

# e!Mission.at

## Publizierbarer Endbericht

**Programmsteuerung:**

Klima- und Energiefonds

**Programmabwicklung:**

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

Endbericht

erstellt am

22/04/2018

# hybrid-VPP4DSO

Projektnummer: 843923

Ausschreibung	4. Ausschreibung e!Mission.at
Projektstart	01/04/2014
Projektende	30/06/2017
Gesamtprojektdauer (in Monaten)	39 Monate
ProjektnehmerIn (Institution)	AIT Austrian Institute of Technology
AnsprechpartnerIn	Tara Esterl
Postadresse	Giefinggasse 4, 1210 Wien
Telefon	+43 664 8157810
Fax	+43 50550-6390
E-mail	tara.esterl@ait.ac.at
Website	www.ait.ac.at

# hybrid-VPP4DSO

Endbericht für das Projekt hybrid-VPP4DSO  
zur aktiven Steuerung von Verbrauchern und erneuerbarer Erzeugung im Verteilnetz

## **AutorInnen:**

Tara Esterl, Daniel Burnier de Castro, Johanna Spreitzhofer, Roman Schwalbe, Werner Friedl, Manuel Froschauer, Paul Smith - AIT Austrian Institute of Technology  
Christoph Gutschi, Andraz Andolsek, Peter Nemcek - cyberGRID  
Georg Lettner, Daniel Schwabeneder, Simon Stukelj, Hans Auer, Wolfgang Gawlik - TU Wien  
Jan W. Bleyl - Energetic Solutions  
Ernst Meissner - Grazer Energieagentur  
Uršula Krisper, Boris Turha - Elektro Ljubljana  
Vitomor Panič - Elektro Energija  
Gregor Taljan - Energienetze Steiermark  
Gottfried Wipfler - Energie Steiermark

## Abstract

In the future electricity system, the need for flexibility is likely to increase due to the further expansion of volatile renewable energy sources. Demand side management and distributed energy resources can play an important role as providers of flexibility. Hybrid virtual power plants (hybrid-VPPs) connect the technical and market-oriented virtual power plant and the added value can be achieved that, additional to the market participation, the distribution system operator can use the flexibilities for network operation and thereby postpone or avoid investments in grid expansion.

This report summarizes the results of the hybrid-VPP4DSO project that has successfully demonstrated the potential of a hybrid-VPP to support local distribution grid operation in parallel with its participation in a national tertiary balancing market (manual frequency restoration reserve). The concept of the hybrid-VPP was analysed for the relevant actors from a technical, economic and regulatory perspective and tested and validated in a proof-of-concept; whereby, the technical simulations were performed by using coupled load flow simulations between the VPP and the distribution grid.

The added value of a hybrid-VPP mainly depends on the variety of different market, customer and grid use cases that are controlled by a common hybrid-VPP-platform. Particularly interesting is the combination of the customer and the market use case, whereby the VPP participates in the balancing markets and also the grid connection costs for the customer can be reduced. It has been shown that hybrid-VPPs can prevent voltage band violations, but thereby, reducing the revenue by 10%, compared to pure market VPP as more backup resources are needed due to grid constraints. A diversified pool of decentralized units (such as loads as well as various types of (renewable) producers) in the grid section is much better than a non-diversified pool and it can support the distribution network operation best during the whole year. The hybrid-VPP can solve short-term grid problems much easier (like problems caused by eg PV and wind) than longer problems as for example seasonal problems caused by hydropower. In the proof of concept, both in Austria and in Slovenia, it was shown that the hybrid-VPP concept can be implemented in the field. Barriers were identified, in particular, from a regulatory perspective for the compensation of grid-friendly flexibility measures, for the long-term contracting of flexibilities by the distribution system operator and the potential operator of hybrid-VPPs. Based on the project results, the Austrian results are tested in an international context in the H2020 project InteGrid<sup>1</sup>; where the results are compared with the ones from other European countries and best practices will be developed.

<sup>1</sup> Homepage: <https://integrid-h2020.eu/>

## Kurzfassung

Im zukünftigen Stromsystem wird der Flexibilitätsbedarf aufgrund des weiteren Ausbaus volatiler erneuerbarer Energiequellen mit hoher Wahrscheinlichkeit zunehmen. Demand Side Management und dezentrale Energieressourcen können als Anbieter von Flexibilität mit geringen Investitionskosten eine wichtige Rolle spielen. Hybride virtuelle Kraftwerke (hybrid-VPPs) verbinden das technische und marktdienliche virtuelle Kraftwerk. Der zusätzliche Nutzen entsteht dadurch, dass der Verteilernetzbetreiber die Flexibilitäten für den Netzbetrieb nutzen kann und dadurch Investitionen im Netzausbau zurückzustellen oder zu vermeiden kann.

In diesem Bericht werden die Ergebnisse vom Projekt hybrid-VPP4DSO zusammengefasst. Das Projekt hybrid-VPP4DSO hat erfolgreich das Potenzial eines hybrid-VPPs zur Unterstützung des lokalen Verteilnetzbetriebs parallel zur aktiven Teilnahme an einem nationalen Markt für Tertiärregelenergie demonstriert. Das Konzept des hybrid-VPPs wurde im Projekt hybrid-VPP4DSO für die verschiedenen Akteure mithilfe von gekoppelten Lastflusssimulationen vom VPP und dem Verteilnetz aus technischer, wirtschaftlicher und regulatorischer Sicht analysiert und in einem Proof-of-concept getestet und validiert.

Der Mehrwert eines hybrid-VPPs hängt hauptsächlich von der Vielzahl verschiedener Markt-, Kunden- sowie Netz-Anwendungsfälle zusammen, die mit einer gemeinsamen hybrid-VPP-Plattform gesteuert werden. Besonders interessant war die Kombination des Kunden- mit dem Markt-Anwendungsfall, wobei die Anschlusskosten für den Kunden reduziert werden können und das VPP ansonsten auch am Regenergiemarkt teilnimmt. Es konnte gezeigt werden, dass mit einem hybrid-VPP Spannungsbandverletzungen verhindert werden können, wobei die Einnahmen für das hybrid-VPP im Vergleich zum reinen Markt-VPP um 10% reduziert wurden, da aufgrund der Netzbeschränkungen mehr Backup-Ressourcen benötigt wurden. Ein im Netzgebiet diversifizierter Pool aus dezentralen Einheiten wie Lasten sowie verschiedene Typen (erneuerbarer) Erzeuger kann den Verteilnetzbetrieb während eines ganzen Jahres am besten unterstützen. Außerdem können kurzfristiger auftretende Netzprobleme durch das hybrid-VPP deutlich leichter gelöst werden (bspw. durch PV und Wind) als längere Probleme (bspw. durch Wasserkraft). Im Proof-of-concept konnte sowohl in Österreich als auch in Slowenien gezeigt werden, dass das hybrid-VPP Konzept in der Praxis technisch umsetzbar ist. Aus regulatorischer Sicht wurden Barrieren insbesondere für die Vergütung von netzfreundlichen Flexibilitätsmaßnahmen, für die Bindung der Flexibilitäten durch den Verteilnetzbetreiber sowie für den möglichen Betreiber von hybrid-VPPs für die Integration des hybrid-VPPs identifiziert. Basierend auf den Projektergebnissen, werden im H2020 Projekt InteGrid<sup>2</sup> die österreichischen Ergebnisse im internationalen Kontext erprobt und mit den Ergebnissen von anderen Europäischen Ländern verglichen. Aufbauend darauf können länderunabhängige Best Practices entwickelt werden, deren Implementierung und Übertragbarkeit dann auch für Österreich geprüft werden können.

<sup>2</sup> Homepage: <https://integrid-h2020.eu/>

## Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung.....	11
1.1.	Motivation und Erklärung von hybrid-VPPs.....	11
1.2.	Überblick über das Projekt hybrid-VPP4DSO .....	12
1.2.1.	Ausgewählte Anwendungsfälle.....	12
1.2.2.	Überblick über das Projekt .....	12
1.2.3.	Aufbau vom Bericht.....	13
2.	Inhaltliche Darstellung.....	13
2.1.	Ausgewählte kritische Netzbereiche .....	13
2.1.1.	Österreich .....	13
2.1.2.	Slowenien .....	14
2.1.3.	Datenbasis und zukünftige Entwicklungen in den Netzbereichen .....	14
2.2.	Verfügbare Flexibilität: Befragungen von Industriekunden.....	15
2.2.1.	Steiermark.....	15
2.2.2.	Slowenien .....	19
2.2.3.	Verfügbare Flexibilität für die Simulation .....	21
2.3.	Entwicklungen an den Strom- und Regelenergiemärkten .....	22
2.3.1.	Modellierung der Day-Ahead Strompreise.....	22
2.3.2.	Ergebnisse der der Strompreismodellierung.....	23
2.3.3.	Entwicklungen und Annahmen für die Tertiärregelenergiemärkte.....	24
2.4.	Simulations-Ablauf des hybrid-VPPs .....	26
2.5.	Technische Simulation von hybrid-VPPs .....	29
2.5.1.	Netzmodelle .....	29
2.5.2.	Marktbezogene Einsatzzwecke .....	30
2.5.3.	Kundenbezogene Einsatzzwecke.....	31
2.5.4.	Netzbezogene Einsatzzwecke.....	32
2.5.5.	Hybride Einsatzzwecke .....	33
2.6.	Wirtschaftliche Bewertung.....	35
2.6.1.	Stakeholder-Analysen .....	35
2.6.2.	Kosten für VPPs.....	36
2.6.3.	Marktbezogene Anwendungsfälle.....	37
2.6.4.	Kundenbezogene Anwendungsfälle .....	41
2.6.5.	Netzbezogene Anwendungsfälle .....	43
2.6.6.	Hybride Anwendungsfälle: Investmentanalysen für einen Markt- und Kundenanwendungsfall (1b + 2a).....	45
2.7.	Regulatorische Analyse.....	47
2.7.1.	Regulatorische Beurteilung der Anwendungsfälle .....	47
2.7.2.	Vergütungsstrukturen .....	49
2.7.3.	Netzausbau Österreich.....	51
2.7.4.	Einfluss der Anreizregulierung.....	52

- 2.7.5. Besitzstrukturen .....53
- 2.8. IT-Sicherheits-Analyse .....55
- 2.9. Proof-of-concept.....58
  - 2.9.1. Vorbereitung.....58
  - 2.9.2. Erfahrungen aus dem Testbetrieb .....70
- 2.10. Validierung der Simulation basierend auf Ergebnissen des Proof-of-concept .....81
  - 2.10.1. Vorstellung der Methode .....81
  - 2.10.2. Validierungsansatz.....81
- 3. Ergebnisse und Schlussfolgerungen.....83
  - 3.1. Überblick über die Ergebnisse.....83
  - 3.2. Überblick über die detaillierten Ergebnisse.....84
    - 3.2.1. Qualitative Bewertung von hybrid-VPPs .....84
    - 3.2.2. Technische Simulationsergebnisse .....87
    - 3.2.3. Wirtschaftliche Ergebnisse .....89
    - 3.2.4. Regulatorische Analyse.....89
    - 3.2.5. IT-Sicherheits-Analyse .....91
    - 3.2.6. Proof-of-concept und Validierung .....96
  - 3.3. Hemmnisse für hybrid-VPPs .....97
    - 3.3.1. (Netz)Technische Hemmnisse .....97
    - 3.3.2. Regulatorische Hemmnisse.....98
    - 3.3.3. Wirtschaftliche Hemmnisse .....99
    - 3.3.4. Organisatorische Hemmnisse .....99
  - 3.4. Chancen für hybrid-VPPs.....99
- 4. Empfehlungen und Ausblick.....102
  - 4.1. Empfehlungen für die allgemeinen Rahmenbedingungen.....102
  - 4.2. Weiterentwicklung des Regulatorischen Rahmens.....102
  - 4.3. Empfehlungen für Verteilernetzbetreiber .....104
  - 4.4. Empfehlungen für Energieversorger und Aggregatoren.....104
  - 4.5. Ausblick.....106
    - 4.5.1. Rechtliche und regulatorische Entwicklungen.....106
    - 4.5.2. Weiterentwicklung vom hybrid-VPP-Konzept und internationaler Vergleich.....107
- Literaturverzeichnis .....109

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Für das DR-Audit in der Steiermark berücksichtigte Unternehmen .....	16
Abbildung 2: Zusammenfassung der Potenziale bei den verschiebbaren Lasten bei 20 Unternehmen...	17
Abbildung 3: Angenommenes Übertragungsnetz für das Jahr 2020 .....	22
Abbildung 4: Jährliche Dauerkurven der Stromgroßhandelspreise für das Basisszenario 2020 .....	23
Abbildung 5: Vergleich der Jahresdauerlinie der Stromgroßhandelspreise in Österreich für das Szenario "Base" und "Efficiency" für das Jahr 2020 .....	24
Abbildung 6: Überblick über das Simulationsverfahren für die hybrid-VPP-Netz-, Markt- und Unternehmenssimulation.....	27
Abbildung 7: Schematische Darstellung des Ampelsystems für das hybrid-VPP .....	28
Abbildung 8: Minimale und maximale Spannung in den beiden slowenischen Netzbereichen im Zukunftsszenario 2030 mit Q(U)-Regelung für alle zukünftigen Erzeuger.....	30
Abbildung 9: Die Abbildung zeigt die maximale Netzspannung im zweiten slowenischen Netzgebiet während einer Woche im Jahr 2030. Die Marktbeteiligung eines VPPs kann zu Netzproblemen führen (orange). Wenn stattdessen ein hybrid-VPP verwendet wird, das die aktuelle Situation im Netz kennt, können diese Probleme verhindert werden (violett). .....	31
Abbildung 10: Sensitivitätsanalyse verschiedener Erzeugungstechnologien für den kundenbezogenen Einsatzzweck.....	32
Abbildung 11 zeigt die Ergebnisse der Netzsimulationen für diesen hybriden Anwendungsfall: Die hell türkisfarbenen und violetten Kurven zeigen die minimale und maximale Spannung im Netz im konventionellen Szenario. Die Q(U)-Steuerung ist hier bereits aktiv und verhindert einige Spannungsprobleme. Mit Hilfe des hybrid-VPPs (dunkeltürkise und dunkelviolette Kurven) konnten alle verbleibenden Unterspannungsprobleme gelöst werden (grüne Markierungen). Darüber hinaus verursacht die Teilnahme am Regelenergiemarkt keine zusätzlichen Netzprobleme (gelbe Markierungen). .....	34
Abbildung 12: Ergebnisse des hybriden Anwendungsfalls, der die Teilnahme am tertiären Regelenergiemarkt und die Optimierung der Netzausbaukosten kombiniert. Simulation für das zweite slowenische Netzgebiet für 2030. ....	34
Abbildung 13: Ergebnisse des hybriden Anwendungsfalls, der die Teilnahme am Tertiärregelenergiemarkt und die Minimierung der Netzanschlusskosten für neue Einspeiser kombiniert. Simulation für die österreichischen Netzbereiche für 2030. ....	35
Abbildung 14: hybrid-VPP Stakeholder: Marktteilnahme mit Einschränkungen durch den Netzbetrieb (1c) .....	36
Abbildung 15: Prinzip des Modellierungsansatzes für ein virtuelles Kraftwerk, das auf Strommärkten unter Unsicherheit betrieben wird. ....	39
Abbildung 16: Simulierte wöchentliche Einnahmen des hybrid-VPP-Betriebs in Österreich im Anwendungsfall (1b) + (2a). ....	40
Abbildung 17: Break-even-Analysen für den Tertiärregelenergiemarkt: Umsatz vs. Kosten für ein Jahr VPP-Betrieb inkl. Sensibilität für das beste und schlechteste Szenario in Österreich. 1 MW VPP-Flexibilität bedeutet $\pm 1$ MW handelbare Kapazität. ....	40

Abbildung 18: Kosten-Nutzen-Analyse: VPP zur Minimierung der Netzanbindungskosten für drei Windparks (A: 7 MW, B: 5 MW, C: 2 MW) in AT .....43

Abbildung 19: hybrid-VPP-Investitionsanalysen: Netto-Projekt- und Eigenkapital-Cashflows sowie Jahresgewinn in AT .....46

Abbildung 20: Sensitivitätsanalyse des Kapitalwerts des Projekt-Cashflows für ein hybrid-VPP in AT....47

Abbildung 21: Überblick über die relevanten Komponenten des hybrid-VPPs und deren Schnittstellen .56

Abbildung 22: Blockfließbild der Beziehungen zwischen einem hybrid-VPP und anderen Marktteilnehmern.....59

Abbildung 23: Direkte Kommunikation mit den Anlagen im Feld .....60

Abbildung 24: Kommunikationswege zur Integration von Smart-Meter-Messdaten über das Head-End-System des Verteilnetzbetreibers .....61

Abbildung 25: Fernwirktechnik zur Kommunikation mit Anlagen im Feld .....61

Abbildung 26: Überblick über die wichtigsten funktionalen Module der cyberNOC®.....62

Abbildung 27: Die Benutzeroberfläche des Proof-of-concept Systems (Screenshot des Browserfensters). Datenfelder, die Rückschlüsse auf einzelne Anlagen ergeben würden, wurden zur Anonymisierung mit Platzhaltern oder Codes versehen.....63

Abbildung 28: Beispiel der Kommunikationsparametrierung für eine Flexibilität im Proof-of-concept System .....64

Abbildung 29: Beispiel für die Berechnung des Arbeitspunkts (weiße Linie) bei einer Ressource in Slowenien.....66

Abbildung 30: Benutzerverwaltung im hybrid-VPP.....67

Abbildung 31: Ressourcenverwaltung über die Benutzeroberfläche .....68

Abbildung 32: Verwaltung der Regionen im hybrid-VPP .....69

Abbildung 33: Eingabe von Verfügbarkeitsfahrplänen .....69

Abbildung 34: Eingabe regional begrenzter Aktivierungen im Proof-of-concept mit Anzeige der in der Region verfügbaren Ressourcen und Möglichkeit zu weiteren Einschränkung individueller Ressourcen per Auswahlfeld.....70

Abbildung 35: Erläuterung der Kenngrößen des Verlaufs der Wirkleistung bei einer Aktivierung .....71

Abbildung 36: Negative Aktivierung von zwei Einspeisern am selben Netzknoten (Schaltung auf Teillast). Negative Werte zeigen eine physikalische Einspeisung an.....73

Abbildung 37: Auswertung einer Testschaltung hinsichtlich Einfluss auf die Spannung am Einspeisepunkt. Negative Werte zeigen eine physikalische Einspeisung an.....74

Abbildung 38: Screenshot einer Vollabschaltung an einem von zwei Einspeisern am selben Einspeisepunkt.....75

Abbildung 39: Verlauf von Wirkleistung und Phasenspannungen während einer Testschaltung in Slowenien.....77

Abbildung 40: Mögliche Korrektur des Arbeitspunktes bei Aktivierungen in Slowenien.....78

Abbildung 41: Verlauf der Wirkleistung bei der Zuschaltung eines Erzeugers in Slowenien.....79

Abbildung 42: Korrelation zwischen Phasenspannung und Wirkleistungsbezug .....80

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Überblick über die Flexibilitäten und Annahmen über neue Erzeugungstechnologien in Slowenien und Österreich .....	21
Tabelle 2: Verträge für die Bereitstellung von Tertiärregelreserve in SI .....	26
Tabelle 3: hybrid-VPP-Kosten in Österreich: CAPEX: a) fix, b) variabel pro MW; OPEX: c) fix pro Jahr; d) variabel pro MW pro Jahr .....	37
Tabelle 4: Ergebnisse des hybriden Anwendungsfalls bei einer Kopplung der Netz- und Marktsimulation: Jährlicher Umsatz eines hybrid-VPPs in Österreich.....	45
Tabelle 5: Vergütung für den Flexibilitätseinsatz von Erzeugern in Österreich.....	49
Tabelle 6: Vergütung für den Flexibilitätseinsatz von Verbrauchern in Österreich.....	50
Tabelle 7: Vergleich der unterschiedlichen hybrid-VPP Varianten .....	54
Tabelle 8: Beispiel der Auswertung einer Testschaltung in der Steiermark.....	74
Tabelle 9: Auswertung einer Testschaltung in Slowenien .....	78
Tabelle 10: Gegenüberstellung der Mess- und Simulationsergebnisse für den Zeitbereich während der Drosselung am 19.4.2017 .....	83
Tabelle 11: Vergleich der zusammengefassten qualitativen Analyse der VPP-Betreiber .....	86
Tabelle 12: Richtlinien für die Implementierung von Sicherheitsaspekten von hybrid-VPPs (in engl.).....	93

## Abkürzungsverzeichnis

CAPEX	Investitionskosten
DSO	Verteilnetzbetreiber
DSO	Verteilnetzbetreiber
EIWOG	Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (Österreich)
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Deutschland)
hybrid-VPP	hybrides Virtuelles Kraftwerk
MW	Megawatt
OPEX	Betriebskosten
PV	Photovoltaik
SCADA	Übergeordnete Steuerung und Datenerfassung
TOR	Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen
VPP	Virtuelles Kraftwerk

# 1. Einleitung

## 1.1. Motivation und Erklärung von hybrid-VPPs

Im zukünftigen Stromsystem wird der Flexibilitätsbedarf aufgrund des weiteren Ausbaus volatiler erneuerbarer Energiequellen mit hoher Wahrscheinlichkeit zunehmen. Demand Side Management und dezentrale Energieressourcen können als Anbieter von Flexibilität mit geringen Investitionen eine wichtige Rolle spielen. Daher spielen virtuelle Kraftwerke in ganz Europa eine wichtige Rolle für die Bündelung verteilter Erzeuger und Verbraucher sowie für den Handel der Flexibilität auf verschiedenen Strommärkten (reines Markt-VPP); dadurch erhöhen sie aber die Schwierigkeiten der operativen Planung in den Verteilernetzen aus Sicht des Verteilnetzbetreibers.

Außerdem können virtuelle Kraftwerke auch eine wichtige Rolle bei der Unterstützung des Verteilnetzbetriebs spielen, wenn sie durch bestimmte Smart-Grid-Technologien erweitert würden und insbesondere dann, wenn ein VPP bereits für andere Zwecke in Betrieb ist. Die zunehmende Durchdringung der dezentralen regenerativen Erzeugung erfordert eine Umstellung bestehender Verteilnetze sowie hohe Investitionen, um den Herausforderungen wechselnder Stromflüsse im Netz gerecht zu werden. Smart-Grid-Technologien sollen mithilfe von Demand Response den Netzbetrieb unterstützen und die erforderlichen Investitionen senken (reines Netz-VPP), aber in vielen Fällen ist ihre wirtschaftliche Machbarkeit eine Herausforderung. Außerdem können sich Kunden durch die Bereitstellung von Flexibilität zu kritischen Zeiten aus Sicht des Verteilnetzes Netzanschlusskosten sparen, da die Kunden sich bei kostengünstigere Anschlusspunkte an das Netz anschließen können (reines Kunden-VPP).

Hybride virtuelle Kraftwerke (hybrid-VPPs) verbinden das technische und marktdienliche virtuelle Kraftwerk. Der zusätzliche Nutzen entsteht dadurch, dass der Verteilnetzbetreiber die Flexibilitäten für den Netzbetrieb nutzen kann und dadurch Investitionen im Netzausbau zurückzustellen oder zu vermeiden kann. Die dadurch verringerten Netzkosten kommen dem Netzbetreiber in Form einer höheren Rendite im Rahmen der Anreizregulierung (Effizienzverbesserung im Benchmarking) und den Netzbenutzern in Form von sinkenden Netzentgelten zugute. Weiters können die Kosten für den Einsatz von Regelenergie verringert werden und es ermöglicht eine effiziente Einbindung von dezentralen Energieerzeugern sowie flexiblen Verbrauchern.

Um dieser Idee von hybrid-VPPs Rechnung zu tragen, wurde im Rahmen des Projekts hybrid-VPP4DSO ein Konzept für hybrid-VPPs entwickelt. Ein hybrid-VPP soll den Verteilnetzbetrieb parallel zum üblichen Betrieb an Strom- oder Regelenergiemärkten unterstützen. Dazu wurde ein Koordinierungsschema zwischen dem Verteilnetzbetreiber und dem hybrid-VPP-Betreiber mithilfe eines Ampelkonzepts entwickelt: In Netzabschnitten, die im grünen Zustand sind, ist eine Marktteilnahme ohne Begrenzung möglich. Im gelben Zustand ist ein Netzabschnitt nahe an seinen Grenzen und die Marktbeteiligung für das hybrid-VPP wird eingeschränkt. Wenn sich ein Netzabschnitt in der roten Phase befindet und somit Spannungs- oder Überlastungsprobleme auftreten, fordert das Netz eine aktive Unterstützung vom hybrid-VPP an.

## 1.2. Überblick über das Projekt hybrid-VPP4DSO

In diesem Bericht werden die Ergebnisse vom Projekt hybrid-VPP4DSO zusammengefasst. Das Projekt hybrid-VPP4DSO hat erfolgreich das Potenzial eines hybrid-VPPs zur Unterstützung des lokalen Verteilnetzbetriebs parallel zur aktiven Teilnahme an einem nationalen Markt für Tertiärregelenergie demonstriert. Es hat sich herausgestellt, dass der Mehrwert eines hybrid-VPPs hauptsächlich mit der Vielzahl verschiedener Anwendungsfälle zusammenhängt (z.B. die Senkung der Investitionskosten für neue Netzanbindungen und die Verhinderung bzw. Aufschiebung von Netzinvestitionen von Netzbetreibern), die mit einer gemeinsamen hybrid-VPP-Plattform verwaltet und gesteuert werden. Die verschiedenen Anwendungsfälle sind im Folgenden beschrieben.

### 1.2.1. Ausgewählte Anwendungsfälle

Im Rahmen des Projektes hybrid-VPP4DSO wurden verschiedene mögliche Anwendungsfälle für hybride virtuelle Kraftwerke für die verschiedenen Einsatzmöglichkeiten Netz, Markt sowie Kunden analysiert. Folgende Anwendungsfälle, wurden basierend auf der Vorauswahl für die detaillierte Analyse ausgewählt:

- **Marktbezogene Einsatzzwecke:**
  - 1a) Flexibilitätsmärkte
  - 1b) Flexibilitätsmärkte mit Restriktionen aus Netzbetrieb
  - 1c) Energiehandel (Intraday, Day ahead...)
- **Kundenbezogene Einsatzzwecke:**
  - 2a) Minimierung der Netzanschlusskosten für neue Einspeiser
  - 2b) Minimierung der Netzanschlusskosten für neue Verbraucher
- **Netzbezogene Einsatzzwecke:**
  - 3a) Optimierung der Netzausbaukosten des Verteilnetzbetreibers
  - 3b) Unterstützung des Netzbetriebs bei Wartung und Sonderschaltungen
  - 3c) Unterstützung des Netzbetriebs bei Wartung und Sonderschaltungen bei Qualitätsregulierung

### 1.2.2. Überblick über das Projekt

Das Konzept des hybrid-VPPs wurde im Projekt hybrid-VPP4DSO für die verschiedenen Akteure aus technischer, wirtschaftlicher und regulatorischer Sicht analysiert und in einem Proof-of-concept getestet. Es wurde dafür die Kopplung der verschiedenen Netz-, Markt- und Kunden-Anwendungsfälle für die verfügbaren Flexibilitäten technisch simuliert und wirtschaftlich bewertet; wobei das verfügbare Flexibilitäts-potenzial sowie die technischen Charakteristika gemeinsam mit den lokalen Firmen in den Regionen erhoben wurde. Das Konzept des hybrid-VPP und seine Fähigkeit, das Verteilnetz zu unterstützen, wurden mittels Lastflussrechnungen in ausgewählten Mittelspannungs-Netzabschnitten in Österreich und in zwei Regionen in Slowenien aus technischer Sicht untersucht. Der koordinierte Betrieb des hybrid-VPPs wurde für ein ganzes Jahr in 15-Minuten-Intervallen simuliert, wobei die Restriktionen und Aktivierung des Verteilnetzbetreibers mit erster Priorität und die Aktivierung aus der Marktteilnahme mit zweiter Prio-

rität berücksichtigt wurden. Zur die Erfüllung des Marktabrufs verwendet das hybrid-VPP Backup Kapazitäten in anderen, nicht belasteten Netzen. Der Einfluss der hybriden VPP-Operation auf den Zustand der Verteilungsnetze wurde durch Lastfluss-Simulationen bewertet. Die Ergebnisse dieser Simulationen waren der Input für Break-Even-Analysen und die wirtschaftlichen Betrachtungen für den Betrieb eines hybrid-VPPs in den beiden Ländern Österreich und Slowenien. Die Erlöse aus der Vermarktung der Flexibilitäten an den Day-Ahead- und Intraday-Spotmärkten sowie dem Tertiärregelenergiemarkt wurden für die derzeitigen und zukünftigen untersuchten Szenarien und Anwendungsfälle berechnet. Die Einnahmen wurden mit den Kosten für die Installation und den Betrieb von hybrid-VPPs verglichen. Zusätzlich wurden die regulatorische Umsetzbarkeit der Anwendungsfälle und Vergütungsmöglichkeiten sowie mögliche Besitzmodelle analysiert. In einem Proof-of-concept in Österreich und Slowenien wurde die Machbarkeit im realen Feld getestet. Die Validierung wurde basierend auf den Proof-of-concept-Ergebnissen in einer weiteren Simulation sichergestellt. Abschließend wurden die Hemmnisse, Chancen sowie notwendige Handlungsempfehlungen abgeleitet, damit hybrid-VPPs in der Zukunft umgesetzt werden können.

### 1.2.3. Aufbau vom Bericht

Basierend auf den relevanten Veröffentlichungen wie die Projektberichte D1, D2, D3, D5 sowie D5.1 als auch die Veröffentlichung auf Konferenzen wie der IEWT, der EnInnov sowie der CIGRE in Slowenien und Irland (siehe Literaturverzeichnis), werden in diesem Bericht die Projektergebnisse zusammengefasst. Die detaillierten Ergebnisse sind in den einzelnen Berichten der Arbeitspakete beschrieben und in diesem Bericht werden sie über die Kürzel der Deliverables referenziert. Nach der Einleitung wird in Kapitel 2 die Methode, die Annahmen und Inhalte des Projektes basierend auf den Berichten der einzelnen Arbeitspakete dargelegt. In Kapitel 3 werden, basierend auf den hybrid-VPP4DSO Empfehlungsbroschüren, die abgeleiteten Empfehlungen dargelegt und ein Ausblick für die weitere Vorgehensweise zur Schaffung von zukünftigen Rahmenbedingungen für hybride virtuelle Kraftwerke gezeigt. Damit zukünftig sowohl die Marktteilnahme der Flexibilität im Mittelspannungsnetz erhöht und zusätzlich auch die Situation des Verteilnetzes berücksichtigt und dieses bei Bedarf somit entlastet wird.

## 2. Inhaltliche Darstellung

### 2.1. Ausgewählte kritische Netzbereiche

Für das Projekt wurden in Absprache mit den jeweiligen Netzbetreibern beispielhafte Abschnitte des Mittelspannungsnetzes in Österreich und in Slowenien ausgesucht. Die Regionen wurden nach technischen Kriterien ausgewählt, dass für sie der Einsatz eines hybrid-VPPs von Interesse sein könnte.

#### 2.1.1. Österreich

In Österreich wurden zwei Netzbereiche aus dem steirischen 30 kV-Verteilnetz für das Projekt ausgewählt, die getrennt betrieben werden, aber einen gemeinsame Verbindungspunkt haben. Netzbereich 1

wird von einem 32 MVA-Transformator versorgt, Netzbereich 2 von einem bzw. in Spitzenlastzeiten von zwei parallel betriebenen 22 MVA- Transformatoren. Für die Wahl dieser Abschnitte gab es mehrere Gründe: In den letzten Jahrzehnten wurde die Erzeugungskapazität konstant erweitert, was zu signifikanten Spannungsanhebungen führte. Das ländliche Verteilnetz versorgt ein gebirgiges Gebiet mit vielen Freileitungen; Regen bzw. Schneestürme führen öfter zu Netzausfällen. Des Weiteren gibt es hier viele Wasserkraftanlagen, die häufig am Ende von langen Freileitungsabschnitten lokalisiert sind und insbesondere im Frühling und Sommer zu hohen Erzeugungsspitzen führen. Da außerdem weitere Neuanschlüsse geplant sind, reicht die vorhandene Spannungsregelung alleine nicht aus, weshalb im Rahmen dieses Projektes zusätzlich eine Steuerung der Wirkleistung ermöglicht werden soll. Ziel dabei ist es, das Netz in Zeiten mit hohen Spannungen zu stabilisieren und bei Netzausfällen zu unterstützen.

### 2.1.2. Slowenien

Auch in Slowenien wurden zwei Netzabschnitte vom Netzbetreiber ausgewählt. Der erste, Netzbereich 1, ist in einer ländlichen Gegend mit vorwiegend 20 kV-Freileitungen angesiedelt, welche von einem 20 MVA-Transformator versorgt wird. Es handelt sich um ein landwirtschaftliches Gebiet mit geringer Bevölkerungsdichte, weshalb der Energieverbrauch niedrig ist. Dem gegenüber steht ein relativ starker Ausbau von Photovoltaikanlagen in den letzten Jahren. Dieses Ungleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch konnte bis jetzt mittels Stufensteller-Transformatoren ausgeglichen werden. Wenn sich der Ausbau an Erzeugungsleistung im Netz jedoch fortsetzt, könnte diese Maßnahme nicht mehr ausreichen und ein VPP notwendig werden. Das zweite Gebiet, Netzbereich 2, liegt in einem städtischen Gebiet (10 kV), in dem das Netz aus einer Kombination von Kabeln und Freileitungen, mit nur wenigen Erzeugungsanlagen besteht. Die 10 kV-Ebene wird von einem 31,5 MVA-Transformator versorgt. Dieser Bereich wurde ausgewählt, da hier eine größere Anzahl an Kunden zu erwarten war, die Interesse an Erzeugungssteuerung haben. Allerdings ist dieser Netzabschnitt im Moment sehr gut ausgebaut, weshalb kaum Probleme zu vermuten sind. Beide im Projekt analysierten slowenischen Netze bestehen nur aus einem Hauptstrang mit wenigen bzw. kurzen Abzweigen von diesem Hauptstrang.

### 2.1.3. Datenbasis und zukünftige Entwicklungen in den Netzbereichen

Die Simulationen für das Projekt wurden mit der Software DiGSILENT PowerFactory® durchgeführt, während ENS und ELj andere Software-Tools verwenden, und zwar NEPLAN® und GREDOS®. Da zwischen diesen Plattformen keine direkte Schnittstelle existiert, mussten die notwendigen Netzdaten in einem ersten Schritt in das richtige Format konvertiert werden. Für die Simulationen wurden zusätzlich zur Netztopologie auch Lastprofile der Erzeuger und Verbraucher benötigt, die teilweise von ENS und ELj zur Verfügung gestellt und teilweise simuliert wurden.

Für das Basis-Szenario wurden in den österreichischen Verteilnetzen die Daten für das Jahr 2013 erhoben, im slowenischen Fall wurden Daten aus dem Jahr 2014 verwendet. Die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten bis zum Jahr 2020 wurde basierend auf den beim Verteilnetzbetreiber geplanten und angemeldeten Erzeugungseinheiten angenommen. Die vorhandenen flexiblen Lasten wurden basierend auf den Befragungen der Industriebetriebe ermittelt, wie im nächsten Kapitel 2.2 näher erläutert wird,

und diese wurden ebenfalls in die Simulationen integriert. Die Nachfrage wurde für die österreichischen Netzgebiete im Vergleich zum Basisjahr um 6% erhöht und für Slowenien wurden die simulierten Lasten im Vergleich zum Basisjahr um 7,4% erhöht (was einem Anstieg von 1,2% pro Jahr entspricht). Für das Jahr 2020 wurden damit für die Simulation sehr realitätsnahe Werte angenommen.

Für das Jahr 2030 wurden in beiden österreichischen Netze alle Lasten gegenüber dem Basisjahr um 15,2% erhöht. Die Einspeisung aller Kraftwerke aus dem Szenario 2020 wurde zudem um 10% erhöht. Für die slowenischen Netzgebiete wurde die Nachfrage gegenüber dem Basisjahr um 21,0% erhöht. Zusätzlich wurden basierend auf Annahmen von Electro Ljubljana neue Kraftwerke zur Simulation hinzugefügt. Im Tabelle 1 sind der Spitzenverbrauch und die Spitze-Einspeiseleistung für alle vier Netzabschnitte für die drei zeitlichen Szenarien dargestellt.

**Tabelle 1: Spitzenverbrauch und dezentrale Erzeugungs-Einspeiseleistung in den Basis- und Zukunftsszenarien**

Spitzenverbrauch / Einspeiseleistung	Netzabschnitt			
	AT 1	AT 2	SI 1	SI 2
Spitzenverbrauch Basis [MW]	12,03	23,93	3,117	2,095
Spitzenverbrauch 2020 [MW]	12,75	25,37	3,349	2,251
Spitzenverbrauch 2030 [MW]	13,85	27,56	3,773	2,536
Spitzen-Einspeiseleistung Basis [MW]	14,46	28,77	2,175	0,116
Spitzen-Einspeiseleistung 2020 [MW]	18,37	34,61	3,987	1,551
Spitzen-Einspeiseleistung 2030 [MW]	20,21	38,07	5,547	2,802

## 2.2. Verfügbare Flexibilität: Befragungen von Industriekunden

### 2.2.1. Steiermark

Um die verfügbaren Flexibilitäten in der Steiermark zu bewerten wurden insgesamt 35 Unternehmen kontaktiert. Im ersten Schritt erfolgte auf Basis von persönlichen Interviews eine grobe Abschätzung des Potenzials von unterbrechbaren Lasten im Unternehmen, wobei sich herausstellte, dass

- etwa 50% der kontaktierten Unternehmen in den "kritischen Netzabschnitten" lagen
- rund 50% Vertreter von "typischen Kundengruppen" waren
- die Höhe der unterbrechbaren Last / Produktion bei > 100 kW lag
- zwar der Fokus auf Unternehmen in der Steiermark lag, aber auch Kunden der "Energie Steiermark Kunden GmbH" außerhalb der Steiermark berücksichtigt wurden.

Nach dieser ersten Evaluierung erwiesen sich 24 Unternehmen als "sehr interessant" für das hybrid-VPP4DSO-Projekt.

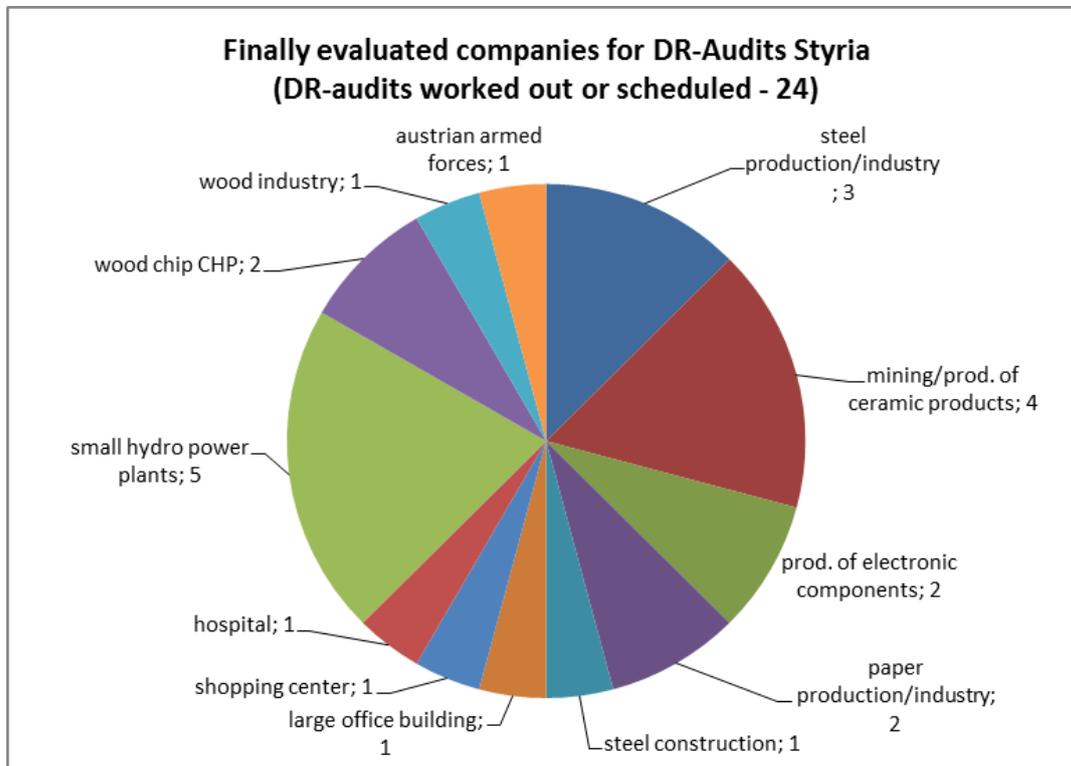


Abbildung 1: Für das DR-Audit in der Steiermark berücksichtigte Unternehmen

Die unterbrechbare Last / Produktion der analysierten Unternehmen wurde für drei Bereiche erhoben:

- Produktion (Kleinwasserkraftwerke, Hackschnitzel-KWK, Diesel-Notstromaggregat, Gasturbine usw.): Produktionssteigerung / Produktionsreduktion
- Verbrauch für Verfahrensprozesse (Ofen, Laserschneidanlage, Zerkleinerer, Pressen, Kühler usw.): Erhöhung des Verbrauchs / Reduzierung des Verbrauchs
- Verbrauch für Nicht-Verfahrensprozesse (Lüftung, Klimaanlage, Luftbefeuchter, elektrische Warmwasserbereiter usw.): Erhöhung des Verbrauchs / Reduzierung des Verbrauchs

Die Ergebnisse zeigen, dass die schaltbaren Einzel-Verfahrenslasten bei den analysierten Unternehmen zwischen 150 und 8.000 kW lagen. Die typischen theoretisch möglichen Schaltzeiten lagen bei den Verfahrenslasten meist im Bereich zwischen 5 und 30 Minuten. Vereinzelt wären Zu- oder Abschaltungen auch über einen längeren Zeitraum möglich. Bei diesen längeren Schaltzeiten würden vorwiegend „Schichtwechselmodelle“ zum Einsatz kommen, d.h. Verschiebung von Tag- zu Nachtschicht oder Wochenendschicht. Diese Modelle sind bei hohem Automatisierungsgrad und geringer Personalintensität deutlich leichter umsetzbar. Bei den Nicht-Verfahrenslasten (Klima-Kälte-Lüftungsanlagen, Elektroboiler, etc.) lagen die theoretisch möglichen Schaltmengen der Einzellasten zwischen 140 und 5.000 kW. Die Zuschaltung von Nicht-Verfahrenslasten lag hauptsächlich im Bereich von 5 Minuten bis 1 Stunde, die theoretisch mögliche Abschaltung wurde meist mit 5 bis 30 Minuten angegeben. Abbildung 2 zeigt die

Zusammenfassung der Potenziale bei den verschiebbaren Lasten (Verfahrens- und Nicht-Verfahrenslasten) bei 20 Unternehmen in der Steiermark:

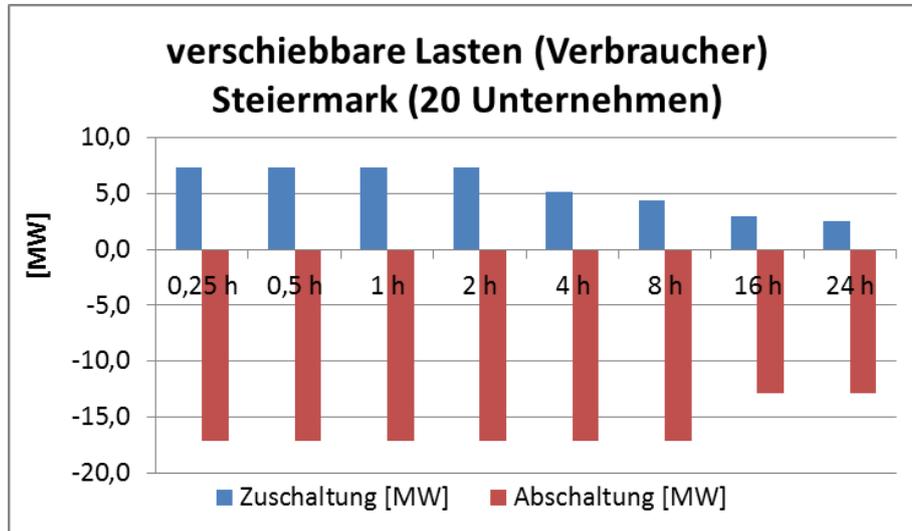


Abbildung 2: Zusammenfassung der Potenziale bei den verschiebbaren Lasten bei 20 Unternehmen

Grundsätzlich stellte sich heraus, dass Lastverschiebungen bei Verfahrenslasten und Nicht-Verfahrenslasten vor allem in jenen Unternehmen bzw. bei jenen Prozessen möglich sind, bei denen folgende Rahmenbedingungen vorliegen:

- Lagerfähige Zwischenprodukte und Lagerflächen vorhanden
- Derzeit keine 100%-Auslastung der Prozesse
- Hoher Automatisierungsgrad bei Prozessen
- Niedrige Personalintensität bei Prozessen
- Hoher Automatisierungsgrad der HLK-Anlagen

Zusätzlich zur Erhebung der DR-Potenziale wurden die Unternehmen zu deren bisherigen Erfahrungen mit DR und deren Mindest-Anforderungen zur Teilnahme beim Projekt hybrid-VPP4DSO befragt. Dabei stellte sich heraus, dass zwar schon häufig Erfahrungen aus dem Bereich Lastabwurfschaltungen vorhanden sind, diese aber meist mit Problemen im Produktionsprozess, größerem Wartungsaufwand bei den entsprechenden Maschinen etc. verbunden sind. Wenn die Lastverschiebung eine kurzfristige Verschiebung des Schichtmodells in den Betrieben und damit der Belegschaft erfordert, sind die Bedenken in den Unternehmen sehr groß.

