
<i>MS 1</i>	Aufnahme Probebetrieb mit Test-Pool, Start Datenerhebung Testphase und laufende Erweiterung Test-Pool
<i>MS 2</i>	Teilnahme SDL-Markt nach erfolgreicher Präqualifikation durch Swissgrid, finale Grösse Anlagen-Pool für Pilotprojekt erreicht
<i>MS 3</i>	Ende Datenerhebung Testphase, Start Datenanalyse, Erfolgskontrolle und Synthese
<i>MS 4</i>	Projektende, Abgabe Schlussbericht und Schlussrechnung

Tabelle 3: Meilensteine im Pilotprojekt



4. Grundlagen

4.1. Geltende energiepolitische Rahmenbedingungen

Die Ausgestaltung des Pilotprojekts ist eng mit der Energiestrategie 2050 des Bundes verknüpft. In der Referendumsabstimmung vom 21. Mai 2017 hat nach dem Parlament auch das Schweizer Volk dem Energiegesetz (EnG) vom 30. September 2016 deutlich zugestimmt. In den Erläuterungen des Bundesrates zum Referendum (Schweizerische Eidgenossenschaft, 2017) wird die allgemeine Ausrichtung der geltenden Gesetzgebung folgendermassen beschrieben:

«Die Energieversorgung ist weltweit im Umbruch. Die Energiepreise sind sehr tief und neue Technologien entwickeln sich rasant. Um der Schweiz weiterhin eine sichere Versorgung mit Energie zu gewährleisten, hat der Bundesrat die Energiestrategie 2050 beschlossen. Er stützte sich dabei auf Vorgaben des Parlaments.»

«Die Energiestrategie wird schrittweise umgesetzt. Das Parlament hat dazu ein erstes Paket verabschiedet. Es enthält Massnahmen, um den Energieverbrauch zu senken, die Energieeffizienz zu erhöhen und erneuerbare Energien wie Wasser, Sonne, Wind, Geothermie und Biomasse zu fördern. Zudem sollen bestehende Grosswasserkraftwerke vorübergehend unterstützt werden, weil sie wegen der tiefen Marktpreise kaum mehr kostendeckend produzieren können. Der Bau neuer Kernkraftwerke wird verboten. Das Parlament hat diese Massnahmen mit der Totalrevision des Energiegesetzes und der Änderung von anderen, damit verbundenen Gesetzen beschlossen.»

Die Signale aus Politik und Wirtschaft wiesen frühzeitig darauf hin, dass die Produktion aus nEE Anlagen künftig flexibler gestaltet werden muss. Diesen Ansprüchen wurde mit der Anpassung des Fördermodells Rechnung getragen (Schweizerische Eidgenossenschaft, 2017):

«Seit 2009 werden die erneuerbaren Energien mit der Einspeisevergütung gefördert. Dieses System wird weitergeführt. Es vergütet Produzenten den Strom aus Sonne, Wind, Biomasse, Geothermie oder Kleinwasserkraftwerken, den sie in das Stromnetz einspeisen. Die Vergütungstarife werden periodisch gesenkt, um die erneuerbaren Energien näher an den Markt zu führen. Dieses System wird weiter optimiert: Neu müssen Betreiber von Anlagen ab einer gewissen Grösse ihren Strom selbst vermarkten. Das erhöht den Anreiz, Strom einzuspeisen, wenn die Nachfrage hoch ist.»

Von besonderer Bedeutung für das Pilotprojekt ist der Artikel 21 „Direktvermarktung“ im revidierten Energiegesetz (Schweizerische Eidgenossenschaft, 2017):

Art. 21 Direktvermarktung

¹ Die Betreiber verkaufen ihre Elektrizität selber am Markt.

² Für einzelne Anlagentypen, insbesondere für kleine Anlagen, kann der Bundesrat vorsehen, dass deren Betreiber die Elektrizität nicht direkt vermarkten müssen, sondern sie zum Referenz-Marktpreis (Art. 23) einspeisen können, sofern der Aufwand der Betreiber für die Direktvermarktung unverhältnismässig gross wäre. Der Bundesrat kann dieses Recht befristen.

³ Die Einspeisevergütung setzt sich bei der Direktvermarktung für den einzelnen Betreiber aus dem von ihm am Markt erzielten Erlös und der Einspeiseprämie für die eingespeiste Elektrizität zusammen. In den Fällen nach Absatz 2 setzt sie sich aus dem Referenz-Marktpreis und der Einspeiseprämie zusammen.

⁴ Die Einspeiseprämie ergibt sich aus der Differenz zwischen dem Vergütungssatz und dem Referenz-Marktpreis.

⁵ Übersteigt der Referenz-Marktpreis den Vergütungssatz, so steht der übersteigende Teil dem Netzzuschlagsfonds (Art. 37) zu.



4.2. Vorstudie «Virtual Power Plant Biogas Schweiz»

Die Wirtschaftlichkeitsstudie für die Verwertung der Flexibilität in einem Pool von Biogasanlagen wurde durch die Genossenschaft Ökostrom Schweiz und die Misurio AG im Auftrag des BFE durchgeführt und im Dezember 2014 abgeschlossen (Dr. Karl Werlen, et al., 2014).

Die Vorstudie analysiert die Verwertung der Flexibilität eines Anlagen-Pool gegenüber verschiedenen Zielmärkten und quantifiziert den wirtschaftlichen Mehrwert mit Hilfe einer Simulation (ex-ante Methode, Preisbasis 2013). Die Studie zeigt auf, dass sich landwirtschaftliche Biogasanlagen optimal für eine bedarfsgerechte Produktion eignen. Für das Pilotprojekt sind insbesondere die errechneten Ertragspotentiale im Bereich der negativen Tertiärregelenergie sowie die abgeleiteten Investitionen und Betriebskosten für das Virtuelle Kraftwerk von Relevanz. Sie können als Orientierungshilfe für die Einordnung der Resultate des Pilotprojektes hinzugezogen werden.

Die Autoren der Vorstudie zeigen weiter auf, dass die folgenden Faktoren entscheidend sind, um die Flexibilität von dezentralen Erzeugungseinheiten wirtschaftlich verwerten zu können:

- Pooling der Produktionseinheiten mittels Virtuellem Kraftwerk
- Ausbau des bestehenden Potentials an Flexibilität
- Deckung der anfallenden Mehrkosten für die Flexibilisierung der Stromproduktion
- Zeitnahe Einführung und Umsetzung des Direktvermarktungssystems für geförderte Anlagen mit entsprechenden Förderanreizen

Die Autoren schlagen abschliessend vor, dass die Vorstudie um ein weiterführendes Pilotprojekt ergänzt werden soll, in welchem die technische Umsetzung sowie die optimierte Steuerung des Anlagen-Pools analysiert werden sollen. Das aktuelle Pilotprojekt hat diese Vorschläge aufgegriffen und stellt die praktische Umsetzung des Virtuellen Kraftwerks ins Zentrum der Untersuchungen.

4.3. Abgeschlossene Vorarbeiten

Die Spezifikation und die Evaluation der Leittechnik für das Virtuelle Kraftwerk waren Bestandteil der umfangreichen Vorarbeiten und wurden vor Beginn des Projekts abgeschlossen. Dazu wurden in einem ersten Schritt die zukünftigen (Geschäfts-) Prozesse und Anwendungsfälle skizziert, um die spezifischen Anforderungen in einem Pflichtenheft erfassen zu können. In einem zweiten Schritt wurden mehrere Hersteller von Prozessleitsystemen für Offerten angefragt und die verschiedenen Lösungen den Anforderungen des Pilotprojekts gegenübergestellt. Als Grundlage für die Realisierung des Virtuellen Kraftwerks wurde schliesslich ein klassisches Prozessleitsystem der Firma Kisters GmbH ausgewählt.



5. Konzept

5.1. Geschäftsmodell für das Virtuelle Kraftwerk

Im Pilotprojekt basiert das Geschäftsmodell für das Virtuelle Kraftwerk auf der flexiblen, bedarfsgesteuerten Produktion von elektrischer Energie. Dabei ermöglicht es das Virtuelle Kraftwerk, Wettbewerbsnachteile einzelner dezentraler Erzeugungseinheiten der nEE abzumildern oder bestenfalls sogar aufzuheben.

Zum einen sind Anlagen, die Strom aus neuen erneuerbaren Energieträgern produzieren, zumeist verhältnismässig klein. Die elektrische Leistung reicht von einigen Kilowatt bis hin zu wenigen Megawatt. Durch die (virtuelle) Vernetzung dieser Anlagen können sie am Markt als eine einzige, grössere Einheit auftreten und zusammen Markteintrittshürden überwinden (z.B. Mindestgebote). Die Bündelung der Angebote erlaubt zudem eine effizientere Abwicklung und trägt somit zur Senkung der Vermarktungskosten für die einzelnen Anlagen bei.

Zum anderen weisen die genannten Anlagenkategorien in aller Regel eine stark schwankende Energieproduktion auf. Die Strommärkte erwarten jedoch zuverlässige Energielieferungen nach einem Produktionsfahrplan, der zum Teil sehr weit im Voraus (bei Vertragsabschluss) festgelegt wird. Neben verlässlichen Prognosen ermöglicht es eine Bündelung der Produktion, dieser Forderung nachzukommen. Die Bündelung führt zu einer Dämpfung der Volatilität in der Gesamtproduktion, da sich gegenläufige Effekte bereits innerhalb des Anlagen-Pools ausgleichen.

Während des Testbetriebs wird sich die Vermarktung des Anlagen-Pools auf den Schweizer SDL-Markt beschränken. Zu den für das Pilotprojekt relevanten Systemdienstleistungen zählt die (Wirkleistungs-) Regelreserve und hier spezifisch die Bereitstellung von negativer Regelleistung. „Negativ“ bedeutet in diesem Zusammenhang, dass auf Verlangen von Swissgrid die Leistung des Anlagen-Pools reduziert wird, wenn zum Beispiel insgesamt zuviel Strom ins Netz eingespeist wird.

Da sich der Anlagen-Pool mehrheitlich aus geförderten Erzeugungseinheiten der nEE Technologien zusammensetzt, bietet sich Bereitstellung von negativer Tertiärregelleistung als besonders sinnvolle Option an. Dieses SDL-Produkt ist speziell für die Untersuchungen mit dem Anlagen-Pool geeignet:

- Asymmetrische Leistungsbänder erlauben ein Angebot von negativer Regelenergie, ohne dass gleichzeitig positive Regelenergie angeboten werden muss. Dies ist entscheidend bei der für nEE typischen dargebotsabhängigen Produktion, da diese Anlagen entsprechend den wirtschaftlichen Anreizen konstant auf der maximal möglichen Leistung betrieben werden
- Abrufe erfolgen zum angebotenen Energiepreis. So können auch geförderte Anlagen ohne Energiespeicher vollumfänglich für die entstandene Minderproduktion (negative Regelenergie) entschädigt werden
- An den Auktionen werden sowohl Stunden als auch Wochenblöcke ausgeschrieben
- Die Aktivierungszeit beträgt 15 Minuten. Sämtliche bis heute in den Anlagen-Pool integrierte Erzeugungseinheiten erfüllen dieses Kriterium auf Anhieb



Um die Einstiegshürden tief zu halten und möglichst viele Betreiber zu einer Teilnahme am Virtuellen Kraftwerk motivieren zu können, wurde auf eine sehr produzentenfreundliche Ausgestaltung der Teilnahmebedingungen geachtet:

- Für die Produzenten entstehen keine operativen Aufwände. Fleco Power übernimmt die ganze Abwicklung inklusive täglicher Produktionsprognose der Kraftwerke. Entsprechend entfällt die im Markt sonst übliche Leistungsanmeldung beim Vermarkter
- Die Produzenten tragen keine finanziellen Risiken. Die Vergütung basiert auf einem reinen Anreizsystem, Pönalen sind nicht vorgesehen
- Kurze Vertragslaufzeiten erlauben es den Produzenten, die Vermarktung im Virtuellen Kraftwerk zu testen, ohne langfristige Verbindlichkeiten eingehen zu müssen

5.2. Technischer Aufbau Virtuelles Kraftwerk

Die Grundlage des Virtuellen Kraftwerks bildet ein klassisches Prozessleitsystem, wie es auch in der konventionellen Kraftwerksautomatisierung zum Einsatz gelangt. Es basiert auf leistungsfähigen Servern sowie einer in der Praxis erprobten Leitsystemsoftware (SCADA-Applikation). Auf dieser Leitsystemsoftware aufbauend kommt ein zusätzliches Softwaremodul für die Tertiärregelung zum Einsatz. Es koordiniert bei einer Anforderung von Regelenergie das Zu- und Abschalten der erforderlichen Erzeugungseinheiten.

Der hohe Automatisierungsgrad ermöglicht den vollautomatischen Start und die Beendigung von TRL-Abrufen: Nachdem die Swissgrid-Abrufdatei geladen wurde, errechnet das System für jede einzelne Erzeugungseinheit im Anlagen-Pool die effektiven Start- und Stopp-Befehle. Diese sind abhängig von den Leistungs-Gradienten der jeweiligen Anlage, d.h. wie schnell der Generator vom Netz geht bzw. die Anlage nach einem Stillstand die Nennleistung wieder erreichen wird. All diese Angaben werden als Stammdaten im System hinterlegt.

Dem TRL-Modul vorgelagert ist ein Prognosemodul, nachgelagert findet sich ein Abrechnungsmodul zur anlagenscharfen Bilanzierung der erbrachten Dienstleistungen. Bei allen Modulen gilt es, im Verlaufe des Testbetriebs die richtigen Einstellungs-Parameter zu identifizieren und gegebenenfalls bestehende Algorithmen anzupassen.

5.3. Anbindung von Erzeugungseinheiten

Für die technische Anbindung der Erzeugungseinheiten an das Virtuelle Kraftwerk wird eine standardisierte Steuereinheit, das sogenannte Fleco Power Gateway, eingesetzt. Das Fleco Power Gateway kann optional mit einem Mobilfunkmodem ergänzt werden, um auch Anlagen ohne bauseitige Internet-Anbindung erschliessen zu können.

Das Fleco Power Gateway bietet den grossen Vorteil, dass dieses unabhängig von Drittanbietern und der jeweiligen bauseitigen Installation flexibel eingesetzt werden kann. Es baut selbständig eine verschlüsselte Kommunikationsstrecke zum zentralen Server auf und trägt somit den hohen Anforderungen im Bereich IT-Sicherheit Rechnung. Die Messdaten und Steuersignale werden in Echtzeit zwischen dem Fleco Power Gateway und dem Virtuellen Kraftwerk übertragen. Diese Echtzeitkommunikation ist nötig, da Swissgrid für den Fall eines Abrufes von Regelenergie Monitoring-Daten mit einer mindestens zehn sekundlichen Auflösung fordert.



Die Steuerkommandos des Virtuellen Kraftwerks werden über das Fleco Power Gateway standardmässig über eine parallelverdrahtete Schnittstelle an die lokalen Erzeugungseinheiten weitergegeben. Einerseits ist diese Art der Anbindung für Drittparteien sehr einfach und kostengünstig zu implementieren. Andererseits verstärkt der „Bruch“ des Übertragungsmediums zusätzlich den Schutz des Virtuellen Kraftwerks gegen sogenannte „Cyber-Attacken“.

Das Gesamtsystem wurde zudem von Grund auf so konzipiert, dass sämtliche Steuerkommandos vom Virtuellen Kraftwerk bzw. vom Fleco Power Gateway von den dezentralen Erzeugungseinheiten lediglich als „Schaltempfehlungen“ interpretiert werden. Die Anlagen- und Betriebssicherheit muss jederzeit durch die lokale Anlagensteuerung sichergestellt werden und hat immer oberste Priorität.

5.4. Lokale Flexibilitätsmärkte

Angelehnt an die Auktionsmechanismen der Swissgrid für Flexibilitätsnutzung im Übertragungsnetz sollen marktbasierende Mechanismen geschaffen werden, mit welchen eine Bewertung und Zuteilung von Flexibilität im Verteilnetz erfolgen kann. Entscheidend ist ein Einbezug aller Stakeholder (Produzent, Verteilnetzbetreiber, Elektrizitätswerk, Regulator, Dienstleister) um eine transparente und faire Verteilung der Mehrwerte und damit einen möglichst breiten Anreiz zur Teilnahme zu schaffen.