Wesentliche Mindest-Voraussetzungen sind jedenfalls, dass es durch die Lastverschiebungen zu keinem wirtschaftlichen Nachteil für das Unternehmen kommen darf, die Qualität der Produkte nicht gefährdet werden darf, gesetzliche Vorgaben nicht verletzt werden dürfen und sich die Komfortparameter am Arbeitsplatz für die NutzerInnen nicht verschlechtern dürfen. Einige Unternehmen haben außerdem Bedenken betreffend Datensicherheit angemerkt.

In produzierenden Unternehmen, in denen derzeit keine 100%-Auslastung vorhanden ist, wird dieses Modell als Chance gesehen um durch die Lastverschiebung eine Kosteneinsparung bei den Produktionskosten zu erreichen. Andererseits sehen Unternehmen, die in der Produktion Wochentags voll ausgelastet sind und derzeit gewisse Prozesse outsourcen müssen da die Produktionskosten bei Betrieb am Wochenende zu hoch wären, eine Chance bei sehr günstigen Strompreisen diese Produktion am Wochenende im eigenen Betrieb und mit eigenem Personal (bzw. zusätzlichem Personal) durchführen zu können. Auf Seite der Erzeuger sehen die Betreiber von z.B. Biomasse-KWK-Anlagen und Kleinwasserkraftwerken eine interessante Option um nach Auslauf der begünstigten Ökostromeinspeisung eine wirtschaftliche Betriebsweise ihrer Anlagen sicherstellen zu können.

Es ist darauf hinzuweisen, dass das DR-Potenzial in den folgenden Fällen nicht realisiert werden kann:

- Einige Notstromaggregate können nicht verwendet werden, da entweder ein Netzparallelbetriebsmodus nicht möglich ist oder die Aggregate nach den nationalen Vorschriften (Katastrophenschutzplan) nicht für andere Zwecke als für den Katastrophenschutz verwendet werden dürfen.
- Einige Prozesse können nicht unterbrochen werden, da entweder die Qualität der produzierten Waren beeinträchtigt werden würde oder die Maschinen weniger optimal funktionieren oder sogar beschädigt werden könnten (höhere Produktionskosten und / oder kürzere Lebensdauer der Maschinen).
- In einigen Unternehmen ist ein Wechsel des Schichtarbeitsmodells nicht möglich

## Zusammenfassung der wichtigsten Erkenntnisse

### Unternehmen sind generell sehr an dem Projekt hybridVPP4DSO interessiert, weil:

- sie auf dem neuesten Stand sein möchten (Gesetzgebung, Marktsituation)
- sie an wirtschaftlichen Vorteilen interessiert sind (oder zum Beispiel an der Möglichkeit, mehr Eigenproduktion statt Outsourcing zu betreiben)
- einige von ihnen an einem "grünen Image" für das Unternehmen interessiert sind

**Erfahrung mit DR:** Einige der evaluierten Unternehmen haben bereits Erfahrungen mit DR, hauptsächlich aus dem Lastspitzenmanagement.

- Die Akzeptanz von Benutzern / Arbeitern ist manchmal begrenzt, da es sich um eine Änderung des bekannten Prozesses handelt (Schichtarbeitsmodell usw.).
- Der finanzielle Nutzen mit Spitzenlastmanagement ist nicht so attraktiv wie in der Vergangenheit
- Einige (vor allem alte) Lastspitzenmanagementsysteme verursachten Probleme mit elektrischen Verbrauchern (Verbraucher eignen sich nicht für Ein / Aus-Regelung, keine Vorlaufzeiten und Nachlaufzeit eingeplant, etc.)

**Bedenken und wahrgenommene Risiken von Seiten der Unternehmen:** In den meisten Fällen wären die wichtigsten Knock-Out-Kriterien der wirtschaftliche Nachteil für das Unternehmen. Aber auch das Risiko einer geringeren Qualität der produzierten Güter oder höherer Wartungskosten und Datensicherheit wurde in den DR-Audits erwähnt. Diese Punkte wurden von den Unternehmen genannt:

- DR darf nicht zu einem wirtschaftlichen Nachteil für das Unternehmen führen
- Zunahme von technischen Problemen mit der Produktionslinie (höherer Aufwand und Kosten für Wartung etc.)
- Reduzierung der Komfortparameter für Mitarbeiter (HLK-System etc.)
- Reduzierung der Produktqualität
- Technische Leistungsfähigkeit des bestehenden Systems (Teillastverhalten Turbine / Generator, etc.)
- Nachteil bei der Einspeisevergütung für erneuerbare Energien
- Übereinstimmung mit dem Katastrophenschutzplan
- Datensicherheit

**Chancen aus Sicht der Unternehmen:** Der wirtschaftliche Nutzen ist in den meisten Fällen das Hauptargument. Einige Unternehmen sind daran interessiert, die Flexibilität in ihrem Produktionsprozess zu nutzen (nicht 100% Betriebsgrad, Speicherkapazität, etc.), um den Prozess in Zeiten mit niedrigeren Stromkosten zu verschieben. Andere Unternehmen sind daran interessiert, ihr grünes Image zu zeigen (bzw. helfen sie erneuerbaren Energien, ihren Anteil am Strommix zu erhöhen). Die folgenden Punkte wurden als Chancen genannt:

- Wirtschaftlicher Gewinn für das Unternehmen
- Weniger Outsourcing aufgrund der Möglichkeit wirtschaftlicher Produktion am Wochenende (geringere Energiekosten kompensieren zusätzliche Zahlungen für Nacht- oder Wochenendentgelte)
- Steigerung des grünen Images des Unternehmens
- Chance für einen wirtschaftlich attraktiven Betriebsmodus der erneuerbaren Stromerzeugung (Biomasse- / Biogas-KWK, etc.) nach dem Ende des Einspeisetarifmodells für Ökostrom
- Berücksichtigung der Maßnahmen im Rahmen des neuen Energieeffizienzgesetzes

## 2.2.2. Slowenien

Um die verfügbaren Flexibilitäten in Slowenien zu bewerten wurden insgesamt 15 Unternehmen kontaktiert. Vier Industriekunden und ein Geschäftskunde retournierten die ausgefüllten Fragebögen. Im Folgenden sind die wesentlichen Ergebnisse zusammengefasst:

- Ein Unternehmen hat drei Stromnetz-Anschlusspunkte (Messpunkte), ein Unternehmen hat sechs, und die übrigen drei Unternehmen haben jeweils einen Ort für die Messung. Insgesamt können zwölf geographisch unterschiedliche Netzanschlusspunkte verwendet werden.
- Zwei Unternehmen haben DSM- und Demand-Response-Erfahrungen.
- Einer Beteiligung an Demand Response Management stehen die befragten Unternehmen kritisch gegenüber, da ihre Prioritäten in der Regel auf die Einhaltung der Produktionspläne liegt, und die Bedeutung von DR daher nur eine nachgereichte Bedeutung spielt.
- Ein weiteres wichtiges Hemmnis, DSM einzuführen liegt in den damit verbundenen möglichen Zusatzkosten (z. B. für notwendige technische Upgrades).

Im Rahmen der Analyse wurden auch die allgemeinen Stromverbrauchsdaten erhoben, mit folgenden Ergebnissen:

- Die verfügbare Netzanschlussleistung liegt zwischen 0,2 kW und 702 kW pro Anschluss.
- Der jährliche Verbrauch beträgt bis zu 120.000 kWh.
- Fast alle Kunden sammeln täglich Stromverbrauchsdaten.
- Die Mehrheit der Kunden kann den benötigten Strombedarf mindestens einen Tag im Voraus abschätzen
- Der Anteil der Stromkosten an den Herstellungskosten beträgt 2 bis 10% (Industrie) bzw. weniger als 1% (Handel) pro Unternehmen.
- Die Stromdatenerfassung erfolgt über Abrechnungsdaten oder SCADA-Systeme (täglich oder auf Minuten-Basis).
- Je ein Industrie- und Handelsunternehmen verfügt über eine eigene Energiequelle, die jedoch nicht regelmäßig genutzt wird.
- Fast alle Unternehmen überschreiten während der Stunden ihrer höchsten Produktion ihre maximale verfügbare Leistung.
- In zwei Unternehmen gibt es Nachschichten. Vier Unternehmen arbeiten mehr als eine Schicht.

Allgemeine Informationen zum Stromnetz / Netzzugang:

- Alle Kunden sind am Mittel- oder Niederspannungsnetz angeschlossen.
- Mit Ausnahme eines Industriekunden haben Unternehmen alle Geräte zur dynamischen Blindleistungskompensation installiert. Die Nennleistung der Kompensationsgeräte liegt im Bereich zwischen 200 bis 810 kVAr.

Detaillierte Informationen über den Produktionsprozess und prozessunabhängige Lasten:

- In den Anlagen sind einige prozessunabhängige Lasten (Nebenaggregate) und Erzeugungseinheiten installiert. Die geschätzte Leistung liegt zwischen 2 und 200 kW.
- Die geschätzte Leistung für die wichtigsten Verfahrens-/Produktionsprozesse liegt zwischen 30 und 30.000 kW. Bei diesen Geräten liegt das Potenzial der möglichen Leistungsreduzierung oder -steigerung zwischen 2,8% und 100%. 100% bedeutet, dass der gesamte Prozess gestoppt wird, wenn eine solche Last abgeschaltet wird.
- Die Vorlaufzeit, die benötigt wird, um im Normalbetrieb arbeiten können, wird auf mindestens 10 Minuten und maximal 1 Stunde geschätzt.
- Die maximale Abschaltdauer für die einzelnen Komponenten liegt zwischen 3 Stunden und 8 Stunden.
- Die maximal mögliche Anzahl an Ein- und Ausschaltvorgängen der Lasten ist für jedes Unternehmen unterschiedlich.

**2.2.3. Verfügbare Flexibilität für die Simulation**

In Tabelle 1 sind alle Flexibilitäten (Industriekunden und Erzeuger) des Basisszenarios und die geplanten Erzeugungsanlagendargestellt. Basierend auf diesen Flexibilitäten werden die markt- oder netzorientierten Szenarien modelliert. Zusätzliche Kunden-Flexibilitäten wurden in den kundenorientierten Anwendungsfällen hinzugefügt. Die angegebenen Flexibilitäten zeigen die Nominalwerte, d.h. die Verfügbarkeiten der einzelnen Einheiten ist nicht dargestellt. Diese Verfügbarkeit wird in der Simulation wöchentlich berechnet.

**Tabelle 1: Überblick über die Flexibilitäten und Annahmen über neue Erzeugungstechnologien in Slowenien und Österreich**

	Timeline	Number of units	Nominal flexibility (in MW)	
			positive	negative
angeschlossen an simulierten Netzbereich network	bestehend in 2014	6	1,65	1,22
	generic, 2015-2020	4	0,25	1,25
	generic, 2021-2030	3	0,05	3,05
	<b>total in 2030</b>	<b>13</b>	<b>1,95</b>	<b>5,52</b>
außerhalb des simulierten Netzbereichs	existing in 2014	11	15	14
	generic, 2015-2020	0	0	0
	generic, 2021-2030	0	0	0
	<b>total in 2030</b>	<b>11</b>	<b>15</b>	<b>14</b>
<b>Slovenia, total in 2030</b>		<b>24</b>	<b>16,95</b>	<b>19,52</b>
connected to simulated network	existing in 2013	12	7,2	8,12
	generic, 2014-2020	18	0	13,84
	generic, 2021-2030	0	0	0
	<b>total in 2030</b>	<b>30</b>	<b>7,2</b>	<b>21,96</b>
outside of simulated network	existing in 2013	4	7,56	4,83
	generic, 2014-2020	0	0	0
	generic, 2021-2030	0	0	0
	<b>total in 2030</b>	<b>4</b>	<b>7,56</b>	<b>4,83</b>
<b>Austria, total in 2030</b>		<b>34</b>	<b>14,76</b>	<b>26,79</b>

Die in der Steiermark verfügbaren Einheiten haben im Basisjahr eine handelbare Flexibilität von max. +14 und -12 MW für eine Teilnahme am Tertiärregelenergiemarkt.

Die untersuchten Einheiten in Slowenien könnten im Basisjahr eine Nennleistung von max. +16 und -15 MW erbringen, wodurch sich aufgrund der notwendigen jährlichen Leistungsvorhaltung eine handelbare Kapazität von +9 MW / -8 MW ergab.

## 2.3. Entwicklungen an den Strom- und Regelenenergiemärkten

### 2.3.1. Modellierung der Day-Ahead Strompreise

Für die Simulation der Strompreise wurde ein Bottom-up-Ansatz in MATLAB® entwickelt. Dies ist ein grundlegendes österreichisches Marktmodell namens EDisOn (Electricity Dispatch Optimization; für weitere Informationen siehe (Burger et al., 2007) und (Shahidehpour et al., 2002)) für die Analyse der zukünftigen Strommarktentwicklungen in Österreich sowie den umliegenden Ländern. EDisOn ist als ein lineares Programmierproblem (LOP) konzipiert und ist deterministisch, d.h. es nimmt einen perfekten Wettbewerbsmarkt mit perfekter Voraussicht an und es verwendet eine stündliche Auflösung eines ganzen Jahres. Die Erzeugungskapazitäten sind exogen gegeben. Die Laufwasserkraftwerke sowie Pumpspeicherkraftwerke folgen einem jährlichen Muster und die Stromerzeugung aus Wind und PV wird anhand historischer Daten betrachtet. EDisOn deckt das gesamte Übertragungsnetz Österreichs (220 und 380 kV-Ebene) sowie seine Verbindungen zu den Nachbarländern ab. Österreich ist in 17 Last- und Erzeugungsknoten unterteilt, die mit den großen Transformatorstationen in Österreich übereinstimmen sowie 6 Knoten, die die Nachbarländer abbilden. Die Erzeugung wird dem nächsten Knoten zugewiesen, und die Last wird basierend auf Bevölkerungszahlen und großen Industriestandorten verteilt. Alle parallelen Übertragungsleitungen zwischen den Knoten werden zu einer repräsentativen Übertragungsleitung zusammengeführt, was zu insgesamt 35 Übertragungsleitungen führt (siehe Abbildung 3 unten).

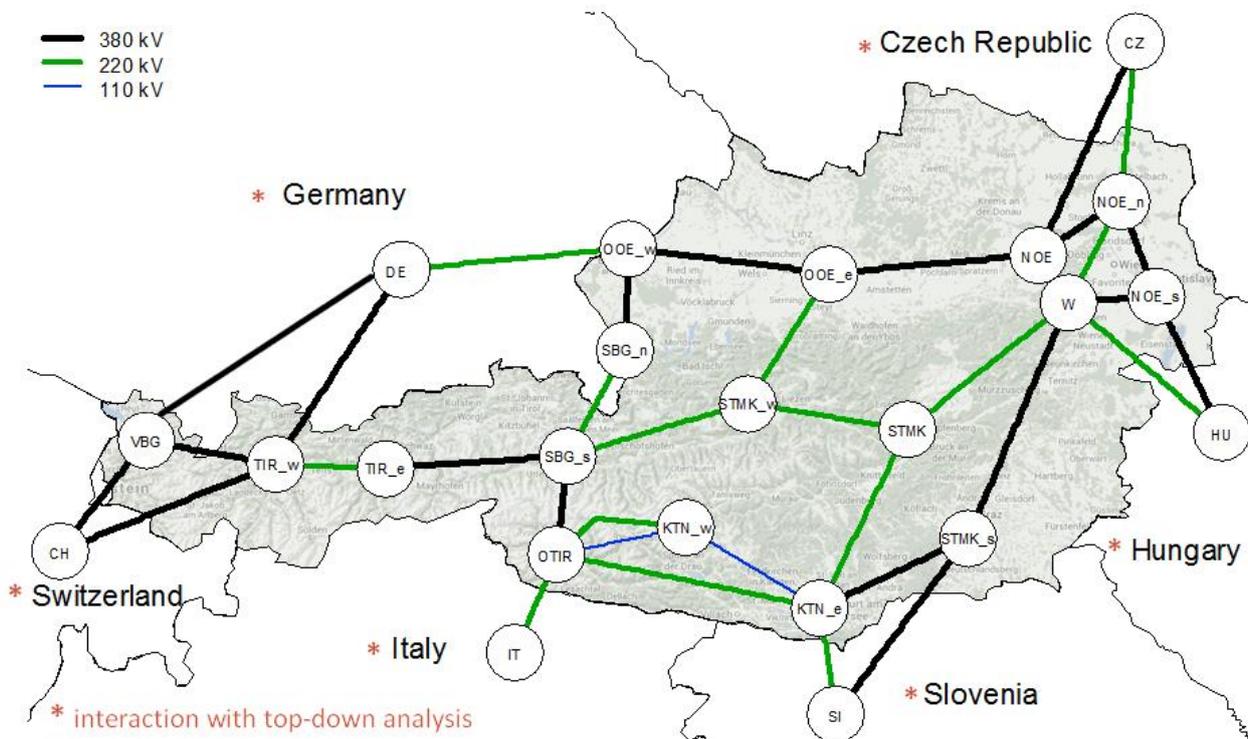


Abbildung 3: Angenommenes Übertragungsnetz für das Jahr 2020

Das Ziel des LOP-Modells besteht darin, einen Zeitplan zu erhalten, der die Gesamtbetriebskosten des Elektrizitätssystems minimiert, indem verschiedene variable Kosten, wie zum Beispiel Kraftstoff-, Betriebs- und CO2-Kosten, berücksichtigt werden. Es sind verschiedene technische Beschränkungen im-

plementiert die im gesamten Simulationshorizont erfüllt sein müssen, wie zum Beispiel die Beschränkungen der Erzeugungskapazität, maximale Rampenraten, Bilanz der Wassermengen in den Speicherbecken, Überlauf von Wasserkraftwerken, technische Charakteristika der erneuerbare Energieerzeugungstechnologien, usw. Die genaue mathematische Formulierung des Optimierungsproblems ist im D2 des hybrid-VPP4DSO-Projektes dargelegt.

### 2.3.2. Ergebnisse der der Strompreismodellierung

Die Großhandelspreise in Österreich und in den Nachbarländern für das "Base"-Szenario für das Jahr 2020 sind in Abbildung 4 als jährliche Dauerkurven dargestellt. Die Modellergebnisse zeigen die Preisunterschiede zwischen den verschiedenen Ländern aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz. Im verwendeten „Nodal-Pricing“-Ansatz hat Österreich den niedrigsten durchschnittlichen Grenzkostenpreis von rund 34 EUR/MWh. In der Realität haben Österreich und Deutschland einen gemeinsamen Markt mit den gleichen Preisen auf dem Großhandelsmarkt. Preisunterschiede können mit Unsicherheiten bei den verwendeten Eingangsparametern erklärt werden.

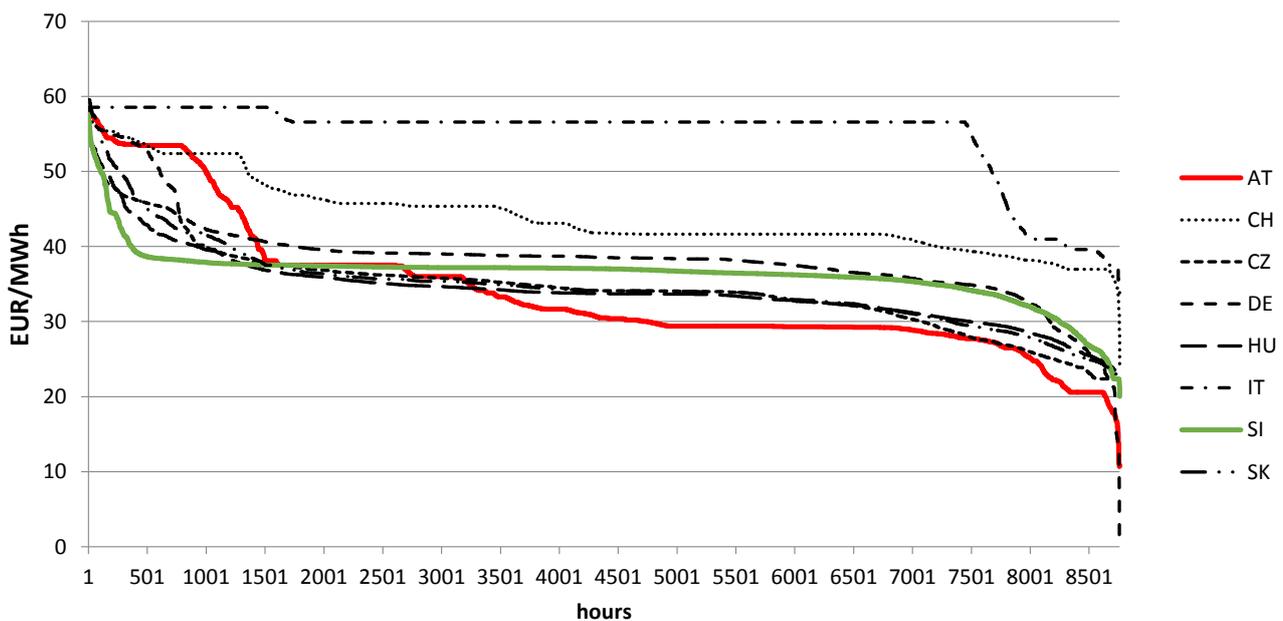
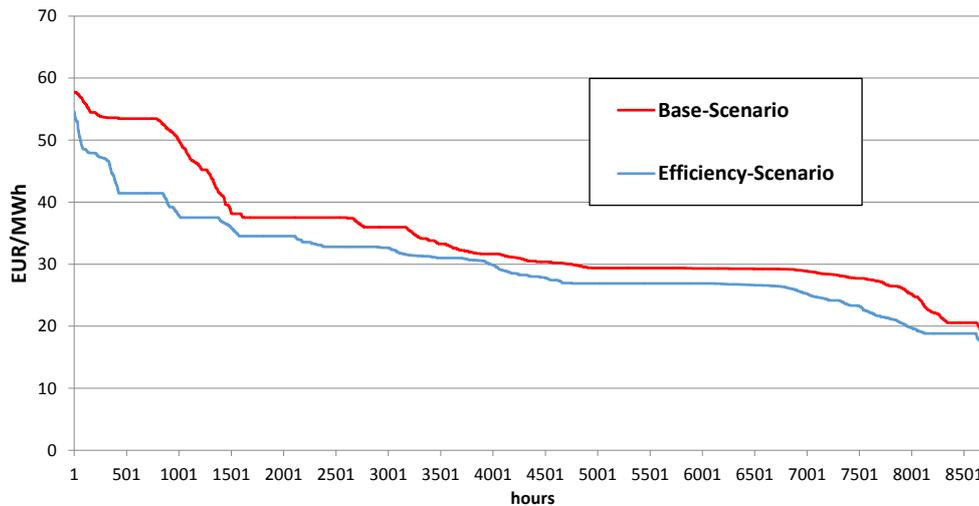


Abbildung 4: Jährliche Dauerkurven der Stromgroßhandelspreise für das Basisszenario 2020

Abbildung 5 zeigen die Strompreisunterschiede zwischen den beiden Szenarien "Base" und "Efficiency". Die größten Preisunterschiede zwischen den beiden Szenarien liegen in den Stunden mit hohen Preisen, wie in Abbildung 5 auf der linken Seite der Jahresdauerlinie mit einer maximalen Differenz von 12,4 EUR/MWh zu sehen ist. Der durchschnittliche Grenzpreis für das Szenario "Base" liegt bei 34 EUR/MWh und für das Szenario "Efficiency" bei 30 EUR/MWh für das Jahr 2020.



**Abbildung 5: Vergleich der Jahresdauerlinie der Stromgroßhandelspreise in Österreich für das Szenario "Base" und "Efficiency" für das Jahr 2020**

Im Vergleich zur Analyse aus dem Jahr 2020 ist im Jahr 2030 der Strompreisunterschied zwischen den verschiedenen Ländern aufgrund des Ausbaus des europäischen Übertragungsnetzes mehr oder weniger stark zurückgegangen, was hauptsächlich auf die Unterstützung der Europäischen Kommission für „Projekte von gemeinsamem Interesse“ zurückzuführen ist (für die Liste siehe European Commission, 2014). Die Modellergebnisse der durchschnittlichen Stromgroßhandelspreise im Jahr 2030 liegen bei rund 60 EUR/MWh. Der im Vergleich zum Jahr 2020 steigende Strompreis wird hauptsächlich durch den höheren CO2-Emissionspreis im Jahr 2030 beeinflusst.

### 2.3.3. Entwicklungen und Annahmen für die Tertiärregelenergiemärkte

#### 2.3.3.1. Österreich

Die Größe des VPPs hat sich durch die ermittelte Flexibilität ergeben. In diesem Projekt wurde Flexibilität für ein VPP von +14/-12MW ermittelt. Da ein marktbezogenes VPP nicht auf die regionalen Grenzen der Steiermark beschränkt ist, könnte ein VPP-Betreiber Einheiten aus ganz Österreich zusammenlegen, so dass für die maximale Größe des Pools keine Begrenzung besteht. Praktische Grenzen würden sich aus der Größe des Marktes ergeben; das ausgeschriebene Volumen für Tertiärregelenergie im Jahr 2017 beträgt ca. +280 MW / -170 MW, ähnlich wie in früheren Jahren.

Das VPP wurde als Preisnehmer angenommen. Ein VPP, der mehr als 25% des Marktvolumens ausmacht, könnte starke Auswirkungen auf die Marktpreise haben). Dieser Effekt wird nicht berücksichtigt, da die handelbare Kapazität des Pools zu niedrig ist, um den Markt bei durchschnittlichen Ausschreibungen erheblich zu beeinflussen. Daher wurde in der ersten Break-Even-Analyse, die im folgenden Kapitel erläutert wird, ein statischer Markt angenommen.

Zwei Faktoren beeinflussen die Möglichkeit für das VPP das ganze Jahr am Markt teilzunehmen: i) Die Verfügbarkeit der Einheiten ist nicht das ganze Jahr über konstant gegeben und zusätzlich ii) darf das

VPP nur am Markt teilnehmen, wenn es bei der Leistungsausschreibung für Tertiärregelreserve der APG zum Zug kommt. Diese Bedingungen wurden mit einer Rate der Marktbeteiligung (Trefferquote) von 65% berücksichtigt.

Die zukünftige Entwicklung der Preise und Erträge für die Marktteilnehmer wird hauptsächlich durch zwei gegenläufige Trends beeinflusst. Auf der einen Seite wird der steigende Anteil volatiler erneuerbarer Energien zu einer höheren Nachfrage nach Regelreserven und -energie führen, was zukünftig die Preise erhöhen könnte. Auf der anderen Seite versuchen die europäischen Übertragungsnetzbetreiber derzeit die Regelenergiekosten zu verringern, indem sie die internationale Zusammenarbeit forcieren: Darunter fallen i) das „Imbalance Netting“, bei dem, vor einem Abruf von Regelenergie, erst gegenläufige Abweichungen in den verschiedenen Ländern gegenseitig ausgeglichen werden. Dies kann die Anzahl und Dauer der Aktivierungen im Laufe des Jahres erheblich reduzieren. Außerdem gibt es ii) einen Trend zur Kopplung der Regelenergiemärkte. Beispielsweise erfolgt die Ausschreibung für Primärregelreserve gemeinsam mit der Schweiz, Deutschland, Belgien und den Niederlanden. Außerdem wird die Sekundärregelenergie von einer gemeinsamen Merit Order in Deutschland und Österreich abgerufen.

Zusammenfassend gab es im Jahr 2015 in Österreich bereits eine recht wettbewerbsfähige Marktsituation, sodass weiter sinkende Preise die Eigentümer von flexiblen Einheiten davon abhalten könnten, sich am Markt zu beteiligen, und ein selbstregulierender Effekt zu beobachten war. Daher wurde angenommen, dass das Niveau und das jährliche Preisprofil für 2020 und 2030 dem des Jahres 2015 entsprechen. Die Simulation wurde daher basierend auf historischen mittleren Leistungs- und Energiepreisen sowie den dazu passenden, mittleren historischen Abrufwahrscheinlichkeiten durchgeführt. Außerdem wurden basierend auf den historischen Preisen Annahmen für realistische Preise am oberen Ende der Merit Order getroffen, wobei in der Simulation dann auch die entsprechenden Abrufwahrscheinlichkeiten, basierend auf historischen Abrufen verwendet wurden.

Der VPP-Betreiber würde diese Einnahmen verdienen, müsste aber dem Eigentümer der flexiblen Einheit die Teilnahme am VPP vergüten. Um die Vergütung der flexiblen Einheit zu berücksichtigen, wurde ein Modell der Umsatzbeteiligung angenommen, das häufig im Aggregationsgeschäft zu finden ist. Eine Umsatzbeteiligung von 40% würde beispielsweise bedeuten, dass das VPP 40% der eingehenden Einnahmen an den Eigentümer der flexiblen Einheit zahlen müsste. Wenn nicht anders erwähnt, wurde in dem Projekt von einer 50% Umsatzbeteiligung sowie von einer Trefferquote von 65% (siehe oben) ausgegangen.

### 2.3.3.2. Slowenien

Wie im österreichischen Fall hängt der Umsatz auf dem slowenischen Regelenergiemarkt hauptsächlich von der handelbaren Kapazität des Pools und den Marktpreisen ab. Anders als in Österreich verwendet der slowenische Übertragungsnetzbetreiber (ELES d.o.o.) derzeit jährliche Auktionen und bilaterale Verträge, um die Verfügbarkeit der erforderlichen Reserven während des gesamten Jahres zu gewährleisten. Der Leistungspreis und der Energiepreis der Verträge sind auf der Homepage von ELES veröffentlicht und in Tabelle 2 aufgeführt. Es werden nur Verträge für positive Regelreserve veröffentlicht und

Statistiken zeigen, dass eine negative Aktivierung für weniger als 10 Stunden pro Jahr auftrat, womit die negative Tertiärreserve vernachlässigbar ist. Trotz dieser schwierigen Anforderungen hat ELES bereits einen Vertrag mit einem VPP-Betreiber.

**Tabelle 2: Verträge für die Bereitstellung von Tertiärregelreserve in SI**

Ausschreibung	Lieferung	Produkt	Leistung (MW)	Leistungspreis (€/MW/y)	Energiepreis (€/MWh)
22.11.2013	2014-2018	144 MW	10	55.000	200
11.12.2014	2015	VPP	15	38.900	240
11.12.2014	2015-2018	50 MW	50	47.000	249
11.12.2014	2015	139 MW	139	39.500	260
22.11.2013	2014-2018	144 MW	134	68.300	270

Auch in Slowenien wird davon ausgegangen, dass das VPP den Preis nicht beeinflussen würde und es ein Preisnehmer ist.

Die Kapazitätspreise der slowenischen Verträge scheinen deutlich über den österreichischen Durchschnittspreisen des gleichen Zeitraums zu liegen, was mit der begrenzten Marktliquidität und der Dauer der Verträge zusammenhängen kann. Darüber hinaus sind die Anbieter von Reserven in Slowenien mit hohen Strafzahlungen konfrontiert, falls sie während einer Aktivierung ihre Leistung nicht liefern können. Die Strafen in Slowenien wurden mit 4.000 EUR/MW/h angenommen. Für die wirtschaftliche Analyse wurde angenommen, dass der VPP zwei Mal pro Jahr für 2 Stunden seine Leistung nicht liefern kann und somit insgesamt Strafen von 16.000 EUR/MW/a zahlen müsste.

Im slowenischen Fall wurde angenommen, dass das VPP als Vertragspartner von ELES einen Vertrag mit einem Kapazitätspreis von 38.900 EUR/MW/a und einem Energiepreis von 199 EUR/MWh hätte, was ein etwas niedrigerer Preis wäre als in allen veröffentlichten Verträgen. Wie im österreichischen Fall wurde angenommen, dass der Mindestpreis in den Jahren 2020 und 2030 identisch sein wird.

Es wird angenommen, dass die Eigentümer der Flexibilitäten einen Anteil von 50% der jährlichen Nettoeinnahmen erhalten würden. Die Nettoeinnahmen werden aus den Einnahmen nach den vertraglich vereinbarten Preisen, vermindert um die Strafen, berechnet. Da ein Einjahresvertrag erfüllt werden muss, muss das VPP die Kapazität während des gesamten Jahres bereitstellen und somit wurden keine Verfügbarkeitsfaktoren berücksichtigt. In der Tat muss der VPP-Betreiber eine internes Back-up haben, um eventuelle Ausfälle der Einheiten im Pool abzudecken und um Strafen zu vermeiden.

## 2.4. Simulations-Ablauf des hybrid-VPPs

Im Folgenden wird ein kurzer Überblick über das Simulationsverfahren für das hybrid-VPP gegeben. Die Details können im D3 nachgelesen werden. Die Simulation des hybrid-VPP-Geschäfts erfolgte mittels einer gekoppelten Lastflussanalyse des Verteilnetzes und der Simulation des hybrid-VPP-Verhaltens am

Regelenergiemarkt. Die Simulation wurde für ein ganzes Jahr mit einer Auflösung von 15 min durchgeführt.

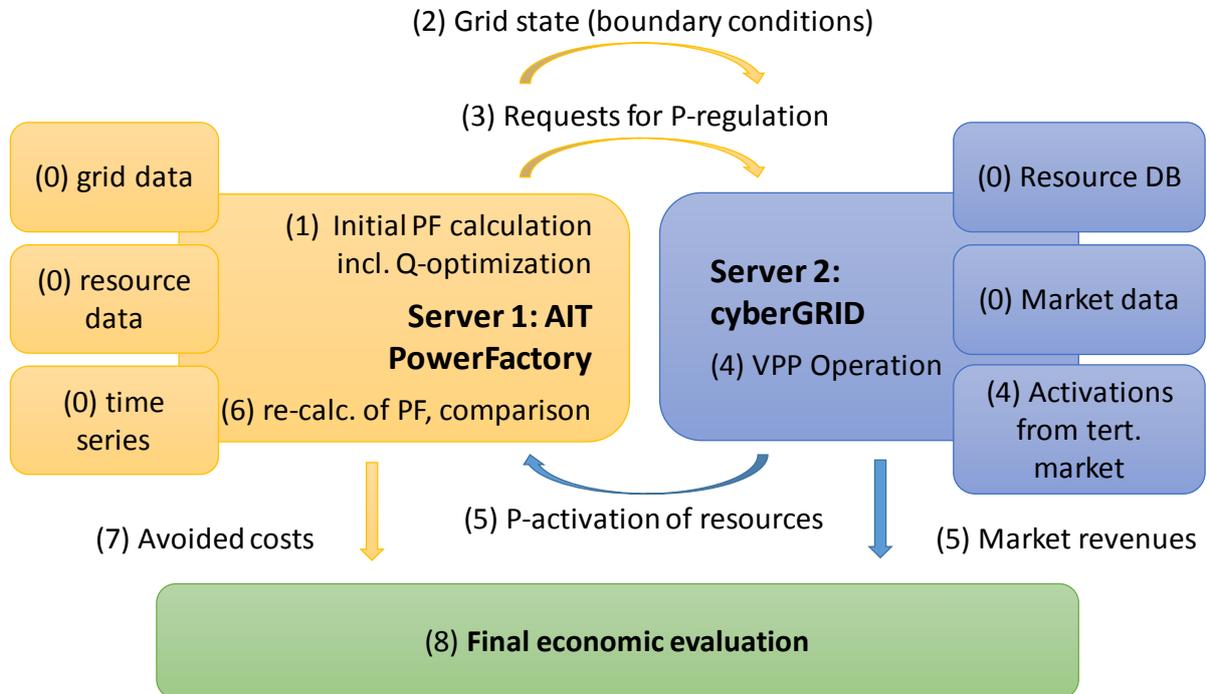


Abbildung 6: Überblick über das Simulationsverfahren für die hybrid-VPP-Netz-, Markt- und Unternehmenssimulation

Abbildung 6 zeigt eine Übersicht aller erforderlichen Schritte des hybrid-VPPs. Zu Beginn wurden die Eingabedaten vorbereitet. Dazu gehören Daten des Verteilungsnetzes, der flexiblen Ressourcen und ihrer Eigenschaften, die finanziellen Ergebnisse des Tertiärregelenergiemarktes im Referenzjahr und Abrufe vom Übertragungsnetzbetreiber. In einem ersten Schritt wird die Betriebsplanung des Verteilnetzbetreibers (DSO) simuliert (1). Details der Lastflussrechnung werden im Kapitel 2.5 erläutert. Die technischen Netzsimulationen identifizieren Probleme für die verschiedenen Bereiche des Netzes, die dem hybrid-VPP mitgeteilt werden (2). Der VPP-Betreiber muss die Einschränkungen des Verteilnetzbetreibers akzeptieren. Darüber hinaus kann der Verteilnetzbetreiber Aktivierungen aus dem hybrid-VPP anfragen, um Netzprobleme zu lösen (3).

In der Simulation kann der Verteilnetzbetreiber in jedem Netzabschnitt 6 Ebenen von Restriktionen für die Aktivierung von Ressourcen definieren, die durch ein Ampelsystem symbolisiert wurden:

- volle Verfügbarkeit (grün),
- nur positive Aktivierung (z.B. Erhöhung der Erzeugung) erlaubt (gelb positiv),
- nur negative Aktivierung (z.B. Verringerung der Erzeugung) erlaubt (gelb negativ),
- positive Aktivierung wird vom DSO angeordnet (rot positiv),
- negative Aktivierung wird vom DSO angeordnet (rot negativ), und schlussendlich
- keine Aktivierung ist erlaubt (z.B. bei Wartungen).

Das Ampelsystem ist in Abbildung 7 dargestellt. In den Simulationen wurde jedem Netzanschlusspunkt einer flexiblen Einheit pro 15-Minuten-Intervall ein individueller Ampelstatus zugewiesen.

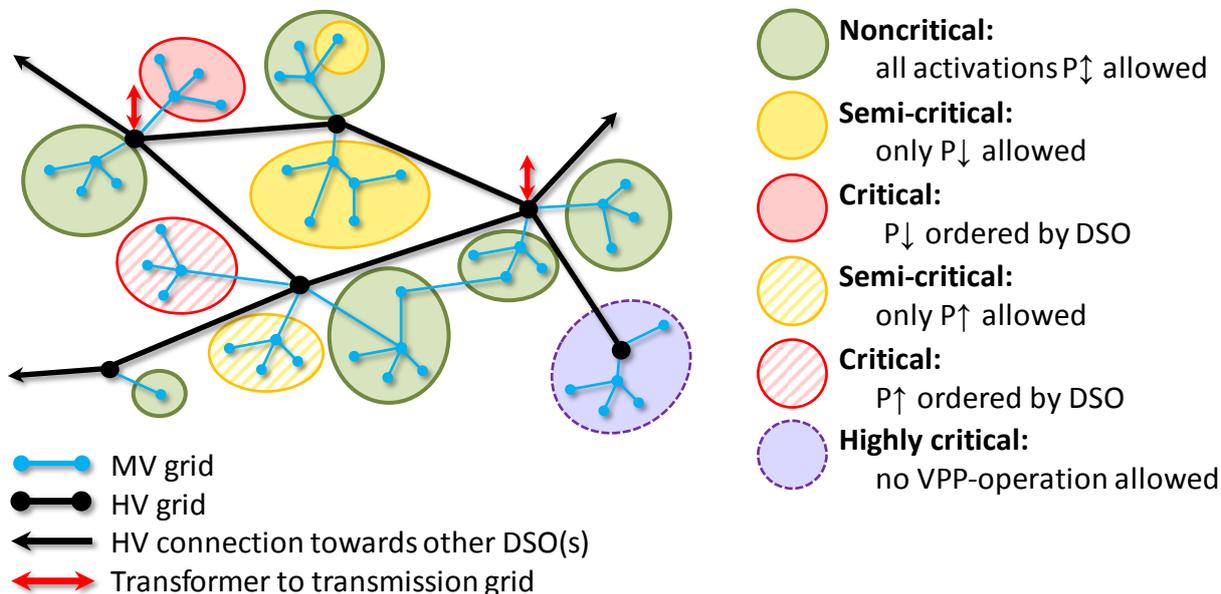


Abbildung 7: Schematische Darstellung des Ampelsystems für das hybrid-VPP

Im nächsten Schritt lösen oder reduzieren die Algorithmen des hybrid-VPPs in erster Linie die aktuellen Probleme im Verteilnetz mit den lokal verfügbaren Flexibilitäten, während die erwarteten Einnahmen aus der Teilnahme am Regelenergiemarkt als sekundäres Ziel optimiert werden (4). Bei der Simulation des VPP-Betriebs wurde die verfügbare Kapazität für die folgende Woche unter Berücksichtigung der erforderlichen internen Sicherung (Back-up) im Pool bewertet. Diese verfügbare Kapazität wird dem Regelenergiemarkt für tertiäre Reserve mit Kapazitätspreis und Energiepreis angeboten. Abhängig vom Energiepreis der Gebote bestimmt das Aktivierungsmodell für jedes 15-Minuten-Intervall des simulierten Jahres, ob und in welchem Umfang die Flexibilität durch das hybrid-VPP aktiviert werden muss. Die Aktivierungsaufträge vom TSO werden in jedem 15-Minuten-Intervall an den hybrid-VPP-Simulator gesendet. Das hybride VPP verteilt die verfügbaren Flexibilitäten, um die Aktivierungsreihenfolge des TSO zu erfüllen. Ergebnisse dieser Simulation sind die Aktivierungsprofile aller verfügbaren flexiblen Einheiten im Pool in Intervallen von 15 Minuten für ein ganzes Jahr sowie die entsprechenden Einnahmen aus dem Tertiärregelenergiemarkt sowohl für die Leistungsvorhaltung als auch für die Einnahmen für die Regelenergieabrufe während des Jahres (5).