6. Durchgeführte Arbeiten und erzielte Ergebnisse

6.1. Resultate AP01 Aufbau und Umsetzung Virtuelles Kraftwerk

6.1.1. Aufbau Projektorganisation

Die Projektorganisation wurde aus Mitarbeitern von Fleco Power (Projektleitung, Schwerpunkt technische und organisatorische Umsetzung) und der Genossenschaft Ökostrom Schweiz (Schwerpunkt Prozess Stromerzeugung mit Biogasanlagen und Betreuung Anlagenbetreiber) gebildet. Das Projektteam organisierte sich anfangs in wöchentlichen, in späteren Projektphasen dann in monatlichen Teammeetings.

6.1.2. Aufbau und Inbetriebnahme Infrastruktur

Das Leitsystem wurde zu Beginn des Projektes durch den Lieferanten auf einer virtualisierten Serverumgebung installiert und in Betrieb genommen. Mit einigen Monaten Verspätung konnten auch alle vor- und nachgelagerten Module (Prognose, Kommunikation und Abrechnung) in Betrieb genommen werden. Die hohe Komplexität dieser Module beanspruchte entsprechend Zeit in der Umsetzung. Die finale Systemübersicht des Virtuellen Kraftwerks ist in Abbildung 1 dargestellt.

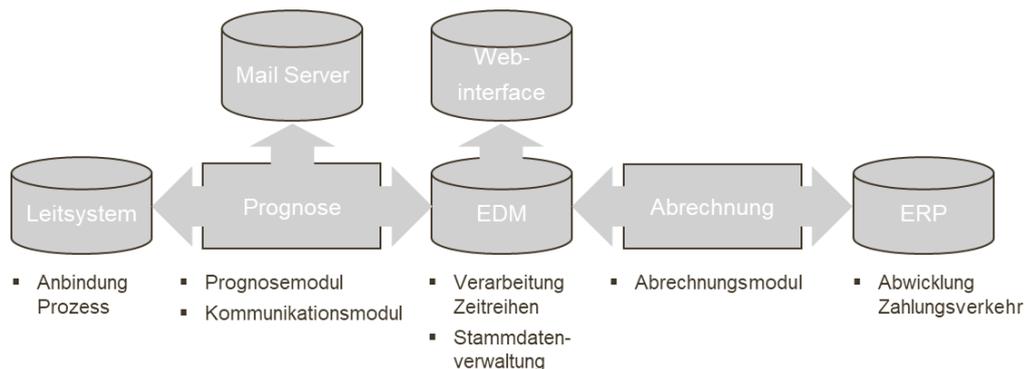


Abbildung 1: Systemübersicht Virtuelles Kraftwerk Fleco Power AG

Ebenfalls mit Verzögerung konnte die leittechnische Anbindung an Swissgrid für das geforderte online Monitoring realisiert werden. Ursache für die Verzögerung war der grosse Koordinationsaufwand, da zahlreiche Parteien in die Umsetzung involviert waren.

6.1.3. Leittechnische Einbindung Erzeugungseinheiten

Bereits zu Beginn der Umsetzungsphase wurde entschieden, die leittechnische Anbindung der einzelnen Erzeugungseinheiten auf ein Minimum zu beschränken. So werden beispielsweise bei Biogasanlagen keine Informationen zum Gasspeicherfüllstand übermittelt oder können die meisten Erzeugungseinheiten nur binär (ein/aus) geschaltet werden. Diese Massnahmen halfen mit, die Komplexität und die Kosten der leittechnischen Einbindung der Erzeugungseinheiten und nicht zuletzt die Wartungskosten auf einem vertretbaren Niveau zu halten.

Allerdings führen diese bewussten Limitierungen auch dazu, dass die verfügbare Information zum jeweiligen Zustand der Erzeugungseinheiten ebenfalls spärlich ausfällt. Der daraus resultierenden zusätzlichen Prognose-Unsicherheit muss daher mit ausreichender Reserveleistung im Pool begegnet werden.



6.1.4. Implementierung Anreiz- und Vergütungssystem

Die Erträge für die Produzenten stammen aus drei Quellen: Aus der Leistungsvorhaltung, der Lieferung von Regelenergie während eines Abrufes und einer Bonuskomponente.

Erträge aus der Leistungsvorhaltung

Die Vergütung dieser wichtigsten Ertragskomponente basiert auf einem einfachen Anreiz: Wer mehr zur Vorhaltung von Reserveleistung beiträgt, verdient mehr. Dabei ist nicht die momentane Wirkleistung einer Anlage ausschlaggebend, sondern die hypothetisch verfügbare Flexibilität im Falle eines Abrufes von Regelenergie (Leistungshub mal Zeit). Bei der Festlegung dieser vertraglich vereinbarten Anlagenflexibilität verlässt sich Fleco Power auf das Know-How der Produzenten. Diese können in aller Regel sehr genau Auskunft darüber geben, wie lange die Leistung einer Anlage bei einem Abruf tatsächlich reduziert werden kann, bis der Gasspeicher voll ist und die Anlage erneut Leistung aufnehmen muss.

Erträge aus der Lieferung von Regelenergie

Bei einem Abruf von Regelenergie werden nur jene EZE entschädigt, die tatsächlich am Abruf teilnehmen und Regelenergie bereitstellen. Jeder Produzent nennt Fleco Power seinen individuellen Preis pro Kilowattstunde entgangener Produktion (negative Regelenergie), da jede Anlage spezifische Grenz- und Opportunitätskosten aufweist. Dieser Preis bildet die Basis für die Auszahlung der abgerufenen Regelenergie.

Bonuskomponente „Fleco Prämie“

Wie in Abschnitt 5.3 beschrieben, sind die Steuerkommandos vom Virtuellen Kraftwerk von den einzelnen Anlagen als «Schaltempfehlungen» zu interpretieren. Können diese aus betrieblichen Gründen nicht befolgt werden, dürfen die Produzenten deshalb nicht sanktioniert werden. Kann also ein Produzent während eines Abrufes seine Flexibilität nicht wie angefordert zur Verfügung stellen, werden im Unterschied zu alternativen Pooling-Konzepten von Mitbewerbern auch keine Pönalen verhängt.

Andererseits soll die aktive Mitarbeit im Virtuellen Kraftwerk honoriert werden. Für das Projekt wurde daher eine Bonuskomponente entwickelt. Sie steht jenen Produzenten zu, welche über einen Lieferzeitraum hinweg mit einer konstant guten Einzelperformance das Gesamt-Risiko des Anlagen-Pools minimiert haben. Mit diesem zusätzlichen finanziellen Anreiz sollen die Betreiber dazu animiert werden, die vorhandene Flexibilität optimal zu bewirtschaften und zuverlässig zur Verfügung zu stellen.



6.2. Resultate AP02 Testbetrieb Virtuelles Kraftwerk

6.2.1. Steuerbarkeit Anlagen-Pool

Im Testbetrieb sollte primär die Frage geklärt werden, ob mit dem Anlagen-Pool mit ausreichender Geschwindigkeit und Präzision auf Marktsignale reagiert werden kann. Der Testbetrieb hat hier klar gezeigt: Die präzise Steuerung einer einzelnen Erzeugungseinheit ist aufgrund der vielen Nebenbedingungen eine Herausforderung. Dagegen ist die Steuerung des Anlagen-Pools gut und sicher beherrschbar. Es ist dabei nicht entscheidend, ob von allen Anlagen jederzeit genügend Informationen zum aktuellen und zukünftigen Betriebszustand zur Verfügung stehen. Vielmehr muss im Betrieb darauf geachtet werden, dass im Pool immer genügend Anlagenredundanz («internes Backup») vorhanden ist. Das Risikomanagement in der Angebotserstellung ist also der entscheidende Faktor zum Erfolg.

Die Erfahrungen aus dem Testbetrieb haben gezeigt, dass das gewählte Konzept einwandfrei funktioniert und die Abrufe mit genügender Präzision durchgeführt werden können. Bei einer durch die Übertragungsnetzbetreiberin Swissgrid angeforderten Leistungsreduktion wird durch das Virtuelle Kraftwerk automatisch die für diesen Abruf notwendige bzw. optimale Anzahl Anlagen bestimmt. Die elektrische Leistung dieser Erzeugungseinheiten wird schliesslich koordiniert zurückgefahren, bis der Leistungszielwert des Anlagen-Pools erreicht wird. Obwohl die meisten Anlagen nur binär (ein/aus) geschaltet werden können, kann der eingestellte Leistungszielwert meistens auf Anhieb sehr genau angefahren werden. Die Feinregelung übernehmen schliesslich noch diejenigen Anlagen im Pool, bei denen der Leistungssollwert stufenlos vorgegeben werden kann.

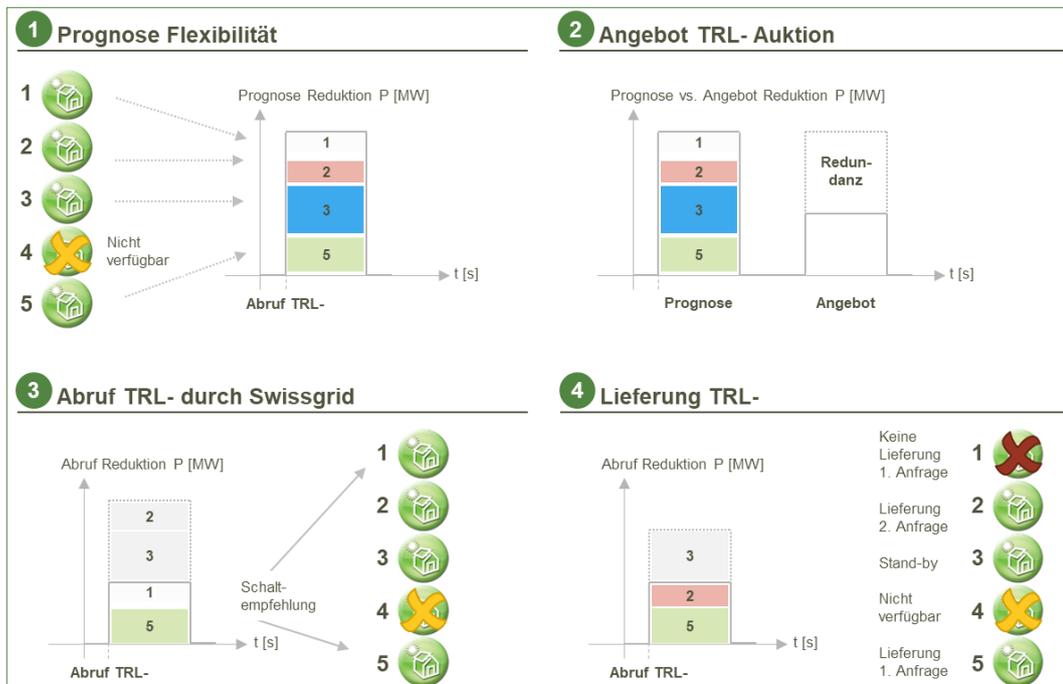


Abbildung 2: Ablauf Algorithmus Auswahl Erzeugungseinheiten



Im Falle, dass eine der angeforderten Erzeugungseinheiten auf das Steuerkommando nicht mit einer Reduktion der Wirkleistung reagiert, wird im Pool automatisch eine Ersatz-Anlage ausgewählt und angesteuert. In Abbildung 2 ist dieser Ablauf exemplarisch dargestellt:

- Die Flexibilität der Anlagen wird vom System für einen zukünftigen Zeitraum prognostiziert. Erzeugungseinheit 4 wird als nicht verfügbar erkannt und von der Prognose ausgeschlossen
- Fleco Power bestimmt anschliessend aufgrund der prognostizierten Gesamtflexibilität die Angebotsmenge, welche am SDL-Markt platziert wird. Eine genügend grosse Reserve ist erforderlich, um Fehler in der Prognose sowie allfällige Ausfälle von Anlagen abfangen zu können
- Bei einem Abruf von Regelenergie wählt das System die optimale Anzahl Erzeugungseinheiten aus dem Anlagen-Pool aus und erstellt einen Abruf-Fahrplan
- Reagierte eine ausgewählte Anlage nicht in nützlicher Frist auf die Steuerkommandos, wird aus der Pool-Reserve automatisch eine Ersatz-Anlage ausgewählt

6.2.2. Analyse Dynamik Anlagen-Pool

Die Erfahrungen aus dem Testbetrieb zeigen, dass das gewählte Regelkonzept und die Regelparameter den speziellen Herausforderungen der Vermarktung des Anlagen-Pools gewachsen sind. Im Verlaufe des Pilotprojektes wurde durch Swissgrid mehrere Dutzend mal Reserveleistung abgerufen, dies zum Teil über viele Stunden am Stück. Dabei war die erzielte Regelgüte gegen Ende des Testbetriebs und nach einigen Anpassungen im Regelalgorithmus sehr gut.

Als Beispiel sei hier die Anforderung vom 25. Juli 2017 über sechs Megawatt negativer Tertiärregelleistung während 3½ Stunden aufgeführt (siehe Abbildung 3). An diesem Abruf nahmen insgesamt 16 Biogas- und acht Wasserkraftanlagen teil. Dabei mussten während des Abrufs diverse Biogasanlagen durch andere aus dem Anlagen-Pool abgelöst werden, da deren Gasspeicher vollgelaufen war. Trotz dieser komplexen dynamischen Vorgänge wich der gemessene Leistungswert jeweils nur geringfügig vom Leistungszielwert ab.



Abbildung 3: Abruf von negativer Tertiärregelleistung vom 25. Juli 2017



Optimierungsbedarf konnte allerdings noch bei der Reaktionsgeschwindigkeit der Erzeugungseinheiten identifiziert werden. Diese Aussage trifft vor allem auf die Blockheizkraftwerke der Biogasanlagen zu, deren Leistungsregler in der Praxis generell sehr träge eingestellt werden. Für die Tertiärregelung sind die erzielbaren Leistungsgradienten zwar genügend. Allerdings liesse sich die Regelgüte mit einer höheren Dynamik der Aggregate noch steigern und die Ausgleichsenergiekosten entsprechend reduzieren. Auch sind grössere Leistungsgradienten für eine mögliche Sekundärregelung zwingend.

6.2.3. Auswertung Verfügbarkeit von Flexibilität bei Biogas-Pilotanlagen

Viele Anlagen im Pool weisen eine kleinere nominale Flexibilität auf, als es die installierte elektrische Nennleistung der Generatoren vermuten liesse. Ebenso erwiesen sich die Annahmen der Vorstudie (Dr. Karl Werlen, et al., 2014) als zu optimistisch. Der Hauptgrund liegt in der umfassenden Verwertung der Energieproduktion der Biogasanlagen im Anlagen-Pool: Es wird wenn immer möglich nicht nur der Strom, sondern auch die produzierte Wärme vermarktet oder lokal einer sinnvollen Verwendung zugeführt. Diese wärmegeführten Anlagen müssen – zumindest saisonal – konstant mit einer Mindestleistung betrieben werden, damit die Wärmeproduktion sichergestellt ist. Somit kann die elektrische Leistung nur in einem beschränkten Bereich flexibel angepasst werden.

Erschwerend kommt hinzu, dass viele Biogasanlagen aus betrieblichen Gründen keine garantierte Verfügbarkeit der nominalen Flexibilität aufweisen. Bei kleineren Anlagen dieses Typs sind selbst Kurzfristprognosen über die Verfügbarkeit der Flexibilität daher oft recht ungenau. Mehrere Faktoren sind dafür verantwortlich:

- Die Biogasanlagen werden in der Schweiz nicht nach Fahrplan betrieben und sind im Allgemeinen technisch auch nicht für einen solchen Betrieb konzipiert. Dazu fehlen die Steuerungstechnik, vor allem aber auch die notwendige Flexibilität im Betrieb (grosszügige Gasspeicher und Überleistung bei den Aggregaten)
- Um ein Überlaufen der Gasspeicher und somit das Abblasen von Biogas zu verhindern, wird der Gasfüllstand als Führungsgrösse für die Stromproduktion verwendet. Dies führt zu einer stark fluktuierenden Produktion
- Biogasanlagen werden wie eingängig erwähnt oftmals wärmegeführt betrieben. Der Wärmebedarf hängt von diversen externen Einflussfaktoren ab, die schwer prognostizierbar sind

Entsprechend gross ist die Herausforderung bei der Angebotsgestaltung, da die Verfügbarkeit der Flexibilität von Biogasanlagen in der Praxis nur mit einer gewissen Unschärfe prognostiziert werden kann. Wie bereits in Kapitel 6.2.1 dargelegt, kommt deshalb dem Risikomanagement in der Angebotserstellung eine entscheidende Rolle zu. Es gilt den wirtschaftlich optimalen Kompromiss zwischen Anlagenredundanz («internes Backup») und der an den Märkten angebotenen Leistungsreserven zu finden.

Als ebenso entscheidend für die Verfügbarkeit der Anlagen hat sich auch die zeitnahe Kommunikation mit den Anlagenbetreibern erwiesen. Nachdem diese in Echtzeit per SMS über einen stattfindenden Abruf von Regelenergie informiert werden, ist die generelle Verfügbarkeit der Biogasanlagen markant gestiegen.

6.2.4. Einbindung weiterer nEE Technologien in den Regel-Pool

Wie in der Arbeitsplanung vorgesehen, wurde der anfängliche Test-Pool mit rund 20 Biogasanlagen um Erzeugungseinheiten weiterer nEE Technologien erweitert. Für die Präqualifikation zur Erbringung von negativer Tertiärregelleistung musste dabei für jede Technologie der ordentliche Prozess von Swissgrid einzeln durchlaufen werden.

Dank guten Fortschritten in der Akquise und im Aufbau des Anlagen-Pools konnten bereits Ende 2015 die zwei ersten Technologien, nämlich Biogas- und Wasserkraftanlagen, präqualifiziert werden.



Im Frühling 2016 konnte der Anlagen-Pool zusätzlich für die Erbringung von Tertiärregelleistung mit Photovoltaikanlagen präqualifiziert werden. Dieses Vorhaben gelang insbesondere auch dank kompetenter Unterstützung von Seiten Swissgrid unter der Federführung von Herrn Aby Chacko. Fleco Power betrat mit dieser Verfügbarmachung von Photovoltaikanlagen für die Tertiärregelleistung in der Schweiz Neuland. Für die Präqualifikation musste eigens ein neues Verfahren zur Ermittlung der während eines Abrufs tatsächlich erbrachten Regelleistung entwickelt, geprüft und genehmigt werden. Fleco Power ist bestrebt, auch nach Abschluss des Pilotprojektes eine Vorreiterrolle bei der netz-, markt- und systemdienlichen Integration von nEE Technologien einzunehmen. Das Projektteam wird sodann die Integration von Windenergieanlagen in den SDL-Markt weiter vorantreiben.

6.2.5. Erfahrungen aus der Teilnahme am SDL Markt

Nach Abschluss der Aufbauphase und mit der erfolgreichen Präqualifikation der ersten Technologien konnte anfangs 2016 die Vermarktung des Anlagen-Pools am SDL-Markt aufgenommen werden. Die technologische und geographische Diversifikation des Anlagen-Portfolios erlaubt es seit Mitte 2016, neben Stunden- auch Wochenangebote abzugeben.

Die verschiedenen Technologien im Anlagen-Pool ergänzen sich dabei sehr gut – gerade auch saisonal. Die Biogasanlagen sorgen vor allem im Spätherbst und im Winter dafür, dass in der kalten Jahreszeit die nötigen Kapazitäten zur Verfügung stehen. Die Wasserkraftanlagen dagegen sorgen im Frühjahr und im Sommer für hohe Leistungsreserven mit hoher Verfügbarkeit. Die Photovoltaikanlagen ihrerseits stellen vor allem in den Sommermonaten zusätzliche Leistungsreserven bereit und entlasten dadurch die Gasspeicher der Biogasanlagen.

Alle Technologien weisen aber auch ihre spezifischen Schwierigkeiten in der Vermarktung auf. Wo die tatsächlich verfügbare Flexibilität bei Biogasanlagen ein Unsicherheitsfaktor darstellt (siehe auch Kapitel 6.2.3), ist die Mittelfristprognose der Produktion von Wasserkraftwerken eine Herausforderung. Und bei Photovoltaikanlagen liegt die Problematik darin, dass sich die typischen Produktionsprofile (noch) nicht optimal ins Angebotsraster der SDL-Produkte von Swissgrid integrieren lassen.

6.2.6. Finale Struktur untersuchter Anlagen-Pool

Beim Aufbau des Anlagen-Pools konnte das anvisierte Ziel, bis zum Ende des Pilotprojektes ca. 50-60 Biogasanlagen zu integrieren, nicht vollständig erreicht werden. Zwei Gründe sind hauptsächlich dafür verantwortlich:

- Die fehlende Standardisierung im Bereich der Biogasanlagen gepaart mit der Heterogenität der installierten Anlagenfabrikate machte die Projektabwicklung sehr aufwändig und langwierig. Für die eingebundenen Anlagen mussten Projekte mit rund einem Dutzend verschiedenen Partnern abgewickelt werden. Selbst verschiedene Installationen von ein und demselben Hersteller können sehr unterschiedlich ausgestaltet sein, so dass oftmals pro Anlage ein neues Projekt gestartet werden musste
- In der Schweiz existiert immer noch eine erhebliche Anzahl Alt-Anlagen (>20 Stück) aus den Anfängen der Technologie. Oftmals konnte keine Firma ausfindig gemacht werden, welche zu vertretbaren Kosten die notwendigen Anpassungen an diesen Anlagen vornehmen konnte oder wollte. In diesen Fällen ist es deshalb sinnvoll, die zyklische Erneuerung der Steuerungs- und Anlagentechnik abzuwarten

Trotzdem konnten bis dato rund 40 Biogasanlagen mit einer Gesamtleistung von über zehn Megawatt Nennleistung im Virtuellen Kraftwerk zusammengeschlossen werden. Die durchschnittliche Grösse der eingebundenen Anlagen liegt dabei sehr nahe an den Annahmen der Vorstudie, die auf einer Datenerhebung aus dem Jahr 2013 beruhen (Dr. Karl Werlen, et al., 2014). Somit dürften die Resultate des Pilotprojektes für den Grossteil der landwirtschaftlichen Biogasanlagen in der Schweiz relevant sein.



Als schöner Erfolg darf auch gewertet werden, dass bereits mehr als 40 Anlagen der Technologien Wasserkraft und Photovoltaik in den Anlagen-Pool aufgenommen werden konnten. Im Schnitt verfügen diese Anlagen über eine grössere Nennleistung als die durchschnittliche Biogasanlage im Anlagen-Pool. Diese Tatsache ist durch wirtschaftliche Überlegungen gesteuert, da die Anzahl der jährlichen Volllaststunden einer Anlage die Erträge im SDL-Markt erheblich beeinflusst.

Alle Technologien sind schliesslich mit Leistungsblöcken von mehr als zehn Megawatt und jeweils mehr als zehn Anlagen des gleichen Typs im Virtuellen Kraftwerk vertreten. Die Autoren gehen deshalb davon aus, dass die Struktur des Anlagen-Pools repräsentative Aussagen über alle untersuchten Fragestellungen zulässt. Der Anlagen-Pool präsentierte sich Mitte 2017 wie folgt:

<i>Technologie</i>	<i>Steuerbare Einheiten</i>	<i>Nennleistung total</i>	<i>Ø Anlagengrösse</i>
<i>Biogas</i>	39 Einheiten in Betrieb, 11 weitere in Vorbereitung	>10MW	>200kW
<i>Wasserkraft</i>	>10 Einheiten in Betrieb	k.A.	>500kW
<i>Photovoltaik</i>	>30 Einheiten in Betrieb	k.A.	>300kWp

Tabelle 4: Übersicht Struktur Anlagen-Pool



6.3. Resultate AP03 Vorstudie

6.3.1. Aufnahme Basisszenario und Simulation Grenzfall-Szenario

Das untersuchte Netzgebiet Amlikon-Bissegg besteht aus einem einzelnen Mittelspannungsstrang und vier unterlagerten Niederspannungsnetzen. Die installierte Leistung der MS/NS-Transformatoren liegt jeweils zwischen 100 und 1'000 kVA.

An eines der Niederspannungsnetze ist eine Biogas-Anlage angeschlossen. Der zugehörige MS/NS-Transformator hat eine Nennleistung von 1'000 kVA. Vier Photovoltaik-Anlagen von mittlerer Grösse sind bereits in diesem Gebiet installiert und über dedizierte Leitungen mit dem Niederspannungsnetz verbunden. Abbildung 4 und Abbildung 5 zeigen die geografische Struktur des Testgebietes und das Netzschema.

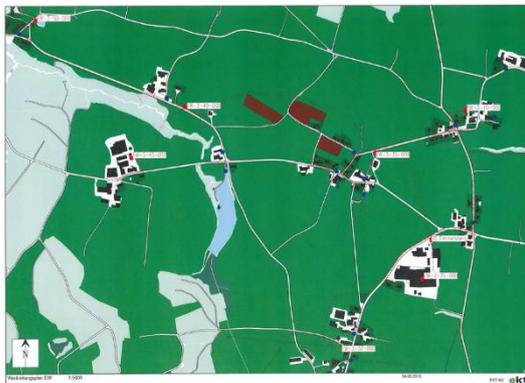


Abbildung 4: Untersuchtes Testgebiet im Netzgebiet Amlikon-Bissegg

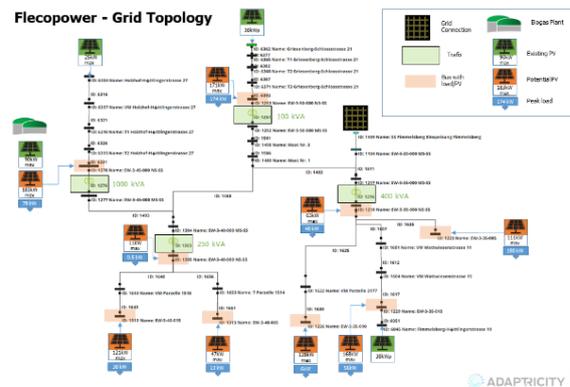


Abbildung 5: Elektrisches Netzschema des Testgebietes mit Spitzenlast, max. PV-Erzeugung und PV-Potential

Für das Testgebiet standen folgende Daten zur Verfügung:

- Smart Meter Daten: 58 Smart Meter, Daten über die Erzeugung und den Verbrauch
- Netzmodell: Export aus einem existierenden NEPLAN-Modell im Rahmen einer Projektarbeit (Martin Vetter, 2013)
- Netztopologie, Leitungen und Komponenten-Parameter, geschätzte Maximalleistungen an den Netzknoten; geschätzte maximale PV-Potentiale aus NEPLAN-Modell

Wichtigste Vereinfachungen und Annahmen

- NS-Netze sind im Netzmodell nur bis zu den Verteilkabinen modelliert. Dies führt zu Leitungslängen auf NS-Ebene, welche kürzer als in der Realität sind
- Die Allokation der Smart Meter-Daten (Lasten) auf Netzknoten im NS-Netz konnte nur näherungsweise durchgeführt werden. Es wurde darauf geachtet, dass die Spitzenlast an jedem Knoten die maximale Last in der NEPLAN-Datei wiedergibt
- Das maximale PV-Potential an jedem Netzknoten basiert auf der maximalen theoretisch nutzbaren Dachfläche in der direkten Umgebung und ist im NEPLAN-File vermerkt
- Abregelung von PV Anlagen werden über einfache Regelstrategien vorgenommen



- Im betrachteten Netzgebiet sind die MS-Leitungen stark genug, um die in manchen Szenarien auftretenden Rückspeisungen problemlos und ohne merkliche Spannungserhöhung aufzunehmen. Somit können die einzelnen NS-Netze als weitgehend entkoppelt von der Mittelspannungsebene betrachtet werden. Aus diesem Grund kann die Auslegung der Abregelungsstrategien für jedes NS-Netz separat erfolgen

Eine Liste der wichtigsten simulierten Szenarien ist in Tabelle 5 zusammengefasst.

<i>Szenario</i>	PV Leistung	Biogas Produktion	Steuerung	Cos(phi) der Einspeisung	Leitungslänge
<i>Status quo</i>	173kW	Zeitreihe	Keine	Gemessen	1x
1	173 + 1000kW	350kW konstant	Keine	1	1x
2	173 + 1000kW	350kW konstant	Keine	0.9	1x
3	173 + 1000kW	350kW konstant	Abregelung	1	1x
4	173 + 1000kW	350kW konstant	Abregelung	0.9	1x
5	173 + 500kW	350kW konstant	Keine	0.9	3x
6	173 + 500kW	350kW konstant	Abregelung	0.9	3x

Tabelle 5: Übersicht der wichtigsten Simulationsszenarien

6.3.2. Definition der Produkte

Die im Netzgebiet vorhandene Flexibilität (Steuerung der Biogasanlage, Abregelung der Photovoltaikanlagen) kann an verschiedene „Kunden“ vermarktet werden. Dabei können die in Abbildung 6 dargestellten Arten des Einsatzes unterschieden werden.

Innerhalb dieser drei Bereiche wurden für die Analyse diejenigen Einsatzmöglichkeiten der Flexibilität ausgewählt und als Produkte definiert, bei welchen mit den technologiespezifischen Möglichkeiten der installierten dezentralen Stromerzeugungseinheiten (Leistungsänderungsraten, Speicherfähigkeit, etc.) ein signifikantes Einsatzpotential besteht. Beispielsweise wurden Sekundär- und Primärregelleistung

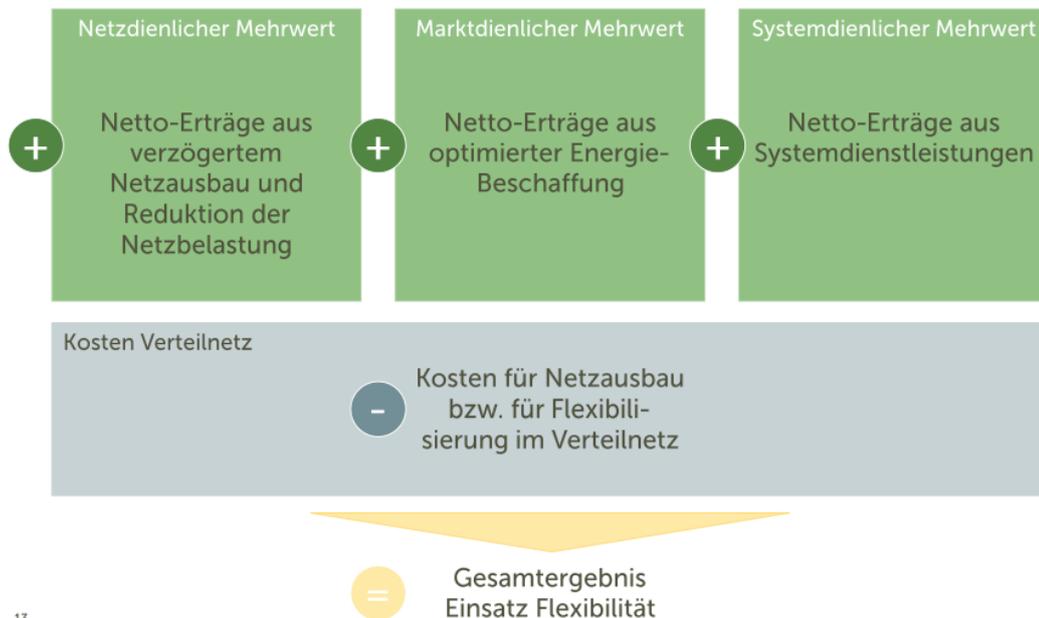


nicht betrachtet, da die technischen Eigenschaften der installierten Technologien unter den zur Zeit geltenden Marktmechanismen für diese beiden Produkte keinen sinnvollen Beitrag zulassen.