Im dritten Schritt werden die resultierenden Änderungen der Profile der flexiblen Einheiten an das Netzsimulationsmodell zurückgesendet, welches die Auswirkungen des hybrid-VPP-Betriebs auf das Netz bewertet (6). Ob die Netzprobleme gelöst oder minimiert werden können, wird durch Vergleichen der alten und neuen Netzzustände erkannt. Schließlich werden die vermiedenen Netzinvestitionskosten technisch und wirtschaftlichen bewertet (7). Die Ergebnisse der abschließenden wirtschaftlichen Bewertung werden in den Kapitel 2.6 diskutiert.

## 2.5. Technische Simulation von hybrid-VPPs

Ziel der technischen Simulationen war es, ein Modell der ausgewählten Netze von Energienetze Steiermark (ENS) und Elektro-Ljubljana (ELj) zu erstellen und mittels Lastflussanalysen den Einfluss des hybrid-VPPs auf diese Netzabschnitte zu ermitteln. Zur besseren Übersicht werden bei den verschiedenen untersuchten Einsatzzwecken jeweils die Nummern aus Kapitel 1.2 in Klammern angegeben. Die detaillierten Ergebnisse der technischen Simulationen sind im Deliverable D3 dargestellt; in diesem Bericht werden nur einige der Highlights zusammengefasst.

### 2.5.1. Netzmodelle

Für die technische Simulation wurden Netzmodelle in der Software DigSILENT PowerFactory® erstellt. Zunächst wurde ein Basisszenario, basierend auf einer Mischung aus gemessenen und künstlich generierten Lastprofilen für jeweils ein aktuelles Jahr erstellt. In den österreichischen Netzen stammten die Daten aus dem Jahr 2013, in den slowenischen Netzen aus dem Jahr 2014. In allen Netzen wurde nur die Mittelspannungsebene betrachtet. Nachdem keine Spannungsprofile der Hochspannungsseite des Umspannwerk(UW)-Transformators vorhanden waren, wurde der Slack auf die Mittelspannungssammelschiene gesetzt und damit das UW-Regler-Totband in der Simulation nicht berücksichtigt. Eine mögliche Überlastung der Transformatoren wurde somit nicht betrachtet; diese wird aber aufgrund der vorhandenen Messwerte und der Simulationsergebnisse nicht erwartet.

Neben diesem Basisszenario wurden auch zwei Zukunftsszenarien für die Jahre 2020 und 2030 entwickelt. Dafür wurden die Modelle wie in Kapitel 2.1.3 beschrieben um zusätzliche Erzeugung und Verbrauch erweitert.

Im Basisszenario traten erwartungsgemäß in keinem der untersuchten Netze Engpässe auf, da der Ist-Zustand der Netze unter Einhaltung der heutzutage üblichen Netzplanungsgrundsätze entstanden ist. In allen untersuchten Netzen stellten sich Spannungsanhebung und Spannungsabfall als die bedeutendsten Systemgrenzen heraus, da alle Netze weit entfernt von den Auslastungsgrenzen der Komponenten betrieben werden. Daher wird der Fokus der Analysen im Folgenden auf die Netzspannungen und die Einhaltung von Spannungsgrenzwerten gelegt.

Während in keinem der untersuchten Netze im Ist-Zustand eine Stromkompoundierung eingesetzt wird, wurde der Einsatz einer solchen als primäre Abhilfemaßnahme von Spannungsbandproblemen in den österreichischen Netzen angenommen. Weiters wurde in den in allen Netzen zur Reduktion von hohen Spannungsanstiegen auch die Möglichkeit künftiger Kraftwerke genutzt, über eine Q(U)-Blindleistungsregelung zur Spannungshaltung beizutragen.

Abbildung 8 zeigt beispielhaft die simulierten Spannungen in den beiden slowenischen Netzgebieten für das Zukunftsszenario 2030: Eine große Windkraftanlage verursacht Spannungsspitzen im ersten Netzbereich. Im zweiten Netzgebiet wurde die Produktion mit einer BHKW-Anlage und einer großen PV-Anlage weiter ausgebaut. Ohne Berücksichtigung der Blindleistung würden diese Verbesserungen zu Verletzungen des Spannungsbandes führen. Mit der Berücksichtigung eines konstanten  $\cos(\varphi)$  für alle Kunden des Basisjahres und einer Q(U)-Regelung für alle zukünftigen Erzeuger konnte die Netzsituation

jedoch deutlich verbessert werden. Im ersten Netzbereich treten keine Spannungsprobleme mehr auf. Im zweiten Netzbereich gibt es noch einige Unterspannungsprobleme. Daher wäre im zweiten slowenischen Netzgebiet für 2030 ein Ausbau des Netzes oder die Nutzung des hybrid-VPPs erforderlich.

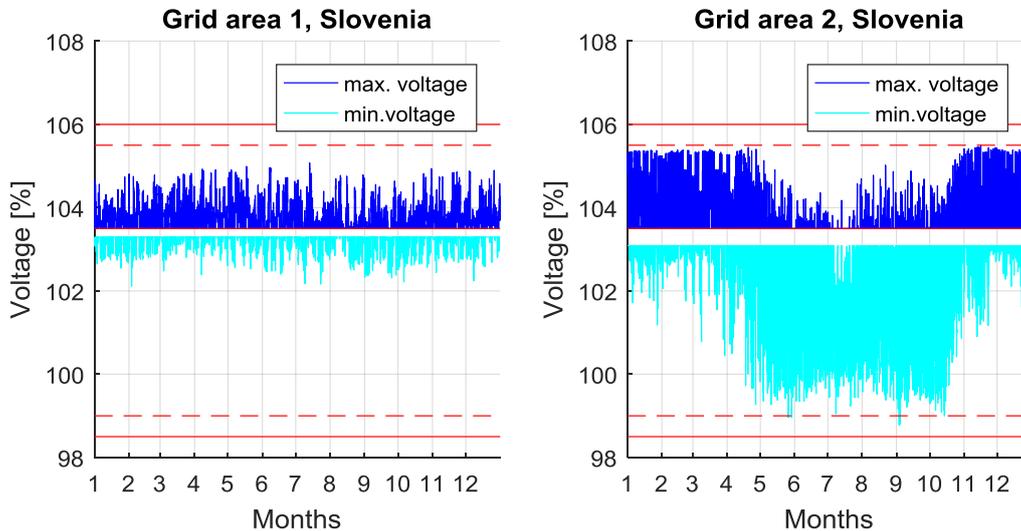


Abbildung 8: Minimale und maximale Spannung in den beiden slowenischen Netzbereichen im Zukunftsszenario 2030 mit Q(U)-Regelung für alle zukünftigen Erzeuger

### 2.5.2. Marktbezogene Einsatzzwecke

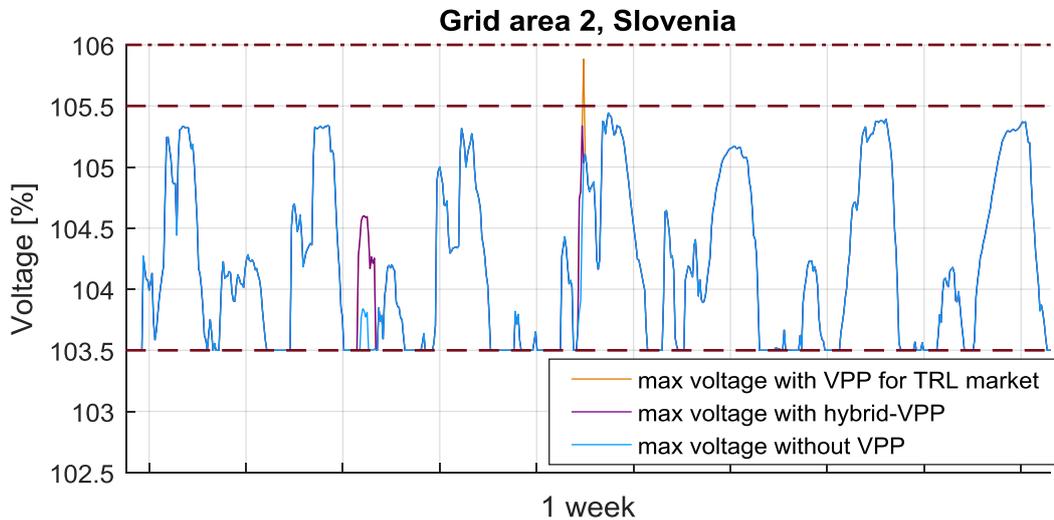
In Hinblick auf die marktbezogenen Einsatzzwecke wurde untersucht, ob und inwieweit ein VPP das Netz negativ beeinflusst. Auf dem Spot Markt (Einsatzzweck 1c) gab es in keinem der vier untersuchten Netze Probleme, da es genügend Reserven im Spannungsband gab.

Für den tertiären Regelenergiemarkt in Österreich (1a) ist der Einfluss der Marktteilnahme insbesondere im Netzbereich 2 zu sehen, der im Jahresverlauf zu mehreren Spannungsspitzen führt. In keinem der Fälle wurde jedoch das Spannungsband in den österreichischen Netzabschnitten verletzt, da diese über ausreichende Reservekapazitäten verfügen.

In Slowenien kam es bei der Teilnahme am Tertiärregelenergiemarkt (1a) zu Spannungsbandverletzungen während einzelner Stunden im Jahr, wo das Netz nahe seiner Grenze war. Im ersten Bereich ist die Marktteilnahme kaum sichtbar, da das Netz im Spannungsband genügend Reserve hat. Im zweiten Netzbereich würde jedoch die Beteiligung des VPPs am Tertiärregelenergiemarkt einige Überschreitungen des oberen Spannungsbandes verursachen.

Gemäß der Richtlinie der Europäischen Kommission über den Betrieb von Elektrizitätsübertragungsnetzen könnte der Verteilnetzbetreiber den Kunden daher in der Teilnahme am Regelenergiemarkt einschränken oder davon ausschließen. Allerdings ist das Netz nur zu manchen Zeiten nahe der Auslastungsgrenzen, während die Marktteilnahme im restlichen Jahr kein Problem darstellt. Die Einführung eines hybrid-VPP-Konzepts ermöglicht daher die Marktteilnahme flexibler Einheiten auch in kritischen Netzbereichen. Wenn dem VPP der aktuelle Netzstatus bekannt ist und dieses somit ein hybrid-VPP

wäre, könnten die Spannungsbandverletzungen verhindert werden. Dies ist exemplarisch für eine Woche in Abbildung 8 gezeigt und wird im hybriden Anwendungsfall weiter evaluiert.



**Abbildung 9:** Die Abbildung zeigt die maximale Netzspannung im zweiten slowenischen Netzgebiet während einer Woche im Jahr 2030. Die Marktbeteiligung eines VPPs kann zu Netzproblemen führen (orange). Wenn stattdessen ein hybrid-VPP verwendet wird, das die aktuelle Situation im Netz kennt, können diese Probleme verhindert werden (violett).

### 2.5.3. Kundenbezogene Einsatzzwecke

Die kundenbezogenen Einsatzzwecke wurden in mehreren Fallstudien in den technischen Netzsimulationen analysiert. Dabei wurde angenommen, dass ein neuer Kunde an einer gewissen Stelle im Netz anschließen möchte. Wenn am gewünschten Anschlusspunkte allerdings Netzbeschränkungen bestehen, muss der Kunde die Kosten für einen Anschluss am nächsten geeigneten Netzanschlusspunkt tragen. Wenn der Kunde alternativ am hybrid-VPP teilnimmt und zustimmt, dass ihn der Netzbetreiber zu manchen Stunden im Jahr abregelt, könnte er trotzdem den gewünschten Anschlusspunkt verwenden und somit Netzanschlusskosten sparen.

Im österreichischen Fall lag der Fokus auf der Integration neuer Generatoren, für Slowenien wurde die Integration neuer Konsumenten analysiert.

### Slowenien: Minimierung der Netzanschlusskosten für neue Verbraucher (2b)

In Slowenien wurde der Neuanschluss eines Industriekunden simuliert. Am gewünschten Anschlusspunkt würde dies zu Verletzungen des oberen Spannungsbandes führen. Laut konventioneller Planung des Energiesystems wäre es erforderlich, eine neue Leitung mit einer Länge von 5,4 km in Richtung des nächstgelegenen geeigneten Anschlusspunktes zu bauen. Alternativ könnten der Kunde am hybrid-VPP teilnehmen. Um die Spannung innerhalb der Grenzwerte zu halten, würde die Produktion der Anlage in bestimmten kritischen Stunden des Jahres reduziert. Wenn die Last am hybrid-VPP teilnehmen würde, würde ihr Energieverbrauch während kritischer Stunden um 30,26 MWh reduziert werden, was 0,36% des gesamten jährlichen Verbrauchs entspricht.

**Österreich: Minimierung der Netzanschlusskosten für neue Einspeiser (2a)**

In einer Sensitivitätsanalyse wurden verschiedene Erzeugungsanlagen verglichen, ein Wind-, ein PV- und ein Wasserkraftwerk, alle mit einer Spitzenleistung von 4 MW. Sie wurden alle am gleichen gewählten Punkt im Netz verbunden. Wie in Abbildung 10 gezeigt, hat die Windkraftanlage wegen der höheren Volllaststundenanzahl eine größere Gesamteinspeisung als die PV-Anlage. Das Wasserkraftwerk hat die meisten Volllaststunden der analysierten Technologien.

Mit dem Wasserkraftwerk ist die relative reduzierte Energie jedoch viel höher (27,6%) als bei den anderen Technologien. Der Grund dafür ist ein Korrelationseffekt. Da in dem betrachteten Netz bereits viel Wasserkraft installiert ist, würde die Installation eines weiteren Wasserkraftwerks die Spannung zu jenen Zeiten erhöhen, in denen sie bereits hoch ist. Daher ist die relative reduzierte Energie in diesem Fall am größten. Das PV-Kraftwerk liegt mit 10,5% an zweiter Stelle der relativen reduzierten Energie, die Windenergieanlage hat mit 8,1% die geringste Reduktion. Die Windkraftanlage hat vor allem im Winter eine hohe Produktion, wo die bereits im Netz vorhandenen Wasserkraftwerke jedoch nur wenig Energie produzieren. Daher sind die Überspannungen im gewählten Netzbereich geringer, als bei PV und Wasserkraft.

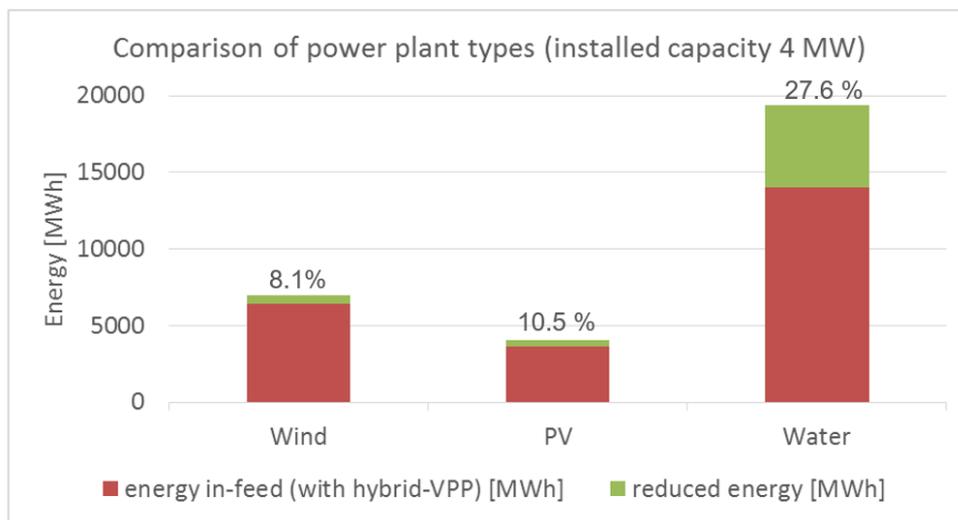


Abbildung 10: Sensitivitätsanalyse verschiedener Erzeugungstechnologien für den kundenbezogenen Einsatzzweck

**2.5.4. Netzbezogene Einsatzzwecke**

**Slowenien: Optimierung der Netzausbaukosten des Verteilnetzbetreibers (3a)**

In den slowenischen Netzgebieten wurden mehrere Fallstudien durchgeführt. Es wurde gezeigt, dass das VPP dazu beitragen kann, die Netzspannungen in kritischen Zeiten zu reduzieren und somit Netzinvestitionen zu verhindern oder zu verzögern.

**Österreich: Unterstützung des Verteilnetzbetreibers bei Wartung und Sonderschaltungen (3b)**

Zusammenfassend ergab die Fallstudie, dass das hybrid-VPP zur Unterstützung des Verteilnetzbetreibers im Falle eines Ausfalls verwendet werden könnte. Mit seiner Hilfe konnte im analysierten Beispiel

die unregelmäßige Überspannungsabregelung von dezentralen Erzeugungseinheiten deutlich reduziert werden. Wenn flexiblere Einheiten, insbesondere in den relevanten Netzabschnitten weit vom Umspannwerk entfernt, am hybrid-VPP teilnehmen, könnte die unregelmäßige Abschaltung von Kraftwerken sogar vollständig verhindert werden. Das hybrid-VPP ermöglicht eine kontrollierte Energieabsenkung, welche einer unregelmäßigen Situation im Netz immer vorzuziehen ist.

### 2.5.5. Hybride Einsatzzwecke

In diesem Kapitel werden die zuvor genannten einzelnen Einsatzzwecke zu hybriden Anwendungsfällen zusammengefasst. So können Synergieeffekte untersucht werden, von denen alle Beteiligten profitieren. Die hybriden Anwendungsfälle wurden mit dem in Kapitel 2.4 beschriebenen Co-Simulationsansatz der Marktoptimierung und Netzsimulation simuliert.

#### 2.5.5.1. Markt (1b) + Kunde (2b) + Verteilnetzbetreiber (3a) Anwendungsfall – Slowenien

Die Simulationsergebnisse dieses Anwendungsfalles sind detailliert im Deliverable D3 dargestellt. Er bietet allen Beteiligten Vorteile: Neukunden können Netzanschlusskosten sparen und durch das hybrid-VPP am Regelenergiemarkt teilnehmen. Das hybrid-VPP kann auch in kritischen Netzgebieten am Regelenergiemarkt teilnehmen und der DSO kann Netzinvestitionen verhindern oder verzögern.

#### 2.5.5.2. Markt (1b) + Verteilnetzbetreiber (3b) Anwendungsfall – Österreich

Mit dem hybrid-VPP konnten in diesem Anwendungsfall die Spannungsbandverletzungen für fast alle Sonderschaltungen deutlich reduziert werden. Die Netzspannung im gesamten Netzabschnitt konnte in 5 von 7 Fällen vollständig unter der geforderten Obergrenze gehalten werden. Bei Schaltzuständen, die zu Unterspannungen führten, waren keine Verbesserungen möglich. In diesem Fall waren keine lokalen flexiblen Einheiten verfügbar, um die Netzspannung durch Lastreduktion oder Erhöhung der Erzeugung in den relevanten Netzabschnitten zu erhöhen.

Um alle Verletzungen des Spannungsbandes zu vermeiden, wäre ein größerer Pool an flexiblen Einheiten oder eine höhere Verfügbarkeit erforderlich. Vor allem mehr flexible Einheiten, die den Verbrauch senken oder die Erzeugung erhöhen könnten, wären erforderlich, um auch Unterspannungen zu vermeiden zu können.

#### 2.5.5.3. Markt (1b) + Verteilnetzbetreiber (3a) Anwendungsfall – Slowenien

Dieser Anwendungsfall wurde für das zweite slowenische Netzgebiet für das Jahr 2030 analysiert, da dies das Simulationsszenario mit den stärksten Netzproblemen war. Das hybrid-VPP versuchte, den Verteilnetzbetreiber zu unterstützen und Spannungsbandprobleme zu lösen, während es gleichzeitig seine Flexibilität auf dem Markt optimierte.

Die wachsende Anzahl neuer Generatoren und Verbraucher würde im zweiten slowenischen Netzgebiet zu Netzproblemen führen. Als erster Schritt zur Lösung dieser Probleme wurde eine Q(U)-Blindleistungsregelung für alle zukünftigen Generatoren implementiert. Diese konnte alle bestehenden

Überspannungsprobleme lösen. Unterspannungsprobleme bliebn jedoch bestehen. Daher müsste der DSO in eine neue Netzinfrastruktur investieren. In diesem speziellen Anwendungsfall müsste ein neues Kabel mit einer Länge von ca. 2,5 km und Kosten von 180.000 € gebaut werden.

Darüber hinaus zeigte die Marktsimulation, dass die Beteiligung eines rein marktbezogenes VPPs am Tertiärregelenergiemarkt zu Überspannungsproblemen führen würde.

Bei Verwendung eines hybrid-VPPs können beide Probleme mit dem Ampelmodell gelöst werden: In Zeiten von Unterspannungsproblemen befindet sich das Netz in der roten Phase und wird aktiv durch die Flexibilitäten des hybrid-VPPs unterstützt. In Zeiten, in denen die Netzspannung bereits nahe an ihren Grenzen ist, d.h. in einer gelben Phase, wird die Marktteilnahme eingeschränkt sein. Somit können die potentiellen Überspannungsprobleme aufgrund der Regelenergiemarktteilnahme ebenfalls verhindert werden. In Grünphasen, in denen genügend Reserve im Netz verfügbar ist, kann der hybrid-VPP-Betreiber seine Flexibilität am Markt frei optimieren.

Abbildung 11 zeigt die Ergebnisse der Netzsimulationen für diesen hybriden Anwendungsfall: Die hell türkisfarbenen und violetten Kurven zeigen die minimale und maximale Spannung im Netz im konventionellen Szenario. Die Q(U)-Steuerung ist hier bereits aktiv und verhindert einige Spannungsprobleme. Mit Hilfe des hybrid-VPPs (dunkeltürkise und dunkelviolette Kurven) konnten alle verbleibenden Unterspannungsprobleme gelöst werden (grüne Markierungen). Darüber hinaus verursacht die Teilnahme am Regelenergiemarkt keine zusätzlichen Netzprobleme (gelbe Markierungen).

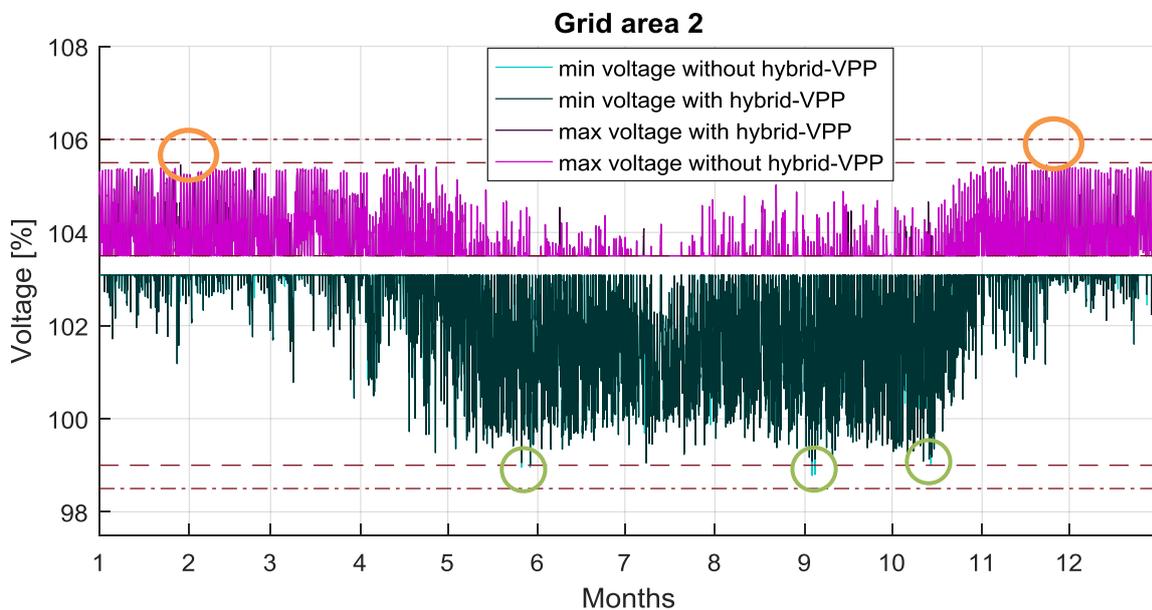


Abbildung 12: Ergebnisse des hybriden Anwendungsfalls, der die Teilnahme am tertiären Regelenergiemarkt und die Optimierung der Netzausbaukosten kombiniert. Simulation für das zweite slowenische Netzgebiet für 2030.

### 2.5.5.4. Markt (1b) + Kunde (2a) Anwendungsfall – Österreich

Für diesen hybriden Anwendungsfall wurde der kundenbezogene Einsatzzweck (2a) mit der Teilnahme am Tertiärregelenergiemarkt (1b) kombiniert: Es wurde angenommen, dass im Jahr 2030 drei neue Windparks in den österreichischen Netzgebieten neu anschließen möchten, mit installierten Leistungen von 2, 5 und 7 MW.

Der Anschluss dieser Windparks würde zu keinen thermischen Überlastungen des Netzes verursachen. Die Kabel wurden mit nicht mehr als 70% ihrer maximalen Kapazität belastet; die Umspannwerke hatten 58% bzw. 88% ihrer maximalen Belastung. Die neuen Windparks würden jedoch in Spitzenzeiten im Netz zu Überspannungssituationen führen (siehe Abbildung 13). Beim konventionellen Ansatz müssten die Kunden daher an einem weiter entfernten geeigneten Netzanschlusspunkt anschließen. Alternativ kann die Einspeisung der Windparks durch das hybrid-VPP in Spitzenzeiten auf 40% reduziert werden. Zu unkritischen Zeiten könnten die neuen Kunden ihre Flexibilität durch das hybrid-VPP zusätzlich nutzen, um am Tertiärregelenergiemarkt teilzunehmen.

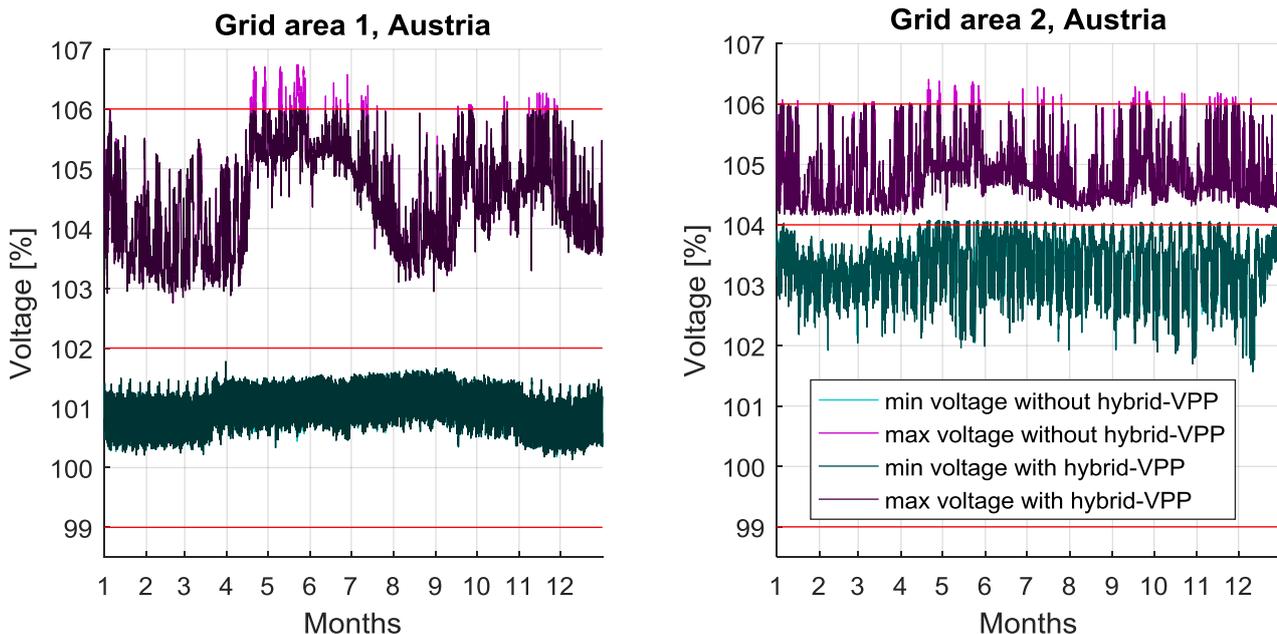


Abbildung 13: Ergebnisse des hybriden Anwendungsfalles, der die Teilnahme am Tertiärregelenergiemarkt und die Minimierung der Netzanschlusskosten für neue Einspeiser kombiniert. Simulation für die österreichischen Netzbereiche für 2030.

## 2.6. Wirtschaftliche Bewertung

### 2.6.1. Stakeholder-Analysen

Für alle Anwendungsfälle wurden Stakeholderanalysen durchgeführt (siehe D3), um den Informationsfluss sowie den Cashflow zwischen den einzelnen Stakeholdern darzustellen. In Abbildung 14 sieht man die Stakeholderanalyse für den hybriden Fall bei dem das hybrid-VPP an den Märkten

teilnimmt und gleichzeitig den Verteilnetzbetreiber unterstützt und daher zu manchen Zeiten Restriktionen vorgegeben bekommt (1c).

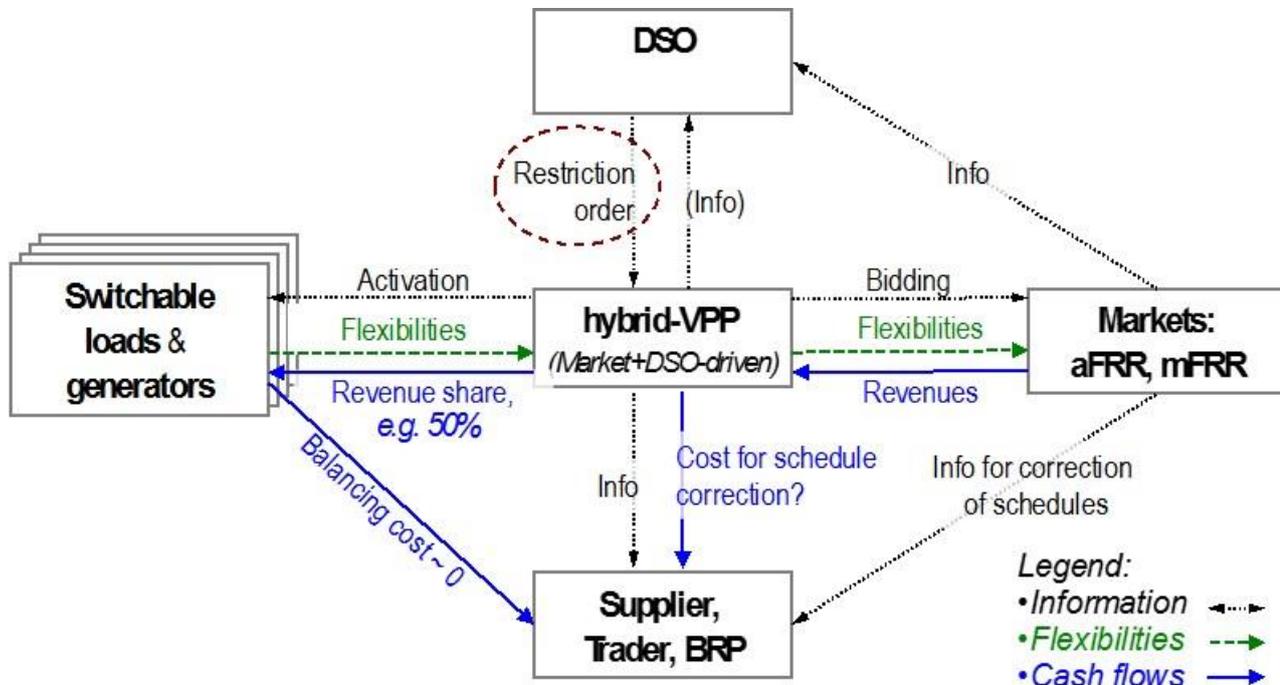


Abbildung 14: hybrid-VPP Stakeholder: Marktteilnahme mit Einschränkungen durch den Netzbetrieb (1c)

In den Anwendungsfällen werden die Haupt-Cashflows durch die Teilnahme an den Regelenergie- und Spotmärkten generiert. Für das Bereitstellen von umschaltbaren Lasten oder Erzeugungskapazitäten erhält der Flexibilitätsanbieter einen Anteil (z.B. 50% im hybrid-VPP4DSO Projekt) der durch das hybrid-VPP auf dem Markt erzeugten Einnahmen (Revenue-Sharing-Modell). Abhängig von den Abweichungen vom Zeitplan müssen möglicherweise Ausgleichsenergiekosten an den Lieferanten, Händler oder BRP gezahlt werden. Ebenso werden in der Abbildung 14 die entsprechenden Informationsflüsse dargestellt. Zusätzlich zur reinen Marktteilnahme berücksichtigt das hybrid-VPP im hybriden Anwendungsfall auch Vorgaben durch den Verteilnetzbetreiber, was Kosten für das VPP zur Folge hat, da eventuell teurere Flexibilitäten abgerufen werden müssen; zusätzlich kann es vorkommen, dass durch den Eingriff des Verteilnetzbetreibers mehr Ausgleichsenergie anfällt.

## 2.6.2. Kosten für VPPs

Alle nachfolgenden ökonomischen Analysen basieren auf einer Lebenszyklus- bzw. Projektzykluskostenbewertung (LCC) des hybrid-VPPs, angepasst für verschiedene Anwendungsfälle. Die Analysen berücksichtigen vier Arten von Kostenkategorien: Die Investitionsausgaben (CAPEX) unterschieden zwischen a) fix pro VPP-System und b) variabel pro Flexibilität, die mit dem VPP verbunden ist. Außerdem werden die jährlichen Betriebsausgaben (OPEX) nach Anteilen c) fix pro Jahr und d) variabel pro angeschlossener Flexibilität und pro Jahr differenziert. Die Kostenschätzungen basieren auf Experteninterviews und Erfahrungen aus der Praxis und wurden von den Mitgliedern des hybrid-VPP4DSO-Projektkonsortiums überprüft und bestätigt. Zusätzliche Erläuterungen und Anmerkungen zu einzelnen

Kostenpositionen sind in der rechten Spalte in Tabelle 3 angeführt. Beispielhaft für einen hybriden Anwendungsfall fasst die folgende Tabelle die VPP-Kosten für alle vier Kostenkategorien in Österreich zusammen:

**Tabelle 3: hybrid-VPP-Kosten in Österreich: CAPEX: a) fix, b) variabel pro MW; OPEX: c) fix pro Jahr; d) variabel pro MW pro Jahr**

	unit	cost	Explanations and remarks
<b>a) CAPEX (per VPP system &lt;100 MW):</b>	[EUR]	<b>70.000</b>	
<b>VPP System</b>	[EUR]	<b>50.000</b>	VPP System installation; Pre-qualification APG; TSO connection
<b>Connection to DSO NOC</b>	[EUR]	<b>20.000</b>	Network operation center connection (manpower + hardware)
Trading floor infrastructure	[EUR]	0	not considered
Trading license	[EUR]	0	Softcost not considered
Balancing group	[EUR]	0	50.000 EUR Security, refundable
<b>b) CAPEX (per flexibility of ~ ±1MW):</b>	[EUR/MW]	<b>4.000</b>	
<b>Per flexibility connected</b>	[EUR/MW]	<b>3.000</b>	Technician + hardware at client
<b>Transaction cost VPP client</b>	[EUR/MW]	<b>1.000</b>	Sales, marketing, drawing up of contract
	unit	cost	Explanations and remarks
<b>c) OPEX (fix per VPP system per year):</b>	[EUR/a]	<b>99.000</b>	
<b>VPP-IT operating cost</b>	[EUR/a]	<b>30.000</b>	IT-System hosting, maintenance, support
<b>IT-communication TSO</b>	[EUR/a]	<b>6.000</b>	IT-communication with TSO
<b>IT-communication DSO</b>	[EUR/a]	<b>3.000</b>	IT-communication with DSO
<b>Personal operating cost</b>			
VPP operation incl. trading	[EUR/a]	<b>60.000</b>	24/7: 0,1 person equivalents/a (876 h/a @ 65 EUR/h;)
<b>d) OPEX (variable per client per year):</b>	[EUR/a]	<b>4.400</b>	
<b>Software licence VPP (per flexibility of ~ ±1MW)</b>		<b>3.500</b>	
TRL only	[EUR/a]	<b>3.500</b>	including day-ahead, intraday...
<b>IT-communication clients (per flexibility)</b>	[EUR/a]	<b>900</b>	DSL encrypted
Average 0,5 + 5 MW	[EUR/a]	<b>900</b>	
5 MW	[EUR/a]	<b>1.200</b>	e.g. industrial site (DSL+firewall)
0,5 MW	[EUR/a]	<b>600</b>	e.g. small hydro (mobile connection)

Die zusätzlichen Kosten, damit das hybrid-VPP eine Verbindung zum Verteilnetzbetreiber hat, um auch die kunden- sowie netzbezogene Anwendungsfälle umsetzen zu können, belaufen sich auf ca. 20.000 EUR Investitionskosten zusätzlich 3.000 EUR pro Jahr für die IT-Kommunikation mit dem Verteilnetzbetreiber.

### 2.6.3. Marktbezogene Anwendungsfälle

Im Projekt hybrid-VPP4DSO wurden in der wirtschaftlichen Bewertung die folgenden reinen marktorientierten Anwendungsfälle betrachtet:

- Optimierung der Flexibilität für die Minimierung der Kosten am Day-ahead sowie am Intraday-Spot-Markt
- Berücksichtigung der Unsicherheit von Windprognose sowie Intraday-/Ausgleichsenergiepreisen beim Bieten des VPPs auf dem Day-ahead Spotmarkt
- Teilnahme an den Regelenenergiemärkten, wobei beide Pools in Österreich und Slowenien aufgrund der technischen Charakteristika nur am Tertiärregelenergiemarkt teilnehmen konnten

Die Ergebnisse dieser marktbezogenen Anwendungsfälle werden in diesem Kapitel dargestellt.

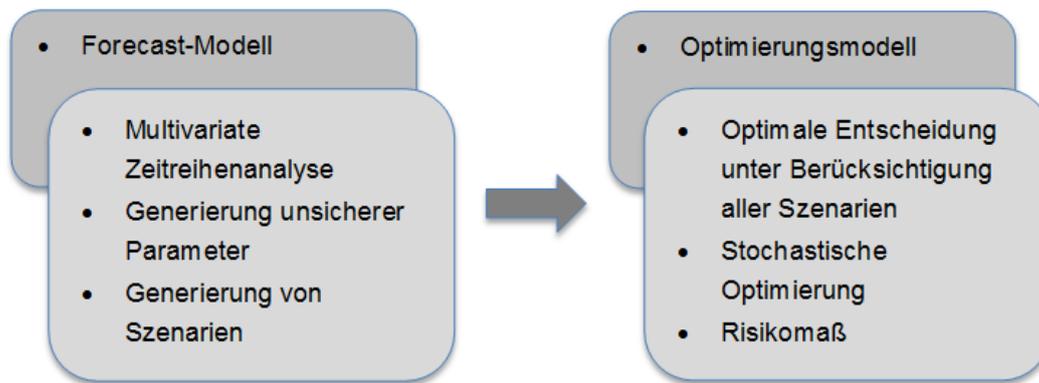
### 2.6.3.1. Day-ahead und Intraday-Markt

Die Teilnahme am Day-Ahead-Spotmarkt wurde als ein gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsproblem (MILP) modelliert, welches die aggregierten Gesamtkosten für den Energiekauf aller berücksichtigten Lasten minimiert. Es wurden sowohl die historischen Preise als auch die zukünftigen Szenarien 2020 und 2030 mit einer Auflösung von 15 Minuten als Input-Daten für das Modell verwendet. Darüber hinaus wurde untersucht, ob auf dem Intraday-Markt mehr Gewinn erzielt werden kann. Zu diesem Zweck wurden dem Modell die Preisdaten des österreichischen Day-Ahead-Marktes und die durchschnittlichen Intraday-Preise am EPEX-Spotmarkt im Jahr 2014 gegeben. Die Intraday-Preise basieren auf dem kontinuierlichen Intraday-Markt und sind daher gewichtete Durchschnittspreise. Es konnte jedoch kein signifikanter Unterschied zwischen den Day-ahead und Intraday Szenario festgestellt werden, weder was Gesamtkosten, Kostensenkung noch relative Kostensenkung betrifft.

Die Ergebnisse zeigen, dass VPP-Einnahmen aus der Arbitrage an Day-Ahead-Spot-Märkten nicht ausreichen, um die VPP-Investition während einer zweijährigen Betriebszeit zurückzuzahlen, nicht einmal wenn mehr als 30 MW an Flexibilität vermarktet werden. Längere VPP-Betriebszeiträume von mehr als zwei Jahren würden die Gewinnschwelle nicht wesentlich verbessern. Die variablen CAPEX und OPEX können jedoch über die Einnahmen zurückgewonnen werden. Um eine Gewinnschwelle von 30 MW zu erreichen, müsste das VPP einen Anteil von 75% des Umsatzes einbehalten, sodass im Durchschnitt nur 3.500 EUR/MW/Jahr für den Flexibilitätsanbieter übrig blieben.

### 2.6.3.2. Minimierung der Ausgleichsenergiekosten

Im Rahmen vom hybrid-VPP4DSO Projekt wurde der Anwendungsfall der Flexibilitätsverwendung zum optimalen Bietverhalten unter der Unsicherheit der Windvorhersage sowie Intraday- und Ausgleichsenergie-Preisen untersucht (Leimgruber, 2016). Das dafür entwickelte Modell basiert auf stochastischer Programmierung und stellt ein Werkzeug für Entscheidungen unter Unsicherheit dar. Unsicherheit wird über verschiedene Szenarien stochastischer Eingangsdaten abgebildet. Diese stochastischen Prozesse sind Day-Ahead Spot Preis, Erzeugung aus Windkraftwerken und der Ausgleichsenergie-Preis.



**Abbildung 15: Prinzip des Modellierungsansatzes für ein virtuelles Kraftwerk, das auf Strommärkten unter Unsicherheit betrieben wird.**

Das Wissen über unsichere Parameter erhöht signifikant den erwarteten Gewinn, da der erwartete Wert der perfekten Information bei ungefähr 163% liegt. Die stochastische Lösung ist um 8 % höher als die deterministische Lösung, bei der die stochastischen Prozesse durch ihren Erwartungswert angenähert werden. Die Szenarien werden mittels multivariater autoregressiver Zeitreihenanalyse erzeugt. Damit werden die Dynamiken und Abhängigkeiten in den Zeitreihen mit-berücksichtigt. Es zeigt sich, dass sowohl der Day-Ahead Preis, als auch der Windvorhersagefehler den Ausgleichspreis beeinflusst. Das Vorhersagemodell ist akzeptabel und erstellt plausible Szenarien der stochastischen Eingangsdaten mit einem akzeptablen mittleren quadratischen Fehler (RMSE). Es fällt auf, dass der RMSE des Ausgleichsenergiepreises relativ hoch ist. Darum wurde eine eher konservative Bieter-Strategie gewählt, die Abweichungen zwischen plazierten Marktgeboten und Erzeugung bestraft. Mit dem Optimierungs-Modell wird der separate und gemeinsame Betrieb der Flexibilitäten verglichen, um den Mehrwert zu quantifizieren. Das virtuelle Kraftwerk besteht aus Windkraftanlagen, Kraft-Wärme-Kopplung und steuerbaren Verbrauchern. Der gemeinsame Betrieb der DEA in einem virtuellen Kraftwerk führt zu Synergieeffekten und erhöhter Steuerbarkeit. Damit können Ausgleichsenergiekosten volatiler Erzeugungsanlagen vermieden werden. Es ergibt sich ein Mehrwert zwischen 4-41%, abhängig von der Jahreszeit und der Höhe der Marktpreise. In Zahlen ausgedrückt beträgt der Mehrwert für einen Windparkbetreiber, der auf dem Day-Ahead-Markt tätig ist, etwa 1.500.000 Euro (basierend auf den Werten für 2015) oder rund 50.000 Euro für 1 MW steuerbare Flexibilität.