Abbildung 6: Arten des Flexibilitätseinsatzes

Für die Bewertung des Mehrwerts des Flexibilitätseinsatzes wurden Erträge und Kosten wie in Abbildung 7 dargestellt ganzheitlich gegenübergestellt. Bewusst verzichtet wurde auf eine Aufteilung der Mehrwerte auf die einzelnen Marktakteure. Dies entspricht einem volkswirtschaftlichen Bewertungsansatz, bei welchem nicht unterschieden wird, wem der finanzielle Nutzen zu Teil wird und



13

Abbildung 7: Gegenüberstellung von Erträgen und Kosten

ob das Marktdesign die richtigen Anreize schafft. Dadurch wird eine Systemarbitrage ausgeschlossen (Optimierungen, deren finanzieller Vorteil einzig aus einer Ausnützung der aktuellen Gesetzeslage beruht). Zudem können Optimierungen mit einem positiven Effekt auf das Gesamtsystem, welche heute nicht monetär abgegolten sind, angemessen berücksichtigt werden.



Das Stichwort Flexibilisierung beschreibt die Anbindung der einzelnen dezentralen Erzeugungseinheiten an ein zentrales Leitsystem. Die wichtigsten Kostenpunkte dafür sind die Hardware und Installation der Gateways (Steuerungs- und Kommunikationsboxen in den einzelnen Anlagen), die Kommunikationskosten sowie die Kosten für Aufbau und Betrieb des zentralen Leitsystems. Da die Analyse in der vorliegenden Form nur ein Teilnetzgebiet berücksichtigt, wurden diese Kosten auch jeweils anteilmässig berücksichtigt.

6.3.3. Quantifizierung des Mehrwerts: Netzdienlicher Flexibilitätseinsatz

Um den netzdienlichen Mehrwert zu nutzen, muss dieser Einsatz zu jeder Zeit die höchste Priorität haben. Nur dann kann die Vermeidung von Netzausbauten gerechtfertigt werden. Daher wurde der Mehrwert des netzdienlichen Einsatzes in einem ersten Schritt separat quantifiziert und die entsprechende Flexibilität vollständig zugeteilt. Die übrigbleibende Flexibilität wurde in einem zweiten Schritt auf die beiden weiteren Einsatzmöglichkeiten aufgeteilt, wobei Einsatzkonflikte mit Hilfe einer Gesamtoptimierung berücksichtigt wurden.

Der netzdienliche Mehrwert der Flexibilität ergibt sich vor allem durch die Vermeidung von Netzausbauten. Dies ist dann der Fall, wenn eine Netzkomponente (Transformator, Leitung) zu Spitzenzeiten einen Überlastungsgrenzwert überschreiten würde und deshalb ausgetauscht werden müsste. Wenn dieser Austausch durch einen gezielten Flexibilitätseinsatz vermieden werden kann (z.B. Abregelung von Photovoltaik-Produktion) können die eingesparten Investitionskosten des traditionellen Netzausbaus als Mehrwert gezählt werden.

Zur Berechnung des Mehrwerts wurden daher die Kosten der Flexibilisierung (Steuerungs-Gateways, Kommunikationskosten, durch Abregelung verlorene Energie) mit den eingesparten Investitionskosten verglichen. Dabei wurden zur Vereinfachung die Netzalterung und damit die regulären Ersatzinvestitionen vernachlässigt (vgl. BET Dynamo Suisse 2015).

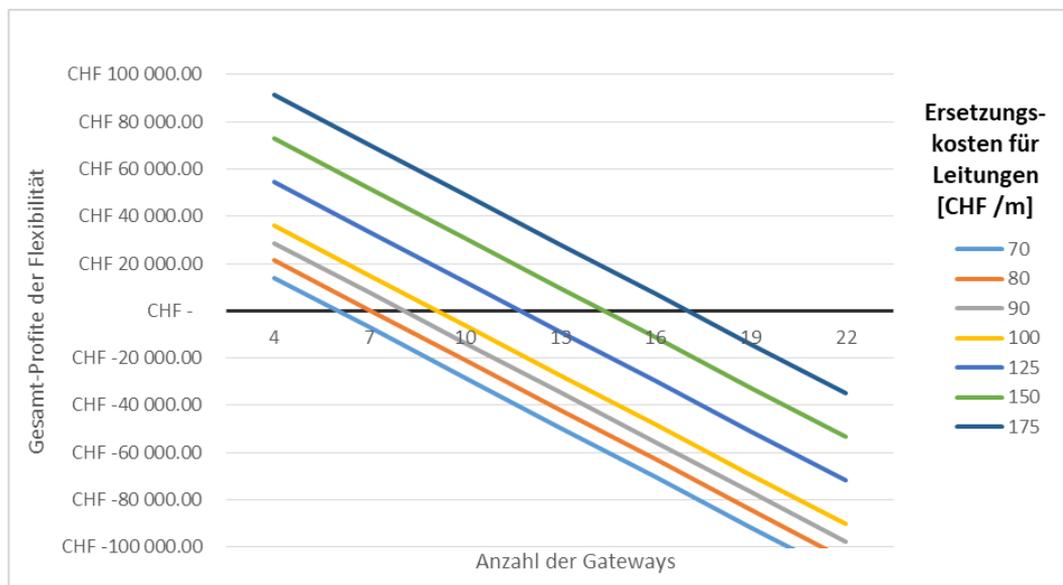


Abbildung 8: Gesamtprofite der Flexibilität im Vergleich zum konventionellen Netzausbau abhängig von den Ersetzungskosten für Leitungen und der Anzahl der Gateways im Netzgebiet



Die Untersuchungen zum netzdienlichen Flexibilitätseinsatz führten zu den folgenden hauptsächlichen Erkenntnissen:

- Die OPEX sind sehr viel geringer im Fall der konventionellen Netzverstärkung: OPEX bei der konventionellen Netzverstärkung bestehen aus den elektrischen Verlusten, während die OPEX im Flexibilitätsfall aus den elektrischen Verlusten und den Kosten der Abregelung bestehen. Die Kosten der Netzverluste für jede erzeugte Einheit PV-Energie ist 2 – 5% der Wertigkeit gemäss Spotpreis. Wenn dieselbe Einheit erzeugte PV-Energie abgeregelt wird, sind die Kosten 100% der Wertigkeit gemäss Spotpreis
- Da die OPEX für den Flexibilitätsfall höher sind als bei konventioneller Netzverstärkung, gibt es keinen Business-Case, wenn die CAPEX für den Flexibilitätsfall bereits höher sind als die CAPEX der konventionellen Netzverstärkung
- Die Ersetzung von MS/NS-Transformatoren ist im Normalfall ökonomisch günstiger als die Abregelung. Mit der Kostenannahme von 100 CHF/kVA sind die Kosten für die Abregelung über 40 Jahre in allen untersuchten Fällen höher als die Kosten für den Ersatz des Transformators
- Eine Abregelung macht ökonomisch betrachtet mehr Sinn, wenn sie zur Behebung von Spannungsbandverletzungen eingesetzt wird. Die Überlastung von Leitungen beinhaltet im Normalfall eine höhere Energiemenge als die Verletzung des Spannungsbandes. Letztere können bei langen, schwachen Leitungen von relativ kleinen Leistungseinspeisungen ausgelöst werden. Um die Spannungsbandverletzungen zu beheben, können die Abregelungen häufig auf eine relativ kleine Energiemenge beschränkt werden. Dagegen wirkt sich die Abregelung, die sich auf eine Leitungsüberlastung bezieht, tendenziell stärker auf die abgeregelt Energie aus, was die Wirtschaftlichkeit der Flexibilitätsoption für diesen Fall eher verschlechtert
- Gateway-Roll-Out: Spannungsprobleme können von sehr spezifischen PV-Installationen ausgelöst werden. Eine kleine Anzahl von Gateways bei kritischen PV-Systemen kann die meisten Spannungsprobleme beheben, was einen kompletten Roll-Out nur für Netzdienlichkeitsanwendungen unnötig macht. Anmerkung: Es kann trotzdem Sinn machen, alle PV-Anlagen mit Gateways auszustatten, um marktdienliche Use-Cases zu adressieren

Aus den aufgeführten Erkenntnissen lässt sich folgende Faustregel ableiten: Abregelung macht zur Lösung von Netzproblemen am meisten Sinn, wenn

- Photovoltaikanlagen an langen, schwachen Leitungen angeschlossen sind
- Eine limitierte Anzahl von Photovoltaikanlagen die deutliche Mehrheit an Spannungsbandverletzungen verursacht

6.3.4. Quantifizierung des Mehrwerts: Marktdienlicher Flexibilitätseinsatz

Für den marktdienlichen Flexibilitätseinsatz wurde der jeweilige Mehrwert einer Optimierung der Netzbelastung, einer Optimierung des Gleichgewichts zwischen Produktion und Absatz und einer Einsatzoptimierung der kurzfristigen Produktionskapazitäten untersucht.

Die Optimierung der Netzbelastung wurde auf Basis der Tarifstrukturen bewertet, welche im Übertragungsnetz einen vom vorgelagerten Netzbetreiber definierten Anteil an Spitzenlast im Tarifsysteem beinhalten können. Damit kann der Mehrwert der Optimierung vereinfacht abgeschätzt werden. Denn auf diesen höheren Netzebenen müssen die Kosten für die Beseitigung der Netzbelastung von allen daran beteiligten Konsumenten und Produzenten getragen werden.

Die Ergebnisse der Analyse sind in Abbildung 9 dargestellt. Die finanziellen Vorteile der Optimierung der Netzbelastung übertrafen meist die alternativen Optimierungsvarianten im System, so dass, wenn hohe Netzlasten auftreten, die Senkung der Netzbelastung höchste Priorität geniessen sollte. Dieses



Resultat wird sicher durch die Tatsache getrieben, dass sich die Netzplanung an der Spitzenlast orientieren muss, die Auslastung des Netzes deshalb aber entsprechend tief ist.

Die Optimierung des Gleichgewichts zwischen Produktion und Absatz berücksichtigt, dass diese zu jederzeit ausgeglichen sein müssen, die Verfügbarkeit und die Nachfrage aber variieren und damit die Knappheit des Stromangebotes schwankt. Der kurzfristige Handel findet am Spot-Markt statt, je nach Knappheit stellen sich unterschiedliche Preise ein. Wenn es gelingt, in denjenigen Stunden die Eigenproduktion einzusetzen, in welchen angespanntere Versorgungslagen herrschen, können am Markt höhere Preise erzielt bzw. die Kosten im Verteilnetz gesenkt werden. Als Referenz für das Optimierungsmodell wurden jeweils die aktuellen Preise am Spot-Markt berücksichtigt. So kann entschieden werden, ob sich der Einsatz der Eigenproduktion lohnt oder ob eine andere Optimierung, beispielsweise die Reduktion der Spitzenlast, vorzuziehen wäre. Die Preise bewegten sich in der Vergangenheit in einem relativen schmalen Bereich, mit zunehmenden Ausreissern. Die Vorteile dieser Optimierung fallen im Vergleich zur Optimierung der Netzbelastung insgesamt tiefer aus.

Die Einsatzoptimierung kurzfristiger Produktionskapazitäten berücksichtigt die Vorgabe des aktuellen Marktmodells, dass Bilanzgruppenbetreiber täglich eine Prognose für den Folgetag erstellen und diese an Swissgrid übermitteln müssen. Abweichungen der Prognosen zu den effektiven Ist-Werten werden zu Ausgleichsenergiekosten verrechnet. Die zur Korrektur der Abweichungen benötigte Regelleistung stellt Swissgrid ihrerseits durch Produktionskapazitäten sicher, welche mittels einem Auktionsverfahren im Voraus reserviert werden. Verbessern sich die Produktionsprognosen in der Regelzone, sinkt deshalb der Bedarf an reservierter Regelleistung. Bessere Prognosen bedeuten aber auch, dass bei gleicher Regelleistung mehr nEE Anlagen ins Netz integriert werden können.

Das aktuelle Regime der Swissgrid belohnt primär die Grösse einer Bilanzgruppe, da sich auf Grund von Verschachtelungseffekten die Abweichungen gegenseitig ausgleichen können. Die Qualität der Kurzfristprognosen in Bezug auf die Liefermenge findet heute in der Folge nur geringe Berücksichtigung. Dies zeigt sich auch in der vorliegenden Analyse, da der Einsatz von Flexibilität zur Einhaltung der Prognosen am beobachteten Netzstrang finanziell zu vernachlässigen ist.

Die Analyse des marktdienlichen Flexibilitätseinsatzes zeigt, dass sich die Optimierungsgewinne heute auf wenige Stunden abstützen. Einerseits behindert das aktuelle Bilanzgruppenregime eine angemessenere Entschädigung der flexiblen Ressourcen im Strommarkt. Andererseits zeigt sich aber auch, dass das Energiesystem in der Schweiz mehr flexible Teilnehmer hat, als die alleinige Betrachtung des Produktionsparks vermuten liesse.

Eine grosse Herausforderung wird sein, dass die Vorteile der aufgezeigten marktdienlichen Optimierungen bei unterschiedlichen Marktrollen und -teilnehmern liegen. Dies führt unweigerlich zu lokalen Optimierungen, welche einer übergeordneten Gesamtoptimierung des Energiesystems zuwiderlaufen. Damit fehlt ein wichtiger Anreiz, dass ein Beitrag an das öffentliche Gut Versorgungssicherheit entsteht. Das Marktmodell müsste infolge eine Anpassung erfahren, welche entsprechendes Verhalten der Markakteure belohnen würde.

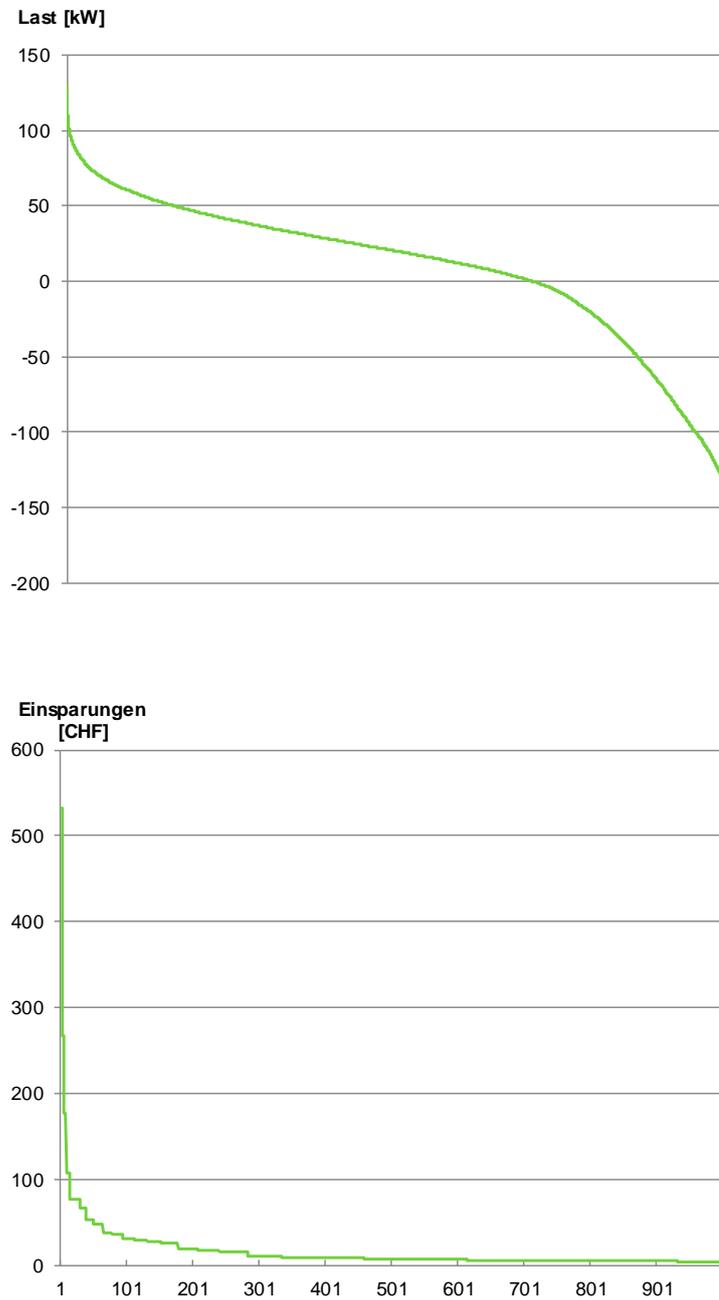


Abbildung 9: Netzlast und Einsparungen in Schweizer Franken pro Reduktionsschritt der Spitzenlast um 1 kW



6.3.5. Quantifizierung des Mehrwerts: Systemdienlicher Flexibilitätseinsatz

Für die Quantifizierung des Mehrwerts eines systemdienlichen Flexibilitätseinsatzes wurden die aktuellen Marktmechanismen und Angebotspreise der wöchentlichen Ausschreibungen für Tertiärregelleistung als Grundlage herangezogen. Dieser Markt steht allen betrachteten Technologien auf Basis ihrer technischen Eigenschaften zur Verfügung. Es wurde davon ausgegangen, dass die Anlagen als Teil eines grösseren Pools vermarktet werden und daher die vollständige freie Flexibilität in Viertelstundenintervallen eingesetzt werden kann. Bewertet wurden nur die Erträge für die Leistungsvorhaltung, da die Abrufe (und damit die energiebezogenen Zahlungen) schwer einschätzbar sind und grundsätzlich vor allem die direkten Kosten der Produzenten decken. Die den Berechnungen zugrunde gelegten Preisdaten sind in Abbildung 10 dargestellt. In Wochen mit Nullwerten wurde von Swissgrid in den TRL Auktionen keine Vorhaltungsleistung vergeben.

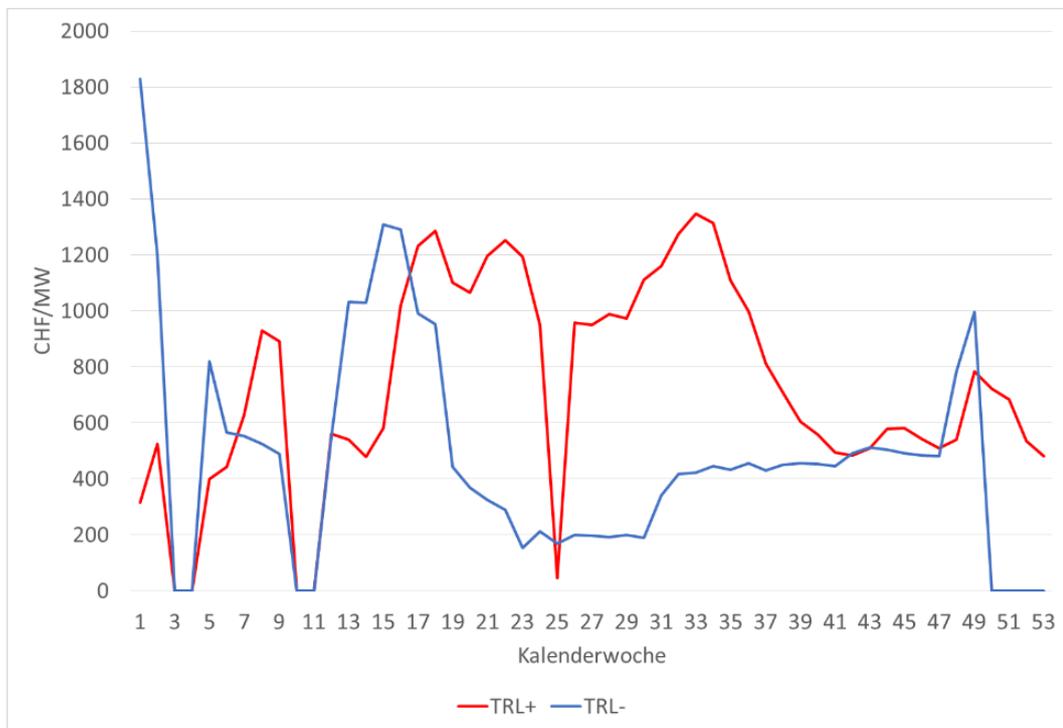


Abbildung 10: Mittelwert der Vorhaltungspreis im Wochenangebote (2015)



6.3.6. Gesamtoptimierung von markt- und systemdienlichem Flexibilitätseinsatz

Da die verfügbare Flexibilität teilweise nicht gleichzeitig für verschiedene Dienstleistungen eingesetzt werden kann, ist eine Bestimmung des tatsächlich nutzbaren Potentials über eine Gesamtoptimierung nötig. Innerhalb dieser Vorstudie wurde dies in der Form einer heuristischen Optimierung anhand des in Abbildung 11 dargestellten Algorithmus durchgeführt. Diese Methode ist vereinfacht, erlaubt aber die Berücksichtigung aller wichtigen Randbedingungen und ergibt daher vor dem Hintergrund der in der Vorstudie verfügbaren Ressourcen das bestmögliche Bild der tatsächlich erschliessbaren Potentiale.

Die Resultate der Optimierung für eine Woche sind beispielhaft in Abbildung 12 dargestellt. Dabei zeigen die blaue und die rote Kurve die nach Berücksichtigung des netzdienlichen Einsatzes noch zur Verfügung stehende freie Flexibilität. Die farbigen Balken zeigen die Zuteilung auf die verschiedenen Flexibilitätsarten, wobei auf eine Maximierung des Mehrwerts geachtet wurde.

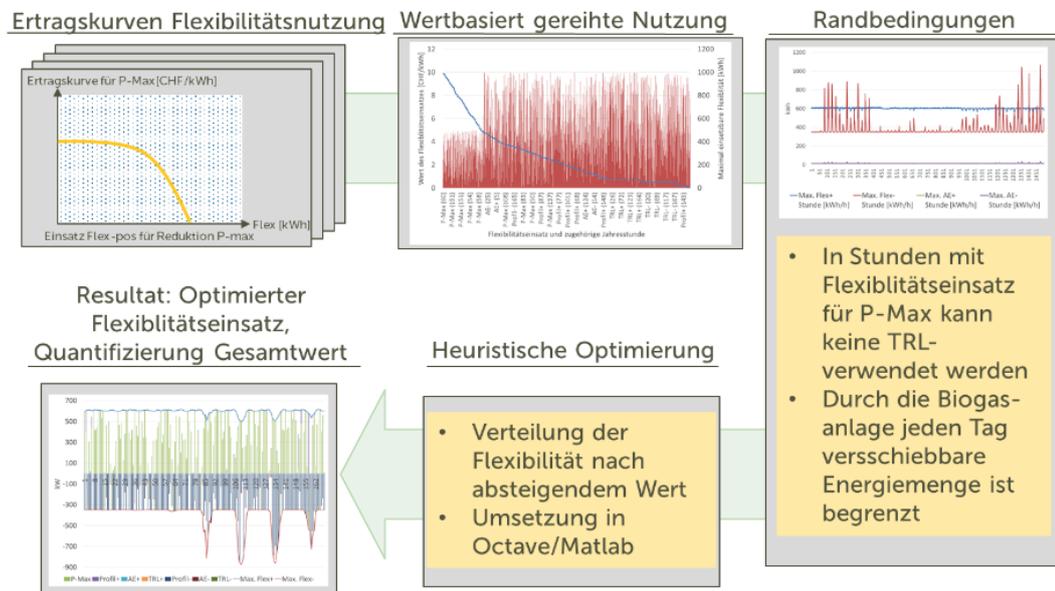


Abbildung 11: Methode für die heuristische Gesamtoptimierung

Die Resultate zeigen wie erwartet eine priorisierte Vergabe der Flexibilität an die wertvollen marktdienlichen Nutzungen (Optimierung Bezugsprofil: P-Max und Profil+), wobei die restliche positive Flexibilität durch TRL+ ausgefüllt wird. Sowohl positive als auch negative Ausgleichsenergie (AE+/-) und negative Profilglättung (Profil-) tragen im betrachteten Fall nicht zum Mehrwert bei. Bei der negativen Flexibilität zeigt sich eine Ausfüllung mit TRL- ausser in den Zeiten, welche für P-Max verwendet werden und daher als Randbedingung für TRL- gesperrt wurden.

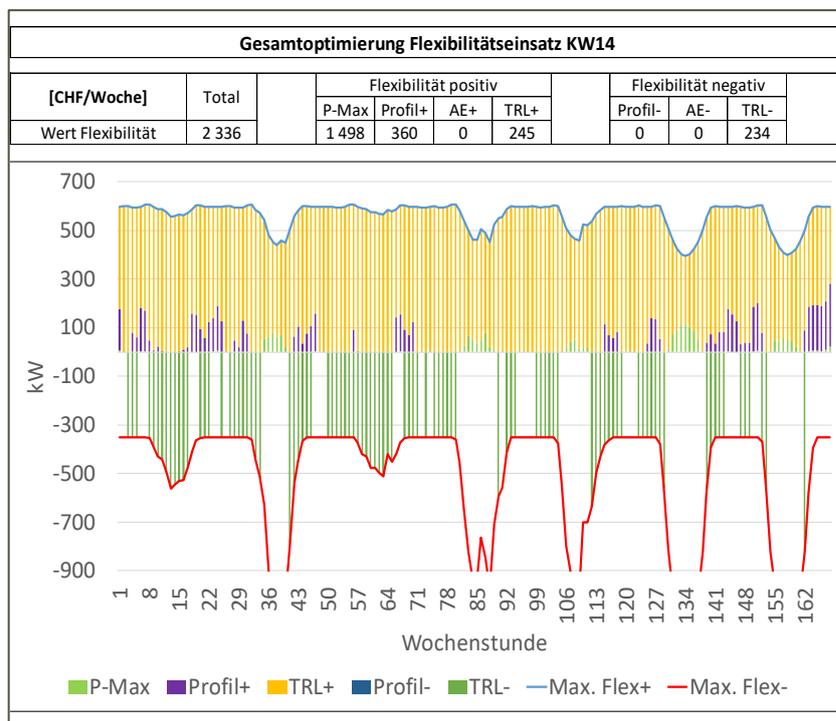
Die Resultate der Gesamtoptimierung für das ganze Jahr 2015 sind in Abbildung 13 dargestellt. Das zeitweise Aussetzen der TRL Nutzung (z.B. TRL- nach Stunde 8200) ist darauf zurückzuführen, dass in dieser Zeit in den TRL Auktionen keine Vorhaltungsleistung vergeben wurde. Damit fehlt die Grundlage, um für diese Stunden einen Preis zu bilden und sie werden in der Gesamtoptimierung nicht für die Nutzung vergeben.

Die Auswertung zeigt, dass sich die grossen Potentiale für den Flexibilitätseinsatz im heutigen System bei der positiven Flexibilität finden. Dies ist auf dem Hintergrund, dass der Mehrwert einer Abregelung der Produktion vor allem in der Schonung der Infrastruktur im Verteilnetz liegt, einleuchtend. Dieser Mehrwert wurde über den netzdienlichen Flexibilitätseinsatz separat betrachtet. Der durch die Systemdienstleistungen auf dem Übertragungsnetzniveau erbrachte Mehrwert der Flexibilität ist bereits



heute durch eine nicht-kooperative Steuerung der Anlagen durch z.B. einen Regelpooler verfügbar. Um den darüber hinausgehenden Wert des kooperativen Ansatzes zu bestimmen, ist ein Vergleich der Gesamtoptimierung mit einem reinen SDL Szenario nötig. Dieses ist in Abbildung 14 ersichtlich.

Es zeigt sich, dass durch einen kooperativen Ansatz die Nutzung der TRL eingeschränkt wird, der dabei verlorene Mehrwert aber durch die zusätzlich erschlossenen marktdienlichen Erlöse mehr als wettgemacht wird. Insgesamt ist der volkswirtschaftliche Mehrwert im kooperativen Szenario mehr als doppelt so hoch wie im reinen SDL Ansatz.



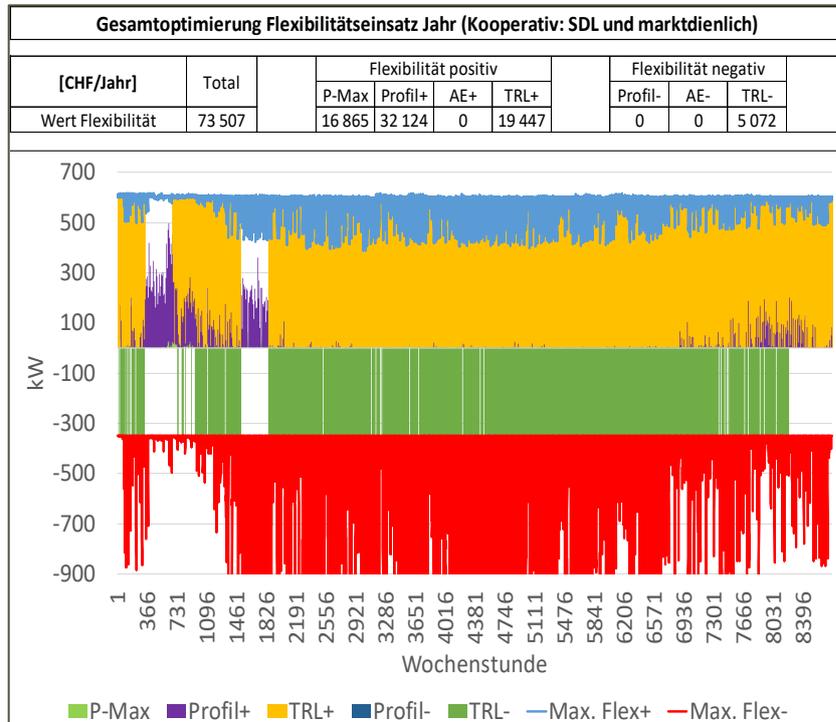


Abbildung 13: Ergebnisse der Gesamtoptimierung für das Jahr 2015 (SDL und marktdienlich)

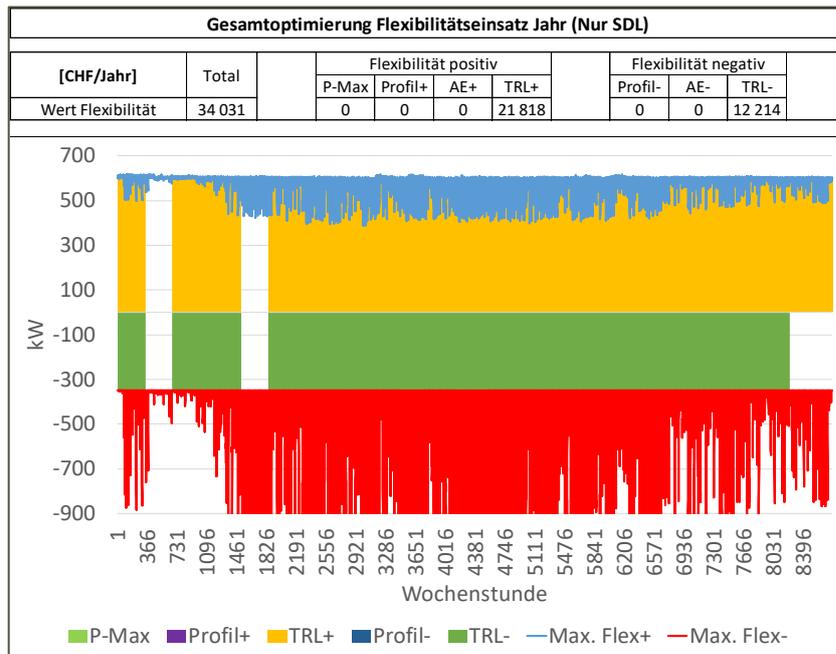


Abbildung 14: Ergebnisse der Gesamtoptimierung für das Jahr 2015 (nur SDL)



6.4. Resultate AP04 Validierungsphase

6.4.1. Erzielter Mehrwert Vermarktung Flexibilität am SDL-Markt

Die Wirtschaftlichkeit einer Teilnahme am Virtuellen Kraftwerk wird von mehreren Faktoren beeinflusst:

- Für die jeweilige Anlage technisch und regulatorisch zugängliche Monetarisierungsmechanismen (beispielsweise negative Tertiärregelenergie für die meisten KEV Anlagen)
- Preisniveau und -entwicklung im jeweiligen Markt
- Kosten der Flexibilisierung (Hardware und Einbau des Gateways, Anpassungen an der Steuerung, Inbetriebnahme, etc.)
- Laufende Kosten der Flexibilitätsbewirtschaftung
- Verfügbare Flexibilität und saisonale Verteilung

Generelle Aussagen zu jährlichen Umsätzen und Amortisationszeiten sind aufgrund der grossen Unterschiede zwischen den einzelnen Anlagen schwierig. Individuelle Beratungen und Offerten werden daher durch Fleco Power immer auf Basis von anlagenspezifischen Lastgängen und technischen Charakteristiken erstellt, was deutlich genauere Einschätzungen möglich macht.