### 2.6.3.3. Teilnahme am Regelleistungsmarkt

Für die Break-Even-Analysen wurden die VPP-Umsätze und -Kosten in Abhängigkeit der angeschlossenen Leistung der Flexibilitäten verglichen. Die Bedingungen der Märkte und die angenommenen Preise sind in Kapitel 2.3.3 und die Biet-Strategie des hybrid-VPPs ist kurz im Kapitel 2.6.6 dargestellt und detailliert im Bericht D3 erläutert. Die wöchentlichen Ergebnisse für die Leistungs- sowie Energieeinnahmen der Teilnahme am Regelleistungsmarkt in **Österreich** sind in Abbildung 16 dargestellt. Die Ergebnisse für den Anwendungsfall der reinen Marktteilnahme am Tertiärregelleistungsmarkt in Österreich werden in Abbildung 17 gezeigt.

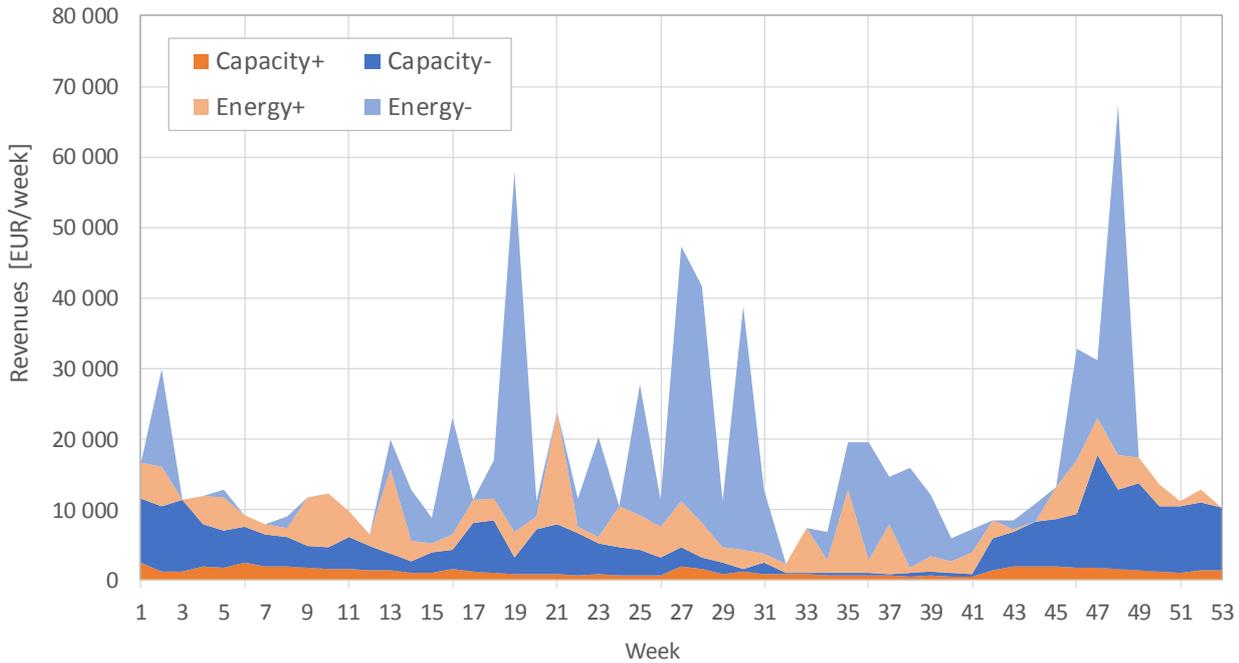


Abbildung 16: Simulierte wöchentliche Einnahmen des hybrid-VPP-Betriebs in Österreich im Anwendungsfall (1b) + (2a).

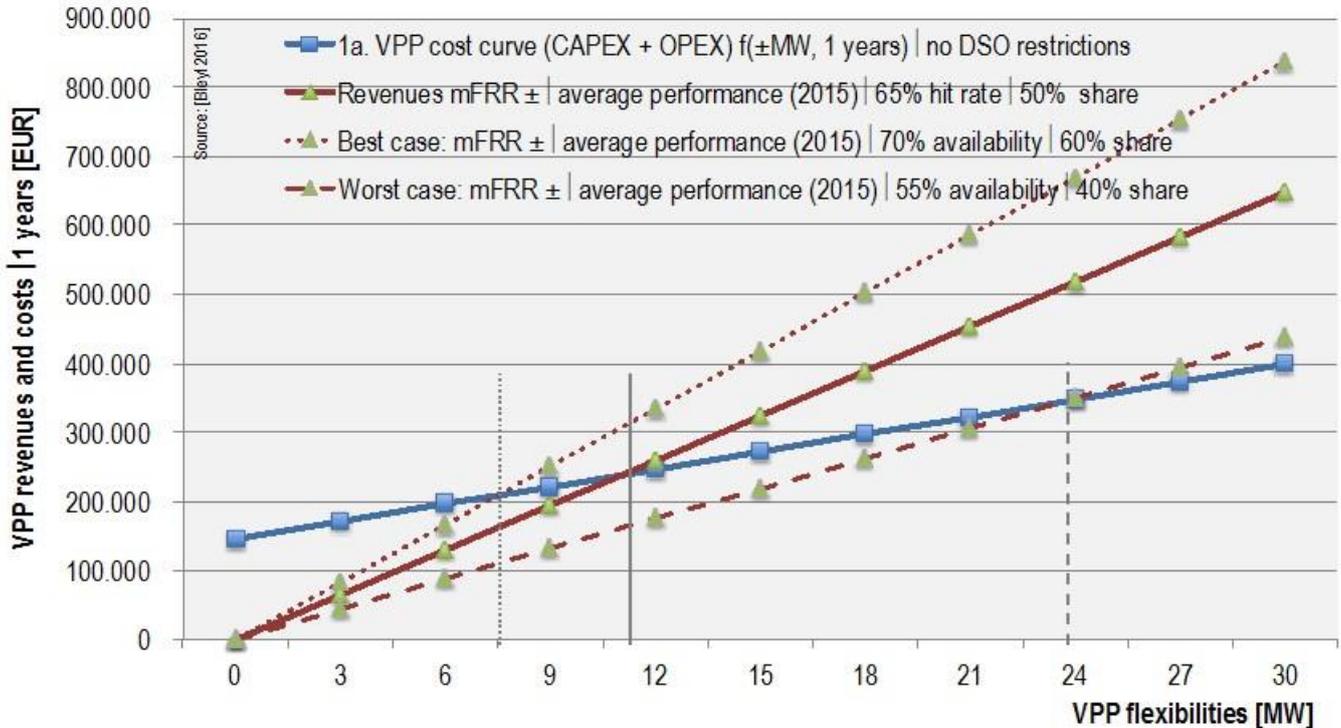


Abbildung 17: Break-even-Analysen für den Tertiärregelenergiemarkt: Umsatz vs. Kosten für ein Jahr VPP-Betrieb inkl. Sensibilität für das beste und schlechteste Szenario in Österreich. 1 MW VPP-Flexibilität bedeutet ± 1 MW handelbare Kapazität.

Wenn das VPP für ein Jahr in Betrieb ist, dann erreicht das VPP Break-even bei einer Handelskapazität von etwa ± 11 MW an handelbaren Flexibilitäten. Diese Menge kann als Mindestgröße für ein marktba-

siertes VPP interpretiert werden. Für einen profitablen Business Case muss die verfügbare flexible Leistung jedoch über diesem Wert liegen, da Break-Even-Analysen Finanzierungskosten oder erwartete Gewinne nicht berücksichtigen. Wenn die VPP-Projektlaufzeit auf zwei Jahre erhöht wird, kann ein Break-even schon bereits bei ca.  $\pm 8$  MW an verfügbaren Flexibilitäten erreicht werden.

Bei der Sensitivitätsanalyse für Österreich ergeben sich im Best-Case- und Worst-Case-Szenario eine notwendige Leistung von  $\pm 7,5$  MW bzw.  $\pm 24$  MW. Die Parameter "Verfügbarkeit" und "Umsatzanteil" können als Schwellenwerte für die Risikoanalyse dienen, was insbesondere für den Worst-Case besonders relevant ist.

In **Slowenien** ergibt sich ein Break-even bei etwa  $+7$  MW Flexibilität, wenn man die Betriebszeit für ein Jahr annimmt. Wie im Fall von Österreich kann diese Zahl als eine Mindestgröße für eine marktbasierendes VPP interpretiert werden. Für einen profitablen Geschäftsfall muss die Leistung der flexiblen Kunden jedoch mindestens 25% über diesem Wert liegen, da Break-Even-Analysen Finanzierungskosten oder erwartete Gewinne nicht berücksichtigen. Wenn kleineren Kunden (durchschnittlich  $0,2$  MW) an das VPP angeschlossen werden, dann liegt die erforderliche Leistung für eine Break-even bei über  $30$  MW.

#### 2.6.4. Kundenbezogene Anwendungsfälle

Aus Kundensicht stellt sich bei einem neuen Anschluss an ein kritisches Netz oder bei einer Erhöhung der verfügbaren Anschlussleistung die Frage nach einem wirtschaftlichen Vergleich zwischen den Kosten des Netzausbaus und der Teilnahme an einem hybrid-VPP. Für dieses Beispiel eines Kunden-Anwendungsfalls möchte sich ein Erzeuger an ein kritisches Netz anschließen und es werden daher die die Kosten für eine neue 15-km-Netzanbindung verglichen mit den kumulierten Kosten für die VPP-Dienstleistungen von  $2.000$  EUR/MW/a sowie zusätzlich mit dem entgangenen Umsatz durch die abgeregelte Energie. Die wichtigsten wirtschaftlichen Berechnungsparameter sind in Tabelle 2 zusammengefasst. Gemäß den österreichischen Regeln der Übertragungsnetzbetreiber für die Teilnahme an den Regelenergiemärkten können erneuerbare Erzeuger wie Windkraft- oder PV-Anlagen nur dann am Tertiärregelenergiemarkt teilnehmen, wenn ein 100%-iges Backup durch konventionelle Einheiten verfügbar ist. Darüber hinaus durften im Jahr 2016 erneuerbare Stromerzeuger, die eine Einspeisevergütung erhalten, nicht an den Regelenergiemärkten teilnehmen. Daher sind durch die flexible Abregelung durch den Verteilnetzbetreiber keine Umsatzeinbußen vom Tertiärregelenergiemarkt zu erwarten. Es kommt aber zu anderen Umsatzeinbußen durch die verringerte Einspeisung, wie geringe Einspeisevergütungen, etc.

**Table 2: Kundenanwendung für 2-MW-Erzeuger: Relevante ökonomische Berechnungsparameter (AT)**

Netzverstärkungskosten in AT		
Kabel-Kosten	150.000 €/km	
Gesamte Netzverstärkungskosten (15,1 km)	2.268.600 €	
Entgangene Einnahmen AT		
	PV (14.85 MWh/a)	Wind (31.02 MWh/a)
Regelenergiemarkt	0 €/a	0 €/a
Spot Markt	399 €/a	808 €/a
Spot Markt (EnEff)	378 €/a	806 €/a
Einspeisetarif	1.223 €/a	2.777 €/a

Weitere Beispiele für den Anschluss von potenziellen neuen Windparks sind in Abbildung 18 dargestellt. Dort werden die vermiedenen Investitionen in Netzanschlusskosten mit den Service-Kosten für die Teilnahme an einem VPP sowie die reduzierten Einnahmen aus der Stromeinspeisung verglichen (Differenzkostenrechnung).

Der Kapitalwert der VPP-Kosten über die 20-jährige Lebensdauer von Windparks liegt zwischen 5% und 20% (bei einem angenommenen Diskontsatz von 3%) und der entgangene Umsatz liegt zwischen 10 und 50% der Netzinvestitionskosten. Daher sind in diesen kundenbezogenen Anwendungsfällen die Einsparungen im Vergleich zu den vermiedenen Netzinvestitionen in allen Fällen positiv und sie liegen zwischen etwa 300.000 EUR und mehr als 2.000.000 EUR bzw. zwischen 30% und 90% der vermiedenen Investitionen für die Netzanschlusskosten. Es ist jedoch zu beachten, dass dies nur theoretische Einsparungen sind. In Wirklichkeit würde der Windpark C mit Netzanschlusskosten von 2.000.000 EUR höchstwahrscheinlich ohne ein hybrid-VPP überhaupt nicht gebaut werden.

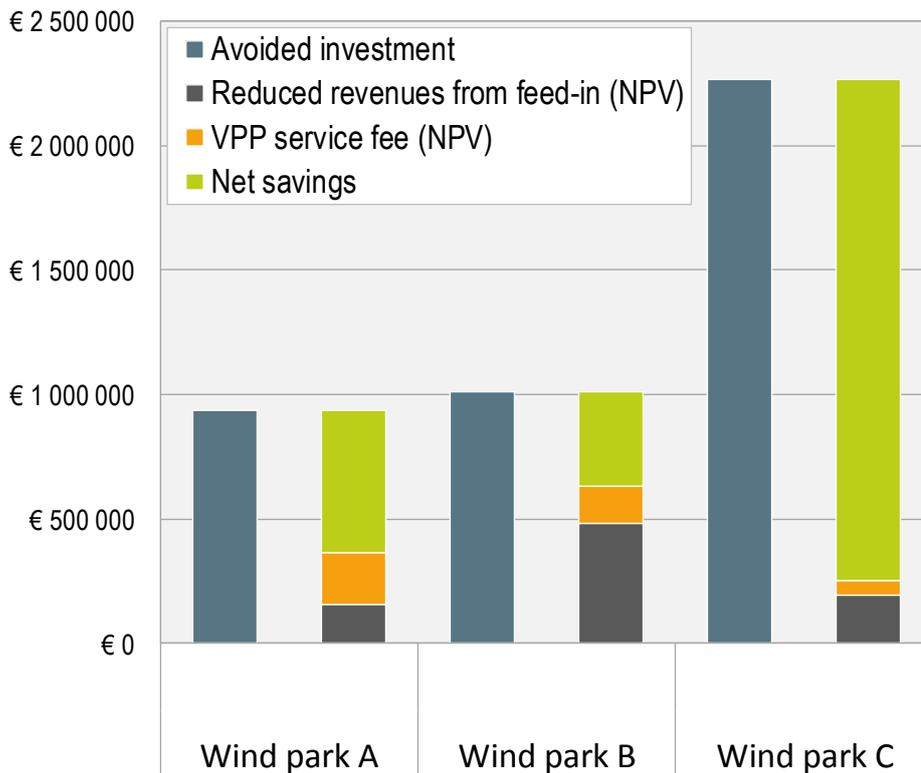


Abbildung 18: Kosten-Nutzen-Analyse: VPP zur Minimierung der Netzanbindungskosten für drei Windparks (A: 7 MW, B: 5 MW, C: 2 MW) in AT

In der slowenischen Fallstudie wurde der Anschluss von zusätzlicher flexibler Last analysiert. Im simulierten Beispiel wäre die Lastverschiebung dann die bessere Alternative, wenn die durchschnittlichen Kosten der Lastverschiebung unter 42 EUR/MWh liegen (angenommene Lebensdauer der Leitung von 20 Jahren).

## 2.6.5. Netzbezogene Anwendungsfälle

### 2.6.5.1. VPP Optimierung der Netzausbaukosten des Verteilnetzbetreibers (Slowenien)

Die technische Analyse für die Region Siska in Slowenien hat gezeigt, dass Netzverstärkungen erforderlich sind um die zukünftige Nachfrage decken zu können. Das dafür erforderliche Kabel hätte eine Länge von 2,45 km und würde eine Investition von ca. 181.000 EUR erfordern. Als eine Alternative zur Netzverstärkungen könnte ein hybrid-VPP Lasten während kritischer Stunden schalten. Diese Maßnahme würde eine Reduktion oder Verschiebung der Last von bis zu 1 MW erfordern, wobei die zu verschiebende Energie nur 183 MWh pro Jahr betragen würde. Wie in den Kundenanwendungsfällen wird die Servicegebühr für das VPP mit 2000 EUR/MW/a angenommen. Obwohl die Lastverschiebung in nur ca. 183 Volllaststunden pro Jahr notwendig ist, ist es noch fraglich, ob ein hybrid-VPP rein zu diesem Zweck sinnvoll wäre. Wird eine Lebensdauer der Kabel von 20 Jahren und ein Diskontsatz von 3% angenommen, müssten die Kosten für die industrielle Lastverschiebung unter 54 EUR/MWh bleiben, sonst wäre die Netzverstärkung die wirtschaftlichere Alternative. Bei einer realen Lebensdauer von 50 Jahren müss-

ten die Kosten für die Lastverschiebung sogar unter 26 EUR/MWh liegen, damit das hybrid-VPP im Vergleich zur Netzverstärkung wirtschaftlicher ist.

Im Gegensatz zum Netzausbau sind die Hauptvorteile des hybrid-VPPs die vergleichsweise schnelle Umsetzbarkeit und die relativ geringen Anfangsinvestitionen. Das hybrid-VPP kann dazu verwendet werden die Netzinvestition zu verschieben, als Überbrückungslösung im Falle einer verzögerten Inbetriebnahme oder bei einer erwarteten Lastabnahme in dem Gebiet. Es wäre jedoch wahrscheinlich nicht wirtschaftlich anstelle einer Netzverstärkung langfristig ein hybrid-VPP einzusetzen.

Ein hybrider Ansatz, bei dem die flexible Last vorrangig zur Lösung von Netzproblemen während kritischer Stunden sowie zusätzlich zur Teilnahme an den Regelenergiemärkten in unkritischen Zeiten eingesetzt wird, könnte einen wirtschaftlichen Business Case für das hybrid-VPP ergeben. Da die Steuerung der Flexibilität zwischen den beiden Anwendungsfällen aufgeteilt wird, amortisieren sich die Kosten für Kommunikation und Steuerung schneller. Dieser hybride Ansatz wird in Kapitel 2.6.6 noch detaillierter untersucht.

### 2.6.5.2. Unterstützung des Netzbetriebs bei Wartung und Sonderschaltungen

Der Anwendungsfall eines hybrid-VPPs zur Unterstützung des Netzbetriebs während der Wartung und spezieller Schaltzustände (3b) wurde am Beispiel einer Fallstudie analysiert. Die Simulationen haben gezeigt, dass hybrid-VPPs den Verteilnetzbetreiber bei Sonderschaltungen unterstützen können. Es konnte durch den Einsatz des hybrid-VPPs die unkontrollierte Abschalten von dezentralen Erzeugungseinheiten aufgrund von Überspannung im Netz deutlich reduziert werden. Das hybrid-VPP ermöglicht eine kontrollierte Abregelung der Anlagen, die einer unkontrollierten Situation im Netz immer vorzuziehen ist.

Im derzeitigen Regulierungsrahmen kann der wirtschaftliche Vorteil dieses netzbezogenen Anwendungsfalles nicht quantifiziert werden. Im Falle einer zukünftigen qualitätsbasierten Regulierung hätte jedoch eine verbesserte Effizienz im Netz einen positiven Einfluss auf eine mögliche Qualitätskennzahl. Das hybrid-VPP könnte daher in diesem Fall durch die verringerte Abregelung zu höheren Investitionsrenditen für den Verteilnetzbetreiber beitragen. Basierend auf der Stakeholder-Analyse haben die netzbezogenen Anwendungsfälle das Potenzial für eine WIN-Situation für alle Beteiligten.

Die abgeregelt Energie kann mit dem monetären Wert der Qualität der Stromversorgung (der sogenannte Value of Lost load) bewertet werden. In der technischen Simulation wurden 13,5 MWh abgeregelt. Bei einer Abschätzung des Wertes der „lost load“ in Österreich von 8,1 €/kWh (Bliem 2005) bzw. 11,1 EUR/kWh (E-Control 2014), ergibt sich dafür eine Bewertung dieser abgeregelt Energie von ca. 109.000 EUR bzw. 150.000 EUR. Zukünftige Bewertungen basieren auf einem ASIDI-Indikator (E-Control 2014), die nach ersten Schätzungen möglicherweise zu höheren wirtschaftlichen Anreizen für netzbezogene hybrid-VPP-Anwendungen führen.

**2.6.6. Hybride Anwendungsfälle: Investmentanalysen für einen Markt- und Kundenanwendungsfall (1b + 2a)**

Der Anwendungsfall zeigt die Kombination aus Tertiärregelenergiemarkt (Anwendungsfall 1b) und der Optimierung der Netzanschlusskosten von neuen Kunden (Anwendungsfall 2a). Es wurden dabei zwei Szenarien analysiert, wobei bei dem einen Szenario die Abrufhäufigkeit und bei dem zweiten Szenario die Einnahmen maximiert wurden.

In dem „max. Einnahmen“-Szenario wurde der Pool nicht jedes Mal vom Übertragungsnetzbetreiber aktiviert, da als erstes die günstigeren Angebote abgerufen werden. In der Simulation des hybrid-VPPs wurde keine Unsicherheit berücksichtigt (perfekte Voraussicht), d.h. ein Händler kennt quasi zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe die Ausschreibungsergebnissen des gesamten Jahres. Dadurch werden die Ergebnisse des Pools etwas überschätzt. Im Gegensatz dazu wird das Ergebnis durch die Trefferquote von 65% sehr realitätsnah ermittelt, da darüber eine Annahme getroffen wird wie häufig der Trader daneben liegen würde.

Im zweiten Szenario wurde der Regelenergiepreis so niedrig gewählt, dass der Pool bei allen Aktivierungen des Referenzjahres abgerufen worden wäre. Dieses Szenario bedeutete zwar weit geringere Einnahmen für das hybrid-VPP, hat aber durch die hohen Abrufe die maximale Auswirkung auf das Netz. Beide Fälle sind in Tabelle 17 dargestellt.

**Tabelle 4: Ergebnisse des hybriden Anwendungsfalls bei einer Kopplung der Netz- und Marktsimulation: Jährlicher Umsatz eines hybrid-VPPs in Österreich**

Fall	Jährliche Einnahmen			
	Leistung positiv	Energie positiv	Leistung negativ	Energie negativ
<b>Max. Einnahmen</b> pos: 174 EUR/MWh neg: -365 EUR/MWh <b>Summe:</b>	66 190 EUR	197 371 EUR	245 658 EUR	408 223 EUR
<b>917 442 EUR</b>				
<b>Max. Aktivierungen</b> pos: 93 EUR/MWh neg: -15 EUR/MWh <b>Summe:</b>	66 190 EUR	159 270 EUR	245 658 EUR	67 016 EUR
<b>538 134 EUR</b>				

Anmerkung: Eine negativer Energiepreis bedeutet, dass der Übertragungsnetzbetreiber für die Energie bezahlt, die der Anbieter der negativen Tertiärregelreserve aus dem System "verbraucht". Somit erzielt der Anbieter positive Einnahmen für den Verbrauch von Energie

Die Investitions- und die Betriebskosten des hybrid-VPPs basieren auf den Kosten, die in Abschnitt 3.2 beschrieben wurden. CAPEX und OPEX sind an die hybride Funktionalität des hybrid-VPPs sowie an die Anzahl sowie Gesamtleistung der Flexibilitäten angepasst: Aus der Sicht des hybrid-VPPs betragen die gesamten CAPEX 218.000 EUR und die OPEX liegen bei 169.000 EUR pro Jahr. Es wurden keine Subventionen berücksichtigt, um Verzerrungen der Ergebnisse zu vermeiden. Die Einnahmen des hybrid-VPPs für den Tertiärregelenergiemarkt wurden im Detail mit 298.000 EUR/Jahr simuliert (Umsatzbeteiligung der flexiblen Einheiten von 50% sowie 65% Trefferquote). Es wird angenommen, dass die Trefferquote von 65% das optimale Ergebnis – welches durch die perfekte Voraussicht der Preise erzielt

wird – auf die realistischen Einnahmen eines echten Händlers verringert. Für das hybrid-VPP ergeben sich durch die Service-Gebühren von den 14 MW des Kunden-Anwendungsfalls nur Einnahmen von 28.000 EUR pro Jahr. Dies liegt deutlich unter den Umsätzen durch den Regelenergiemarkt. Die Ergebnisse der Netto-Cashflows der Lebenszykluskosten-Nutzen-Analyse (Life Cycle Cost Benefit Analysis) sind in Abbildung 19 dargestellt.

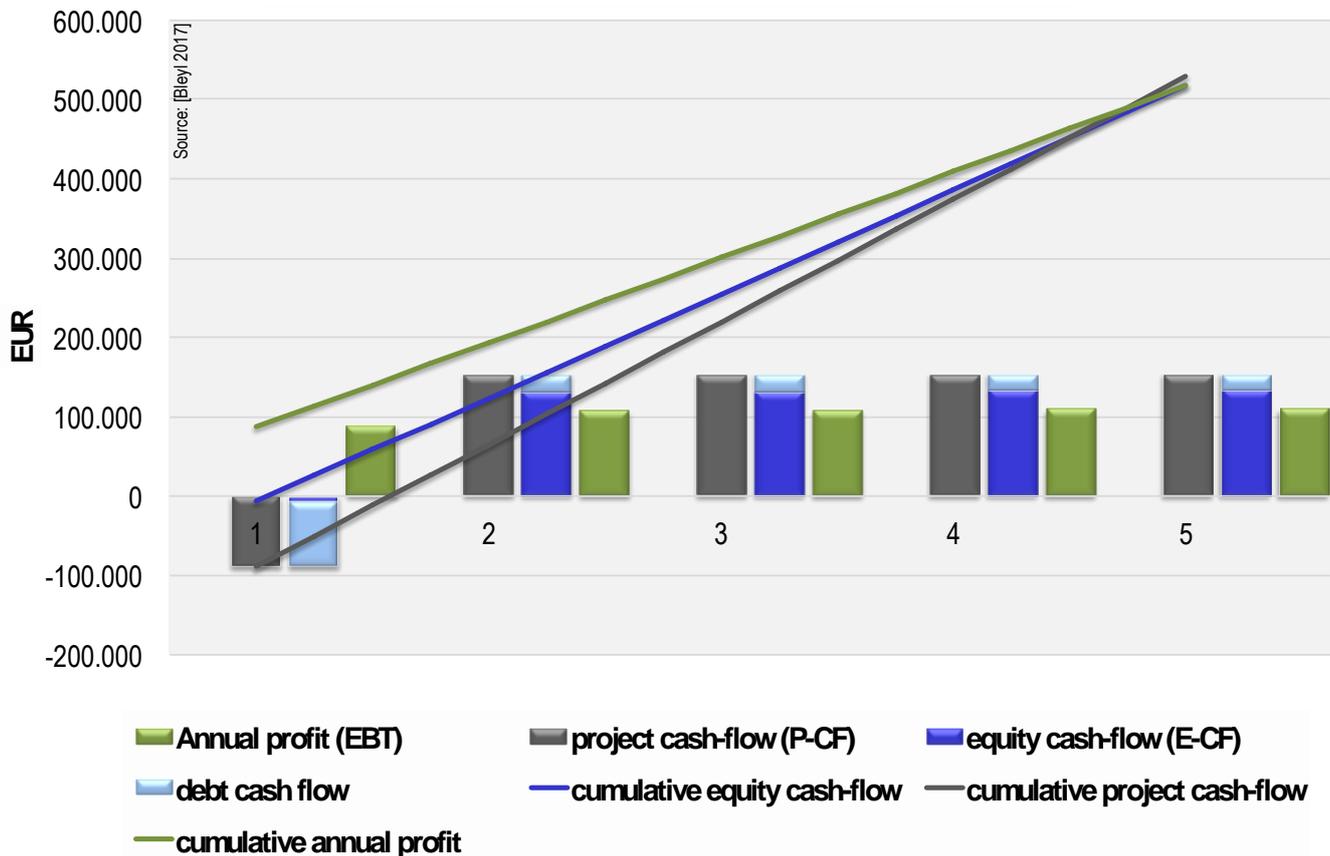


Abbildung 19: hybrid-VPP-Investitionsanalysen: Netto-Projekt- und Eigenkapital-Cashflows sowie Jahresgewinn in AT

Die Analyse umfasst auch eine Multiparameter-Sensitivitätsanalyse des internen Zinsfußes und des Kapitalwerts in Abhängig der Abweichungen von relevanten Input-Parametern, wie zum Beispiel die Investitionskosten (CAPEX), Betriebskosten (OPEX), Projektdauer, Zinsen für Fremdkapital und Einnahmen. Die Sensitivitätsanalyse in Abbildung 59 zeigt den Einfluss einer prozentualen Änderung ausgewählter Parameter auf den Kapitalwert des Projektes. Die Einnahmen des hybrid-VPPs (die hauptsächlich aus der Teilnahme am Tertiärregelenergiemarkt stammen), gefolgt von den Betriebsausgaben und der Projektdauer sind am sensitivsten gegenüber relativen Änderungen der Eingangsparameter, während die Schwankungen der Investitionsausgaben einen relativ geringen Einfluss auf den Kapitalwert haben. In Bezug auf die Risikobewertung wäre ein Ertragsrückgang von bis zu 30% die Rentabilitätsgrenze (NPV = 0). Im Hinblick auf die wirtschaftlichen Risiken sollten auch die Betriebskosten sorgfältig bewertet werden (hybrid-VPP IT- und Betriebskosten sowie Softwarelizenzen).

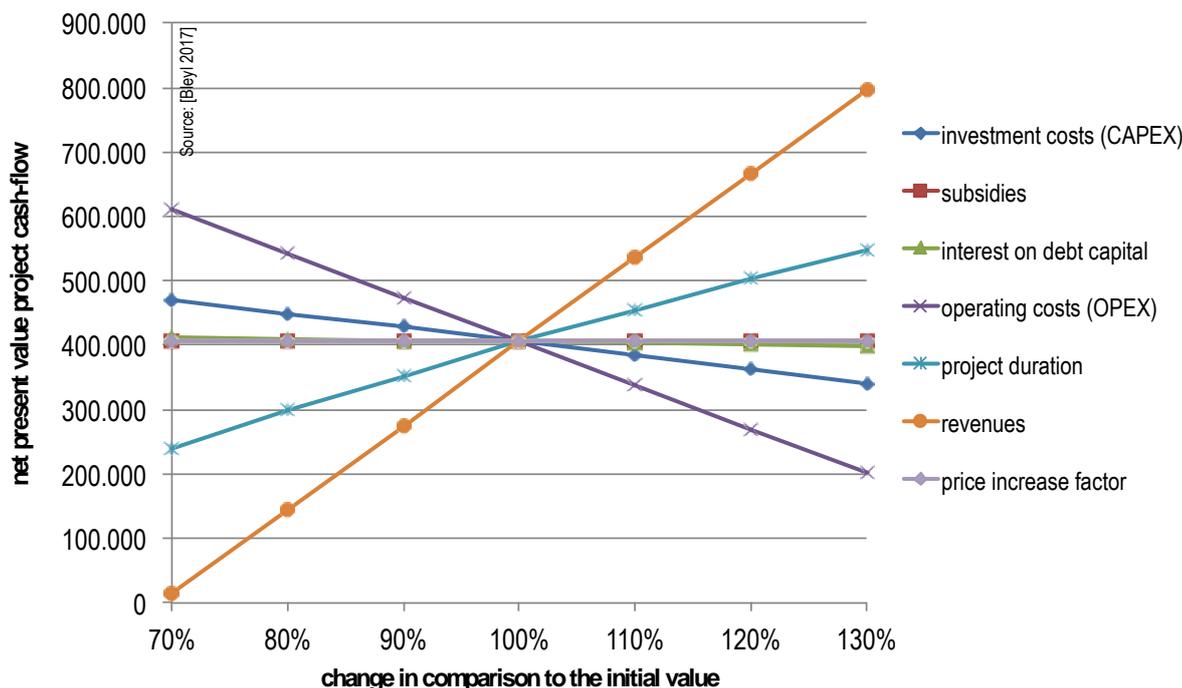


Abbildung 20: Sensitivitätsanalyse des Kapitalwerts des Projekt-Cashflows für ein hybrid-VPP in AT

## 2.7. Regulatorische Analyse

Die im Projekt durchgeführten Untersuchungen haben gezeigt, dass rechtliche und regulatorische Fragestellungen wesentlich für die zukünftige Implementierung von hybrid-VPPs sind. Die relevantesten Ergebnisse der regulatorischen Analyse sind in diesem Kapitel dargestellt, die detaillierten Ergebnisse sind im Projektbericht D5.1. Als offene regulatorische Fragestellungen für den Betrieb von hybrid-VPPs wurden vor allem die folgenden Punkte identifiziert: i) der Bewertung der einzelnen Anwendungsfälle, ii) mögliche Vergütungsstrukturen für Flexibilitätsanbieter sowie iii) die Identifizierung der möglichen Betreiber von hybrid-VPPs. Die abgeleiteten regulatorischen Barrieren und Handlungsempfehlungen sind im Kapitel 3.3.2 bzw. Kapitel 4.2 dargelegt.

Die Fragestellungen wurden mit Hilfe einer Analyse der rechtlichen Materie (Richtlinien, Gesetze, Verordnungen, Normen, etc.) sowie der Einbeziehung von vorangegangenen Studien und Berichten zu ähnlichen Aspekten bearbeitet sowie der Befragung von den relevanten Stakeholdern in verschiedenen Workshops.

### 2.7.1. Regulatorische Beurteilung der Anwendungsfälle

Eine Notwendigkeit der Kooperation zwischen Flexibilität, Verteilnetzbetreiber und Aggregator ist für Netzanwendungsfälle eindeutig, ergibt sich aber aus unterschiedlichen Gründen auch für die anderen Einsatzzwecke. Diese werden bei der Evaluierung der oben genannten Einsatzzwecke berücksichtigt

und erläutert. Aus regulatorischer Sicht können die Einsatzzwecke in vier Hauptgruppen unterteilt werden:

**Marktbezogene Einsatzzwecke:** Die Teilnahme einer Flexibilität am Regelenergiemarkt aus dem Verteilernetz erfordert die Zustimmung des Verteilnetzbetreibers. Entsprechend dem Mustervertrag für diese Teilnahme (bzw. in Zukunft den Guidelines System Operation) kann der Verteilnetzbetreiber im Sinne der Versorgungssicherheit eine Begrenzung der Regelreserveerbringung vorgeben. Eine Kooperation zwischen Aggregator und Verteilnetzbetreiber kann aber auch auf Freiwilligkeit basieren, um eventuellen Problemen im Vorhinein zu begegnen.

**Minimierung der Netzanschlusskosten für den Kunden:** Den Verteilnetzbetreiber trifft nach §5 (1) Z2 EIWOG eine allgemeine Anschlusspflicht. Aus den Vorschriften der allgemeinen Anschlussbedingungen des Verteilnetzbetreibers und den Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR) ergibt sich für den Verteilnetzbetreiber hier kein Nutzen aus einem hybrid-VPP, da ein Verteilnetzbetreiber bei einem neuen Netzanschluss bei Kunden einen Netzanschlusspunkt zuweist, der für den Verteilnetzbetreiber wirtschaftlich vertretbar ist. Für den Netznutzer besteht zwar kein Rechtsanspruch auf einen günstigeren Anschlusspunkt nur weil dieser an einem hybrid-VPP teilnimmt. Da der Verteilnetzbetreiber jedoch die wirtschaftlichen Interessen des Netznutzers berücksichtigt, kann in beidseitigem Interesse eine Win-Win-Situation hergestellt werden. Ob in einem solchen Fall ein hybrid-VPP die sinnvollere Alternative zu einem herkömmlichen in den TOR D4 vorgesehenem Erzeugungsmanagement darstellt, muss in einer wirtschaftlichen Überprüfung festgestellt werden. In diesem Fall ist eine Kooperation notwendig.

**Optimierung der Netzausbaukosten:** Im Hinblick auf einen steigenden Leistungsbedarf im Niederspannungsnetz auf Grund von wachsender Durchdringung von Photovoltaik und Elektromobilität ist es denkbar, dass ein Verteilnetzbetreiber mit Kapazitätsengpässen im überlagerten Netz konfrontiert sein wird. Da er gemäß §5 (1) Z3 EIWOG für die Erhaltung und Errichtung ausreichender Netzinfrastruktur verantwortlich ist, ergibt sich in diesem Anwendungsfall ein theoretischer Nutzen eines hybrid-VPPs für den Verteilnetzbetreiber, da er Flexibilitätspotenzial nutzen könnte, anstatt in Leitungsausbau zu investieren. In der aktuellen Praxis wird der Nutzen aus diesem Einsatzzweck jedoch noch als gering bewertet, da der Großteil der Netzinvestitionen die routinemäßige Erneuerung alter Leitungen betrifft und der Anteil bei Netzinvestition für die tatsächliche Leitungskapazität nur gering ist.

**Wartung und Sonderschaltung (bei Qualitätsregulierung):** Im Gegensatz zur deutschen Regelung nach §13 iVm §14 EnWG ist der Verteilnetzbetreiber in Österreich rechtlich nicht dazu verpflichtet eine Gefährdung oder Störung vorrangig durch marktbezogene Maßnahmen zu beseitigen, sondern kann im Falle von außergewöhnlichen Netzzuständen den Netzzugang schadensersatzlos verweigern. Da sich in der „Regulierungssystematik für die dritte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber“ auch noch keine gemäß §59 (1) iVm §19 EIWOG vorgesehenen Qualitätselemente finden, ergibt sich aus diesen Einsatzzwecken, unter den aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen, kein direkter Nutzen eines hybrid-VPPs für den Verteilnetzbetreiber. Bei einer zukünftigen Einführung der Qualitätsregulierung könnte ein Verteilnetzbetreiber zusätzliche Erlöse erwirtschaften.

### 2.7.2. Vergütungsstrukturen

Eine mögliche Vergütung für den Flexibilitätsanbieter würde so aussehen, dass in der grünen Phase (regulärer Netzbetrieb) der Anbieter durch den Markt vergütet wird. In der gelben Phase (potentieller Netzengpass) wird der Anbieter, wenn die Flexibilität netzdienlich genutzt wird, durch den Verteilernetzbetreiber nach individuellen Vertragsbestimmungen (z.B. wie in Deutschland in Höhe des entstandenen Schadens) bzw. neuen gesetzlichen Bestimmungen und Kriterien der Regulierungsbehörde oder bei marktdienlicher Nutzung durch den Markt vergütet. Bei netzdienlicher Nutzung in der roten Phase (unmittelbar gefährdeter Netzbetrieb) kann der Verteilernetzbetreiber in dieser Phase dem Flexibilitätsbesitzer entsprechend den rechtlichen Möglichkeiten (§21 EIWOG „Verweigerung des Netzzugangs“) den Netzzugang verweigern.

Die Sachlage wird im hybrid-VPP4DSO D5.1 für Österreich, Slowenien und Deutschland dargestellt, um den unterschiedlichen Stand der Rechtsmaterie zu erörtern. Dabei werden an Hand der unterschiedlichen Nutzungsarten von Flexibilitäten die rechtlichen Grundlagen und die entsprechenden Vergütungsstrukturen erläutert. Hier wird nur die Rechtslage in Österreich dargestellt.

In der folgenden Tabelle sind die Vergütungsregelungen für die unterschiedlichen Einsätze von Erzeuger-Flexibilitäten in Österreich zusammengefasst. Diese sind weitgehend geregelt, doch zu dem netzdienlichen Flexibilitätseinsatz in der gelben Phase auf Verteilernetzebene sind keine Bestimmungen vorhanden. Es ist daher fraglich, auf welcher gesetzlichen Grundlage die netzdienliche Flexibilitätsnutzung des Verteilernetzbetreibers durchgeführt werden kann und in welcher Höhe sie vergütet werden soll. Die Höhe der Vergütung bei einem netzdienlichen Flexibilitätseinsatz durch den TSO richtet sich in der gelben Phase auf vertraglicher Basis nach dem erlittenen wirtschaftlichen Schaden sowie den entstandenen Kosten. Im Unterschied dazu wird in Deutschland aus nachvollziehbaren Gründen, nicht der ‚Schaden‘ sondern nur der ‚Aufwand‘ vergütet.

**Tabelle 5: Vergütung für den Flexibilitätseinsatz von Erzeugern in Österreich**

Erzeuger - AT	Regelung	Vergütung
<b>marktdienlicher Einsatz</b>	- Wettbewerb	Vergütung der Energie nach Marktpreisen
<b>systemdienlicher Einsatz</b>	- Präqualifikation der Anlage nötig (für jede Regelreserve-Art extra) - Wettbewerb	Vergütung spezifisch für die jeweilige Regelreserve-Art; für Sekundär- und Tertiär-Regelreserve: - Vergütung der Leistung nach dem Auktionspreis - Vergütung der Energie nach dem Abrufpreis
<b>netzdienlicher Einsatz</b>	- rote Phase: §21(1) EIWOG	keine Vergütung. Systemstabilität hat Vorrang vor Einzelinteressen

- gelbe Phase TSO: §23(2)Z5 oder §23(9) iVm §66(1)Z7 EIWOG	Vergütung entsprechend Schadenersatz (wirtschaftlicher Nachteil und Kosten)
- gelbe Phase Verteilnetzbetreiber: nicht näher ausgeführt	----

Aus der Rechtsmaterie geht nicht hervor, ob es in der gelben Phase ein Möglichkeit oder eine Verpflichtung für netzdienliche Flexibilitätseinsatz von Verbrauchern gibt, weder auf Verteilnetzbetreiber- noch Übertragungsnetzbetreiber-Ebene. Eine Möglichkeit um netzdienliches Verhalten von Verbrauchern zu erwirken, liegt für Netzbetreiber in der Nutzung von Tarifen für unterbrechbare Netznutzung, sofern der Kunde davon Gebrauch machen will. Um das Modell der unterbrechbaren Verbraucher auf einen lokal spezifischen Flexibilitätseinsatz anzuwenden, besteht Bedarf einer rechtlichen Festlegung hinsichtlich der gezielten technischen Ansteuerung (bisher über Rundsteuerung) und der damit einhergehenden ungleichen Behandlung verschiedener unterbrechbarer Netznutzer. Die Vergütungsstruktur für den einzelnen Netzkunden ist noch offen (gerade bei häufigem Unterbrechen von einzelnen Kunden relevant). Außerdem müsste geklärt werden, wer die anfallenden Ausgleichsenergiekosten zu zahlen hat, da die Bilanzgruppen dann nicht mehr wie bisher diese Unterbrechungen in den Fahrplänen berücksichtigen können.

**Tabelle 6: Vergütung für den Flexibilitätseinsatz von Verbrauchern in Österreich**

<i>Verbraucher - AT</i>	<b>Regelung</b>	<b>Vergütung</b>
<b>marktdienlicher Einsatz</b>	- Wettbewerb	Vergütung der Energie nach Marktpreisen
<b>systemdienlicher Einsatz</b>	- Präqualifikation der Anlage nötig - Wettbewerb	- Vergütung der Leistung nach dem Auktionspreis - Vergütung der Energie nach dem Abrufpreis
<b>netzdienlicher Einsatz</b>	- rote Phase: §21(1) EIWOG	keine Vergütung. Systemstabilität hat Vorrang vor Einzelinteressen
	- gelbe Phase: nicht näher ausgeführt, aber Möglichkeit zu unterbrechbaren Tarifen (§3 Z7 SNE)	reduziertes Netzentgelt in Form des unterbrechbaren Tarifs

Den Autoren der Consentec Studie (Wolfgang Fritz und Andreas Cronenberg, 2015) zur Koordination von Markt und Netz erscheint es „zielführend eine Vergütung der zwangsweise eingesetzten Flexibilität

durch den Netzbetreiber vorzusehen, die die hiermit beim Erbringer der Flexibilität verbundenen Kosten einschließlich Opportunitätskosten (also z. B. entgangene Vermarktungserlöse und/oder Förderbeiträge bei Abregelung von EE-Anlagen) reflektiert. Eine solche kostenorientierte Vergütung führt bei beiden betroffenen Parteien zu angemessenen Wirkungen.“

### 2.7.3. Netzausbau Österreich

Im Rahmen der Diskussion um hybrid-VPPs gelten der vermiedene Netzausbau bzw. die geringeren Netzanschlusskosten als wesentliche Business Cases. Im Projekt wurden die wesentlichen Bestimmungen zu Netzanschluss und Netzausbau in Österreich, Slowenien und Deutschland dargestellt. Dabei zeigt sich, dass die Anschlussbestimmungen in der Intention gleich geregelt sind, mit Unterscheidungen in der Formulierung. Die einzige Ausnahme stellen deutsche EEG-Anlagen <30kW mit bestehendem Netzanschluss dar, für die der günstigste Anschlusspunkt am Grundstück liegt.

Nach §5 (1) Z2 EIWOG haben die Ausführungsgesetze den Netzbetreibern den Abschluss von privatrechtlichen Verträgen mit Netzbenutzern über den Anschluss an ihr Netz aufzuerlegen (Netzanschlusspflicht). Verteilernetzbetreiber müssen dafür nach §45 Z2 EIWOG allgemeine Bedingungen veröffentlichen und zu diesen mit Endverbrauchern und Erzeugern privatrechtliche Verträge abschließen. Die Ausführungsgesetze der Länder können nach §46 EIWOG Ausnahmen von der allgemeinen Anschlusspflicht vorsehen. Beispielsweise in der Steiermark ist eine solche Ausnahme nach §30 Z1 Stmk EIWOG unter anderem, wenn der Anschluss wirtschaftlich und technisch nicht zumutbar ist. Die allgemeinen Bedingungen für den Zugang zum jeweiligen Verteilernetz werden gemäß §23 Stmk EIWOG durch den Vorstand der E-Control Austria genehmigt und sollen nach §19 (2) E-ControlG durch den Regulierungsbeirat harmonisiert werden. Die Neuerrichtung oder Änderung des Netzanschlusses muss der Netzkunde beim Netzbetreiber beantragen. Können sich der Netzbetreiber und der Netzzugangsberechtigte über den Netzanschlusspunkt nicht einigen, so hat nach §23 (7) Stmk EIWOG die Behörde über Antrag der Netzbetreiberin/des Netzbetreibers oder der/des Netzzugangsberechtigten den Netzanschlusspunkt mit Bescheid festzustellen.

Die allgemeinen Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz der Energienetze Steiermark legen Folgendes dar (Energienetze Steiermark GmbH, 2014): „Die Anlage des Netzkunden ist grundsätzlich mit dem System des Netzbetreibers am technisch geeigneten Netzanschlusspunkt zu verbinden. Dabei sind die wirtschaftlichen Interessen des Netzkunden zu berücksichtigen. Bei der Ausarbeitung des Anschlusskonzepts sind die technische Zweckmäßigkeit (insbesondere die Vermeidung von technischen Überkapazitäten und die Versorgungsqualität), die wirtschaftlichen Interessen aller Netzkunden (Verteilung von Netzkosten auf alle Netzkunden) und die Interessen des Netzkunden angemessen zu berücksichtigen. Darüber hinaus sind die gesetzlichen Anforderungen an den Netzbetreiber hinsichtlich Ausbau, Betrieb und Sicherheit seines Netzes zu beachten. Es besteht somit kein Rechtsanspruch des Netzkunden auf den ausschließlich für ihn wirtschaftlich günstigsten Netzanschlusspunkt und die günstigste Übergabestelle/Eigentumsgrenze.“

#### 2.7.4. Einfluss der Anreizregulierung

Um den für Verteilernetzbetreiber angemessenen Erlös zu ermitteln, werden zuerst nach §48 EIWOG seine Kosten nach dem Grundsatz der Kostenwahrheit §59 EIWOG festgestellt. Diese Ausgangskostenbasis wird einmal festgelegt und danach an Hand von vorab definierten Regulierungsformeln jährlich im Kostenbescheid übergeleitet (E-Control, 2014). Durch Effizienzvergleich (Benchmarking) und generelle Produktivitätsentwicklungen der Branche werden für den Verteilernetzbetreiber Zielvorgaben definiert. Der Anreiz für die Verteilernetzbetreiber besteht nun darin, dass sie Zusatzgewinne erzielen können, wenn sie besser wirtschaften, als es die Zielvorgaben verlangen. Die Kosten für die Nutzung von Flexibilitäten durch den Netzbetreiber sollten Eingang in die Anreizregulierung finden (ETG im VDE Task Force RegioFlex, 2014).

Die Smart Grid Task Force (SGTF) der Europäischen Kommission erkennt, dass Netzbetreiber als regulierte Unternehmungen ihre Kosten (CAPEX+OPEX) über regulierte Umsätze in Form von Netztarifen decken (SGTF EG3, 2015). Ihrer Ansicht nach wird die Gewichtung der anrechenbaren Kosten eine Schlüsselrolle in der Integration verteilter erneuerbarer Energiequellen spielen. Netzbetreiber sollten Anreize dafür bekommen langfristige Investitionen zu tätigen und Flexibilitäten dann zu nutzen, wenn dies kosteneffektiv ist und eine stabile Alternative zum konventionellen Netzausbau darstellt. In der Zukunft soll dies den Netzbetreibern im Rahmen der Anreizregulierung ermöglicht werden (SGTF EG3, 2015).

Das Problem der hybrid-VPPs ist, dass durch einen höheren OPEX- und niedrigeren CAPEX-Bedarf der Kapitalertrag sinkt. Das bedeutet, dass der Eigentümer grundsätzlich ein Interesse an einem kapitalintensiven Netzbetrieb hat, wobei aufgrund der implementierten Benchmarkingsystematik und der daraus resultierenden individuellen Effizienzabschlägen letztendlich ein Gesamtkosten- bzw. TOTEX-Optimum anzustreben ist. Analog dazu beschreibt der Averch-Johnson Effekt die Anreizverzerrung bei regulierten natürlichen Monopolen; durch die „rate-of-return“-Regulierung wird der Faktorinput verzerrt. In der Consentec Studie (Wolfgang Fritz und Andreas Cronenberg, 2015) zur Koordination von Markt und Netz wird ebenfalls angemerkt, „dass ein verzerrungsfreier Wettbewerb von Technologieoptionen mit stark unterschiedlicher Kapitalintensität nicht leicht zu erreichen ist“.

Zwar sollen in Österreich bei einer effizienten Implementierung neuer Technologien die entstehenden Kosten nach §59 Abs. 1 EIWOG in den Entgelten unter Berücksichtigung der beschriebenen Grundsätze und der Nutzung von Synergieeffekten angemessen berücksichtigt werden, jedoch sinkt auch hier das eingesetzte Kapital und damit der zugestandene Kapitalertrag. Demnach ist für zukünftige Regulierungsperioden zu überlegen, innovative „OPEX-lastige“ Implementierungen neuer Technologien analog zu aktivierbaren innovativen Netzinvestitionen (CAPEX) zu vergüten. Jedenfalls sollten, dem Regulierungsansatz in Deutschland und Norwegen entsprechend, F&E Kosten für innovative Netztechnologien als nicht beeinflussbare Kosten sowohl im Prüfungsjahr als auch innerhalb der Periode behandelt werden. Wie zuvor erläutert, sollen die Mitgliedstaaten nach Art. 15 (4) der Energieeffizienzrichtlinie 2012/27/EU sicher stellen, dass Anreize in Verteilungstarifen, die die Teilnahme an der Laststeuerung (Demand Response) sowie den Zugang zum Markt für Ausgleichsdienste und zur Erbringung von Hilfs-

diensten verhindern könnten, beseitigt werden. Die Mitgliedstaaten haben weiters sicher zu stellen, dass Netzbetreiber Anreize erhalten, um bezüglich Auslegung und Betrieb der Infrastruktur Effizienzverbesserungen zu erzielen. Die Tarife sollen gestatten, dass die Versorger unter Einbeziehung der Verbraucher die Systemeffizienz verbessern, wozu auch eine von nationalen Gegebenheiten abhängige Laststeuerung zählt. Nachdem die Regulierung technologieneutral sein soll, muss geprüft werden, ob der regulatorische Rahmen der Anreizregulierung bei der Nutzung von hybrid-VPPs verändert werden sollte (SGTF EG3, 2015).

Diese allgemeine Problematik stellt sich auch im DNV GL Bericht (Tim Mennel et al., 2015) dar. Verteilernetzbetreiber wählen in der Regel die gewinnmaximierende Lösung, während aus volkswirtschaftlicher Sicht die kostenminimale Lösung besser wäre. Auch in Österreich stellt sich die Regulierungsbehörde die Frage, wie sie zwischen „konventionellen“ Technologien einerseits und technischen Neuerungen und Weiterentwicklungen andererseits differenzieren kann“ (E-Control, 2014). Dabei sieht sie als mögliches Hindernis, dass „das Festhalten am Outputparameter Netzhöchstlast ohne die Einbeziehung eines Auslastungsgrades die Entwicklung hin zu intelligenten Stromnetzen behindern“ könnte. Das Problem mit dem Outputparameter „Netzhöchstlast“ ist, dass den Verteilernetzbetreibern dadurch kein Anreiz geboten wird die Netzhöchstlast durch einen aktiven Netzbetrieb zu reduzieren, da in diesem Fall mitunter auch höhere Kostensenkungen zu befürchten wären. Bei zunehmendem intelligentem Netzausbau könnte somit eine Anpassung des Effizienzvergleichs notwendig werden (E-Control, 2014). Allerdings sieht die Behörde keinen Bedarf für einen Erweiterungsfaktor im Rahmen der Anreizregulierung, sondern sieht die Entwicklung hin zu Smart Grids als evolutionäre Entwicklung an, die im Rahmen des generellen Produktivitätsfortschritts (XGen) berücksichtigt wird, wobei diese These im Zuge der konkreten Ausgestaltung der zukünftigen Regulierungssystematik kritisch zu hinterfragen sein wird.

### 2.7.5. Besitzstrukturen

Im Projekt wurden die potenziellen Möglichkeiten sowie Vor- und Nachteile von Betreibern eines hybrid-VPPs aufgezeigt. Neben der Möglichkeit, dass der Verteilernetzbetreiber das hybrid-VPP betreibt, gibt es auch die Möglichkeit, dass ein Aggregator das hybrid-VPP betreibt und dem Verteilernetzbetreiber entsprechende Dienstleistungen anbietet. Nachdem keine explizite Gesetzgebung für den Einsatz von netzdienlichen Flexibilitäten bzw. den Betrieb von hybrid-VPP vorhanden ist, werden in diesem Projekt rechtlich mögliche Umsetzungsvarianten für hybrid-VPPs abgeleitet. Um dies klarer darstellen zu können, wird die Rolle des hybrid-VPP Betreibers aufgeteilt in den Betreiber der Schaltinfrastruktur und den Vermarkter der erzeugten Energie.

Die Ausgestaltungsvarianten für hybrid-VPPs wurden so konstruiert, dass für die praktische Umsetzung keine gesetzlichen Änderungen nötig sind, sondern sie sich in den vorhandenen regulatorischen Rahmen einpassen. Die Ausarbeitungen ergeben verschiedene denkbare Varianten und der Name der Variante steht sinngemäß für den hauptverantwortlichen Akteur beim Betrieb des hybrid-VPPs:

- Variante Service Provider: 1 unabhängiger Akteur übernimmt alle Rolle im Betrieb eines hybrid-VPP.

- Variante Single Market: Der Verteilnetzbetreiber ruft die Flexibilität an einem Single Market for Flexibility ab.
- Variante Aggregator: Der Verteilnetzbetreiber gibt nur Netzzustand weiter. Der Aggregator kümmert sich um den Dispatch.
- Variante Flexibilität: Der Verteilnetzbetreiber betreibt die Schaltinfrastruktur. Der Flexibilitätsanbieter wählt den Aggregator aus.
- Variante DSO: Der Verteilnetzbetreiber betreibt die Schaltinfrastruktur. Der Verteilnetzbetreiber aggregiert die Einheiten und wählt einen gemeinsamen Vermarkter aus.

In diesen Varianten verschieben sich die Handlungskompetenzen im Betrieb eines hybrid-VPPs von einem unabhängigen Service Provider über einen Aggregator hin zum Verteilernetzbetreiber. Die wesentlichen Elemente werden hier noch einmal in übersichtlicher Form dargestellt und an Hand der Beurteilungsaspekte verglichen.

**Tabelle 7: Vergleich der unterschiedlichen hybrid-VPP Varianten**

	Service Provider	Single Market	Aggregator	Flexibilität	DSO
<b>Beschreibung</b>	Betriebsbeauftragter des Verteilernetzes steuert hybrid-VPP und ist Vermarkter	Benötigt eine Art Single Market Place for Flexibility	Der DSO gibt nur Netzzustand weiter. Der Aggregator kümmert sich um den Dispatch	Der DSO betreibt die Schaltinfrastruktur. Flexibilitätsanbieter wählt den Aggregator aus	Der DSO betreibt die Schaltinfrastruktur. Der DSO aggregiert die Einheiten und wählt einen gemeinsamen Vermarkter aus
<b>Besonderheit</b>	1 Akteur übernimmt alle Rollen	DSO ruft die Flexibilität vom Markt ab	DSO hat keine Information über einzelne Flexibilität	Leichter Aggregatortwechsel möglich	Keine Kommunikation zw. Aggregator und Flex-Anbieter
<b>Entflechtung</b>	entspricht DSO <100.000 Kunden	konform	konform	konform	problematisch weil Flexibilität-Vergabe von DSO an AGG
<b>Vergütungsstruktur</b>	Markterlöse von SP/DSO (<100.000) an Flexibilität	Markterlöse über AGG an Flexibilität	Erlöse über AGG an Flexibilität	Markterlöse über AGG direkt an Flexibilität	Markterlöse über AGG an DSO weiter zu einzelner Flexibilität
<b>Ausgleichsenergie</b>	nur wenn Flexibilität-Schaltung anders als in Fahrplan	Flexibilität nur über Markt daher in Fahrplänen -> keine AE	Je nach Zeitpunkt Vermarktungsstopp -> manchmal AE	Je nach Zeitpunkt Vermarktungsstopp -> manchmal AE	Je nach Zeitpunkt Vermarktungsstopp -> manchmal AE
<b>Netzregulierung</b>	Konkurrenzprodukt zu unterbrechbaren Tarifen.	Konkurrenzprodukt zu unterbrechbaren Tarifen. TSO-DSO Konflikt, weil beide holen sich die Flexibilität vom Markt	Aggregator setzt Flexibilität erlösmaximierend ein. Dadurch teuer für Nachfrager	Konkurrenzprodukt zu unterbrechbaren Tarifen. Kein Konflikt, weil Flexibilität für TSO nur sichtbar wenn auch verfügbar	Konkurrenzprodukt zu unterbrechbaren Tarifen. Kein Konflikt, weil Flexibilität für TSO nur sichtbar wenn auch verfügbar

Anreizregulierung	für SP/DSO (<100.000) CAPEX und OPEX	für DSO viel OPEX	für DSO viel OPEX	für DSO CAPEX und OPEX	für DSO CAPEX und OPEX
Daten	Daten sind nur bei der SP/DSO (<100.000)	VPP-Daten müssen auf den Märkten abrufbar sein. Gelangen von AGG auch an DSO	VPP-Daten sind nur beim Aggregator	VPP-Daten gelangen von DSO auch an AGG und werden dort aggregiert. Nur aggregierte Daten am Markt	Daten sind nur beim DSO. DSO gibt nur aggregierte Daten weiter.
Vorteile	SP/DSO (<100.000) ist in einer starken Position. Einfach wegen geringem Koordinationsbedarf	Wettbewerbliche Ausgestaltung	Wettbewerbliche Ausgestaltung - DSO muss keine Kenntnis über Anlagen haben, sondern gibt nur Netzzustand weiter	Flexibilitätsanbieter kann leicht Aggregator wechseln. DSO behält Schalthoheit im Netz	höhere Erlöse für Flexibilitätsanbieter möglich. Relativ simple Ausgestaltung
Nachteile	Wenig Wettbewerb	Im Betrieb riskant für den DSO	unattraktiv für DSO, da er sich für einen stabilen Netzbetrieb auf Drittanbieter verlassen muss	Aggregator ist auf den DSO angewiesen	Geringer Wettbewerb – Gefahr der Diskriminierung

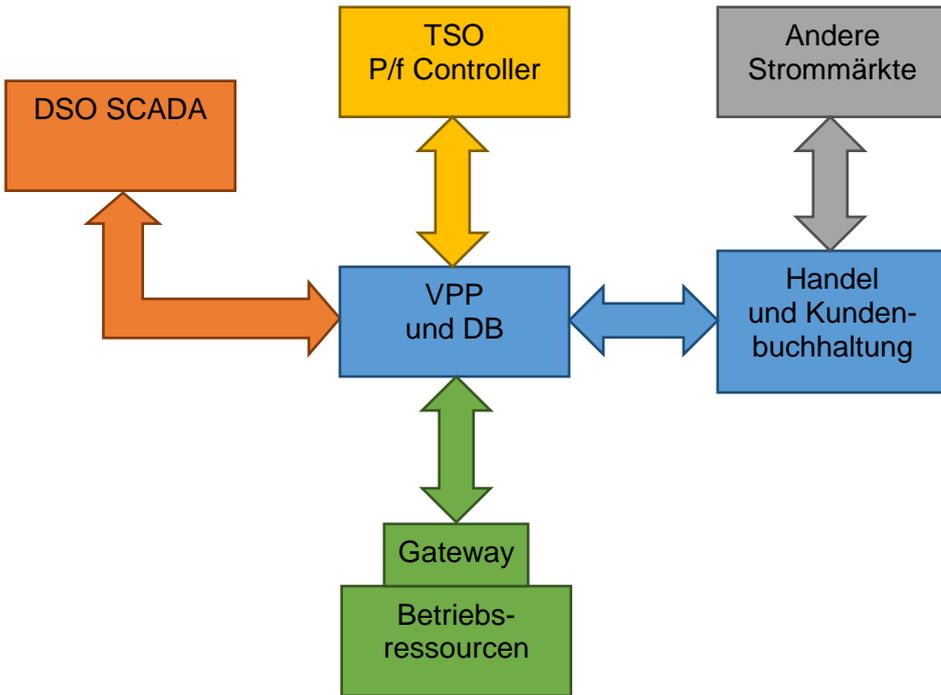
Aus dem bestehenden rechtlichen Rahmen wird in diesem Bericht hervorgehoben, dass Verteilernetzbetreiber hinsichtlich der Entflechtungsbestimmungen jegliche Tätigkeiten ausüben dürfen, solange sie nicht an den Strommärkten teilnehmen, missbräuchliche Quersubventionen stattfinden oder sie direkt in Erzeugung oder Vertrieb involviert sind. Das reine Betreiben der Schaltinfrastruktur eines hybrid-VPP wird unter diesen Gesichtspunkten der Verteilertätigkeit zugeschrieben und begründet keinen separaten Tätigkeitsbereich. Hinsichtlich der vorgeschriebenen Pflichten nach §42 (3) Z3 und §45 Z22 EIWOG verfügt der Verteilernetzbetreiber auch noch über die tatsächliche Entscheidungsgewalt, wenn er sich netzdienliche Flexibilität von Dritten beschafft. Anders als ein regulierter Verteilernetzbetreiber, kann ein nicht-regulierter Service Provider der mit dem Netzbetrieb betraut ist oder ein Netzbetreiber mit weniger als 100.000 Kunden, alle Rollen entlang der Wertschöpfungskette eines virtuellen Kraftwerks übernehmen, da für ihn keine bzw. reduzierte regulierenden Vorschriften existieren.

## 2.8. IT-Sicherheits-Analyse

Ziel des hybrid-VPP4DSO-Projekts ist die Konzeption, Evaluierung und Validierung eines hybriden Virtuellen Kraftwerk-Konzeptes, um die Anforderungen von Verteilernetzbetreibern und Regelenergiemärkten durch die Kombination von netz- und marktbezogenen Ansätzen zu bündeln. In dem Projekt werden daher die technischen und nicht-technischen Barrieren für den Betrieb eines VPPs in Österreich und Slowenien evaluiert. Ein Teil davon ist eine Sicherheitsanalyse der IT-Architektur, den Schnittstellen sowie den Regelungsalgorithmen.

Ein Überblick über die IT-Architektur im hybrid-VPP4DSO-Projekt ist in Abbildung 21 dargestellt, deren Funktionsweise sich wie folgt zusammenfassen lässt: Die Verteilernetzbetreiber (DSO SCADA), Strom-

handelsplattformen (Handelsabteilung / Kundenbuchhaltung) und flexiblen Ressourcen kommunizieren ständig mit dem hybrid-VPP (VPP Core und DB), um Informationen über die Situation im Netz (Auslastung, Spannungspegel, etc.), die angeforderten Steuersignale, die Nachfrage von der Marktseite und den Betriebsstatus (Vollbetrieb, Teillastbetrieb, Standby, ausgeschaltet, etc.) zu erhalten. Mit diesen Informationen löst das hybrid-VPP vorhandene Netzprobleme, indem es die Verteilnetzbetreiber-Anforderung aktiv steuert und diese Aktion bei Bedarf in nicht kritischen Netzbereichen ausgleicht. In einem zweiten Schritt werden die Anforderungen aus dem Strommarkt erfüllt, indem die Last oder die Erzeugung von Ressourcen verändert wird. Sowohl die aktive Steuerung im Verteilnetz sowie die Beschränkung der Ressourcen unterliegen Regelungsalgorithmen. Aus diesem Grund muss die Leistung der Ressourcen überwacht werden. Die Leistung der Ressourcen sowie die Erfüllung der Anforderungen der Verteilnetzbetreiber und der Marktnachfrage werden in eine Datenbank (DB) gespeichert. Das Abrechnungsmodul des hybrid-VPP berechnet dabei nach vertraglich vereinbarten Preisen bzw. dynamischen Marktpreisen die Kosten und Erlöse des Kunden (DSO, Stromhändler usw.), die durch den Betrieb des hybrid-VPP generiert wurden.



**Abbildung 21: Überblick über die relevanten Komponenten des hybrid-VPPs und deren Schnittstellen**

Im Rahmen einer Untersuchung der technischen Barrieren für das hybrid-VPP-Geschäft wurde eine Cyber-Sicherheitsanalyse durchgeführt. Die Schaffung eines Verständnisses über Risiken bzgl. Cyber-Sicherheit im Zusammenhang mit dem hybriden VPP4DSO-Ansatz ist aus mehreren Gründen wichtig. Die Einführung neuer Intelligenz, Schnittstellen und Systeme in das Stromnetz kann es anfälliger für Cyber-Angriffe machen. Diese Cyber-Angriffe können höchst kritische Auswirkungen auf Unternehmen und betrieblichen Systeme haben. Es ist daher wichtig, diese neuen Risiken zu verstehen, damit geeignete Entscheidungen getroffen werden können, wie die hybrid-VPP-Systeme besser abgesichert werden können. Die Implementierung von Sicherheitslösungen zieht finanzielle und personelle Kosten nach sich,

die bei der Prüfung der Wirtschaftlichkeit des hybriden VPP-Ansatzes aus wirtschaftlicher Sicht berücksichtigt werden müssen.

Um die Cyber-Sicherheitsrisiken, die mit dem im Projekt untersuchten VPP-Konzept verbunden sind, besser zu verstehen, wurde eine Risikobewertung durchgeführt. Diese Risikobewertung besteht aus zwei Hauptteilen:

1. Eine Bedrohungsanalyse: wobei die Relevanz eines Gefährdungskatalogs in Bezug auf die verschiedenen Subsystem-Schnittstellen im hybriden Gesamt-VPP4DSO-Konzept berücksichtigt wurde. Der Inhalt des Bedrohungskatalogs wurde aus einer Reihe offener Quellen erstellt (siehe unten),
2. Eine Folgenanalyse: wobei die Folgen der Gefährdung der Vertraulichkeit, Integrität und Verfügbarkeit unter Verwendung einer Anzahl von Bewertungskategorien analysiert wurden. Diese Analyse wurde für jede der wesentlichen hybrid-VPP4DSO-Schnittstellen durchgeführt, die in der oben erwähnten ersten Stufe als relevant erachtet wurden.

Bei der Bedrohungsanalyse wurde ein Bedrohungskatalog verwendet, der vom AIT erstellt wurde. Der Katalog verwendet eine Reihe von Quellenmaterialien, um sicherzustellen, dass eine umfassende Palette von Bedrohungen berücksichtigt wird, die den hybriden VPP4DSO-Ansatz beeinflussen könnten. Im Einzelnen wurden die folgenden Quelldokumente verwendet, um den Bedrohungskatalog zu entwickeln:

1. Der ENISA Threat Landscape and Good Practice Leitfaden für Internet-Infrastruktur<sup>3</sup>
2. Die ENISA, Bedrohungslandschaft 2015, Top-Bedrohungen<sup>4</sup>
3. Die OWASP Top 10 Anwendungssicherheitsrisiken 2013<sup>5</sup>
4. NIST 800-30 Risikomanagement-Leitfaden für Informationstechnologie-Systeme<sup>6</sup>
5. Der (SG)<sup>2</sup> Bedrohungskatalog<sup>7</sup>

Der Bedrohungskatalog (SG)<sup>2</sup> wurde im Rahmen eines von der FFG finanzierten Projekts zur Sicherheit für intelligente Netze erstellt, dessen Schwerpunkt auf der Entwicklung einer sicheren Architektur für intelligente Stromverteilnetze mit mittlerer und niedriger Spannung lag. Die Grundlage für den Bedrohungskatalog (SG)<sup>2</sup> ist der deutsche BSI-Grundschutzkatalog. Aus diesem BSI-Katalog wurden technische Bedrohungen extrahiert und deren Relevanz für intelligente Verteilungsnetze vom (SG)<sup>2</sup>-Konsortium bewertet, das eine Reihe von Interessenvertretern – wie Verteilernetzbetreiber – umfasst.

Die im Katalog enthaltenen Bedrohungen lassen sich in unterschiedliche Kategorien zusammenfassen:

1. **Physische Angriffe:** einschließlich der Zerstörung und Manipulation von Betriebsressourcen;

<sup>3</sup> <https://www.enisa.europa.eu/topics/threat-risk-management/threats-and-trends/enisa-thematic-landscapes/threat-landscape-of-the-internet-infrastructure>

<sup>4</sup> <https://www.enisa.europa.eu/publications/etl2015>

<sup>5</sup> [https://www.owasp.org/index.php/Top\\_10\\_2013](https://www.owasp.org/index.php/Top_10_2013)

<sup>6</sup> <https://www.nist.gov/publications/risk-management-guide-information-technology-systems>

<sup>7</sup> [https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/ITGrundschutz/ITGrundschutzKataloge/itgrundschutzkataloge\\_node.html](https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/ITGrundschutz/ITGrundschutzKataloge/itgrundschutzkataloge_node.html)

2. **Ausfälle:** hauptsächlich verursacht durch unzureichende Bereitstellung von Rechen- und Energieressourcen;
3. **Fehler:** können zu Sicherheitslücken im System führen, z. B. zu Softwarefehlern, Fehlkonfigurationen usw.;
4. **Unfälle:** Dies sind unbeabsichtigte Bedrohungen, die beispielsweise dadurch verursacht werden, dass die Sicherheitsrichtlinien nicht eingehalten werden;
5. **Cyber-Angriffe:** sind Angriffe, die mit böswilliger Absicht durchgeführt werden, um das System zu untergraben, beispielsweise durch Denial of Service (DoS)-Angriffe, Brute-Force-Angriffe und Man-in-the-Middle (MITM)-Angriffe.

Basierend auf dem Bedrohungskatalog wurde in Workshops mit den Experten der Verteilnetzbetreiber Energienetze Steiermark GmbH und Elektro Ljubljana d. d., den VPP-Technologieanbietern cyberGRID GmbH & Co KG und CyberSecurity Team vom AIT das Bedrohungspotenzial für hybrid-VPPs erarbeitet. Die Schlussfolgerungen sind im Kapitel 3.2.5 zusammengefasst bzw. detailliert im diesbezüglichen Bericht D5 erklärt.

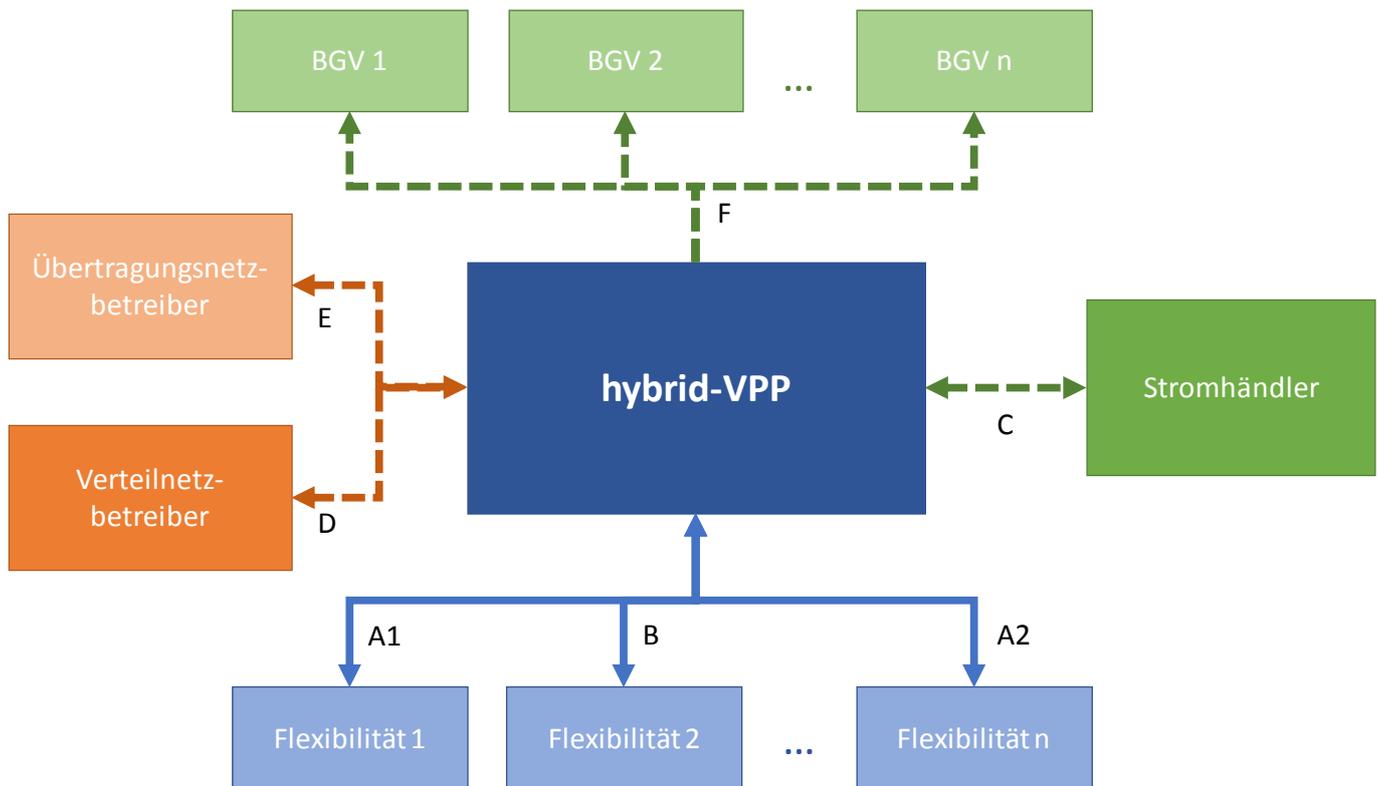
## 2.9. Proof-of-concept

### 2.9.1. Vorbereitung

Die Entwicklung der Architektur für ein hybrid-VPP System erfolgte in einem top-down-Approach. Dieser wird hier kurz dargestellt, im Anschluss erfolgt eine Beschreibung der wesentlichsten Module des Proof-of-concept des hybrid-VPPs.

#### 2.9.1.1. Architektur des hybrid-VPP

Das VPP-System verbindet unterschiedliche flexible Ressourcen in einem Pool und macht die verfügbare flexible Leistung für eine übergeordnete Instanz verfügbar. Diese übergeordnete Instanz kann ein Stromhändler oder Bilanzgruppenverantwortlicher, ein Verteilnetzbetreiber oder der Übertragungsnetzbetreiber sein.



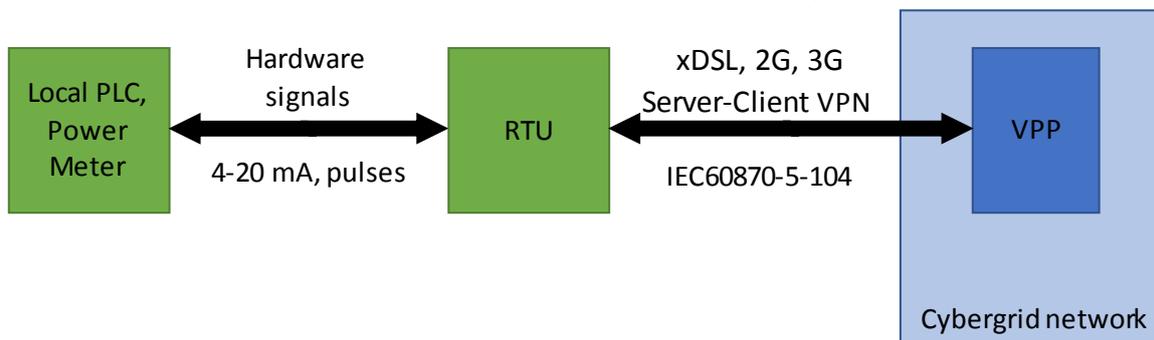
**Abbildung 22: Blockfließbild der Beziehungen zwischen einem hybrid-VPP und anderen Marktteilnehmern**

Die wesentlichsten Verbindungen zwischen einem hybrid-VPP und anderen Marktteilnehmern sind in dargestellt. Die Verbindungen werden in der Praxis über Kommunikationswege und Datenaustauschprotokolle realisiert. Das hybrid-VPP muss kontinuierlich mit den verteilten Flexibilitäten kommunizieren. Dies kann über unterschiedliche direkte Kommunikationswege (A1, A2) oder indirekte Kommunikationswege (B) geschehen. Sowohl direkte als auch indirekte Kommunikationswege wurden im Projekt aufgebaut und eingehend untersucht. Das hybrid-VPP muss mit einem Stromhändler kommunizieren (C), um die verwaltete Leistung an unterschiedlichen Märkten, z.B. für Regenergie anbieten zu können. Diese Verbindung wurde als Frontend-Zugang realisiert. Stromhändler könnten Regenergieangebote via Frontend auf das hybrid-VPP hochladen. Dem zugrundeliegenden Konzept entsprechend muss das hybrid-VPP eine Verbindung zu mindestens einem Verteilnetzbetreiber (D) aufweisen. Diese Verbindung wurde für das Proof-of-concept-System via Frontend realisiert. Um Regelleistung liefern zu können, muss eine direkte und gesicherte Verbindung zum Übertragungsnetzbetreiber (E) vorhanden sein, um in kurzen Intervallen regelmäßig Messdaten zu liefern und bei Bedarf Schaltbefehle zu empfangen. Die Bedingungen dafür sind in Dokumenten von Austrian Power Grid (APG 2014) festgelegt. Diese Verbindung wurde vorbereitet, jedoch nicht vollständig realisiert, da dies den Rahmen eines Proof-of-concept überschritten hätte. Es konnten jedoch manuell bzw. über Fernwirkprotokolle Aktivierungen an das hybrid-VPP kommuniziert werden. Die Aktivierung von verteilten Flexibilitäten führt zu gewollten Abweichungen von den Handelsfahrplänen, daher müssen die betroffenen Marktakteure am jeweils nächsten Tag einen Fahrplan der durchgeführten Aktivierungen erhalten (F), z.B. muss ein Bilanzgruppenverantwortlicher (BGV) die Fahrpläne korrigieren, damit die Clearingstelle die Ausgleichsenergie richtig berechnen kann, bzw. muss ein Verteilnetzbetreiber für die korrekte Berechnung der Netzentgelte den Aktivierungsfahrplan jeder Flexibilität in seinem Netzgebiet zur Verfügung haben. Dies wird in Österreich

über den Energiewirtschaftlichen Datenaustausch EDA (ebUtilities, 2015) abgewickelt. Die dafür erforderlichen Berechnungsalgorithmen wurden implementiert, die Schnittstelle wurde jedoch für den Proof-of-concept nicht realisiert.

**2.9.1.2. Kommunikation mit Anlagen im Feld**

Die Möglichkeiten zur Kommunikation mit den Anlagen im Feld (A1, A2, B in Abbildung 22) sind die Basis für jedes virtuelle Kraftwerk und wurden daher eingehend untersucht. Ungefähr die Hälfte der Testanlagen wurde über eine Fernwirktechnik (FWT, bzw. remote technical unit, RTU) mit dem VPP verbunden. Diese Methode wird in Abbildung 23 veranschaulicht. Die lokale Steuerung (PLC) der Anlage bzw. das installierte Messgerät kommunizierte über Hardware-Signale mit der vor Ort installierten Fernwirktechnik. Als Hardware-Signale wurden 4-20 mA, potenzialfreie Kontakte und Impulse (S0-Schnittstelle) verwendet. Damit konnte die gesamte erforderliche Kommunikation sowohl in Überwachungsrichtung als auch in Steuerrichtung abgedeckt werden. Die Hardware-Signale wurden aufgrund von Überlegungen bezüglich der IKT-Sicherheit gewählt, technisch wäre eine direkte Anbindung der Anlagensteuerung an das hybrid-VPP über ein Fernwirkprotokoll ebenfalls möglich. Die FWT kommuniziert mit dem hybrid-VPP mittels Fernwirkprotokoll IEC 60870-5-104. Als Kommunikationsmedien wurden Mobilfunk (2G, 3G) und xDSL getestet. Da über öffentliche Netze kommuniziert wurde, wurde ein VPN-Tunnel zwischen den Servern von cyberGRID und den FWT aufgebaut.



**Abbildung 23: Direkte Kommunikation mit den Anlagen im Feld**

Um Möglichkeiten zur Nutzung von Synergien durch das hybrid-VPP zu untersuchen, wurde im Proof-of-concept auch die periodische Messwertübertragung von Smart Metern über die Kommunikationssysteme und Messdatenverwaltung des Netzbetreibers getestet, wie in Abbildung 24 dargestellt. In diesem Fall muss keine RTU installiert werden, sondern es wird die bestehende Infrastruktur des Verteilnetzbetreibers verwendet. Das Smart Meter muss hierfür in der Lage sein, neben dem 15 min-Energiewerten auch Leistungswerte im 1 min-Intervall an das Head End System des Verteilnetzbetreibers zu übertragen. Als Kommunikationsmedium wurde GPRS (2G) eingesetzt, wobei die Nutzung eines privaten Zugangspunkts (APN) des Verteilnetzbetreibers als Sicherheitsmaßnahme gewählt wurde. Die Kommunikation zwischen Smart Meter und Head End System erfolgte über das Protokoll DLMS (DLMS User Association 2013). Zwischen der Infrastruktur des Verteilnetzbetreibers und der Infrastruktur von cyberGRID wurde über Internet eine site-to-site VPN Verbindung aufgebaut. Als Schnittstelle wurde ein SOAP Webservice gemäß den Vorgaben des Herstellers des Head End Systems eingesetzt. Sofern das Smart Meter Schaltausgänge besitzt, könnte über diese Wege auch in Steuerrichtung kommuniziert

werden. Dies wurde im Proof-of-concept nicht getestet, da keine entsprechenden Zähler zur Verfügung standen.

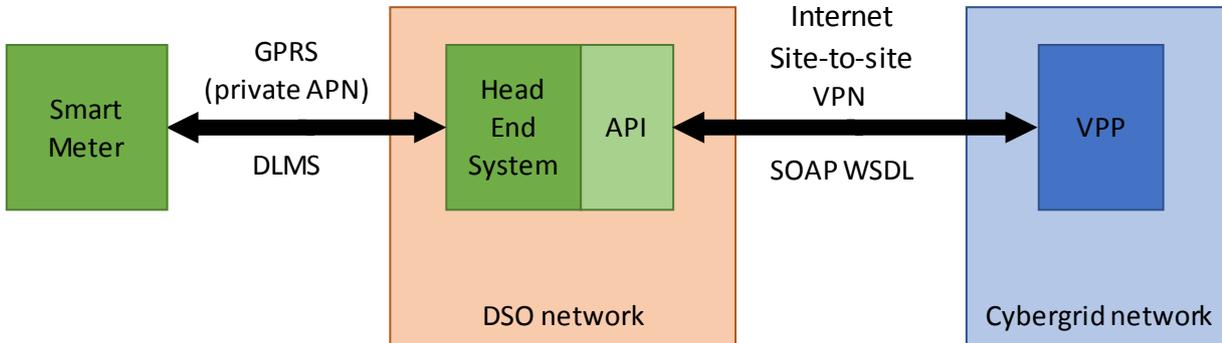


Abbildung 24: Kommunikationswege zur Integration von Smart-Meter-Messdaten über das Head-End-System des Verteilnetzbetreibers

### 2.9.1.3. Fernwirktechnik

Wie im Kapitel 2.9.1.2 erläutert, wurde eine Fernwirktechnik eingesetzt, um über unterschiedliche Kommunikationswege mit den verteilten Flexibilitäten im Feld zu kommunizieren. Die Fernwirktechnik, welche an einigen Testanlagen angeschlossen werden konnte und auch für die Labortests eingesetzt wurde, ist in Abbildung 25 dargestellt. Die wesentlichsten Elemente sind die SPS und das Modem (je nach Kommunikationsnetz), weiters sind unterschiedliche Betriebsmittel für Versorgung, Potentialtrennung und Schutz vorgesehen. Um der industriellen Einsatzumgebung Rechnung zu tragen, ist die Fernwirktechnik in einem kompakten, spritzwassergeschützten Stahlschrank verbaut.