Der Kostenblock der Flexibilisierung ist als Erfahrungswert bei Bestandsanlagen in der Grössenordnung von 2500 bis 3500 Franken anzusetzen. Bei Neuanlagen kann dieser drastisch tiefer ausfallen, wenn die Flexibilisierung bereits in der Planungsphase berücksichtigt wird.

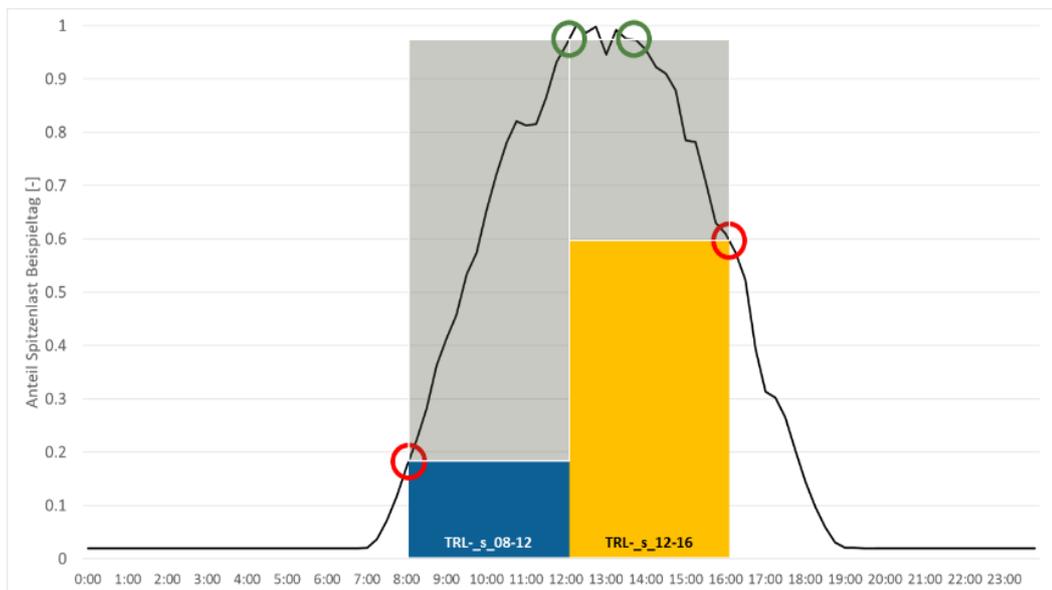


Abbildung 15: Einfluss Position Stundenblöcke auf Flexibilitätsverwertung von Photovoltaikanlagen

Basierend auf dem heutigen Preisniveau des Marktes für negative Tertiärregelenergie ist eine Amortisation dieser Flexibilisierungskosten für Biogasanlagen und Kleinwasserkraftanlagen ab ca. 200 kW durchschnittliche Flexibilität (Jahresmittel) innert zwei bis drei Jahren meist möglich. Bei Photovoltaikanlagen ist die Schwelle höher, da die heute gültigen Marktmechanismen der Swissgrid keine optimale Vermarktung der Produktionsrampen zulassen. Der Grund dafür liegt in der zeitlichen Positionierung der für die Angebote relevanten Stundenblöcke (8:00 – 12:00 und 12:00 – 16:00). Da die gesamte gebotene Flexibilität zu jedem Zeitpunkt verfügbar sein muss, kann jeweils nur der tiefste Wert



des Stundenblocks geboten werden (vgl. Abbildung 15). Im Fall von Photovoltaikanlagen sind das die Randzeitpunkte (rote Kreise), wodurch das Delta zum Mittagspunkt auf der relativ steilen Flanke für die Flexibilisierung verloren geht.

Die Zusatzerträge aus der Vermarktung von Tertiärregelleistung scheinen also insgesamt eher gering zu sein, wenn sie den typischen Förderbeiträgen für nEE Technologien gegenübergestellt werden: Sie machen bestenfalls ein paar wenige Prozente des Gesamtumsatzes einer KEV-Anlage aus. Mit der Vermarktung von Sekundärregelleistung liessen sich die Zusatzerträge aus dem SDL-Markt sicherlich noch etwas steigern, trotzdem würde sich dieses Gesamtbild nicht wesentlich ändern.

Die meisten Produzenten haben denn auch vielmehr aus Interesse und Überzeugung als aus einer wirtschaftlichen Notwendigkeit heraus am Virtuellen Kraftwerk teilgenommen. Im Kontext von auslaufenden KEV-Verträgen und stark gesunkenen Strompreisen wird die optimierte, sprich ganzheitliche Vermarktung von nEE-Anlagen aber schnell an Relevanz gewinnen. Das Ziel muss sein, alle Potentiale dieser Technologien konsequent zu nutzen, um auch ohne Förderbeiträge am Markt bestehen zu können.

6.4.2. Erzielter Mehrwert Vermarktung Flexibilität im Verteilnetz

Der kooperative Ansatz erlaubt durch den optimalen netz-, markt- und systemdienlichen Einsatz von bestehenden Produktionseinheiten im lokalen Verteilnetz das Erschliessen von zusätzlichen Ertragspotentialen. Dabei wird vorausgesetzt, dass der Verteilnetzbetreiber jederzeit die notwendige Flexibilität für den netzdienlichen Einsatz reservieren und somit im besten Fall einen konventionellen Netzausbau aufschieben kann. Der durch die Kooperation erschliessbare Mehrwert lag im untersuchten Fall höher als der bereits durch SDL genutzte Mehrwert der Flexibilität.

Kooperative, marktbasierende Koordinationsmodelle erlauben es, Nutzungskonflikte zwischen netz-, markt- und systemdienlichem Einsatz der Flexibilitäten optimal aufzulösen und damit den volkswirtschaftlichen Mehrwert des Flexibilitätseinsatzes zu maximieren. Eine einfache Lösung zur praktischen Umsetzung des kooperativen Ansatzes wäre, die im Verteilnetz vorhandene Flexibilität durch einen Aggregator «treuhänderisch» verwalten zu lassen oder über Auktionsmechanismen zu verteilen.

Die Analysen lassen darauf schliessen, dass insbesondere Netzgebiete mit hohen Erschliessungskosten und langen Leitungslängen vom kooperativen Ansatz profitieren können. Dabei gilt es jedoch die Kosten für die Flexibilisierung der Produktionseinheiten möglichst tief zu halten. Geplante Massnahmen (Einspeisung nach Fahrplänen und Regeln, welche vorgängig zum Lieferzeitpunkt berechnet und verteilt werden) sind dabei gerade in Punkto Kosten, aber auch aus Sicht der Robustheit des Gesamtsystems einer Echtzeitregelung vorzuziehen.

6.4.3. Wirtschaftliche Betrachtung Virtuelles Kraftwerk

Das Virtuelle Kraftwerk stellt für das untersuchte Geschäftsmodell ein notwendiges und absolut taugliches Werkzeug dar, die Markteintrittshürden sind aber hoch. Es müssen erhebliche Anfangsinvestitionen in den Aufbau der zentralen Infrastruktur und den Anlagen-Pool getätigt werden. Hinzu kommt, dass sich neue Marktteilnehmer zuerst in einem immer noch stark regulierten und von ehemaligen Monopolisten geprägten Umfeld durchsetzen müssen.

Die Erfahrungen aus dem Pilotprojekt lassen weiter den Schluss zu, dass der wirtschaftliche Betrieb eines Virtuellen Kraftwerks mit ausschliesslich nEE Technologien eine Herausforderung darstellt. Nur die konsequente Nutzung von Synergien zwischen verschiedenen Geschäftsmodellen (Stromvermarktung, Teilnahme SDL-Markt, etc.) werden den Aufwand für den Betrieb rechtfertigen können.



Aus Sicht der Autoren muss das Virtuelle Kraftwerk daher als Plattform für die optimierte Vermarktung aller Potentiale einer Erzeugungseinheit dienen. Der Schlüssel zum Erfolg wird sein, die Vermarktungskosten dank hoher Standardisierung und (Prozess-) Automatisierung tief halten zu können.

6.4.4. Bewertung Anreizsystem für Anlagenbetreiber

Das Konzept des Anreiz- und Vergütungssystems wurde in enger Zusammenarbeit mit der Genossenschaft Ökostrom Schweiz entwickelt und ebenfalls in das Vergütungsreglement der Genossenschaft für die Teilnahme am Virtuellen Kraftwerk aufgenommen. Damit konnte die vorliegende Lösung während dem Pilotprojekt einem Praxistest unterzogen werden.

Die bewusst produzentenfreundliche Ausgestaltung des Anreiz- und Vergütungssystem hat zu einigen Auswirkungen auf die Angebotserstellung: Sie ist anspruchsvoller, da die Produktions- und Verfügbarkeitsprognosen nicht an die Produzenten übertragen werden und somit ein Teil der Vermarktungsrisiken bei Fleco Power verbleiben. Zum anderen ist die resultierende Abrechnung sehr aufwändig, da die Ertragsanteile jeder Anlage auf die Viertelstunde genau abgerechnet werden müssen. Dies geht nur in einer hochautomatisierten Systemumgebung, da aktuell für einen typischen Abrechnungslauf für ein Quartal insgesamt rund 4.5 Millionen Messwerte erfasst und ausgewertet werden müssen.

6.4.5. Ausblick Direktvermarktung

Die vom Volk mit einer grossen Mehrheit angenommene Energiestrategie 2050 fordert die rasche Umsetzung der Energiewende in der Schweiz. Dazu muss die Integration der nEE in das Energiesystem zwingend gelingen. Vor allem die vielen KEV-Bestandsanlagen spielen in der Etablierung von effizienten Prozessen eine grosse Rolle. Nur so lassen sich die Ausbauziele der nEE erreichen, ohne die Stabilität des Energiesystems zu gefährden oder hohe Kosten zu verursachen.

Mit der geplanten Umgestaltung der Förderung von nEE Anlagen in der Schweiz soll auf den ersten Januar 2018 das neue Instrument der Direktvermarktung eingeführt werden (siehe Kapitel 4.1). Für die betroffenen Produzenten bedeutet dies eine höhere Eigenverantwortung in der Stromvermarktung, wobei die Investitionssicherheit durch das Fördersystem weiter gegeben ist.

Die Einführung der Direktvermarktung wird von den Autoren als sinnvolles Instrument angesehen, um den sicheren Ausbau der Stromversorgung mit nEE in der Schweiz zu unterstützen. Sie fördert in der Breite die Integration der nEE in die bestehenden Strukturen. Die Produzenten müssen dabei ihren Teil der Verantwortung für eine stabile Stromversorgung übernehmen. Dank der Unterstützung von neuen Instrumenten wie dem Virtuellen Kraftwerk lässt sich diese Aufgabe lösen.

Basierend auf den Erfahrungen aus dem Pilotprojekt sehen die Autoren drei wichtige Punkte, welche bei der Einführung der Direktvermarktung berücksichtigt werden sollten:

Synergien mit der Teilnahme an Flexibilitätsmärkten nutzen

Die Vermarktung der Anlagen-Flexibilität mittels Bündelung der einzelnen Anlagen hat sich bewährt und wird sich in der Schweiz in der Breite etablieren (siehe Kapitel 0). Es nehmen bereits hunderte Betreiber von dezentralen Erzeugungseinheiten in der einen oder anderen Ausprägung am SDL-Markt teil. Und es gibt vermutlich nur wenige Betreiber von Anlagen über 100 Kilowatt Nennleistung, welche noch nicht von einem Regelpooler auf das zusätzliche Ertragspotential angesprochen wurden.

Die Vermarktung der Anlagen-Flexibilität übernimmt deshalb auch eine wichtige Funktion innerhalb der Energiewende. Die Anlagenbetreiber werden „sanft“ an die notwendigen Markt-Prozesse (Prognosen, Bilanzgruppenmanagement, Abrechnung) herangeführt und lernen, dass die Betriebsweise ihrer Anlagen Einfluss auf andere Akteure am Strommarkt haben kann. Die zusätzlichen Erträge (bei zugleich



überschaubaren Risiken) fördern zudem die Bereitschaft der Produzenten, alternative Wege der Stromvermarktung wie z.B. die Direktvermarktung ernsthaft zu prüfen.

Es ist deshalb entscheidend, die Nutzung der Anlagen-Flexibilität als wichtigen Pfeiler im Gesamtkontext der optimalen Integration der nEE Anlagen in den Strommarkt zu sehen. Produzenten von nEE Anlagen müssen deshalb auch zukünftig eine Möglichkeit haben, an den Flexibilitätsmärkten teilzunehmen. Regulatorische Hürden sollten deshalb möglichst klein gehalten werden, so dass sich auch innovative Geschäftsmodelle wie z.B. lokale Flexibilitätsmärkte für dezentrale Erzeugungseinheiten etablieren können.

Wahlfreiheit des Vermarktungspartners sicherstellen

Ein Blick nach Deutschland zeigt, dass der zusätzliche Wettbewerb durch neue Marktteilnehmer die Umsetzung der Energiewende enorm beschleunigt. Auch helfen neue und effiziente Geschäftsmodelle die Verflechtungen innerhalb der Energiebranche aufzulockern.

Die Autoren gehen davon aus, dass sich auch hierzulande ein funktionierender Wettbewerb in der Stromvermarktung der nEE einstellen muss, damit die Umsetzung der Energiewende in der Schweiz gelingen kann. Die Vermarktung von geförderten Bestands- und Neuanlagen (oder Teilen davon) darf deshalb nicht exklusiv einer Bilanzgruppe übertragen werden. Die Vermarktung muss für Drittparteien vollumfänglich zugänglich sein und diese dürfen gegenüber einer eventuell weiter bestehenden staatlichen Abwicklungsstelle nicht benachteiligt werden.

Dass alternative Dienstleister durchaus gewünscht sind, hat die jüngste Vergangenheit gezeigt: Fleco Power hat mit einem Vermarktungsangebot für Stromproduzenten der nEE den Beweis erbracht, dass eine Vermarktung aller Anlagen ab 30 kW auch im angedachten neuen Einspeisevergütungssystem für alle Seiten rentabel abgewickelt werden kann. Die Tatsache, dass das Angebot bei den Produzenten auf eine grosse Nachfrage stösst zeigt, dass hier ein echtes Bedürfnis besteht.

Die Vorstudie «Ausgestaltung eines lokalen Flexibilitätsmarktes zur kosteneffizienten Integration von dezentralen Erzeugungseinheiten ins Verteilnetz» hat zudem gezeigt, dass das eigentliche Potential für die Energiewende in einer engen, marktbasieren Zusammenarbeit zwischen dezentralen Stromproduzenten und Verteilnetzbetreibern liegt. Insbesondere Smart Grid Lösungen – wie zum Beispiel eine intelligente Regelung von Photovoltaikanlagen zur Reduktion von Netzlasten – sollten auch marktdienlich und damit kosteneffizient sein. Dies lässt sich nur umsetzen, wenn auch die geförderten Erzeugungseinheiten für marktbasieren Optimierungen zugänglich sind.

Wirtschaftliche Rahmenbedingungen garantieren

Eine zusätzliche Problematik in der aktuellen Ausgestaltung der Direktvermarktung trat dank einer vertieften Analysen von Markt- und Produktionsdaten der im Pilotprojekt eingebundenen landwirtschaftlichen Biogasanlagen zu Tage. Die Autoren mussten feststellen, dass das für diesen Typ in der Energieförderverordnung EnFV vorgeschlagene Bewirtschaftungsentgelt in aller Regel nicht ausreicht, um die tatsächlichen Ausgleichsenergiekosten zu decken. Dies betrifft sowohl kleinere Anlagen, die zum Referenz-Marktpreis einspeisen können, als auch grössere Anlagen in der Direktvermarktung. Die kostendeckende Vermarktung müsste aber laut EnFV und dem erläuternden Bericht ausdrücklich gegeben sein.