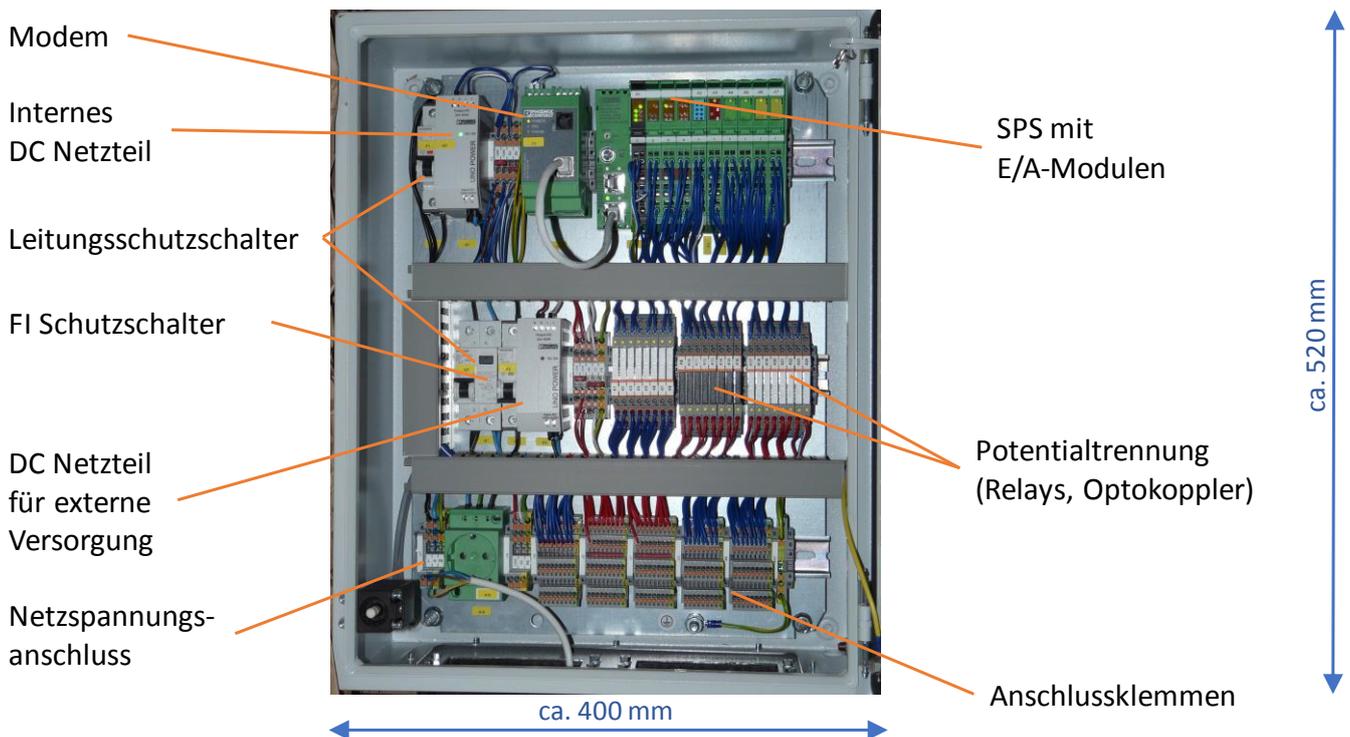


Abbildung 25: Fernwirktechnik zur Kommunikation mit Anlagen im Feld

**2.9.1.4. Funktionale Module des hybrid-VPP Proof-of-concept**

Das hybrid-VPP Proof-of-concept System baut auf der bestehenden Software cyberNOC® von cyberGRID auf, welche um die projektrelevanten Module erweitert wurde. In diesem Kapitel erfolgt eine kurze Vorstellung einiger wesentlicher Module des Systems. cyberNOC® kann als VPP-Lösung sowohl für Erzeugungsanlagen als auch für Verbraucher eingesetzt werden. Das System wird auf einem Server oder in einer Cloud installiert und bietet Client-Zugang via Internetbrowser.

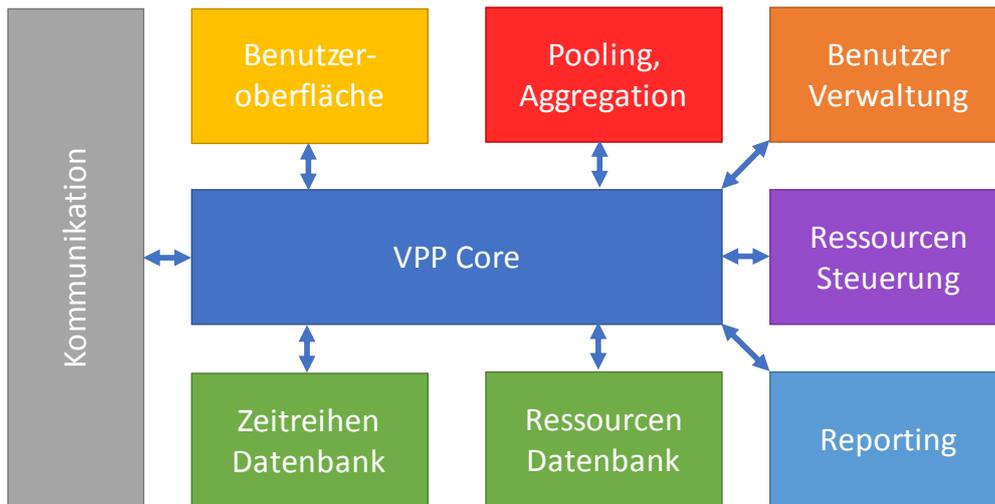


Abbildung 26: Überblick über die wichtigsten funktionalen Module der cyberNOC®

**2.9.1.4.1. Benutzeroberfläche**

Die grafische Benutzeroberfläche (Frontend) erlaubt dem Operator, aber auch allen anderen Nutzern mit Zugangsberechtigung, eine Überwachung des VPP-Betriebs. Es werden nur Funktionen und Daten angezeigt, für die der jeweilige Benutzer eine Berechtigung eingetragen hat. Ein Industriebetrieb könnte z.B. seinen eigenen Stromverbrauch überwachen, nicht jedoch die Profile anderer Anlagen im Pool einsehen.

Im Aufbau besteht die Benutzeroberfläche (Abbildung 27) aus einem Navigationsbereich (rechts), der Dashboard-Konfigurationsleiste (oben) sowie dem eigentlichen Dashboard. Im Navigationsbereich kann der Benutzer zwischen unterschiedlichen Menüpunkten wählen, z.B. „Märkte“, „Anlagen“, „Alarmer“ oder „Einstellungen“. Das Dashboard dient zur Anzeige des jeweils gewählten Inhalts, welcher vom Benutzer mithilfe der Konfigurationsleiste auf den eigenen Bedarf eingestellt werden kann. Der Benutzer kann mittels Drag&Drop Widgets auf das Dashboard ziehen und innerhalb der Widgets Einstellungen tätigen. Als Widgets stehen u.a. die Leistungsüberwachung („Chart“) von Einzelanlagen oder Pools, eine geografische Anzeige der Flexibilitäten eines Pools („Map“), die Angabe der verfügbaren positiven und negativen Flexibilitäten eines Pools („Power“), eine Liste der letzten Aktivierungen („Activations“), eine Merit Order oder die Aktivierungsüberwachung („Activations“) zur Verfügung. Bei den einzelnen Widgets können Detailinstellungen getätigt werden, wie Wahl eines Pools oder einer Einzelanlage oder Wahl des Zeitbereichs für die Anzeige. Über die Benutzeroberfläche können bei entsprechender Berechtigung auch Zeitreihen heruntergeladen oder akzeptierte Angebote hochgeladen werden.

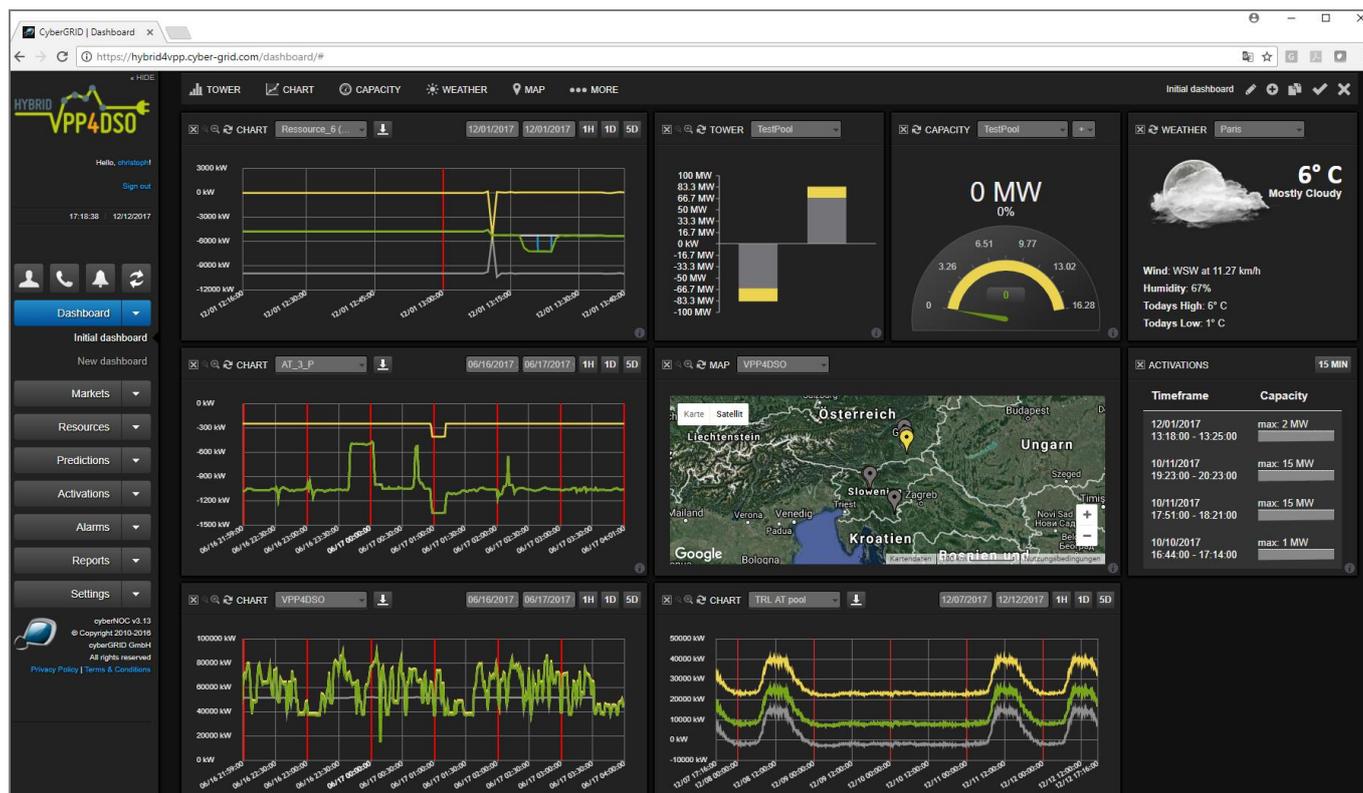


Abbildung 27: Die Benutzeroberfläche des Proof-of-concept Systems (Screenshot des Browserfensters). Datenfelder, die Rückschlüsse auf einzelne Anlagen ergeben würden, wurden zur Anonymisierung mit Platzhaltern oder Codes versehen.

### 2.9.1.4.2. Kommunikation

Die Kommunikationsmodule dienen der Etablierung und Aufrechterhaltung der Kommunikationskanäle sowie dem tatsächlichen Datenaustausch zwischen hybrid-VPP und FWT sowie anderen Systemen. Im Proof-of-concept werden zwei Protokolle voll unterstützt: IEC 60870-5-104 (IEC104, siehe Abbildung 28) und die Webservice Anbindung an das Smart-Meter Head-End System (DLMS). Zusätzlich können Schaltbefehle auch per SMS oder E-Mail ausgesandt werden. Die Konfiguration der Kommunikationsschnittstellen erfolgt für jede Anlage getrennt über die Benutzeroberfläche (Abbildung 28) im Menüpunkt Anlagen (Resources). Folgende Daten können zwischen hybrid-VPP und den Flexibilitäten im Feld ausgetauscht werden: in Überwachungsrichtung:

- Leistungsmesswert (in MW)
- positive und negative Verfügbarkeit (0/1)
- positive und negative Flexibilität (in MW)
- Schaltbestätigung (0/1)

in Steuerrichtung:

- Aktivierung Start (0/1)
- Aktivierung Ende (0/1)
- Leistungsvorgabe (Sollwert in MW)

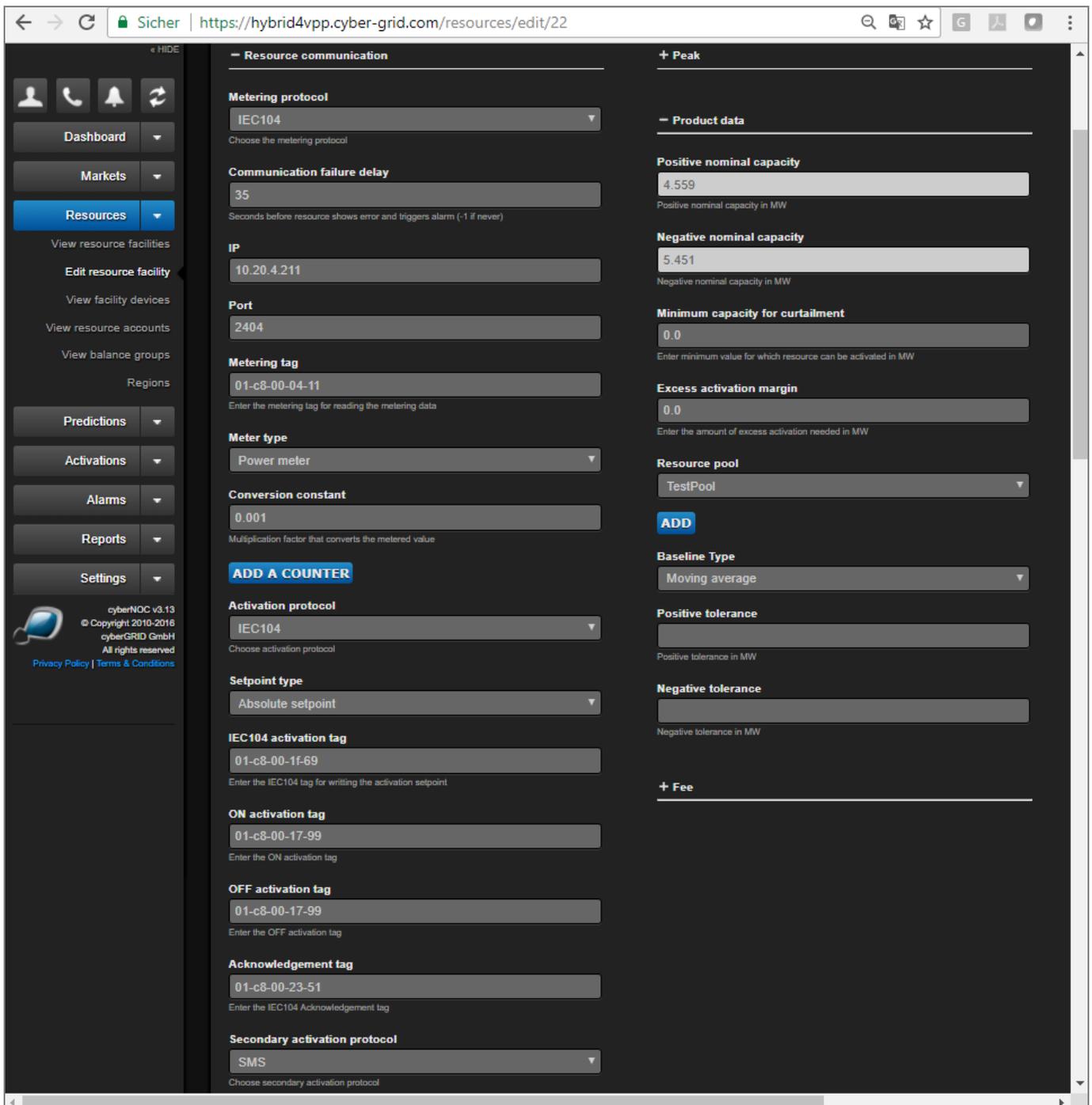


Abbildung 28: Beispiel der Kommunikationsparametrierung für eine Flexibilität im Proof-of-concept System

Zu den Aufgaben der Kommunikationsmodule gehören auch die Datenverbindungen mit den Netzbetreibern, Stromhändlern und weiteren Marktteilnehmern, welche im Projekt teilweise vorbereitet wurden.

### 2.9.1.4.3. Pooling und Aggregation

Die cyberNOC ordnet jede flexible Ressource einem Pool zu, diese Zuordnung kann je nach Bedarf dynamisch geändert werden. Es ist jedoch jede Ressource stets nur genau einem Pool zugeordnet, wäh-

rend ein Pool mehrere Ressourcen aggregieren kann. Die wesentlichsten Aufgaben des Aggregationsmodules bestehen in der Ermittlung der folgenden aufsummierten Poolwerte in Echtzeit:

- Leistungsmesswert
- Arbeitspunkt (Baseline)
- Aktivierung (physikalische Lieferung von flexibler Leistung)
- Verfügbarkeit für Aktivierung
- Positive Flexibilität (in MW, relativ oder absolut), d.h. oberer Regelbereich
- Negative Flexibilität (in MW, relativ oder absolut), d.h. unterer Regelbereich

#### 2.9.1.4.4. Ressourcensteuerung

Das Modul zur Ressourcensteuerung berechnet den Arbeitspunkt und die aktivierte Leistung („Aktivierung“) für jede Ressource in Echtzeit. Die Aktivierung ist definiert als die Differenz aus Leistungsmesswert und Arbeitspunkt und kann positive und negative Werte aufweisen. Eine negative Aktivierung bedeutet, dass Leistung aus dem System entzogen wird.

**Aktivierung = Leistungsmesswert – Arbeitspunkt**

Gleichung 1

Der Arbeitspunkt ist die Referenz für die Berechnung der aktivierten Leistung. Die Berechnungsmethoden für den Arbeitspunkt sind landesspezifisch und manche Marktbetreiber erlauben auch unterschiedliche Berechnungsmethoden in einem Pool. Ein Überblick über die Thematik wurde im EU-Projekt FutureFlow<sup>8</sup> erarbeitet. Alle Arbeitspunkte werden kontinuierlich und simultan für jede Ressource berechnet.

Für den Proof-of-concept waren insbesondere zwei Methoden zur Ermittlung des Arbeitspunkts relevant:

- In Österreich wurde der letztgültige Leistungsmesswert vor Aussenden eines Schaltbefehls als konstanter Arbeitspunkt für diese Ressource herangezogen. Der Arbeitspunkt wurde von Beginn der Aktivierung bis einschließlich 10 min nach Ende der Aktivierung konstant gehalten. Wenn aktuell keine Aktivierung vorliegt, dann ist der Arbeitspunkt identisch mit dem Leistungsmesswert. Durch diese Methode kann die Berechnung der Aktivierung in jedem Zeitpunkt direkt gemäß Gleichung 1 erfolgen.
- In Slowenien wurde der Arbeitspunkt für jede Minute neu berechnet, basierend auf den Messwerten der letzten vier Wochen, wobei zwischen Werktagen und Wochenende unterschieden wurde. Wie in Abbildung 29 ersichtlich, wird bei dieser Methode auch bei guter Näherung die Differenz zwischen Messwert und Arbeitspunkt auch außerhalb des Aktivierungszeitraums nur selten null ergeben. Gleichung 1 kann daher nur während einer Aktivierung angewandt werden.

<sup>8</sup> <http://www.futureflow.eu/>



**Abbildung 29: Beispiel für die Berechnung des Arbeitspunkts (weiße Linie) bei einer Ressource in Slowenien**

Eine weitere wichtige Aufgabe der Ressourcensteuerung stellt die De-Aggregation von Schaltbefehlen dar. Das hybrid-VPP empfängt Leistungsvorgabewerte für Aktivierungen je Pool und muss diese auf die einzelnen Ressourcen aufteilen, sodass die Schaltrestriktionen jeder Ressource berücksichtigt werden und zugleich ein kostenoptimaler Abruf der verfügbaren Ressourcen erfolgt. Der Optimierungsalgorithmus ist im Hintergrund nach unterschiedlichen Zielgrößen (z.B. minimale Kosten, gleichmäßiger Ressourceneinsatz etc.) konfigurierbar.

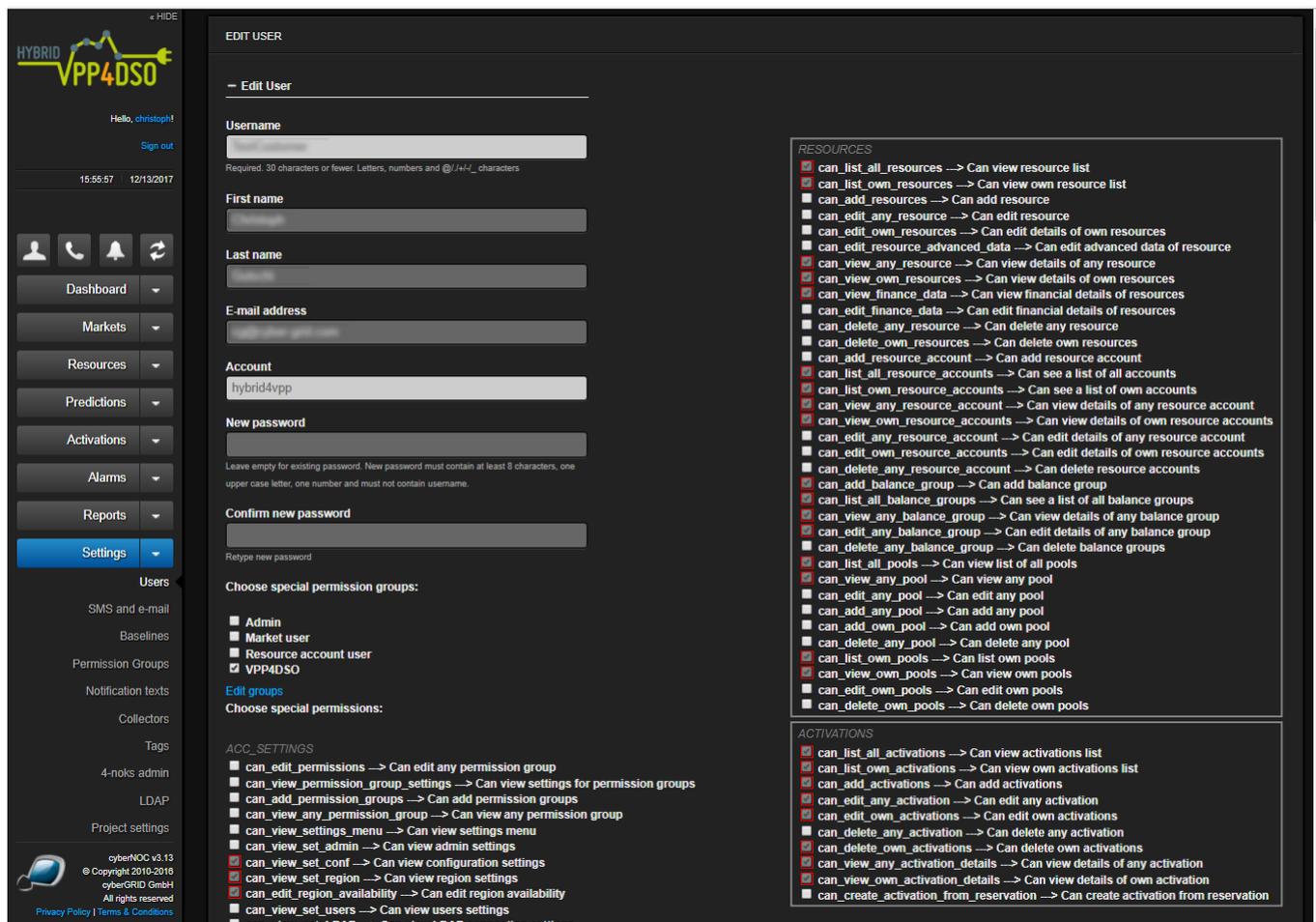
Zusätzlich kann das Verhalten jeder Ressource während der Aktivierungen überwacht werden. Im Falle von Untererfüllung der angeforderten Aktivierung werden automatisch Gegenmaßnahmen eingeleitet und ein Alarm an den Operator ausgegeben.

### 2.9.1.4.5. Reporting

Das Reporting hat die Aufgabe, für jede Ressource die 15-min-Mittelwerte der abrechnungsrelevanten Daten zu ermitteln und diese anderen Marktteilnehmern in geeignetem Format zur Verfügung zu stellen. Eine weitere Aufgabe ist die Aggregation der Aktivierungen relevanter Pools nach Netzbetreiber und Bilanzgruppen. Dieses Modul wurde im Proof-of-concept vorbereitet, jedoch nur gegenüber simulierten Marktteilnehmern getestet.

### 2.9.1.4.6. Benutzerverwaltung

Die Benutzerverwaltung teilt jedem eingerichteten Benutzer individuelle Rechte zu. Gemäß der Idee der Mandantenfähigkeit nutzen alle Benutzer parallel dieselbe Softwareinstanz, haben jedoch unterschiedliche Zugriffsrechte und können verschiedene Funktionen aufrufen.



**Abbildung 30: Benutzerverwaltung im hybrid-VPP**

Abbildung 30 zeigt einen Ausschnitt aus der Benutzerverwaltung des Proof-of-concept Systems. Mit Hilfe der Zuordnung unterschiedlicher Rechte über die Benutzerverwaltung, welche im Rahmen des Projektes deutlich erweitert wurde, konnten maßgebliche Eigenschaften und Erfordernisse des hybrid-VPP ermöglicht werden. Hierfür wurden im Proof-of-concept neue Rechte implementiert.

Ein Netzbetreiber kann beispielsweise alle physikalischen Daten der seinem Netz zugeordneten Ressourcen einsehen, hat aber keinen Zugang zu marktrelevanten Informationen (Poolzuordnung der Ressourcen, Angebote, Abrechnungspreise etc.). Ein Netzbetreiber kann entsprechend dem hybrid-VPP Konzept Aktivierungsfahrpläne übergeben und regionale (Nicht-)Verfügbarkeiten setzen.

Ein Anlagenbetreiber kann wiederum alle relevanten Daten für seine eigenen Anlagen einsehen und Zeitpläne für deren (Nicht-)Verfügbarkeiten anlegen, hat jedoch keinen Zugang zu den Daten anderer Ressourcen und kann auch keine Aktivierungen starten.

### 2.9.1.4.7. Datenbanken und Ressourcenverwaltung

Die Datenbanken verwalten relevante Daten für den Betrieb des hybrid-VPP und speichern diese für die in den Marktregeln vorgesehenen Zeiträume (z.B. bis zum zweiten Clearing). Es werden zwei getrennte Datenbanken betrieben.

Die **Ressourcendatenbank** speichert aller relevanten Ressourcenstammdaten, wie maximale Regelbereiche, Schaltrestriktionen, Kontaktdaten, Preisdaten oder Kommunikationsparameter. Diese Daten werden nur selten geändert aber oftmals ausgelesen.

Die **Zeitreihendatenbank** speichert in kurzen Intervallen (z.B. 1 min) das physikalische Verhalten jeder Ressource (Messwerte, Arbeitspunkt, Aktivierung) und die aktuelle Poolzuordnung. Diese Daten werden regelmäßig geschrieben und seltener ausgelesen.

Der Zugriff auf die Ressourcendatenbank wird über die Benutzeroberfläche ermöglicht (Abbildung 31). Im Menüpunkt „Anlagen“ kann der Benutzer bei entsprechender Berechtigung den Status der Ressourcen anzeigen, neue Ressourcen anlegen oder bestehenden Ressourcen parametrieren.

Resource facility name	Resource account	Resource pools	Region	Power	Positive capacity	Negative capacity	Type	Activation count D: W: M: Y:	Process status	SF	SFA	FR	Online
AT_1	hybrid4vpp	VPP4DSO	Stmk Sued	80.0 MW	60.0 MW	0.0 MW	Consumer	0 0 0 0	🔒	-	-	0.0%	🔍
AT_2_P	hybrid4vpp	VPP4DSO	Steiermark	1.8 MW	0.0 MW	1.26 MW	Generator	0 0 0 1	🔒	-	-	0.0%	🔍
AT_2_Q	hybrid4vpp	VPP4DSO	Steiermark	1.8 MW	0.0 MW	0.0 MW	Generator	0 0 0 0	🔒	-	-	0.0%	🔍
AT_2_U23	hybrid4vpp	VPP4DSO	Steiermark	35.0 MW	0.0 MW	0.0 MW	Generator	0 0 0 0	🔒	-	-	0.0%	🔍
AT_3_P	hybrid4vpp	VPP4DSO	Steiermark	1.34 MW	0.0 MW	0.94 MW	Generator	0 0 0 1	🔒	-	-	0.0%	🔍
AT_3_Q	hybrid4vpp	VPP4DSO	Steiermark	1.34 MW	0.0 MW	0.0 MW	Generator	0 0 0 0	🔒	-	-	0.0%	🔍
...	...	VPP4DSO	Črnomelj	1.0 MW	0.01 MW	0.0 MW	Consumer	0 0 0 0	🔒	-	-	100.0%	🔍
...	...	TRL AT pool	Stmk Nord-West	25.1 MW	10.0 MW	15.0 MW	Consumer	0 0 0 0	🔒	100%	100%	0.0%	🔍 Disable
...	...	VPP4DSO	Šiška	0.3 MW	0.05 MW	0.0 MW	Consumer	0 0 0 0	🔒	-	-	0.0%	🔍
...	...	VPP4DSO	Črnomelj	0.1 MW	0.01 MW	0.0 MW	Consumer	0 0 0 0	🔒	-	-	0.0%	🔍
...	...	VPP4DSO	Šiška	0.3 MW	0.05 MW	0.0 MW	Consumer	0 0 0 0	🔒	-	-	0.0%	🔍
Resource_4 (PLC Simulation)	cyberGRID GmbH	TestPool	Stmk Nord-West	20.0 MW	5.799 MW	2.772 MW	Generator	0 0 0 24	🔒	-	-	0.0%	🔍
Resource_5 (PLC Simulation)	cyberGRID GmbH	TestPool	Steiermark	32.0 MW	5.0 MW	4.0 MW	Consumer	0 0 0 19	🔒	-	-	0.0%	🔍
Resource_6 (PLC Simulation)	cyberGRID GmbH	TestPool	Stmk Sued	20.0 MW	4.559 MW	5.451 MW	Generator	0 0 1 12	🔒	-	-	0.0%	🔍
Resource_7 (PLC Simulation)	cyberGRID GmbH	TestPool	Stmk Nord-Ost	12.0 MW	3.547 MW	6.963 MW	Generator	0 0 0 9	🔒	-	-	0.0%	🔍
...	...	VPP+	Steiermark	1.8 MW	0.0 MW	0.0 MW	Generator	0 0 0 0	🔒	-	-	0.0%	🔍
...	...	VPP4DSO	Črnomelj	0.3 MW	0.05 MW	0.05 MW	Consumer	0 0 0 2	🔒	-	-	0.0%	🔍

Abbildung 31: Ressourcenverwaltung über die Benutzeroberfläche

### 2.9.1.5. Integration des Ampelsystems des Verteilnetzbetreibers

Das Ampelsystem erlaubt dem Verteilnetzbetreiber die Definition regionaler (Nicht-)Verfügbarkeiten getrennt nach positiver und negativer Richtung, dies wird im Bericht D3 detailliert erläutert und simuliert.

Im Proof-of-concept wurde jeder Ressource eine zusätzliche Eigenschaft „Region“ zugewiesen. Eine Region kann einen Netzknoten bis zu einem gesamten Verteilnetz umfassen, hat jedoch mindestens eine Ressource zugeordnet. Die Region kann auch in Unter-Regionen unterteilt werden. Die Verteilnetzbetreiber haben die Möglichkeit, diesen Regionen Verfügbarkeitsfahrpläne zuweisen, was im Proof-of-concept über internetbasierten Zugang realisiert wurde. Der aktuelle Status der Verfügbarkeit wird für

jede Region (Abbildung 32) und jede Ressource (Abbildung 33) in der Benutzeroberfläche angezeigt. Wie aus Abbildung 12 ersichtlich, kann der Benutzer regionale Fahrpläne für die Verfügbarkeit definieren, wobei sowohl zwischen positiv und negativ als auch zwischen teilweiser Verfügbarkeit (gelbe Phase) und totaler Nichtverfügbarkeit (rote Phase) unterschieden wird. Die Verfügbarkeit kann in Prozent der maximalen Flexibilität gemäß Ressourcendatenbank eingegeben werden. Das Modul zur Ressourcenverwaltung ermittelt das Minimum aus den regionalen und individuellen Verfügbarkeitsmeldungen.

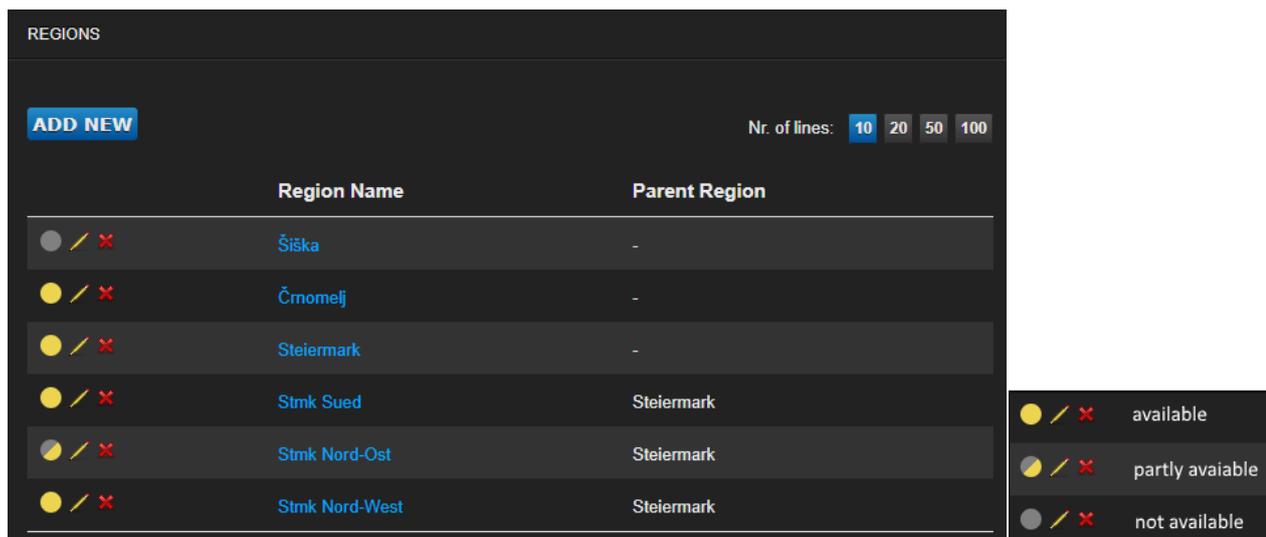
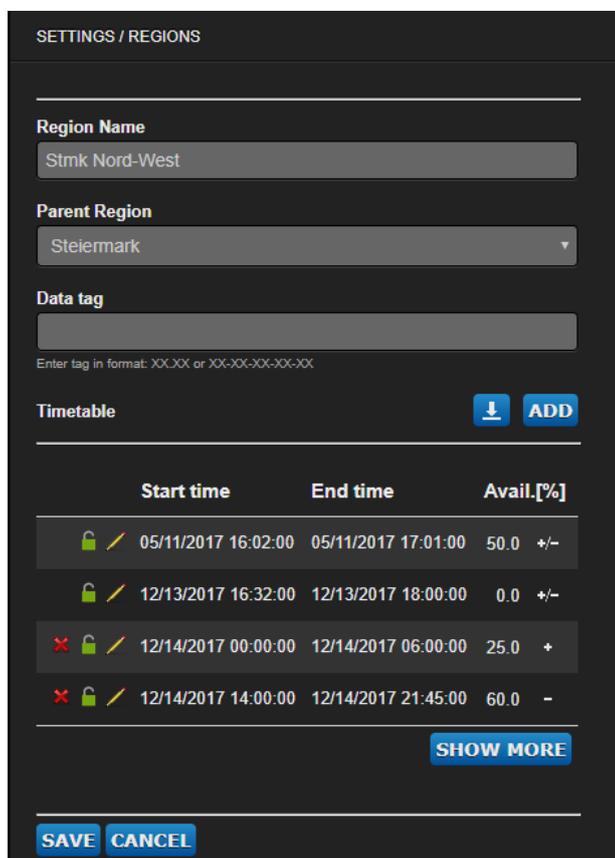


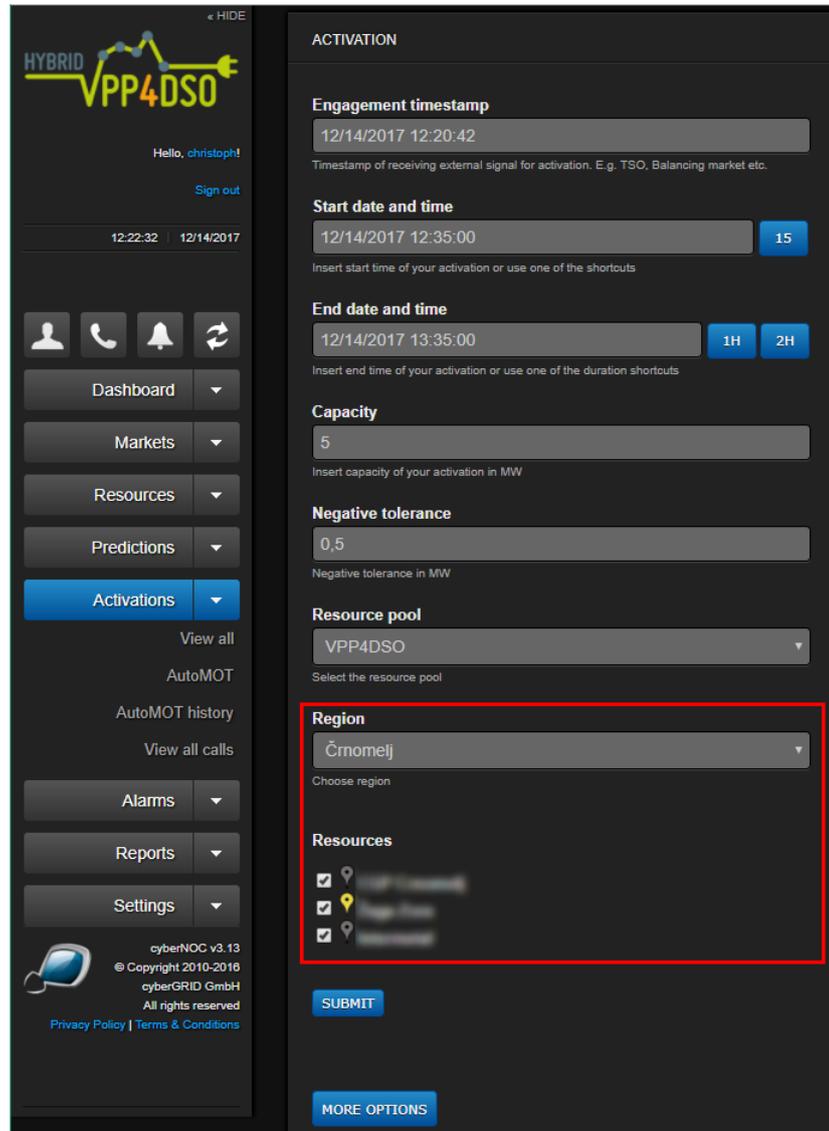
Abbildung 32: Verwaltung der Regionen im hybrid-VPP



Eine direkte IKT-Verbindung mit der Infrastruktur des Verteilernetzbetreibers wäre technisch machbar gewesen, von den Netzbetreibern war im Rahmen des Proof-of-concept jedoch die manuelle Eingabe als adäquat empfohlen worden. In einem Demo-System oder Produktivsystem könnten diese Verfügbarkeitsfahrpläne automatisiert über ein Webservice übergeben werden.

Abbildung 33: Eingabe von Verfügbarkeitsfahrplänen

### 2.9.1.6. Regional begrenzte Aktivierungen



Gemäß des hybrid-VPP Konzepts hat der Netzbetreiber in der „roten Phase“ das Recht, regional begrenzte Aktivierungen anzufordern. Das hybrid-VPP wird diese Aktivierungen durchführen, in dem es nur Ressourcen aktiviert, welche im betreffenden Netzbereich angeschlossen sind.

Diese zentrale Funktionalität wurde im Proof-of-concept System in der Form implementiert, dass die Pools auch nach dem neuen Ressourcenparameter „Region“ gefiltert werden können. Der Benutzer kann im Proof-of-concept manuell die Region der Aktivierung eingeben und bekommt auch die dort verfügbaren Ressourcen angezeigt (Abbildung 34). In einem Produktivsystem könnte diese Detailspezifikation „Region“ als zusätzliches Datenfeld in der Aktivierungsanforderung automatisiert übergeben werden.

Abbildung 34: Eingabe regional begrenzter Aktivierungen im Proof-of-concept mit Anzeige der in der Region verfügbaren Ressourcen und Möglichkeit zu weiteren Einschränkung individueller Ressourcen per Auswahlfeld.

### 2.9.2. Erfahrungen aus dem Testbetrieb

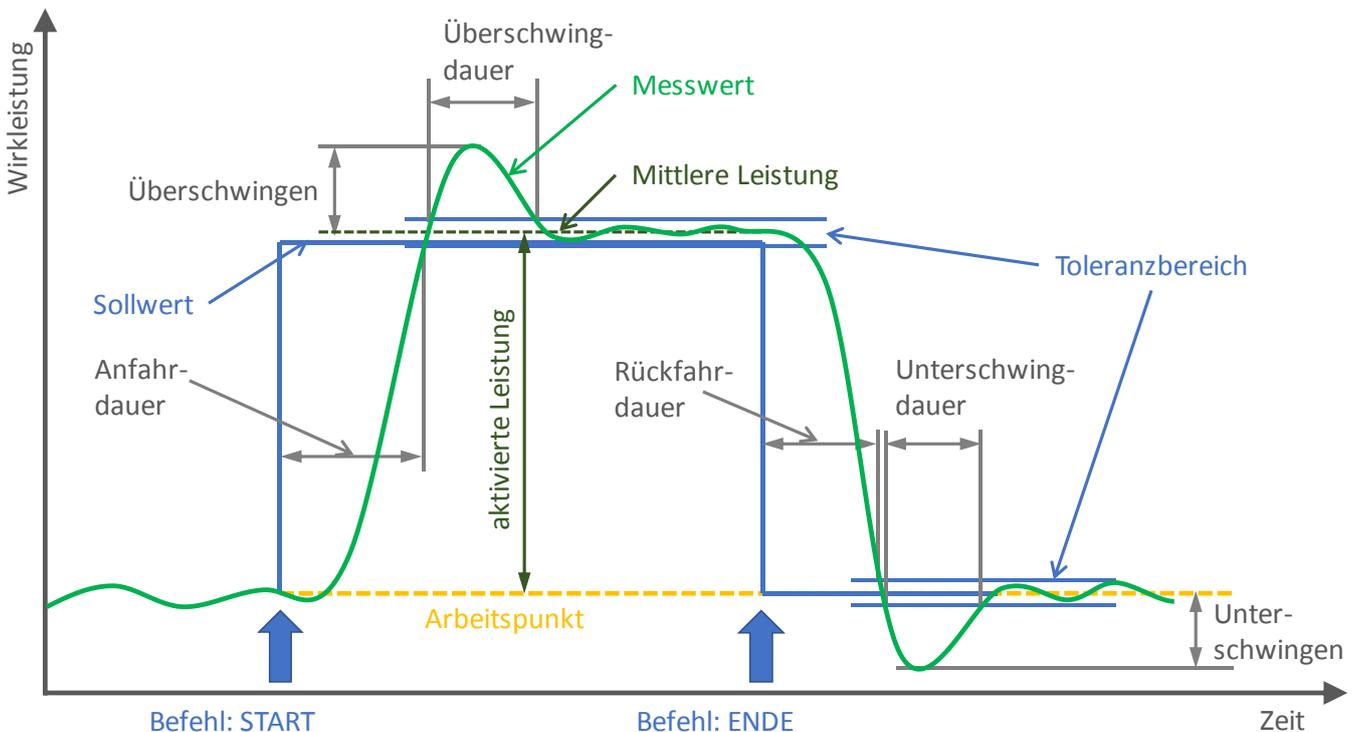
#### 2.9.2.1. Testschaltungen

Eine wesentliche Aufgabe des Proof-of-concept waren Testschaltungen, welche zuerst mit Laboranlagen und anschließend auch mit realen Ressourcen durchgeführt wurden. In diesem Kapitel werden die Testschaltungen und deren Auswertung anhand von zwei Beispielen erläutert. Die Testschaltungen mit realen Ressourcen dienten vor allem zur Validierung der Simulationsergebnisse (siehe Kapitel 2.10) und wurden nach vorhergehender Absprache mit den Anlagenbetreibern halbautomatisch durchgeführt. D.h. das System generierte eine Nachricht (SMS oder E-Mail) an den Anlagenbetreiber, welcher daraufhin manuell den Schaltvorgang durchführte. Die Erfassung von Wirkleistung, Blindleistung und Spannungen erfolgte wiederum automatisiert über die Fernwirktechnik.

Die Testschaltungen von Laborgeräten wurden vollautomatisch durchgeführt und demonstrierten die technische Funktionalität des Proof-of-concept bzw. dienen zum Aufzeigen von Schwachstellen und Verbesserungsbedarf. Die wesentlichste Erkenntnis aus den vollautomatischen Testschaltungen war, dass die Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit mancher Kommunikationswege überschätzt wurde (siehe D5) und Befehle teilweise nicht übertragen werden konnten. Aus dieser Erkenntnis wurde abgeleitet, dass die Befehlsbestätigung (Handshaking) für ein Produktivsystem verbessert werden muss.

**2.9.2.1.1. Auswertung von Testschaltungen**

Ein wesentlicher Zweck der Testschaltungen ist die Bewertung der Fähigkeit der untersuchten Anlagen zur Lieferung von Regelleistung bzw. anderen Systemdienstleistungen. Bei den Testschaltungen wird daher der Verlauf der Wirkleistung protokolliert und mit dem idealen Verlauf verglichen. Die wesentlichen Bewertungskriterien sind in Abbildung 35 dargestellt. Die Anlagen sollen dem Sollwert möglichst gut folgen können, d.h. die mittlere Leistung bei eingeschwungener Schaltung sollte innerhalb des Toleranzbereichs liegen, welcher vom Übertragungsnetzbetreiber vorgegeben wird. Die Anfahrdauer und Rückfahrdauer sollte jeweils geringer als die Aktivierungszeit (full activation time, FAT) sein, welche bei Tertiärregelung (mFRR) in der Größenordnung von 10 – 15 min liegt. Überschwingen und Unterschwingen, auch als Rebound-Effekt bekannt, sollte durch die Wahl einer dämpfenden Reglerparametrierung möglichst vermieden werden. In der Praxis ist der Rebound-Effekt jedoch bei manchen Technologien nicht vermeidbar. Der in Abbildung 35 dargestellte Arbeitspunkt wird als der Messwert definiert, welcher bei Aussenden des Start-Befehls aktuell vorliegend war. Diese Methode ist in Österreich vorherrschend, in Slowenien werden andere Methoden verwendet (vgl. Kapitel 2.9.1.4.4 und 2.9.2.1.3).



**Abbildung 35: Erläuterung der Kenngrößen des Verlaufs der Wirkleistung bei einer Aktivierung**

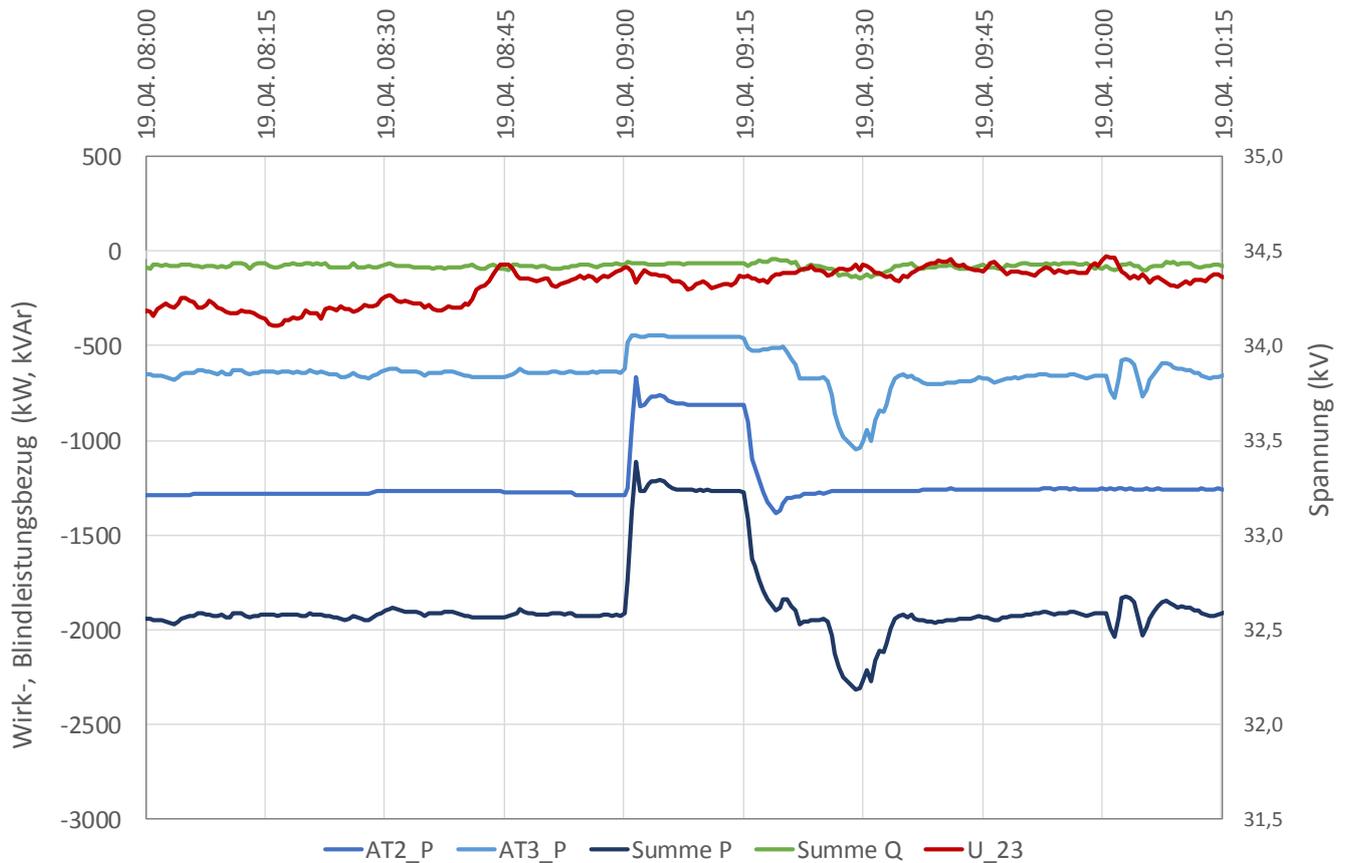
Anlagen, welche in einer Reihe von Testschaltungen ein vorhersehbares Verhalten zeigen und den technischen Marktanforderungen entsprechen, könnten direkt zur Regelleistungslieferung herangezogen

werden. Werden die Anforderungen nur teilweise erfüllt, oder zeigt die Anlage kein ausreichend zuverlässig reproduzierbares Verhalten, dann könnte eine aggregierte Nutzung in einem Pool erfolgen.

#### 2.9.2.1.2. Beispiel einer Testschaltung in der Steiermark

Bei zwei Einspeisern, die am selben Netzknoten hängen, wurde eine Abschaltung eines Einspeisers durchgeführt und analysiert. Anhand dieser Testschaltung werden die relevanten Parameter erläutert. Bei den Testschaltungen wird zwischen Vollabschaltung und Teillastschaltung unterschieden. Bei vielen Ressourcen sind die Teillastschaltungen häufiger bzw. relevanter, da die Anlagen aus technischen Gründen keine Vollabschaltung durchführen können. Anlagen, die ausschließlich eine Vollabschaltung unterstützen (Ein-Aus-Betrieb), bringen in einem Pool den Nachteil, dass ein Sollwert nicht ausgegletzt werden kann. Für die genaue Einstellung und Ausregelung von Sollwerten müssen in einem Pool einige variabel steuerbare Ressourcen vorhanden sein. In der Praxis erlaubt der Übertragungsnetzbetreiber APG bei Tertiärregelung zu jedem Zeitpunkt der angeforderten Lieferung eine maximale Abweichung der Aktivierung von 3% der Angebotsgröße. In der Regel sind Erzeugungsanlagen teillastfähig, bei schaltbaren Verbrauchern ist dies nur selten der Fall.

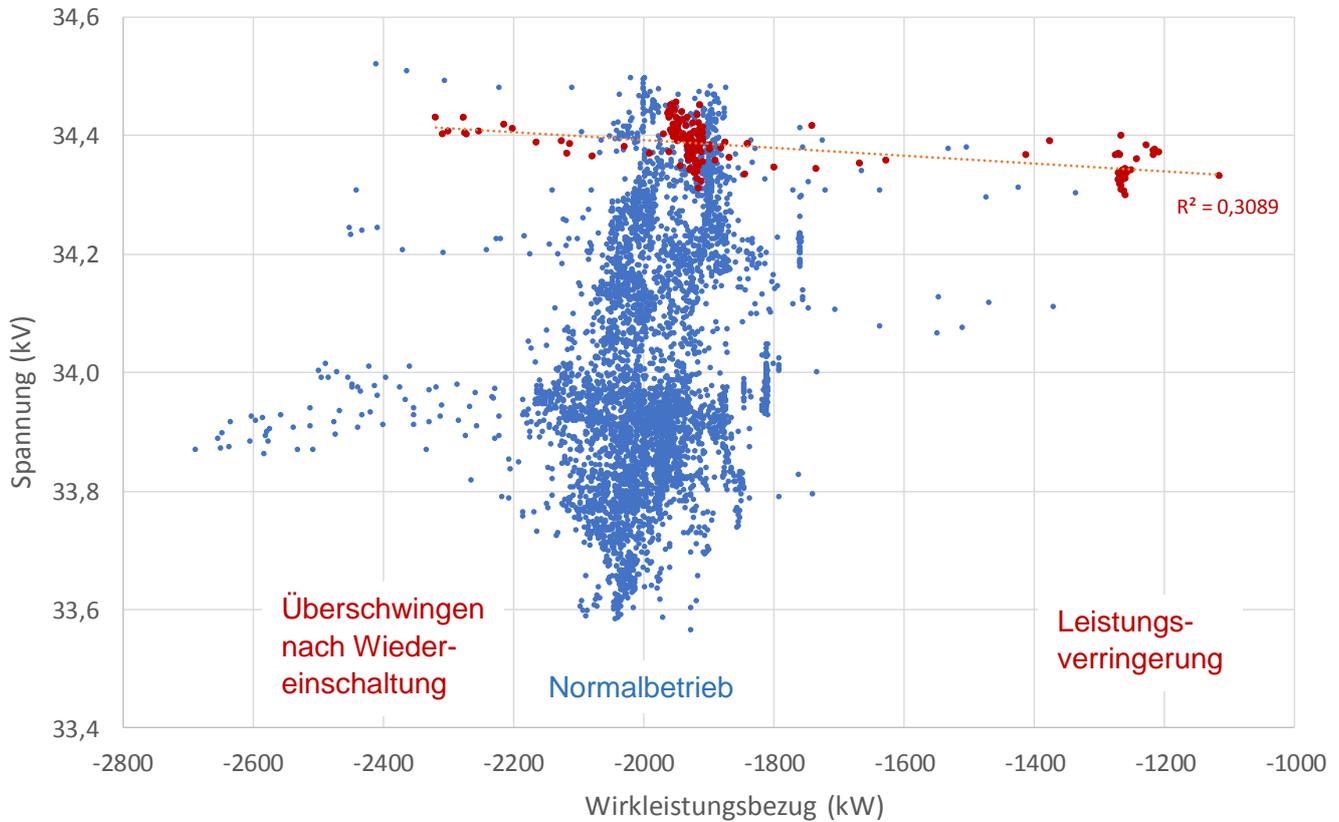
Exemplarisch wird hier ein Fall ausgewertet, in dem zwei parallele Erzeuger an einem Netzknoten gemeinsam eine Aktivierung durchführen. Der gemessene Verlauf von Leistungen und Spannung am Einspeisepunkt wird in Abbildung 36 dargestellt. Es ist erkennbar, dass die Leistungsänderung sehr rasch durchgeführt wurde, sowohl die Aktivierung als auch die Deaktivierung wären von der Änderungsgeschwindigkeit ausreichend für Tertiärregelung und sogar Sekundärregelung. Der vorgegebene Sollwert kann mittelfristig ausreichend gut ausgegletzt werden, es treten aber sowohl bei der Aktivierung (Einspeiser AT2) als auch bei der Deaktivierung (Einspeiser AT3) deutliche Überschwingvorgänge auf, welche sowohl in der Leistung als auch der Dauer signifikant sind. Dieses Überschwingen müsste durch Änderung der Regelparameter in der lokalen Kraftwerkssteuerung minimiert werden, wenn eine Prä-Qualifikation für Regelleistungslieferung angestrebt wird.



**Abbildung 36: Negative Aktivierung von zwei Einspeisern am selben Netzknoten (Schaltung auf Teillast). Negative Werte zeigen eine physikalische Einspeisung an.**

Zusätzlich lassen die Messwerte erkennen, dass die Einspeiser nur sehr wenig Blindleistung einspeisen ( $\cos(\varphi) \approx 0,999$ ), die Einspeiser könnten also durch Blindleistungslieferung Einfluss auf die Netzspannung nehmen, sofern dies vom Verteilernetzbetreiber angefordert werden sollte.

Abbildung 37 zeigt eine Gegenüberstellung der gemessenen Netzspannung gegenüber der eingespeisten Leistung. Man erkennt, dass die eingespeiste Leistung nicht den Haupteinflussfaktor für die Netzspannung am Einspeiseort darstellt. Auch unmittelbar während der Aktivierung ist nur eine geringe Netzurückwirkung erkennbar.



**Abbildung 37: Auswertung einer Testschaltung hinsichtlich Einfluss auf die Spannung am Einspeisepunkt. Negative Werte zeigen eine physikalische Einspeisung an.**

Die Testschaltungen wurden v.a. hinsichtlich des Verlaufs der Wirkleistung ausgewertet. Dies wird in Tabelle 8 als Beispiel anhand der zuvor erläuterten Aktivierung dargestellt. Die hier erfolgte Auswertung des Verlaufs der Spannungen sowie von Blindleistungen wurde nur in ausgewählten Fällen durchgeführt, wenn es für die Validierung der Netzsimulationen von Bedeutung war.

**Tabelle 8: Beispiel der Auswertung einer Testschaltung in der Steiermark**

Vor der Schaltung	
Mittlere Leistung (Einspeisung)	1928 kW
Spannung U <sub>2-3</sub>	34,37 kV
Schaltung	
Abfahrdauer	ca. 2 min
Unterschwingen	148 kW (22%*)
Unterschwingdauer	ca. 30 s
Schaltungsdauer	13 min
Mittlere Leistung (Einspeisung)	1263 kW
Spannung U <sub>2-3</sub>	34,33 kV
<b>Aktivierte Leistung („Schaltleistung“)</b>	<b>665 kW</b>

Nach der Schaltung – Überschwingen	
Hochfahrdauer	ca. 7 min
Überschwingen	2277 kW (52 %)
Überschwingdauer	12 min
Spannung	34,43 kV
Nach der Schaltung – stabiler Betrieb	
Mittlere Leistung	1944 kW
Spannung	34,4 kV

\* bezogen auf die aktivierte Leistung

Abschließend wird anhand eines Screenshots in Abbildung 38 demonstriert, dass das gleiche Kraftwerk auch eine Vollabschaltung durchführen kann. Auch bei der Vollabschaltung tritt nach dem Wiedereinschalten ein deutliches Überschwingen bis zur Maximalleistung des Kraftwerks auf. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass das Kraftwerk von Reaktionsgeschwindigkeit und Ausregelfähigkeit für Regelleistungslieferung akzeptiert werden kann, sofern das Überschwingverhalten durch Adaptierung der internen Kraftwerkssteuerung verringert wird.



Abbildung 38: Screenshot einer Vollabschaltung an einem von zwei Einspeisern am selben Einspeisepunkt.

### 2.9.2.1.3. Beispiel einer Testschaltung in Slowenien

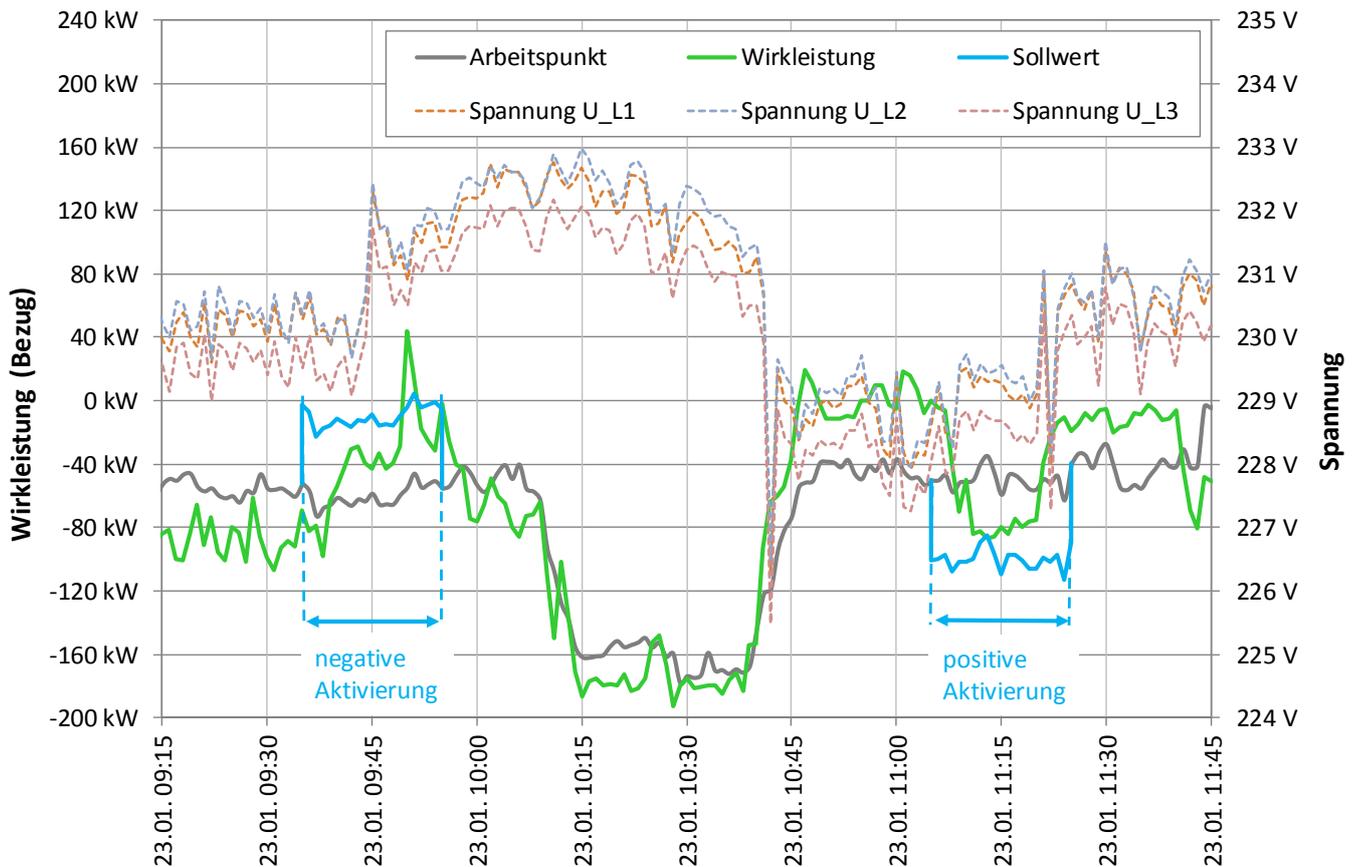
Anhand einer weiteren Testschaltung soll gezeigt werden, welche Schwierigkeiten bei der Einführung eines virtuellen Kraftwerkes bzw. allgemein eines Demand Response Programms in der Realität auftreten können. Dazu wird eine Testschaltung, die im slowenischen Netz durchgeführt wurde, betrachtet. Es

handelt sich um einen Industriebetreiber mit interner Erzeugung und Überschusseinspeisung in das öffentliche Netz. Der Verlauf der resultierenden Gesamtleistung ist schwer vorherzusagen. Jedoch erreicht man mit der in Slowenien akzeptierten Methode zur Berechnung des Arbeitspunktes basierend auf historischen Werten aus den letzten vier Wochen eine relativ gute Annäherung an das tatsächliche Verhalten.

Anders als in Österreich wird in Slowenien der Leistungswert zu Beginn der Aktivierung und die mittlere aktivierte Leistung über die gesamte Dauer der Aktivierung zur Validierung herangezogen. Eine Untererfüllung hat Strafzahlungen zur Folge. Es werden mit Ausnahme der kurzfristigen Ausregelfähigkeit in Slowenien ähnliche Anforderungen wie in Österreich gestellt.

Die betrachteten Aktivierungen sind in Abbildung 39 dargestellt. Zuerst wurde eine negative Aktivierung durchgeführt, d.h. die Einspeiseleistung sinkt bzw. es wird sogar kurzfristig ein Nettobezug bewirkt. Anschließend erfolgte mit zeitlichem Abstand eine positive Aktivierung, in der die Einspeiseleistung erhöht wurde. Zwischen den beiden Aktivierungen folgte die Anlage dem Normalbetrieb ohne Beachtung einer Leistungsvorgabe. Der Anlagenbetreiber wurde mit ca. 10 min Vorlaufzeit telefonisch über die Aktivierung informiert. Aufgrund der geringen Abrufhäufigkeit von Tertiärregelreserve in Slowenien (vgl. D3) ist ein vollautomatisierter Abruf nicht zwingend erforderlich.

Die Vorgabewerte der zu liefernden Leistungen beziehen sich auf den Arbeitspunkt und sind in Abbildung 39 als blaue Linien dargestellt. Es wurde in beiden Aktivierungen eine Leistungsänderung von 50 kW angefordert. Bei beiden Aktivierungen erkennt man, dass relativ große Abweichungen zwischen den Arbeitspunkten und den tatsächlichen Wirkleistungen vor Beginn der Aktivierungen bestehen. Diese Abweichungen erreichen die gleiche Größenordnung wie die angeforderte Schaltleistung. In beiden Fällen ist erkennbar, dass tendenziell eine Leistungsänderung in die gewünschte Richtung eintritt. Jedoch wird der Sollwert erst viel zu spät erreicht und kann auch nicht ausreichend lange gehalten werden.

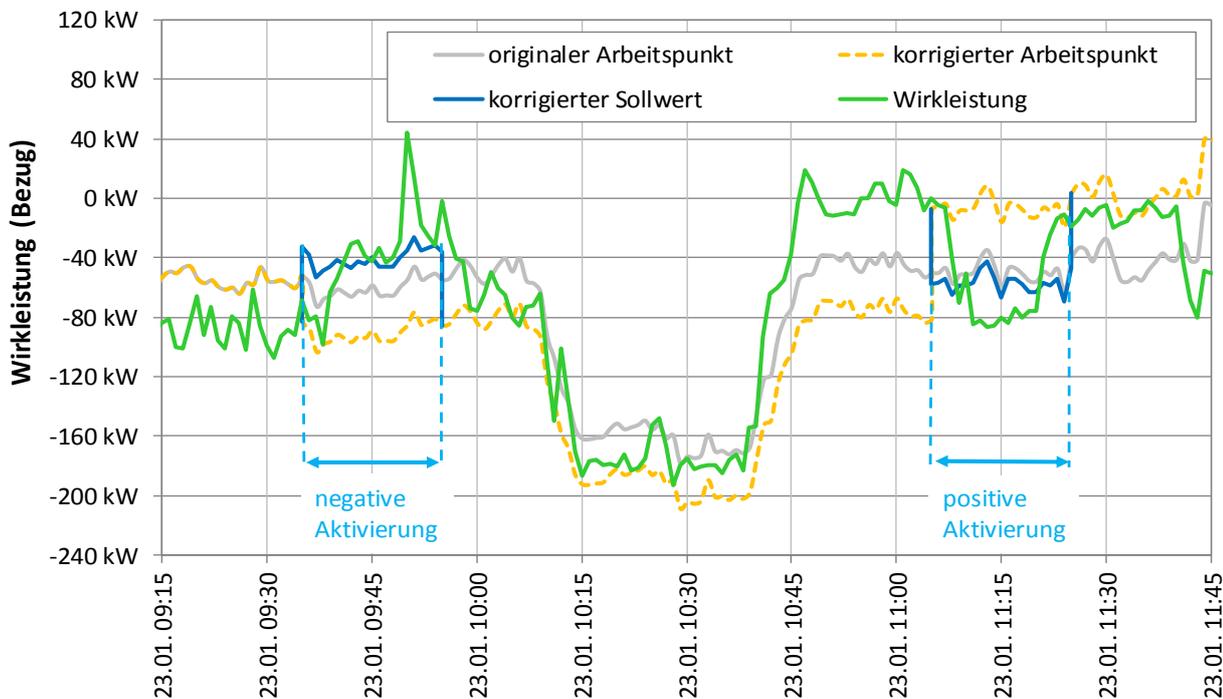


**Abbildung 39: Verlauf von Wirkleistung und Phasenspannungen während einer Testschaltung in Slowenien**

Die Ergebnisse der beiden Aktivierungen werden in Tabelle 9 zusammengefasst. Die Anlage kann demnach nicht für Regelleistungslieferung herangezogen werden. Es ist jedoch augenscheinlich, dass der wesentlichste Einflussfaktor für das Aktivierungsergebnis die unzureichend genaue Ermittlung des Arbeitspunkts ist. Wenn es erlaubt wäre, den Arbeitspunkt zu Beginn des Abrufs basierend auf dem Mittelwert der Ist-Leistung des vorangegangenen 15-min Intervalle zu korrigieren, dann wären die Ergebnisse deutlich besser ausgefallen. Diese Methode wurde zum Zeitpunkt der Untersuchungen beim slowenischen Übertragungsnetzbetreiber ELES diskutiert.

**Tabelle 9: Auswertung einer Testschaltung in Slowenien**

	negative Aktivierung	positive Aktivierung
Sollwert	-50 kW	+50 kW
Aktivierungsdauer	20 min	20 min
ohne Korrektur des Arbeitspunkts		
Aktivierungswert zu Beginn	+16,6 kW	-50,4 kW
Mittlere Aktivierung	-22,4 kW	1,9 kW
mit Korrektur des Arbeitspunkts:		
Aktivierungswert zu Beginn	-14,0 kW	-7,4 kW
Mittlere Aktivierung	-53,0 kW	44,9 kW



**Abbildung 40: Mögliche Korrektur des Arbeitspunktes bei Aktivierungen in Slowenien**

Die Korrektur des Arbeitspunktes hätte bei den hier analysierten Aktivierungen deutlich verbesserte und realitätsnahe Resultate geliefert. Dennoch müsste das Verhalten der Anlage deutlich verbessert werden, um in einem Pool zur Regelleistungslieferung einen Mehrwert zu erbringen. Dieses Ziel konnte in einer weiteren Testschaltung (Abbildung 41) bereits teilweise erreicht werden. Hier war die Aktivierungsgeschwindigkeit bereits ausreichend, jedoch war die aktivierte Leistung diesmal deutlich zu hoch, was jedoch keine Strafzahlungen zur Folge hätte. Es ist zu beachten, dass die „österreichische“ Methode der Arbeitspunktermittlung dargestellt ist. Diese Methode ist dann am besten geeignet, wenn über den Zeitraum eines Abrufes keine signifikanten vorhersehbaren Veränderungen im Leistungsbezug bzw. -einspeisung zu erwarten sind.

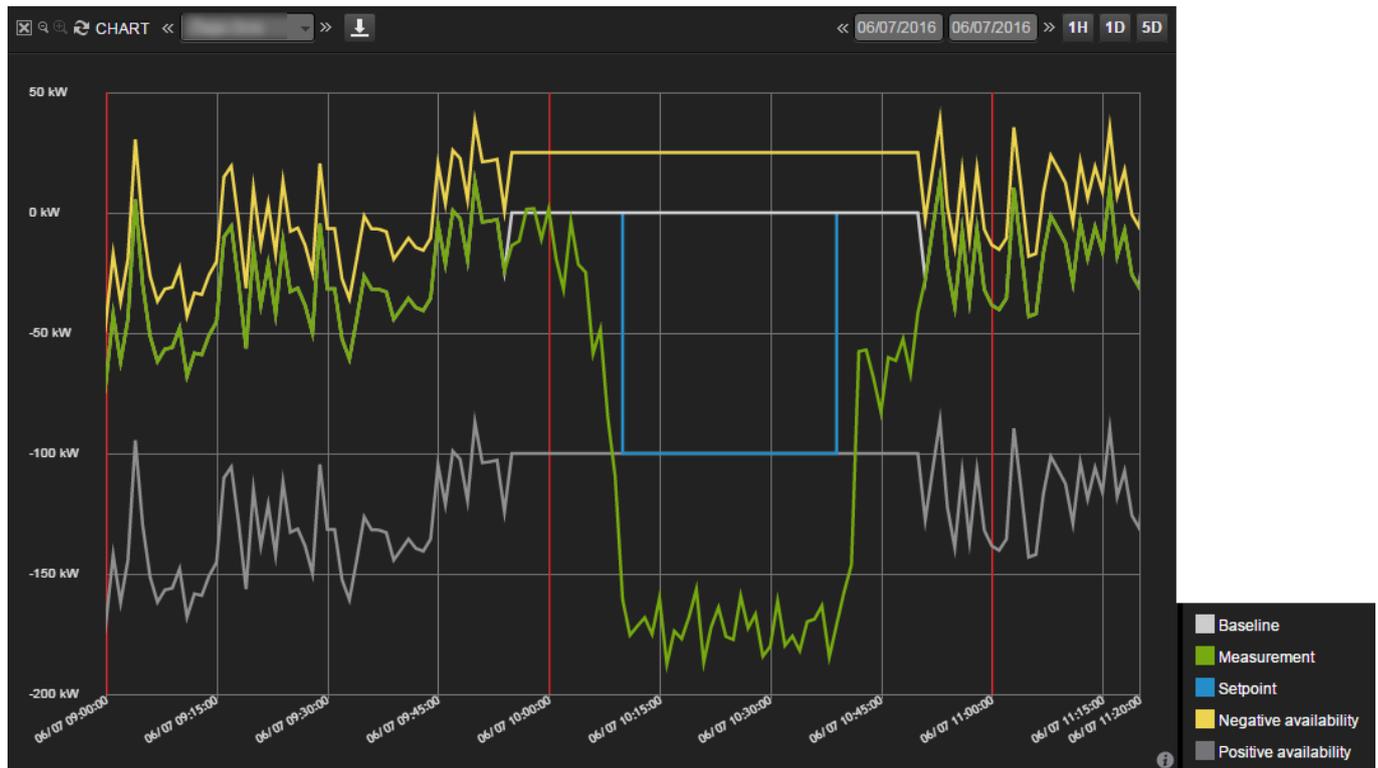


Abbildung 41: Verlauf der Wirkleistung bei der Zuschaltung eines Erzeugers in Slowenien

Die Korrelation zwischen Phasenspannung und Wirkleistungsbezug über den Zeitraum der Testschaltungen ist in Abbildung 42 wiedergegeben. Man erkennt erneut nur eine sehr schwache Korrelation zwischen der Wirkleistung und der Netzspannung am Anschlusspunkt.

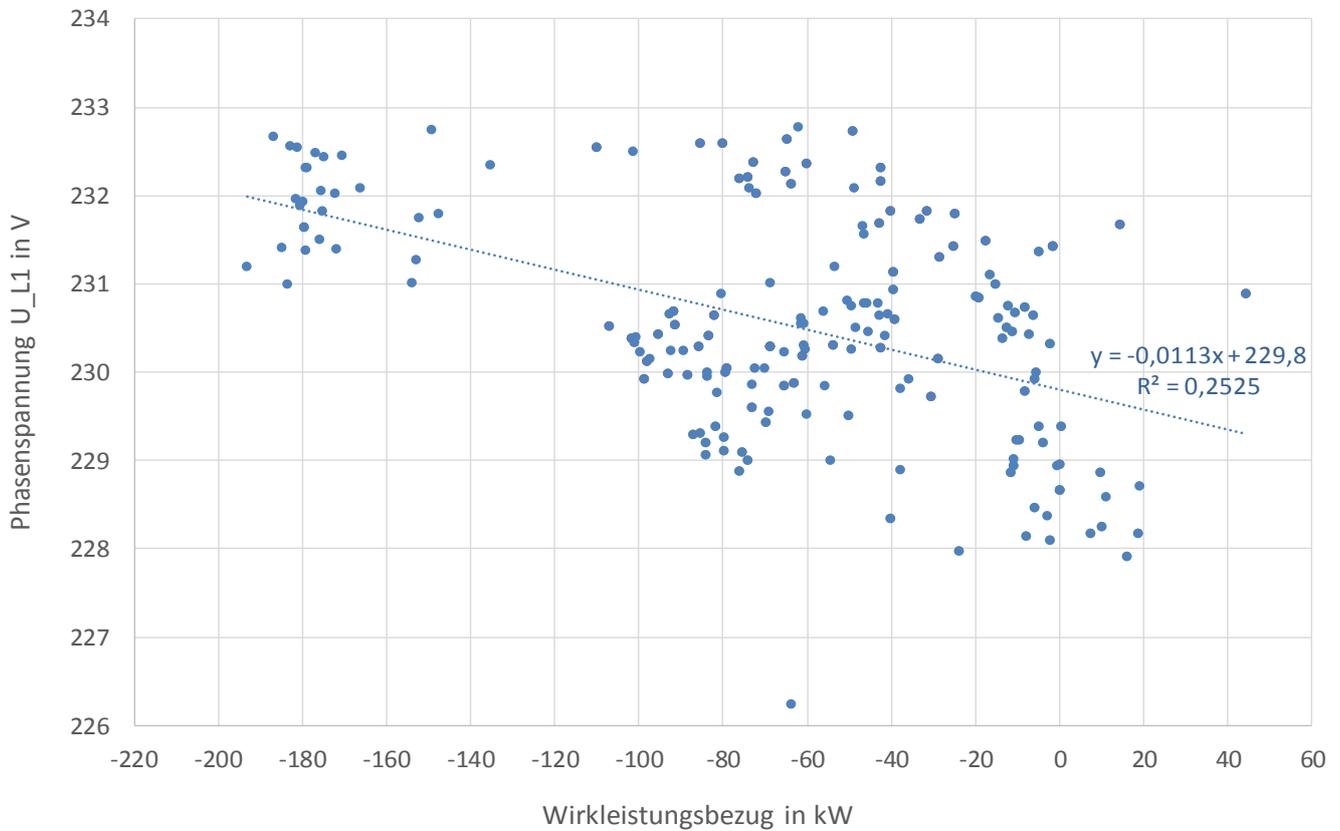


Abbildung 42: Korrelation zwischen Phasenspannung und Wirkleistungsbezug

**Analyse der praxisnahen Kommunikation zwischen dem hybrid-VPP und den Ressourcen:** Außerdem wurde die praxisnahe Kommunikation zwischen dem hybrid-VPP und den Ressourcen im Feld eingehend untersucht (siehe D5 für Details). Es war das Ziel, Aussagen über in der Praxis geeignete Kommunikations-medien und erforderliche Datenraten und Datenvolumina treffen zu können um in zukünftigen Projekten die Kommunikation besser planen zu können.

## 2.10. Validierung der Simulation basierend auf Ergebnissen des Proof-of-concept

### 2.10.1. Vorstellung der Methode

Im Rahmen der hier durchgeführten Validierung soll zunächst kurz eine allgemeine Beschreibung von Validierungsprozessen erfolgen. Es sind 3 wesentliche Punkte hervorzuheben (Güneş 2012):

1. Verifizierung: darunter kann die **korrekte Erstellung des (Simulationsnetz-)Modells** verstanden werden. Im konkreten Fall ist dies z.B. ein logisch nachvollziehbares Verhalten des Simulationsmodells aufgrund der vorgegebenen Daten bzw. Netzstruktur durch die beiden Netzbetreiber.
2. Validierung: darunter kann die **Erstellung des korrekten (Simulationsnetz-)Modells** verstanden werden. Dies impliziert eine möglichst genaue Darstellung des tatsächlichen Systems. Dazu sind zu zählen
  - a. eine hohe Augenscheinvalidität
  - b. die Validierung der Annahmen bei Erstellung des Modells und den Abgleich dieser mit Messdaten
  - c. die Validierung des Netzverhaltens mit Messdaten, etwa bei Laständerungen
3. Kalibrierung: beschreibt einen iterativen Prozess, z.B. die Anpassung verschiedener Modellparameter aufgrund von Erkenntnissen aus der Verifizierung bzw. Validierung
  - a. bei Erstellung des Modells, etwa über vorliegende Datensätze
  - b. durch Abgleich von Simulations- und Messergebnissen

Das entsprechende Ziel dieses Prozesses ist es, ein (Simulationsnetz-)Modell zu erstellen, welches das tatsächliche Verhalten des Systems zufriedenstellend abbildet. Dadurch wird dessen Plausibilität und Verlässlichkeit auf ein akzeptables Niveau erhöht.

### 2.10.2. Validierungsansatz

Im Folgenden wird der Validierungsansatz für die im Rahmen des Projektes hybrid-VPP4DSO implementierten Simulationsnetze vorgestellt. Wie beschrieben, ist die Durchführung zweier Problemstellungen mangels Daten nicht in vollem Umfang möglich. Sehr wohl können aber Abweichungen und Schwachstellen des Simulationskonzeptes identifiziert werden, um erforderliche Adaptierungen und Verbesserungen auszuarbeiten. Um deswegen die Problemstellung des Forschungsprojektes dennoch umfassend behandeln zu können, wurde ein wesentliches Augenmerk daher ergänzend auf die Validierung des Simulationsmodells gelegt. Dieser Prozessschritt beinhaltet:

1. die Überprüfung der Netzstrukturen sowie das Einholen und Aufbereiten von Messdaten
2. den Vergleich von Simulations- und Messdaten mittels

- a. Häufigkeitsverteilungen der Messgrößen Wirkleistung P, Blindleistung Q und Spannung U
  - b. statistischer Kennwerte wie Maximal-, Minimal- und Mittelwert
3. den Vergleich der elektrischen Zusammenhänge

Unter Schritt 3. ist zu verstehen, wie sich eine Eingangsgröße auf eine Ausgangsgröße auswirken kann. Konkret werden Messwerte (P und Q), z.B. von Testschaltungen als Eingangsgröße aufgeprägt, um die Reaktion des Netzmodells anhand des simulierten Spannungsverlaufs am entsprechenden Messpunkt festzustellen. Die simulatorisch ermittelte Spannung am Messpunkt dient hierbei also als Ausgangsgröße.

Der Netzzustand während des Simulationszeitraums wird durch Einprägen von gemessenen Spannungswerten (weitere Eingangsgröße) des UW-Abgangs am Bilanzknoten des Netzmodells abgebildet. Da für die exakte Herstellung des Netzzustandes Messwerte der verbleibenden Kundenanschlüsse größtenteils fehlen, wird ein **Vergleich der berechneten und gemessenen Spannungsänderungen** am jeweiligen Messpunkt angestrebt. Die dafür eingesetzte Netzsimulationssoftware ist ebenfalls DigSILENT PowerFactory.

Aus diesem Ansatz sind einerseits eine Validierung der getätigten Annahmen (z.B. Konstantspannungsquelle als Bilanzknoten, Verwendung synthetischer Lastprofile) und andererseits eine Validierung der im Simulationsnetz modellierten elektrischen Betriebsmittel ableitbar.

Je nach Verfügbarkeit von Mess- und auch Netzdaten ergeben sich darüber hinaus zwei Stufen der Netzmodellvalidierung:

Stufe 1: Validierung der Auswirkung der Testschaltungen durch Vergleich von Messungen vor Ort am Anschlusspunkt mit Simulationsergebnissen auf Basis des verwendeten Netzmodells (wenn Messungen am Anschlusspunkt vorliegen); damit ist eine **Teilvalidierung des Netzmodells** möglich.

Stufe 2: Validierung des Netzmodells durch Verwendung während der Testschaltung aufgezeichneter Messungen an mehreren Punkten im Netz, durch Vergleich der Messungen mit Simulationsergebnissen (wenn zeitsynchrone Messungen aus dem Netz vorliegen); damit ist eine **erweiterte Teilvalidierung des Netzmodells** möglich.

Auf die Analyse der Auswirkungen der Testschaltungen auf den Netzbetrieb wird separat beim jeweiligen Netzabschnitt eingegangen. Die methodische Vorgehensweise hier sieht vor, dass eine Wirkleistungsänderung am Kundenanschlusspunkt die Netzspannung beeinflusst bzw. aufgrund einer hohen Kurzschlussleistung womöglich gänzlich unbeeinflusst lässt. Die geringe Anzahl an Testschaltungen erschwert jedoch eine quantitative Aussage. Im Sinne der allgemeinen Beschreibung eines Validierungsprozesses wird mittels der Erkenntnisse aus der Validierung eine Kalibrierung der Simulationsmodelle vollzogen.

### 2.10.2.1. Zusammenfassung der Ergebnisse

Es wurden alle Netzabschnitte validiert und alle detaillierten Ergebnisse für die Netzbereiche in Slowenien und Österreich sind im Endbericht des Arbeitspakets 5 dargestellt. Als Beispiel der Validierung vom dem Netzabschnitt in Österreich, in der Steiermark zeigt Tabelle 10 den Vergleich der Kenngrößen für die Leistungsrosselung am 19.4.2017 im Österreichischen Netz. Es kann eine gute Übereinstimmung der Messung und der Simulation festgestellt werden.

**Tabelle 10: Gegenüberstellung der Mess- und Simulationsergebnisse für den Zeitbereich während der Drosselung am 19.4.2017**

	Messung	Simulation	$\Delta$	Messung	Simulation	$\Delta$	Messung	Simulation	$\Delta$
	Mittelwert			Minimalwert			Maximalwert		
<b>U [kV]</b>	34,315	34,069	0,246	34,110	33,854	0,257	34,451	34,205	0,246
<b><math>\Delta U</math> [V]</b>	1,4	0,6	0,8	-54,6	-45,1	9,5	42,3	29,2	13,1

Nach der Validierung konnten alle Simulationsnetze als validiert erachtet werden. Außerdem lässt sich aus den Ergebnissen ableiten, dass die Simulationssoftware DIGSilent PowerFactory elektrische Zusammenhänge in Stromnetzen in hohem Maße realitätsnah abbildet.

## 3. Ergebnisse und Schlussfolgerungen

### 3.1. Überblick über die Ergebnisse

Das Projekt hybrid-VPP4DSO zeigte - sowohl in der Simulation als auch in der Demonstration - das hohe Potenzial eines hybrid-VPPs zur Unterstützung von Verteilnetzbetreibern parallel zur Teilnahme am Regelenergiemarkt.

Der Mehrwert eines hybrid-VPPs konnte vor allem dargestellt werden, wenn mit Hilfe der gleichen hybrid-VPP-Plattform eine Vielzahl verschiedener markt-, netz-, und kundenorientierter Anwendungsfälle gemeinsam erbracht werden kann, wie zum Beispiel die Senkung der Investitionskosten für neue Netzanschlüsse der Kunden sowie zusätzlich die Vermeidung / Verzögerung von Netzinvestitionen vom Verteilnetzbetreiber und die Teilnahme am Regelenergiemarkt.