Der anfängliche Befund liess sich in Diskussionen mit verantwortlichen Personen von Energie Pool Schweiz (Bilanzgruppenverantwortliche BG-EE), den Fachstellen im BFE und diversen weiteren Marktakteuren erhärten. Die Diskrepanz zwischen den im Pilotprojekt beobachteten Ausgleichsenergiekosten und dem in der EnFV vorgeschlagenen Bewirtschaftungsentgelt rührt daher, dass Biomasseanlagen generell als gut steuerbar eingestuft wurden, d.h., dass sie entsprechend wenig Ausgleichsenergiekosten verursachen. Dies stimmt sicher für Grosskraftwerke wie



Kehrichtverbrennungsanlagen, welche im Bereich Biomasse auch den Grossteil der gesamthaft erzeugten Energiemenge liefern.

Die Mehrheit der Anlagen in der Kategorie Biomasse müssten hingegen – basierend auf dem installierten Stand der Technik – als nicht steuerbare Erzeugungseinheiten eingestuft werden. Dies liegt vor allem daran, dass gerade im landwirtschaftlichen Bereich viele Anlagen relativ klein sind, von den Betreibern im Nebenerwerb geführt und meist über den Gasfüllstand oder den Wärmebedarf geregelt werden. Im Extremfall führt dies zu Taktbetrieb, welcher im Gegensatz zu vorgegebenen Produktionsfahrplänen der Kehrichtverbrennungsanlagen kaum bis gar nicht prognostizierbar ist und grosse Ausgleichsenergiekosten verursacht.

Es wäre deshalb sicher im Sinne des Gesetzgebers, wenn in diesem Zusammenhang die vorgeschlagenen Bewirtschaftungsentgelte noch einmal überprüft werden, da die Ausgestaltung letzterer weder eine Technologie benachteiligen noch einen effizienten Einsatz der Fördermittel verhindern sollte.

6.4.6. Erfolgskontrolle

Im Rahmen der Erfolgskontrolle konnten folgende Antworten zu den gestellten Fragen gefunden werden:

Kann eine genügend grosse Anzahl Anlagenbetreiber zur Teilnahme am Virtuellen Kraftwerk motiviert werden, so dass die Infrastruktur wirtschaftlich betrieben werden kann?

Der Zugang zur initialen Zielgruppe, den Betreibern von Biogasanlagen, wurde über die Mitarbeiter und insbesondere den Vorstand der Genossenschaft Ökostrom Schweiz hergestellt. Die jahrelange Vorarbeit der Genossenschaft in diesem Themenbereich machte sich dabei bezahlt: Das vorgängig geschaffene Vertrauen hat die rasche Umsetzung sowie die unkomplizierte Zusammenarbeit mit den unabhängigen Produzenten erst ermöglicht. Die Genossenschaft informierte zudem ihre Mitglieder in regelmässigen Abständen über den erzielten Projektfortschritt (siehe Kapitel 6.6.1) und wird diese Kommunikations-Massnahmen auch weiterhin pflegen.

Das Marktumfeld für Anbieter von Regelenergie ist in der Schweiz jedoch sehr kompetitiv. Das Umfeld ist von etablierten Stromversorgern geprägt und hat in den letzten Jahren zusätzlich den Eintritt vieler neuer Anbieter erfahren. Dies führt gerade bei den technisch interessanten Anlagen zu einem starken Wettbewerbsdruck. Fleco Power hat hier den Vorteil, als Produzentenorganisation ein Angebot anbieten zu können, welches sich hinsichtlich der Abwicklung und dem Anreiz- und Vergütungssystem von dem anderer Anbieter abhebt.

Der Erfolg in der Akquise von Anlagenbetreibern für das Virtuelle Kraftwerk zeigt, dass der Markt offensichtlich Alternativen zu den etablierten Anbietern verlangt und dass das Argument der produzentenfreundlich ausgestalteten Bedingungen Anklang findet. Eine rein finanzielle Motivation der Anlagenbetreiber für eine Teilnahme ist allerdings schwierig herzustellen, da, wie bereits in früheren Kapiteln angesprochen, die Zusatzerträge im Vergleich zu den Förderbeträgen gering ausfallen. Entscheidend ist daher, dass diese Zusatzerträge mit einem vernachlässigbaren Zusatzaufwand erwirtschaftet werden können.

Andererseits zählen für die Produzenten erfahrungsgemäss auch die qualitativen Vorteile einer Teilnahme. Ein gutes Beispiel hierfür ist die Tatsache, dass die dezentralen Anlagen im Virtuellen Kraftwerk durch die Bündelung und zentrale Steuerung der Produktion eine systemstabilisierende Rolle einnehmen. Dies ist für die Anlagenbetreiber in Diskussionen mit Kritikern der nEE ein starkes Argument, für welches eine Einbindung bereits Sinn machen kann. Zusätzlich ist die Einbindung ins Virtuelle Kraftwerk die Grundlage für eine weitergehende Optimierung der Zusatzerlöse z.B. über das Angebot von Sekundärregelenergie oder mittelfristig über eine optimierte Stromvermarktung.



Vor diesem Hintergrund ist es gelungen, über alle Technologien hinweg eine gute Teilnahmequote für das Virtuelle Kraftwerk zu erreichen.

Welches sind die grössten Hemmnisse, die Anlagenbetreiber von einer Teilnahme am Virtuellen Kraftwerk abhalten?

Im heutigen Marktumfeld fallen die am Regelenergiemarkt für negative Tertiärregelenergie erzielbaren Erlöse eher gering aus. Die möglichen Zusatzerträge rechtfertigen daher die erforderlichen Investitionskosten für die leitetchnische Anbindung einer kleineren Biogasanlage in den meisten Fällen nicht. Die partielle Übernahme dieser Aufwände durch das Pilotprojekt machte für viele Betreiber eine Teilnahme am Anlagen-Pool überhaupt erst möglich.

Aber auch aus betrieblicher Sicht gibt es Hürden, welche Produzenten (vorerst) von einer Teilnahme abhalten können. Regelmässig werden Bedenken geäussert, dass unkoordinierte Steuerungs-Eingriffe die laufenden Prozesse negativ beeinflussen könnten. Dieses Argument kann aber für das Pilotprojekt entkräftet werden, da dank des Konzeptes der „Steuerempfehlungen“ der lokale Prozess immer die höchste Priorität genießt und somit keine Störungen „im Kerngeschäft“ befürchtet werden müssen.

Neben den ökonomischen und betrieblichen Rahmenbedingungen führen auch Unsicherheiten im Bereich bestehender Rücklieferverträge zu Diskussionen. In einem konkreten Fall wollte ein Produzent die langjährige Zusammenarbeit mit einem Energiebezüger nicht gefährden und hat sich daher gegen eine zusätzliche Vermarktung der Anlagenflexibilität entschieden.

Verfügen die Anlagen auch tatsächlich über die während der Vorstudie (Dr. Karl Werlen, et al., 2014) prognostizierte Flexibilität?

Richtig dimensionierte und gut betriebene landwirtschaftliche Biogasanlagen weisen in der Praxis nur eine eingeschränkte Flexibilität auf. Dabei lassen sich entlang der ganzen Prozesskette limitierende Faktoren finden. Einerseits schränkt die Verfügbarkeit der Substrate und Co-Substrate die Flexibilität der Anlagen ein. Da hauptsächlich Abfallstoffe verwertet werden, gehören schwer prognostizierbare Schwankungen in der Gasproduktion und -qualität zur Tagesordnung. Andererseits kann der biologische Vergärungsprozess durch seine Trägheit ebenfalls nicht sinnvoll gesteuert werden und sollte möglichst kontinuierlich ablaufen.

Schliesslich entscheiden technische und betriebliche Limitierungen darüber, wieviel Flexibilität eine Biogasanlage tatsächlich zur Verfügung stellen kann. Unter diesen Punkt fallen zum Beispiel die installierte Leistungsreserve, das Gasspeichervolumen oder eine Zusatznutzung der Wärme. Denn besonders diese wärmegeführten Biogasanlagen verfügen über weniger Flexibilität als in der Vorstudie prognostiziert: Der Wärmebedarf bestimmt den Arbeitspunkt und die Anlagen werden „elektrisch unflexibel“. Die in der Vorstudie aufgezeigten Flexibilitätspotentiale sollten daher eher als oberes Limit verstanden werden, welches je nach lokalen Gegebenheiten und Randbedingungen erreicht werden kann.

Bei der Steuerbarkeit der tatsächlich verfügbaren Flexibilität waren die im Pilotprojekt gemachten Erfahrungen gut, d.h. die dezentralen Anlagen folgten den zentralen Vorgaben in den allermeisten Fällen sehr verlässlich. Kritische Punkte waren vor allem die geringe Sichtbarkeit des Gasfüllstandes von Biogasanlagen und die Problematik von Anlagen, welche nach einem Produktionsabwurf nicht mehr selbstständig starten.



Lassen sich auch Betreiber von weiteren nEE-Technologien zu einer Teilnahme motivieren? Welche wirtschaftlichen Implikationen ergeben sich daraus?

Im Pilotprojekt hat sich gezeigt, dass Betreiber von anderen nEE Technologien (Kleinwasserkraft, Photovoltaik) grundsätzlich die gleiche Motivation für die Teilnahme haben wie die landwirtschaftlichen Biogasanlagenbetreiber. Für eine Teilnahme entscheidend sind ebenfalls der Umrüstungsaufwand und die damit verbundene Amortisationszeit, sowie die generelle Einstellung zum Thema nEE und Flexibilitätsnutzung.

Für den Anlagen-Pool von Fleco Power ist die Erweiterung auf mehrere Technologien ein grosser Vorteil, da sich diese sehr gut ergänzen. Insbesondere können saisonale Effekte zwischen Biomasse und Wasserkraft durch die Kombination ausgeglichen werden.

Problematischer ist die Inkompatibilität zwischen der Photovoltaikproduktion und den Produkten der Regelleistungsvermarktung. Die tageszeitabhängige Photovoltaik-Produktion kann nicht sinnvoll in die Wochenangebote eingebracht werden und muss daher über die Tagesauktionen vermarktet werden. Diese erfolgen in sechs vierstündigen Blöcken, wobei die für die Photovoltaik relevanten Blöcke zwischen 8:00 – 12:00 und 12:00 – 16:00 liegen. Durch die Lage dieser Blöcke in der klassischen Photovoltaik-Produktionskurve ergibt sich das Problem, dass die gesamte Tages-Produktion nur zu einem relativ kleinen Teil vermarktet werden kann. Durch das Virtuelle Kraftwerk lässt sich diese Situation verbessern, es bleibt aber eine unvollständige Ausnutzung des Potentials von Photovoltaikanlagen.

Abhilfe können kurzfristig Intraday (Regel-) Energiemärkte schaffen und längerfristig – bei einem starken Wachstum der Photovoltaik-Penetration im Schweizer Energiesystem – auch eine Flexibilisierung der Zeitfenster der Tagesauktionen, um die Photovoltaik-Produktionskurve besser abbilden zu können.

Können am SDL-Markt die in der Vorstudie (Dr. Karl Werlen, et al., 2014) prognostizierten Erträge tatsächlich generiert werden?

Wie bereits in der Vorstudie aufgezeigt, spielten im betrachteten Jahr 2014 ausserordentliche Effekte eine wichtige Rolle. Die im Markt erzielbaren Erlöse für Regelleistung sind seit diesem Zeitpunkt weiter gesunken. Vor allem neue Marktteilnehmer, neue SDL-Produkte sowie die Erstarkung der Kurzfristmärkte (SDL- und Energiemärkte) drücken aktuell auf die Preise.

In der Studie «Teilnahme industrieller Regelleistungs-Anbieter am Schweizer SDL-Markt» (Dr. Christoph Imboden, et al., 2017) wurden in einer externen Umfeldanalyse mögliche Auswirkungen auf den Regelleistung-Markt umfassend untersucht. Welche Trends langfristig dominieren und die Preisentwicklung beeinflussen werden, ist allerdings sehr schwierig vorauszusehen:

«Langfristig gesehen sind die Preiszeichen unklar. Kurzfristig darf aber davon ausgegangen werden, dass das Marktvolumen für Regelleistung in der Schweiz weiter sinken wird. Mit den zusätzlichen Kapazitäten auf der Angebotsseite (Pumpspeicherkraftwerke Linthal und Nant-de-Drance) besteht kurzfristig sogar ein erheblicher Druck auf die Preise für Regelleistung.»

Die kurzfristig eher düsteren Aussichten sind vor allem auch deshalb ein Problem, weil Aussagen zur Amortisationszeit der Einbindung damit deutlich schwieriger werden. Anlagenbetreiber sehen sich in der Tendenz deshalb eher zu einem Aufschieben der Investitionsentscheidungen motiviert.



Welche Hemmnisse behindern den Einstieg von neuen Marktteilnehmern in die Zusatzvermarktung der vorhandenen Flexibilität?

Das Pilotprojekt und die darin eingebettete Vorstudie haben gezeigt, dass eine Bündelung der dezentralen Produktion aus nEE das richtige Konzept darstellt. Vor allem für kleine Anlagen, welche sich individuell weder zuverlässig planen noch effizient steuern lassen, können sich im Verbund sinnvolle Vermarktungsmöglichkeiten ergeben. Davon profitieren der Anlagenbetreiber durch eine verbesserte Wirtschaftlichkeit und das Energiesystem durch eine höhere Stabilität bei gleichzeitig tieferen Kosten. Vor diesem Hintergrund wäre längerfristig eine Einbindung aller grösseren dezentralen Erzeugungseinheiten in zentrale Steuerungsstrukturen sinnvoll. Dieser Ansatz würde einen grossen adressierbaren Markt und damit gute Grundlagen für den Einstieg neuer Marktteilnehmer bieten.

In der Realität finden sich jedoch beträchtliche Hürden, welche den Markteinstieg für neue und unabhängige Akteure erschweren. Einerseits sind erhebliche Anfangsinvestitionen notwendig, um den Aufbau der zentralen Infrastruktur des Virtuellen Kraftwerks und aller nötigen Prozesse zu ermöglichen. Andererseits müssen innovative Geschäftsmodelle gefunden werden, welche sich in einem immer noch stark regulierten Marktumfeld durchsetzen können. Und schliesslich sind das Management des Virtuellen Kraftwerks und die optimale Vermarktung der eingebundenen Flexibilität anspruchsvoll.

Ein entscheidender Erfolgsfaktor liegt in einer strikten Kostenkontrolle, wobei sich im Pilotprojekt ein hoher Standardisierungs- und Automatisierungsgrad über alle Prozesse hinweg als essentiell herausgestellt hat. Positiv lässt sich herausstreichen, dass die technischen und wirtschaftlichen Risiken für Betreiber mit funktionierenden Prozessen beherrschbar sind.

Braucht es zusätzliche Anreize, dass im Rahmen eines zukünftigen Direktvermarktungsmodells tatsächlich Flexibilität zur Verfügung gestellt wird?

Basierend auf den Erfahrungen im Pilotprojekt kommen die Autoren zum Schluss, dass einer Ausdehnung der Flexibilitätsnutzung bei dezentraler Produktion aus nEE die Tatsache im Weg steht, dass bei geförderten Anlagen im bestehenden KEV-Modell keine unbedingte wirtschaftliche Notwendigkeit dazu besteht. Die Förderung in der heutigen Form schafft durch eine zeitinvariante, kostendeckende Finanzierung keine Anreize für eine Flexibilisierung.

Das Direktvermarktungsmodell im neuen Energiegesetz schafft Mechanismen, welche die aktive Nutzung von Flexibilität begünstigen sollen. Die erzielbaren Mehrerlöse sind aber aufgrund mangelnder Flexibilität bei der Produktion aus nEE und der abnehmenden Base/Peak-Spreads im Strommarkt begrenzt. Ebenso zeigt sich hier wieder das Problem, dass die erzielbaren Zusatzerlöse im Vergleich zur Gesamtförderung von den Betreibern als sehr gering wahrgenommen werden.

Dazu kommen technische Einschränkungen für die Nutzung der Anlagenflexibilität, selbst wenn diese wie bei Biogasanlagen intrinsisch gegeben wäre. Im Pilotprojekt wurde offensichtlich, dass die Anlagen technisch auf eine maximale Bandproduktion ausgelegt sind und entsprechend betrieben werden. Dies ist nachvollziehbar, da durch diesen Ansatz die Erträge im aktuellen Fördersystem der KEV optimiert werden können. Sinnvolle technische Flexibilitätslösungen wären zwar verfügbar (Gas- und Wärmespeicher, zusätzliche Motorleistung), aber es fehlt der wirtschaftliche Anreiz, diese einzusetzen.

Um einen nachhaltigen Paradigmenwechsel in der Flexibilitätsnutzung von nEE Anlagen zu erreichen, müssten daher nach Meinung der Autoren zusätzliche Anreize geschaffen werden. Diese müssten den Anlagenbetreibern genügende wirtschaftliche Sicherheit bieten, damit diese die nötige Anpassungen oder Ausbauten an ihren Anlagen vornehmen können. Ein direktes Beispiel für solche Anreize ist die Flexibilitätsprämie im deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG).



Erfüllen die heute verfügbaren technischen Lösungen die Anforderungen für einen zuverlässigen Betrieb des Virtuellen Kraftwerks?

Grundsätzlich ja, wenn der Fokus eng auf dem Aspekt der Zuverlässigkeit liegt. Die im Pilotprojekt eingesetzte Lösung ist robust und gewährleistet einen sicheren 24h-Betrieb des Virtuellen Kraftwerks. Es fällt aber generell auf, dass sich die am Markt erhältlichen IT-Lösungen noch sehr stark an traditioneller, im Kraftwerksbereich etablierter Fernwirktechnik orientieren. Dies zeigt sich einerseits in der Software-Architektur. Andererseits ist dieser Ansatz aber auch in den hohen Anschaffungs- und Wartungskosten deutlich spürbar.

Eine nächste Systemgeneration sollte sich deshalb vermehrt an neuen „Smart Grid“ Konzepten orientieren und erheblich tiefere Lebenszykluskosten aufweisen. Insbesondere die effiziente Verwaltung und Wartung einer grossen Anzahl dezentraler Kommunikationseinheiten stellt eine erhebliche Herausforderung dar.

Ebenfalls besteht Optimierungspotential in der Kommunikationstechnik: Die Einbindung der Anlagen über Mobilfunk (2G/3G) vereinfacht zwar die Abläufe und senkt die Wartungsaufwände. Im Vergleich zu alternativen Technologien steigen dafür die Betriebskosten (z.B. gegenüber LoRaWAN) oder sinkt die Verfügbarkeit der Verbindungen (z.B. gegenüber xDSL).

6.5. Nationale Zusammenarbeit

Zum Aufbau des Virtuellen Kraftwerks wurde die Zusammenarbeit mit mehr als 70 unabhängigen Stromproduzenten aus der ganzen Schweiz gesucht. Die Genossenschaft Ökostrom Schweiz hat dafür einen einfachen Zugang zu ihren Mitgliedern ermöglicht. Dies war entscheidend für den Erfolg des ganzen Projektes, da so relativ schnell die benötigten Pilotanlagen für den Aufbau des Virtuellen Kraftwerks gewonnen werden konnten. Im Bereich der Photovoltaik wurde das Projekt durch eine Zusammenarbeit mit der Firma MBRsolar AG unterstützt.

Die Firma Kisters Schweiz GmbH war als Lieferant für Leitechnik eingebunden. Das erforderliche Bilanzgruppen-Management sowie Dienstleistungen zur Abrechnung der Erlöse wurden durch die Energie Pool Schweiz AG erbracht.

Im Rahmen der Vorstudie zum Flexibilitätsmarkt waren zusätzlich noch die Adaptricity AG als Experte für Netzsimulationen und die EKT AG als Netzbetreiber, als Ansprechpartner für das EW Amlikon-Bissegg und für die Analyse des marktdienlichen Mehrwerts der Flexibilität eingebunden.

6.6. Externe Kommunikation

6.6.1. Produzenten

Der gründlichen Information von Anlagen-Betreibern kam im Pilotprojekt eine zentrale Rolle zu. Mit den Teilnehmern wurde das persönliche Gespräch gesucht, damit Fragen geklärt und Bedenken offen angesprochen werden konnten. Darüber hinaus wurden Veranstaltungen wie Messen und Vorträge genutzt, um die Hintergründe und Möglichkeiten des Virtuellen Kraftwerks unabhängigen Stromproduzenten auch ausserhalb der Gruppe der Teilnehmer näherzubringen. Diese Erfahrungen haben deutlich gezeigt, dass die angebotenen Lösungen in den Bereichen „Virtuelles Kraftwerk“ ausserhalb eines informierten Fachpublikums nicht einfach zu vermitteln sind, dass eine umfassende Erklärung aber von den Produzenten als wichtig und nützlich empfunden wird.

An folgenden Veranstaltungen hat Fleco Power Produzenten und Produzentenorganisationen über das Pilotprojekt und eine Teilnahme am Virtuellen Kraftwerk informiert:



<i>Veranstaltung</i>	<i>Ort</i>	<i>Datum</i>	<i>Kommentare</i>
<i>„Biogas-Höck“ zum Virtuellen Kraftwerk</i>	Brunegg	02.03.2015	Mit Beteiligung BFE
<i>Vorstandssitzung Genossenschaft Ökostrom Schweiz</i>	Ittigen	02.04.2015	
<i>Generalversammlung Genossenschaft Ökostrom Schweiz</i>	Brunegg	28.05.2015	
<i>„Biogas-Höck“ Romandie für Mitglieder aus der Westschweiz</i>	Granges-Paccot	15.10.2015	Mit Beteiligung der Greenwatt SA
<i>Tier&Technik</i>	St.Gallen	25.-28.02.2016	Landwirtschaftsmesse
<i>Generalversammlung Genossenschaft Ökostrom Schweiz</i>	Brunegg	25.04.2016	
<i>„Biogas-Höck“ zum Virtuellen Kraftwerk</i>	Brunegg	13.10.2016	
<i>„Biogas-Höck“ Romandie für Mitglieder aus der Westschweiz</i>	Cernier	13.10.2016	
<i>Agrama</i>	Bern	24.-28.11.2017	Landwirtschaftsmesse
<i>Tier&Technik</i>	St.Gallen	23.-26.02.2017	Landwirtschaftsmesse
<i>Information Swissolar</i>	Bern	15.03.2017	
<i>GV Verein Landenergie Schaffhausen</i>	Schaffhausen	20.03.2017	
<i>VESE Frühlingsversammlung 2017</i>	Burgdorf	25.03.2017	
<i>Generalversammlung Genossenschaft Ökostrom Schweiz</i>	Brunegg	20.04.2015	
<i>Generalversammlung und Fachtagung Kleinwasserkraft (Swiss Small Hydro)</i>	Bellinzona	20.05.2017	
<i>Hauptversammlung IG Kleinwasserkraft Glarnerland</i>	Näfels	01.06.2017	
<i>Schweizer Bio-Ackerbautag</i>	Grange-neuve	08.06.2017	
<i>Junglangwirte Thurgau – Energie Abend</i>	Eschlikon	12.06.2017	
<i>European Power Network Tagung</i>	Olten	28.09.2017	

Tabelle 6: Veranstaltungen mit Informationsbeiträgen zum Pilotprojekt



6.6.2. Fachpublikum und interessierte Kreise

An den nachfolgend aufgeführten Veranstaltungen wurde das Pilotprojekt zusätzlich einem breiteren (Fach-) Publikum vorgestellt:

<i>Veranstaltung</i>	<i>Ort</i>	<i>Datum</i>	<i>Kommentare</i>
<i>Biomasse Suisse Erfahrungsaustausch: Energiewende – smart und innovativ</i>	Dübendorf	27.08.2015	Mit Beteiligung BFE
<i>Swiss Green Energy Symposium 2015, Winterthur</i>	Winterthur	06.11.2015	
<i>Agridea, Plattform Energie in der Landwirtschaft</i>	Zollikofen	19.11.2015	Mit Beteiligung BFE
<i>Fachtagung Flexibilität in der Elektrizitätswirtschaft, Hochschule Luzern</i>	Horw	09.03.2016	
<i>Vorlesung ZHAW</i>	Winterthur	29.04.2016	
<i>Bioenergie Forum 2016</i>	Solothurn	22.06.2016	Mit Beteiligung BFE
<i>WKK Forum 2016</i>	Zürich	24.06.2016	
<i>Fachtagung Biomasse Suisse</i>	Fribourg	07.12.2016	
<i>Einspeise-Management Roundtable für EVU</i>	Spreitenbach	27.04.2017	
<i>Vorlesung ZHAW</i>	Winterthur	28.04.2016	
<i>St. Galler Forum für Management Erneuerbarer Energien</i>	St.Gallen	12.05.2017	
<i>IEA Workshop “Grid connected bioenergy systems”</i>	Baden	19.10.2017	

Tabelle 7: Weitere Veranstaltungen mit Beiträgen zum Pilotprojekt



7. Schlussfolgerungen

Das Pilotprojekt hat die gesteckten Ziele einer zentralen Nutzbarmachung von dezentraler Flexibilität vollumfänglich erreicht. Es konnte gezeigt werden, dass sich Produktionsanlagen der nEE effizient in ein Virtuelles Kraftwerk einbinden lassen und dass eine Bündelung und zentrale Steuerung der verteilten Produktion einen Beitrag zur Netzstabilität im Schweizer Energiesystem leisten kann.

Die auf dem Markt verfügbaren technischen Lösungen für den Aufbau und Betrieb eines Virtuellen Kraftwerks sind ausgereift und der Aufgabe gewachsen. Die Hersteller müssen sich künftig aber noch stärker darauf konzentrieren, die Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten ihrer Systeme zu senken. Das Ziel muss sein, die leittechnische Anbindung von kleinen Erzeugungseinheiten ab einigen wenigen Kilowatt wirtschaftlich zu ermöglichen.

Denn vor allem für diese kleinen nEE Anlagen, welche sich individuell weder zuverlässig planen noch effizient steuern lassen, können sich im Verbund sinnvolle Vermarktungsmöglichkeiten ergeben, wie das Pilotprojekt gezeigt hat. Davon profitieren der Anlagenbetreiber durch eine verbesserte Wirtschaftlichkeit und das Energiesystem durch eine höhere Stabilität bei gleichzeitig tieferen Kosten.

Gerade in diesem Punkt liegt allerdings auch eine der grossen Herausforderungen: Denn eine Vermarktung im Verbund erfordert einen gewissen Grad an flexibler Produktion einer Erzeugungseinheit. Geförderte nEE Anlagen werden in der Schweiz aber aus wirtschaftlichen Gründen nicht für einen flexiblen Betrieb konzipiert. Die Anlagen werden im Gegenteil auf eine maximale Produktion ausgelegt und möglichst rund um die Uhr mit der maximal möglichen Leistung betrieben. Dies ist nachvollziehbar, da durch diesen Ansatz die Erträge im aktuellen Fördersystem der KEV optimiert werden können.

Die Praxiserfahrungen im Pilotprojekt haben aber gezeigt, dass sich eine nachträgliche Flexibilisierung der Produktion gerade für kleine Anlagen nur schwer rechnet. Auch das künftige Einspeisevergütungssystem wird an dieser Situation nichts ändern, da mögliche Zusatzerträge im Vergleich zu den erforderlichen Investitionskosten und den gesicherten Förderbeträgen gering ausfallen. Zusätzlich erschweren die bestehenden Unsicherheiten zur zukünftigen Entwicklung der Preise am SDL-Markt und der beobachtete Preiszerfall im deutschen Markt nötige Investitionsscheide.

Um einen nachhaltigen Paradigmenwechsel in der Flexibilitätsnutzung von nEE Anlagen zu erreichen, müssten daher zusätzliche Anreize oder besser noch, dank einer liberalen Ausgestaltung der Regulierung, Raum für Wettbewerb und innovative Geschäftsmodelle geschaffen werden. Dies wäre vor dem Hintergrund der Energiestrategie 2050 und dem anvisierten ambitionierten Ausbau der nEE in der Schweiz absolut wünschenswert.

Die Vorstudie zum Flexibilitätseinsatz im lokalen Verteilnetz konnte aufzeigen, wie Innovationen in einem deregulierten Energiesektor aussehen könnten: Die im Verteilnetz vorhandene Flexibilität konnte durch die Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten und einem marktbasierten Koordinationsmechanismus markant im Wert gesteigert werden. Dieser lokale Flexibilitätseinsatz ist ein gutes Beispiel dafür, dass neben der staatlichen Förderung auch eine Deregulierung des Energiesektors dazu führen würde, dezentrale Produktionsanlagen wirtschaftlicher betreiben und dadurch einen Ausbau der neuen Erneuerbaren in der Schweiz kostengünstiger und schneller erreichen zu können.



8. Ausblick

Das im Rahmen des Pilotprojekts aufgebaute Virtuelle Kraftwerk ist voll lauffähig und bietet eine solide Basis, um die Wirtschaftlichkeit der dezentralen Erzeugungsanlagen der neuen Erneuerbaren optimal zu optimieren und vor allem auch ihre Flexibilität optimal zu nutzen.

In einem nächsten Schritt wird die aufgebaute Infrastruktur eng mit der Abwicklung der im Rahmen der Energiestrategie 2050 eingeführten Stromvermarktung von geförderten Anlagen verknüpft werden. Konkret erlaubt die Einbindung der Anlagen eine Verwendung von real-time Daten für die Verbesserung von day-ahead Prognosen und die Minimierung von Abweichungen über eine Nutzung der Intraday Märkte. Zusätzlich lässt sich über die direkte Steuerung bei geeigneten Anlagen auch eine Optimierung des Produktionsprofils anhand von erwarteten Marktpreisen durchführen.

Entscheidend für die erfolgreiche Etablierung von neuen Einsatzmöglichkeiten wie z.B. dem Einsatz von Flexibilität im lokalen Verteilnetz sind pragmatische und stabile Rahmenbedingungen. Dabei kommt der Regulation eine grosse Rolle zu, da gleich lange Spiesse und die Vermeidung von konzentrierter Marktmacht nötig sind, um neuen Angeboten zum Durchbruch zu verhelfen.

Im konkreten Beispiel des lokalen Flexibilitätsmarkts sind eine Wahlfreiheit für die Stromproduzenten und ein diskriminierungsfreier Zugang für neue Marktakteure wichtige Grundlagen. Sollten diese geschaffen werden, sehen wir diesen Einsatz als eine grosse Chance sowohl für die neuen Erneuerbaren Energien, als auch für das gesamte Schweizer Energiesystem. In der richtigen Umsetzung erlaubt es ein solches Konzept, über effiziente Mechanismen die neuen Erneuerbaren Energien optimal einzubinden und über eine sinnvolle Steuerung ihren Effekt auf das Energiesystem von belastend zu stabilisierend umzukehren.

Lokale Flexibilitätsmärkte sind damit ein wichtiges Entwicklungsthema, mit welchem sich Fleco Power vertieft auseinandersetzen wird. In einem nächsten Schritt soll das Konzept weiter ausgebaut und in einem Feldversuch getestet werden, um mittelfristig durch eine Implementierung in der Praxis das Schweizer Energiesystem stärken zu können.



Referenzen

BET Dynamo Suisse. (2015). Kosten und Nutzenaspekte von ausge-wählten Technologien für ein Schweizer Smart Grid.

Dr. Christoph Imboden, HSLU, et al. 2017. *Teilnahme industrieller Regelleistungs-Anbieter am Schweizer SDL-Markt.* s.l. : Bundesamt für Energie BFE, 2017.

Dr. Karl Werlen, Misurio AG, et al. 2014. *Virtual Power Plant Biogas Schweiz, Wirtschaftlichkeitsstudie für die Verwertung der Flexibilität in einem Pool von Biogasanlagen.* s.l. : Bundesamt für Energie BFE, 2014.

Martin Vetter, EKT AG. 2013. *Einfluss des potenziellen Photovoltaikausbaues in der Gemeinde Amlikon-Bissegg auf die zukünftige Dimensionierung und den Ausbau des elektrischen Verteilnetzes.* 2013.

Schweizerische Eidgenossenschaft. 2017. *Volksabstimmung vom 21. Mai 2017, Erläuterungen des Bundesrates.* s.l. : Bundeskanzlei, 2017.