Es konnte gezeigt werden, dass mit einem hybrid-VPP im Gegensatz zum herkömmlichen, rein marktorientierten VPP, durch die Berücksichtigung von möglichen Beschränkungen aus dem Netz, Spannungsbandverletzungen verhindert werden können. Die wirtschaftliche Bewertung dieses Anwendungsfalles ergab, dass die Einnahmen für das hybrid-VPP im Vergleich zum reinen Markt-VPP um 10% reduziert wurden, da aufgrund der Netzbeschränkungen mehr Backup-Ressourcen benötigt wurden.

Wichtig für den sinnvollen Einsatz von einem hybriden-VPP ist, dass die technischen Probleme im Verteilnetz mithilfe der verfügbaren Flexibilität gelöst werden können. Die technische Anwendbarkeit

des hybrid-VPPs hängt daher vor allem von der Topologie des Verteilnetzes, der Kapazität und dem Typ der verfügbaren Flexibilitäten ab. Die Simulationen haben ergeben, dass ein diversifizierter Pool aus dezentralen Einheiten wie Lasten sowie verschiedene Typen (erneuerbarer) Erzeuger empfohlen wird, um den Verteilnetzbetrieb während eines ganzen Jahres erfolgreich zu unterstützen.

Im Proof-of-concept konnte sowohl in Österreich als auch in Slowenien gezeigt werden, dass das hybrid-VPP Konzept in der Praxis technisch umsetzbar ist. In Österreich wurde die Kommunikation über öffentliche Netze, vor allem Mobilfunknetze, realisiert und eingehend untersucht. In Slowenien konnte die bestehende Smart-Meter-Kommunikationsinfrastruktur des Netzbetreibers für das hybrid-VPP herangezogen werden, was zusätzliche Synergien bei einer späteren wirtschaftlichen Nutzung des hybrid-VPP Konzepts verspricht. Die Analyse der Kommunikationswege hat gezeigt, dass Mobilfunknetze nicht an allen Standorten mit ausreichender Verfügbarkeit eingesetzt werden können. Aus den Kommunikationstests konnten auch Erfordernisse für die Weiterentwicklung des Datenmodells hinsichtlich Resilienz der Fernwirkkommunikation gewonnen werden.

Aus regulatorischer Sicht wurden insbesondere für die Vergütung von netzfreundlichen Flexibilitätsmaßnahmen Barrieren für die Integration des hybrid-VPPs identifiziert. Außerdem ergeben sich Komplikationen bei den unterschiedlichen Zeiträumen der notwendigen Flexibilitätsbereitstellung der Anwendungsfälle. Für die Marktteilnahme sollen nach dem „Winter Paket“ die flexiblen Kunden vom Aggregator eine Kündigungsmöglichkeit nach drei Wochen erhalten. Damit der Verteilnetzbetreiber Flexibilitäten über ein hybrid-VPP für netzdienliche Anwendungszwecke einsetzen kann, bräuchte dieser aber die Möglichkeit Flexibilitäten deutlich länger zu binden. Durch den „Unbundling-übergreifenden“ Einsatz der Flexibilität sowohl für das Netz als auch für andere Anwendungsfälle wurde die Frage analysiert, wer das hybrid-VPP betreiben kann. Zwei vielversprechende Lösungen für die Konfiguration des hybrid-VPP-Betreibers wurden identifiziert: i) der Aggregator als Betreiber des hybrid-VPPs (Model Aggregator im Kapitel 2.6) und ii) der Verteilnetzbetreiber als Enabler eines hybrid-VPPs (Model Flexibility im Kapitel 2.6). Die Analyse des regulatorischen Rahmens zeigte auch auf, dass aktuell noch wenige Anreize für die Nutzung von Flexibilitäten durch einen Verteilnetzbetreiber bestehen. Entsprechend den Ankündigungen der Europäischen Kommission und des Europäischen Parlaments sind in den nächsten Jahren jedoch weitere Schritte geplant um die Nutzung lokaler vorhandener Flexibilitäten zur Unterstützung des Verteilnetzbetriebs attraktiver zu machen.

Im Folgenden werden die Ergebnisse detailliert beschrieben. Außerdem werden die derzeitigen Hemmnisse und Chancen als auch die abgeleiteten Empfehlungen dargestellt und ein Ausblick für das Thema hybrid-VPPs gegeben.

## 3.2. Überblick über die detaillierten Ergebnisse

### 3.2.1. Qualitative Bewertung von hybrid-VPPs

Um qualitative Aussagen über die Eignung der jeweiligen Geschäftsmodelle von hybriden Virtuellen Kraftwerken treffen zu können, wurden Bewertungskriterien für die folgenden Kategorien erarbeitet:

- Technische Anforderungen
- Organisatorische Anforderungen
- Politische Rahmenbedingungen
- Regulatorische Rahmenbedingungen
- Monetäre Einflüsse
- Nicht-monetäre Einflüsse

Basierend auf den vier im D1 des hybrid-VPP4DSO-Projekts definierten Geschäftsmodellen wurde eine qualitative Analyse durchgeführt. Je nachdem welche Partei das VPP betreibt, gilt ein anderes Geschäftsmodell ('VPP-Operator' genannt). In diesem Projekt werden vier verschiedene Geschäftsmodelle betrachtet:

- Verteilnetzbetreiber (DSO)
- Energiehändler (Energy Supplier)
- Unabhängiger Aggregator (Aggregator)
- Kunden VPP (Customer)

In der qualitativen Analyse wurden für jeden VPP-Betreiber die einzelnen Kriterien mit sehr positiv (++), positiv (+), neutral (o), negativ (-) oder sehr negativ (-) bewertet, wobei der Einfluss im Verhältnis zu den folgenden Stakeholdern bewertet wurde:

- DSO ohne VPP
- Energy Retailer ohne VPP
- Aggregator mit 'Markt'-VPP
- hybrid-VPP-Teilnehmer mit flexibler Nachfrage und / oder Erzeugung
- Andere Kunden ohne Flexibilität

Die Bewertung der Geschäftsmodelle ist im D2 für alle VPP-Betreiber ausführlich dargestellt. Die Bewertungskriterien wurden gleichmäßig gewichtet, damit eine bessere Vergleichbarkeit der VPP-Betreiber und ihrer unterschiedlichen technischen/ökonomischen Zielfunktionen ermöglicht wurde.

Abschließend wurden die Ergebnisse aller VPP-Betreiber verglichen und qualitativ ausgewertet (siehe Tabelle 11), um kritische Parameter für die quantitative ökonomische Analyse zu ermitteln. Die wichtigsten technischen Unterscheidungsmerkmale der VPP-Betreiber waren die leichter umsetzbare Datensicherheit sowie der nur begrenzte Zugang zu potenziell teilnehmenden Flexibilitäten. Bei den qualitativen Kriterien unterschieden sich die Stakeholder vor allem hinsichtlich der Verfügbarkeit von Information über die eigenen Anlagen sowie das bestehende Know-how bzw. den einfachen Zugang zum Energiehandel. Die Einhaltung des regulatorischen Rahmens war besonders relevant für das Geschäftsmodell, bei dem der Verteilnetzbetreiber (DSO) Eigentümer und Betreiber des hybrid-VPPs ist. Der Verteilnetzbetreiber konnte deswegen auch selber keinen Handel betreiben, was die monetären Parameter stark beeinflusst hat. Andere hybrid-VPP-Betreiber nannten die notwendigen bzw. durch Synergien eingesparten IKT- und Infrastrukturinvestitionskosten als die wichtigsten monetären Parameter. Diese Parameter werden insbesondere in der weiteren quantitativen ökonomischen Analyse diskutiert.

Tabelle 11: Vergleich der zusammengefassten qualitativen Analyse der VPP-Betreiber

active hybrid-VPP		VPP-owner			
		DSO	Retailer	Aggregator	Customers
Technical	Solution of grid problems	++	++	++	++
	Data safety and security	+	0	0	+
	Geographical limitaion	0	+	+	+
	Limitation in participating units	+	+	+	0
Organisational	High system complexity	+	+	0	0
	Information about own facilities	0	+	+	+
	Know-how about trading / energy markets	0	+	+	0
	Existing customer pool	0	0	0	0
Regulatory	Compliance with regulatory framework	0	+	+	+
Political	Share of RES	+	+	+	+
	Energy efficiency	+	+	+	+
Monetary	Energy only market	0	+	+	+
	Balancing market	0	+	+	+
	Minimizing imbalance costs	0	+	+	+
	Minimizing connection costs for customer	+	+	+	+
	Minimizing grid investments for the DSO	++	+	+	+
	Energy provision during failures	++	+	+	+
	Minimizing grid tariffs charged by DSO / TSO	+	+	+	+
	Low investment costs: ICT, infrastructure, etc.	+	0	0	-
	Avoided grid enhancement	++	+	+	+
Other	Green image	+	+	+	+
	New tariff structures / products	+	+	+	+
Total		+	+	+	+

In der qualitativen Analyse wurde analysiert welche Stakeholder am ehesten für den Betrieb eines hybrid-VPPs geeignet sind. Es ist zu erkennen, dass gerade der Verteilnetzbetreiber die größten Vorteile als auch die größten Schwierigkeiten für den Betrieb eines hybrid-VPPs hat. Der Verteilnetzbetreiber ist der Stakeholder, der auf der einen Seite die besten Voraussetzungen hat, wie beispielsweise die besten Kenntnisse über mögliche Netz-Use Cases (Minimierung der Netzausbaukosten), sich sehr gut mit der Datensicherheit auskennt und dafür verantwortlich gemacht werden kann. Auf der anderen Seite hat der Verteilnetzbetreiber durch das Unbundling auch die größten Barrieren für den Betrieb. Basierend auf der

qualitativen Analyse und den Diskussionen hat sich im Projekt herausgestellt, dass diese regulatorischen Fragen für die Implementierung des hybrid-VPPs sehr entscheidend sind. Daher wurde entschieden, diese Fragen in einem zusätzlichen Bericht D5.1 zu analysieren (s. Kapitel 2.7. sowie Kapitel 3.2.4).

### 3.2.2. Technische Simulationsergebnisse

In den technischen Simulationsszenarien wurden die Art und der Ort möglicher Netzprobleme in den vier Netzabschnitten ermittelt. In den analysierten Simulationsszenarien traten in keinem der österreichischen Netzgebiete Probleme im regulären (Schalt)-Zustand auf. Daher könnte das hybrid-VPP im normalen Netzbetrieb in den simulierten Netzabschnitten unbeschränkt am Markt teilnehmen. Zusätzlich kann das hybrid-VPP den Netzbetreiber bei Wartungen bzw. bei speziellen Schaltzuständen unterstützen und außerdem die Anschlusskosten für neue Kunden reduzieren. In den slowenischen Netzabschnitten traten in einem der zwei Netzgebiete 2020 und 2030 Spannungsbandprobleme auf. Hier könnte das hybrid-VPP dazu beitragen notwendige Netzinvestitionen zu vermeiden oder zu verzögern.

Eine weitere Erkenntnis war die starke Abhängigkeit von der vorherrschenden Erzeugungstechnologie: In den österreichischen Netzbereichen wäre ein hybrid-VPP nur bedingt hilfreich für den Verteilnetzbetreiber, da hier hauptsächlich Wasserkraftwerke installiert sind. Somit würden mögliche Überspannungsprobleme primär im Frühling und Sommer auftreten und dann über längere Zeiträume hinweg relativ konstant das Netz belasten. Daher wäre eine Abregelung der Erzeugung durch ein virtuelles Kraftwerk über längere Zeiten notwendig, was unter den derzeitigen regulatorischen Rahmenbedingungen nicht wirtschaftlich wäre. PV- und Windkraftwerke sind im Gegensatz dazu volatil und Überspannungsprobleme würden daher nur während kurzer Spitzen auftreten. Ein hybrid-VPP könnte den Verteilnetzbetreiber während dieser Spitzen unterstützen.

Bei der Analyse der Auswirkung der Marktteilnahme am Spot Markt auf das Verteilnetz konnte in den ausgewählten Netzbereichen kein signifikanter Einfluss auf die Spannung festgestellt werden. Ein Grund dafür war die geringe Anzahl an flexiblen Lasten, die am hybrid-VPP teilnahmen (3 in den österreichischen Netzgebieten und nur 1 im slowenischen Netzgebiet). Außerdem war eine ausreichend große Reserve im Spannungsband vorhanden; insbesondere im zweiten österreichischen Netzabschnitt. Dies ist auch der Grund, warum sich in den österreichischen Netzen die Teilnahme am Regelenergiemarkt nicht negativ auf die Einhaltung der Spannungsgrenzen auswirkt. Hier war zwar eine deutliche Beeinflussung der Netzspannung durch die Marktteilnahme sichtbar, aufgrund der ausreichenden Reserve im Spannungsband traten jedoch keine Über- oder Unterspannungen auf. In den slowenischen Netzgebieten hätte sich die Marktteilnahme des VPPs während kritischer Zeiten negativ auf das Netz ausgewirkt. Daher konnte im Projekt gezeigt werden, dass es für VPPs, die nur am Markt teilnehmen, in bestimmten Netzbereichen sinnvoll wäre, den aktuellen Netzzustand zu berücksichtigen.

Im kundenbezogenen Anwendungsfall hat sich gezeigt, dass es eine starke Abhängigkeit der erforderlichen Abregelungen vom genauen Netz-Anschlusspunkt gibt. Auch wenn die Leistung des Kunden einen großen Einfluss auf die Abregelungen hatte, ist oft die Belastbarkeit des Netzes am gewählten Anschlusspunkt noch wichtiger. Aus der Sensitivitätsanalyse ging hervor, dass die notwendigen Abrege-

lungen auch von der Produktionstechnologie abhängen. Ein weiteres wichtiges Ergebnis war die Bedeutung der Q(U)-Steuerung als eine erste Maßnahme gegen Spannungsprobleme, da sie die Abregelungen signifikant reduzieren kann.

Im netzbezogenen Anwendungsfall konnte das hybrid-VPP dazu beitragen, Spannungsprobleme zu reduzieren und sogar zu eliminieren. Darüber hinaus konnte das hybrid-VPP den Verteilnetzbetreiber während einer Wartung und spezieller Sonderschaltungen unterstützen, da es den ungeplanten Abwurf von dezentralen Erzeugungseinheiten bei Überspannungsprobleme reduzieren konnte. Das hybrid-VPP ermöglicht eine kontrollierte Abregelung, die einer unregelmäßigen Situation im Netz immer vorzuziehen ist.

Die hybriden Anwendungsfälle haben gezeigt, dass die kombinierte Nutzung des hybrid-VPPs für den Markt und zusätzlich für die Unterstützung des Netzes technisch gut funktioniert. Es war möglich, bestehende Spannungsprobleme zu lösen, zusätzliche Netzprobleme aufgrund der Marktteilnahme zu vermeiden sowie in unkritischen Zeiten die Flexibilität auf dem Regelenergiemarkt zu vermarkten. Auch während Sonderschaltungen oder Wartungen konnte das hybrid-VPP dazu beitragen, Überspannungsprobleme zu reduzieren und während der restlichen Zeit am Regelenergiemarkt teilzunehmen. Die Hybrid-Kombination der Anwendungsfälle Kunde und Markt war ebenfalls technisch erfolgreich. So konnten die neuen Erzeuger und Verbraucher mit der Teilnahme am hybrid-VPP Kosten für ihren Netzanschluss sparen und zusätzlich durch die Teilnahme am Regelenergiemarkt Gewinne erzielen. Die Umsetzbarkeit des "vollständigen" Hybrid-Anwendungsfalles, der eine Kombination der Markt-, Kunden- und Netz-Anwendungsfälle darstellt, konnte im Projekt bestätigt werden.

Um den Verteilnetzbetreiber bei Sonderschaltungen zu unterstützen bzw. um Investitionskosten zu senken oder zu verschieben, müssen im jeweiligen Netzabschnitt genügend Flexibilitäten vorhanden sein, da nur dadurch das hybrid-VPP in der Lage ist die Probleme zu jeder Zeit zu lösen. Außerdem können Netzprobleme, die über einen sehr langen Zeitraum (z.B. saisonal) auftreten, vermutlich nicht nur durch Flexibilität verhindert werden. Da das Netzproblem ein lokales Problem ist, das an einem bestimmten Ort und zu jeder Jahreszeit gelöst werden muss, benötigt der Verteilnetzbetreiber lange Vertragszeiten mit dem hybrid-VPP. Derzeit geht der Trend in der Regulierung („Winterpaket“) dahin, die Vertragslaufzeiten zwischen Flexibilitäten und VPP zu verkürzen. Um jedoch ein hybrid-VPP zu ermöglichen, das den Verteilnetzbetreiber unterstützen kann, muss das hybrid-VPP die Flexibilitätsressourcen über einen längeren Zeitraum binden können. Wenn die Vertragslaufzeit zu kurz ist, wäre der Verteilnetzbetreiber einem hohen Risiko ausgesetzt, wenn er sich auf Flexibilität verlassen würde. Daher würde stattdessen in konventionelle Netz-Infrastruktur investieren. Für die tatsächliche Umsetzung des hybrid-VPPs müssen auch ökonomische und regulatorische Aspekte berücksichtigt werden. Zusammenfassend hängt die Anwendbarkeit des hybrid-VPPs von der Netz-Topologie, dem Netzanschlusspunkt, der Leistung sowie der Art der verfügbaren Flexibilitäten ab. Die Simulationen haben gezeigt, dass ein diversifizierter Pool mit Einheiten an unterschiedlichen Standorten sowie Technologien am besten geeignet ist, um den Verteilnetzbetrieb das ganze Jahr hindurch unterstützen zu können.

### 3.2.3. Wirtschaftliche Ergebnisse

Auf der Grundlage der analysierten Anwendungsfälle können aus wirtschaftlicher Sicht folgende Erkenntnisse und Schlussfolgerungen gezogen werden: Ein Markt-VPP kann wirtschaftlich betrieben werden, wenn mindestens 15-20 MW Flexibilität am Tertiärregelenergiemarkt für eine Laufzeit von 1-2 Jahre vermarktet werden können. Für eine Laufzeit von 5 Jahren scheint dies basierend auf den getroffenen Annahmen eine sehr attraktive Investition zu sein. Die Wirtschaftlichkeit des Kunden-Anwendungsfalls aus Sicht des Kunden hängt sehr stark von der Netz-Topologie sowie dem Anschlusspunkt ab. Aus Sicht des hybrid-VPPs müsste eine flexible Leistung von mindestens 25 MW über einen 10-jährigen Projektzeitraum an das VPP angeschlossen sein, damit das hybrid-VPP wirtschaftlich rentabel werden würde. Der Nutzen für die netzgesteuerten Anwendungsfälle kann im aktuellen regulatorischen Rahmen nicht quantifiziert werden. Im Zusammenhang mit einem möglichen zukünftigen qualitätsbasierten Regulierungssystem wird jedoch eine verbesserte Effizienz im Netz wahrscheinlich ein bedeutender Indikator für Qualitätskennzahlen sein (siehe die Ergebnisse der regulatorischen Analyse in Kapitel 3.2.4).

Betrachtet man die wirtschaftlichen Gesichtspunkte aus Sicht des hybrid-VPPs, so liegt das höchste Potenzial der hybrid-VPP-Anwendungsfälle in der Teilnahme an den Regelenergiemärkten. Zusätzliche Einnahmen des hybrid-VPPs - aus der Vermarktung der Flexibilität an den Spot-Märkten sowie durch die Services für Kunden oder Verteilnetzbetreiber - spielen in den analysierten Anwendungsfällen nur eine untergeordnete Rolle. Aus der Gesamtsicht aller Stakeholder sind vor allem die kundenorientierten Anwendungsfälle interessant, bei denen (neue) Netzkunden erhebliche Anschlusskosten sparen können, wenn sie in kritischen Netzsituationen eine Kürzung ihrer Last/Erzeugung akzeptieren. Praktische Anwendungen von kundenbezogenen hybrid-VPPs sind das Repowering bestehender Windparks, und damit ein effizienter Netzausbau für erneuerbare Energien, sowie die Anbindung einer flexiblen Last.

Aus den Stakeholder-Analysen ist hervor gegangen, dass die hybriden Anwendungsfälle eine Win-Win-Situation für alle Beteiligten – Kunden, VPP und Verteilnetzbetreiber – darstellen können. So lassen sich hybrid-VPP-Anwendungen als „Add-Ons“ in bestehende rein marktbezogene VPPs integrieren, was einhergeht mit einem zusätzlichen Mehrwert für die beteiligten Akteure und teilweise auch durch den zukünftigen regulatorischen Rahmen gefordert wird (mögliche Begrenzung der Regelenergie von einzelnen Flexibilitäten durch Guideline System Operation). Die eher geringen Einnahmen aus Netz- oder Kunden-Anwendungsfällen rechtfertigen im aktuellen regulatorischen Rahmen jedoch kein eigenständiges VPP nur für diese Zwecke.

### 3.2.4. Regulatorische Analyse

hybrid-VPPs stellen eine Form von virtuellen Kraftwerken dar, bei denen Flexibilitäten sowohl technisch als auch wirtschaftlich genutzt werden. Der zusätzliche Nutzen entsteht im Wesentlichen dadurch, dass der Verteilnetzbetreiber die Flexibilitäten für einen aktiven Netzbetrieb nutzt und dadurch die Möglichkeit bekommt Investitionen im Netzausbau später zu tätigen oder ganz zu vermeiden. Die dadurch verringerten Netzkosten kommen in weiterer Folge dem Netzbetreiber in Form einer höheren Rendite im Rahmen der Anreizregulierung (Effizienzverbesserung im Benchmarking) und den Netzbenutzern in

Form von sinkenden Netzentgelten zugute. Weiters sollte dies zu verringerten Kosten für den Einsatz von Regelenergie führen und für eine effizientere Einbindung von dezentralen Energieerzeugungsanlagen sowie unterbrechbaren Verbrauchern wie Elektroautos oder Wärmepumpen in das Stromnetz sorgen. Damit sollten alle beteiligten Akteure an der Realisierung von hybrid-VPPs interessiert sein.

Das grundlegende Interesse der regulatorischen Analyse dreht sich um die Fragestellung nach den möglichen Anwendungsfällen und den Vergütungsstrukturen für Flexibilitätsanbieter sowie den möglichen Betreibern eines hybrid-VPP. Die vorliegenden Fragestellungen wurden mit Hilfe einer Analyse der rechtlichen Materie (Richtlinien, Gesetze, Verordnungen, Normen, etc.) sowie der Einbeziehung von vorangegangenen Studien und Berichten zu ähnlichen Aspekten bearbeitet. Außerdem wurden Workshops mit den relevanten Stakeholdern durchgeführt, um die regulatorischen Fragen zu diskutieren.

Bei den reinen *marktbezogenen Anwendungsfällen* ist zu berücksichtigen, dass der Verteilnetzbetreiber auch jetzt schon über die Teilnahme einer Einheit am Regelenergiemarkt informiert werden muss und eine Begrenzung der möglichen Regelreserve durch die Guideline System Operation vorgesehen ist. Bei den Anwendungsfällen zur *Minimierung der Netzanschlusskosten* von Erzeugern oder Verbrauchern kann der Verteilnetzbetreiber dem Netznutzer einen näheren Anschlusspunkt anbieten, wenn dieser seine Flexibilität zur Verfügung stellt. Abhängig von der Situation im Verteilnetz, kann diese Flexibilität über ein Erzeugungsmanagement oder ein hybrid-VPP gesteuert werden. Die Flexibilität kann auch zur *Minimierung der Netzausbaukosten* verwendet werden (klassischer Smart Grids-Ansatz). Möglichkeiten für die Vergütung sind Unterbrechbare Tarife, Zusätzliche Entschädigung für ausgefallene Energie. Außerdem können auch indirekt, durch höhere Leistungstarife für Endkunden, die Spitzenlast im Netz gesenkt werden. Für den Anwendungsfall *Wartung und Sonderschaltung (bei Qualitätsregulierung)* ergibt sich derzeit noch kein Geschäftsmodell. Da sich in der „Regulierungssystematik für die dritte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber“ keine Qualitätselemente finden, ergibt sich aus diesen Einsatzzwecken, unter den aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen, kein direkter Nutzen eines hybrid-VPPs für den Verteilnetzbetreiber. Im Zusammenhang mit einem möglichen künftigen qualitätsbasierten Regulierungssystem wird jedoch eine verbesserte Effizienz im Netz wahrscheinlich ein bedeutender Indikator für Qualitätskennzahlen sein, was im Gegenzug zu höheren Renditen für den Verteilnetzbetreiber führt.

Eine mögliche Vergütung für den Flexibilitätsanbieter würde so aussehen, dass in der grünen Phase (regulärer Netzbetrieb) der Anbieter durch den Markt vergütet wird. In der gelben Phase (potentieller Netzengpass) wird der Anbieter, wenn die Flexibilität netzdienlich genutzt wird, durch den Verteilnetzbetreiber nach individuellen Vertragsbestimmungen (z.B. wie in Deutschland in Höhe des entstandenen Schadens) bzw. neuen gesetzlichen Bestimmungen und Kriterien der Regulierungsbehörde oder bei marktdienlicher Nutzung durch den Markt vergütet. Bei netzdienlicher Nutzung in der roten Phase (unmittelbar gefährdeter Netzbetrieb) kann der Verteilnetzbetreiber in dieser Phase dem Flexibilitätsbesitzer entsprechend den rechtlichen Möglichkeiten (§21 EIWOG „Verweigerung des Netzzugangs“) den Netzzugang verweigern.

Die Analyse der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen hat ergeben, dass ein hybrid-VPP grundsätzlich im gegebenen rechtlichen Rahmen umsetzbar ist, wobei jedoch die nationalen Besonderheiten berücksichtigt werden müssen. Es wurden daher fünf mögliche Ausgestaltungsvarianten für hybrid-VPPs beschrieben, welche derart konzipiert wurden, dass für die praktische Umsetzung keine gesetzlichen Änderungen nötig sind, sondern die beschriebenen Varianten sich in den vorhandenen regulatorischen Rahmen einpassen. Die Ausarbeitungen ergeben verschiedene denkbare Varianten und der Name der Variante steht sinngemäß für den hauptverantwortlichen Akteur beim Betrieb des hybrid-VPPs:

- Variante Service Provider: 1 unabhängiger Akteur übernimmt alle Rolle im Betrieb eines hybrid-VPP.
- Variante Single Market: Der Verteilnetzbetreiber ruft die Flexibilität an einem Single Market for Flexibility ab.
- Variante Aggregator: Der Verteilnetzbetreiber gibt nur Netzzustand weiter. Der Aggregator kümmert sich um den Dispatch.
- Variante Flexibilität: Der Verteilnetzbetreiber betreibt die Schaltinfrastruktur. Der Flexibilitätsanbieter wählt den Aggregator aus.
- Variante DSO: Der Verteilnetzbetreiber betreibt die Schaltinfrastruktur. Der Verteilnetzbetreiber aggregiert die Einheiten und wählt einen gemeinsamen Vermarkter aus.

Über die vorgestellten Möglichkeiten hinaus ist zu beachten, dass die Einbindung von netzdienlicher Flexibilität in den Verteilernetzbetrieb auch in anderer Form als hybrid-VPPs erfolgen kann. So könnte auch eine starrere regulatorische Umsetzung nach deutschem Vorbild umgesetzt werden, bei der der Netzbetreiber ermächtigt ist Erzeugungsanlagen gegen angemessene Vergütung zeitweise abzuregeln und vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen ein reduziertes Netzentgelt zu verrechnen.

### 3.2.5. IT-Sicherheits-Analyse

Das hybrid-VPP4DSO-Projekt hat neue Technologien und Geschäftsmodelle zur Kopplung virtuellen Kraftwerken mit den SCADA-Systemen des Verteilnetzbetreibers untersucht, wodurch die Netzstabilität erhöht und neue Einnahmequellen für VPPs generiert werden können. Es wird dadurch aber auch das Risiko erhöht ein mögliches Ziel für Cyber-Attacken zu werden.

In diesem Kapitel wird die Analyse potenzieller Cyber-Sicherheitsrisiken beschrieben. Der Ansatz bestand dabei im Wesentlichen aus zwei Hauptaspekten: (i) einer Analyse der Bedrohungen für alle hybrid-VPP4DSO-Subsysteme; sowie (ii) einer Identifizierung der Folgen und Auswirkungen dieser Bedrohungen. Diese Analyse wurde von den Mitgliedern des hybrid-VPP4DSO-Konsortiums durchgeführt, die über Expertise in den Bereichen Cyber-Security sowie über die Systeme der VPPs und der Verteilnetze verfügen. Die wichtigste Schlussfolgerung aus dieser Analyse ist, dass es für die hybrid-VPP4DSO-Architektur eine Reihe relevanter Cyber-Sicherheits-Bedrohungen gibt, welche zu schwerwiegenden betrieblichen und organisatorischen Problemen führen können.

Aufbauend auf dieser Analyse wurde ein Sicherheitskonzept vorgeschlagen, das für den Betrieb von Smart-Grid-Systemen angewendet werden kann. Das Konzept empfiehlt die Einführung einer Reihe von Sicherheitsanforderungen, um die Vertraulichkeit, Integrität und Verfügbarkeit der Subsysteme in der hybrid-VPP4DSO-Architektur sicherzustellen. Die Anforderungen für das SCADA des Verteilnetzbetreibers und das hybrid-VPP sowie Implementierungsrichtlinien wurden im Projekt ausgearbeitet (siehe Tabelle 12).

Zusätzlich dazu können einige interessante Quellen hervorgehoben werden. In Deutschland haben die Übertragungsnetzbetreiber Sicherheitsanforderungen für Firmen definiert, die Regelenergie anbieten möchten. Diese Anforderungen sind sehr umfassend und vergleichsweise teuer zu realisieren. Eine Folge dieser umfassenden und strikten Sicherheitsanforderungen ist, dass sie in kleineren Märkten (mit nur begrenzten Umsatzmöglichkeiten) für ein VPP mit vielen kleinen Einheiten möglicherweise unerschwinglich teuer zu realisieren sind. Weiters nennenswert sind die Sicherheitsanforderungen der Austrian Power Grid (APG). Nur wenn deren Sicherheitsauflagen erfüllt sind, gelten auch die Kriterien für die Präqualifikation für den jeweiligen Regelenergiemarkt als erfüllt. Zusätzlich hat Oesterreichs Energie, die Interessenvertretung der österreichischen E-Wirtschaft, bereits eine Reihe von End-to-End-Sicherheitsanforderungen für Smart-Meter-Systeme entwickelt, die nützliche Sicherheitsanforderungen für vergleichbare Messsysteme sowie für die Kommunikation zwischen den Feldgeräten liefern<sup>9</sup>.

<sup>9</sup> österreichs energie: Sicherheitsanforderungen für Smart Meter, <http://oesterreichsenergie.at/sicherheitsanforderungen-fuer-smart-meter.html> (Accessed June, 2017)

**Tabelle 12: Richtlinien für die Implementierung von Sicherheitsaspekten von hybrid-VPPs (in engl.)**

#	Name	Implementation Guidance	Cost
<b>SG.AC-11</b>	Concurrent Session Control	Modern operating systems can be configured to restrict the number of concurrent sessions a user can have open. Alternatively, security software solutions can be used to manage this feature. A number of techniques for session control exist for Web services.	1
<b>SG.AC-12</b>	Session Lock	Modern operating systems can be easily configured to lock sessions after a pre-defined timeout period, requiring a user to re-authenticate.	1
<b>SG.AC-13</b>	Remote Session Termination	Software that is used to enable remote session, e.g., Remote Desktop, can be configured to terminate after a period of inactivity from the user.	1
<b>SG.AC-14</b>	Permitted Actions without Identification or Authentication	When considering permissible actions, it is necessary to consider the trade-off between security and (potentially) safety; for the most part, this is related to understanding the risks associated with cybersecurity and the potential for not being able to perform remedial actions because of authentication restrictions.	2
<b>SG.AC-15</b>	Remote Access	Modern operating systems can be configured to monitor the number and duration of remote sessions. In addition, network appliances (such as firewalls) can be used to monitor remote connectivity.	2
<b>SG.AU-16</b>	Non-Repudiation	One of the main ways of enabling non-repudiation is to make use of digital signatures, e.g., for email communication. Furthermore, cryptographic hashes of messages can be used to establish the integrity of messages.	4
<b>SG.IA-4</b>	User Identification and Authentication	Modern operating systems and applications have the capability to uniquely identify and authenticate users. Moreover, there is an increasing trend toward the use of multi-factor authentication in the industry, which is strongly encouraged to be used.	3
<b>SG.IA-6</b>	Authenticator Feedback	The obfuscation of passwords as they are being entered is a standard feature on most systems.	1
<b>SG.SC-3</b>	Security Function	The most common approaches to the isolation of systems is to make use of Virtual LANs (VLANs),	

#	Name	Implementation Guidance	Cost
	Isolation	virtual machines, and containerized software deployment (e.g., using Docker). Access to network traffic for, e.g., network intrusion detection systems, can be achieved using port mirroring.	
<b>SG.SC-5</b>	Denial-of-Service Protection	Network appliances, such as Intrusion Prevention Systems (IPSs) can be installed and configured at the border of network infrastructures, in order to protect against DoS attacks. Furthermore, third-party services can be purchased. Further guidance can be found online <sup>10</sup> .	3
<b>SG.SC-8</b>	Communication Integrity	The integrity of communication can be ensured by making use of the Transport Layer Security (TLS) protocol. Guidance for the selection, configuration and usage of TLS implementations has been provided by NIST <sup>11</sup> . Further guidance can be found as part of the IEC 62351 standard, which is intended to secure the IEC TC57 series of communication protocols (e.g., IEC 60870-5-104 or IEC 61850).	3
<b>SG.SC-9</b>	Communication Confidentiality	The confidentiality of communication can be ensured by making use of the Transport Layer Security (TLS) protocol. Guidance for the selection, configuration and usage of TLS implementations has been provided by NIST <sup>10</sup> . Further guidance can be found as part of the IEC 62351 standard, which is intended to secure the IEC TC57 series of communication protocols (e.g., IEC 60870-5-104 or IEC 61850).	3
<b>SG.SC-26</b>	Confidentiality of Information at Rest	There exists a great deal of online guidance on ensuring the confidentiality of data at rest. For example, the “Cryptographic Cheat Sheet” from OWASP provides guidance on how to protect data at rest <sup>12</sup> , and includes pointers to further guidance from NIST on the use of strong cryptographic algorithms.	3

<sup>10</sup> European Network and Information Security Agency (ENISA), Resilience and security of communication infrastructure, networks and services, DoS and DDoS: <https://resilience.enisa.europa.eu/internet-infrastructure-security-and-resilience-reference-group/dos-and-ddos> (Accessed June, 2017)

<sup>11</sup> T. Polk, K. McKay, S. Chokani, “Guidelines for the Selection, Configuration, and Use of Transport Layer Security (TLS) Implementations,” NIST Special Publication 800-52 Revision 1, DOI: <http://dx.doi.org/10.6028/NIST.SP.800-5>

<sup>12</sup> OWASP Cryptographic Storage Cheat Sheet: [https://www.owasp.org/index.php/Cryptographic\\_Storage\\_Cheat\\_Sheet](https://www.owasp.org/index.php/Cryptographic_Storage_Cheat_Sheet) (accessed June, 2017)

#	Name	Implementation Guidance	Cost
<b>SG.SI-7</b>	Software and Information Integrity	The primary means of ensuring software and information integrity is to make use of code signing with digital signatures <sup>13</sup> . This approach should be used to ensure the integrity and authenticity of software that is being deployed on systems. Checksums can be used to ensure the integrity of data. In addition, specific guidance has been produced by NIST regarding ensuring the integrity of a system's BIOS <sup>14</sup> .	2
<b>SG.IA-5</b>	Device Identification and Authentication	There are a number of approaches to identifying and authenticating devices, such as Active Directory, EAP (IEEE 802.1X) and RADIUS – an appropriate solution should be identified, based on the technologies that are deployed. The list of permitted devices should be subject to review and monitoring.	3
<b>SG.SC-29</b>	Application Partitioning	The separation of user functionality from smart grid information system management functionality is either physical or logical. The most common approaches to logical separation of systems and functionality is to make use of Virtual LANs (VLANs), virtual machines, and containerized software deployment (e.g., using Docker).	3

<sup>13</sup> Introduction to Code Signing: [https://msdn.microsoft.com/en-us/library/ms537361\(v=vs.85\).aspx](https://msdn.microsoft.com/en-us/library/ms537361(v=vs.85).aspx) (Accessed June, 2017)

<sup>14</sup> D. Cooper, W. Polk, A. Regenscheid, M. Souppaya, "BIOS Protection Guidelines, Recommendations of the National Institute of Standards and Technology," NIST Special Publication 800-147, April 2011, DOI: <http://dx.doi.org/10.6028/NIST.SP.800-147> (Accessed June, 2017)

### 3.2.6. Proof-of-concept und Validierung

Die vielversprechenden Ergebnisse der Simulation der Eigenschaften und Auswirkungen von hybriden virtuellen Kraftwerken dienten als Motivation, auch die praktische Umsetzung von vielen Teilsystemen eines hybrid-VPP im Rahmen eines Proof-of-concept Systems zu beginnen und zu testen, wofür die passende Software und der Aufbau von IKT-Systemen entwickelt wurde. Damit konnten erste Erfahrungen für ein hybrid-VPP gewonnen werden und es konnte gezeigt werden, dass das hybrid-VPP Konzept in der Praxis technisch umsetzbar ist.

Bereits in der Simulation wurde erkannt, dass die Verfügbarkeit von flexiblen Lasten und Verbrauchern wesentlich für das hybrid-VPP-Konzept ist. Die im Rahmen vom Projekt identifizierten und untersuchten flexiblen Verbraucher und Erzeuger in Slowenien und in der Steiermark wurden an das Proof-of-concept System angeschlossen. Dabei wurden verschiedene Herangehensweisen, welche unterschiedliche Betreibermodelle des hybrid-VPP realisieren könnten, erfolgreich getestet. In Österreich wurde die Kommunikation über öffentliche Netze, vor allem Mobilfunknetze, realisiert und eingehend untersucht. In Slowenien konnte die bestehende Smart-Meter-Kommunikationsinfrastruktur des Netzbetreibers für das hybrid-VPP herangezogen werden, was zusätzliche Synergien bei einer späteren wirtschaftlichen Nutzung des hybrid-VPP Konzepts verspricht. Die Analyse der Kommunikationswege hat gezeigt, dass Mobilfunknetze nicht an allen Standorten mit ausreichender Verfügbarkeit eingesetzt werden können. Aus den Kommunikationstests konnten auch Erfordernisse für die Weiterentwicklung des Datenmodells hinsichtlich Resilienz der Fernwirkkommunikation gewonnen werden.

Generell bestand bei den Betreibern der untersuchten Kundenanlagen Kooperationsbereitschaft und Interesse an der Thematik. Bei Testschaltungen konnten teilweise sehr gute Ergebnisse erzielt werden, es wurden jedoch auch bei einigen der untersuchten Anlagen Bedarf zur Weiterentwicklung und Verbesserung des Aktivierungsverhaltens festgestellt. Es war im Proof-of-concept nicht möglich, potenziellen Kunden eines hybrid-VPP finanzielle Anreize zu bieten, daher sind automatisierte Schaltungen und technische Verbesserungen des Anlagenverhaltens erst in einem späteren Pilotprojekt mit entsprechender Budgetierung zu erwarten.

Die Schwachstellenanalyse hat gezeigt, dass neben der Wahl geeigneter Kommunikationswege auch die Frage der Definition des Arbeitspunktes bei Industrieanlagen einer Weiterentwicklung bedarf, hierfür konnte im Projekt ein praxisnaher Vorschlag für jedes der teilnehmenden Länder entwickelt werden:

- In Österreich wurde der letztgültige Leistungsmesswert vor Aussenden eines Schaltbefehls als konstanter Arbeitspunkt für diese Ressource herangezogen. Der Arbeitspunkt wurde von Beginn der Aktivierung bis einschließlich 10 min nach Ende der Aktivierung konstant gehalten. Wenn aktuell keine Aktivierung vorliegt, dann ist der Arbeitspunkt identisch mit dem Leistungsmesswert. Durch diese Methode kann die Berechnung der Aktivierung in jedem Zeitpunkt direkt gemäß der Kalkulationsmethode erfolgen.

- In Slowenien wurde der Arbeitspunkt für jede Minute neu berechnet, basierend auf den Messwerten der letzten vier Wochen, wobei zwischen Werktagen und Wochenende unterschieden wurde. Bei dieser Methode wird auch bei guter Näherung die Differenz zwischen Messwert und Arbeitspunkt auch außerhalb des Aktivierungszeitraums nur selten null ergeben, wodurch die Kalkulationsmethode daher nur während einer Aktivierung angewandt werden kann.

Im Task 5.4 wurden die Simulationsergebnisse aus Arbeitspaket 3 validiert. Generell wurden die Annahmen und Methoden des Arbeitspakets 3 großteils bestätigt. Es konnten einige Vorschläge zur Erhöhung der Qualität der Simulationen entwickelt werden, welche in weitere Folge im Arbeitspaket 3 übernommen wurden. Dadurch können nun abschließend die Methodik, die Datenbasis und die Ergebnisse des Arbeitspakets 3 als valide angesehen werden.

Das Projekt hybrid-VPP4DSO hat als eines der ersten Projekte in Europa die Idee des hybrid-VPP untersucht, dabei wurden sehr viele neue Erkenntnisse gewonnen, sowohl theoretischer als auch praktischer Natur, letztere v.a. durch das Arbeitspaket 5. Aus heutiger Sicht ist das hybrid-VPP Konzept in der Praxis darstellbar. Die Relevanz der untersuchten Thematik wird dadurch unterstrichen, dass aktuell vergleichbare Initiativen z.B. in Deutschland vorangetrieben werden. Die Konzepte des Ampelsystems und der Unterstützung des Verteilnetzbetriebs durch ein virtuelles Kraftwerk werden von den Projektpartnern AIT und cyberGRID im EU-Projekt InteGrid<sup>15</sup> weiterentwickelt. Aktuell werden im Rahmen von InteGrid Demoprojekte in Portugal und Slowenien vorbereitet, wodurch für die im Projekt hybrid-VPP4DSO entwickelten Konzepte und Technologien ein deutlicher Sprung im technischen und organisatorischen Reifegrad zu erwarten ist.

### 3.3. Hemmnisse für hybrid-VPPs

#### 3.3.1. (Netz)Technische Hemmnisse

Die Flexibilitäts-Verfügbarkeit ist teilweise nur ungenau bekannt bzw. schwer zu erheben. Das ist ein Hemmnis für den Einsatz der Flexibilität für den Netzbetreiber, da dieser für diese Use Cases eine hohe Sicherheit der Verfügbarkeit der Flexibilität benötigt. Gerade bei der Minimierung der Netzausbaukosten braucht der Verteilernetzbetreiber eine sehr hohe Verfügbarkeit der Flexibilität.

Es besteht bei einigen Netzbetreibern und Kraftwerksbetreibern eine sehr konservative Einstellung hinsichtlich des Einsatzes von hybrid-VPPs zur Optimierung der Netzauslastung, da „Kupfer“ als die sicherere Lösung gesehen wird.

Der Bedarf für hybrid-VPPs ist aus Netzsicht in Österreich aktuell nicht sehr groß. Die Netze sind in Österreich gut ausgebaut und daher besteht sehr wenig Anreiz für Verteilnetzbetreiber diese für den Netzbetrieb einzusetzen. Aus Sicht einiger Verteilernetzbetreiber ist vor allem der Rollout von E-Mobilität ein Treiber für die Notwendigkeit von hybriden-VPPs (siehe Chancen).

<sup>15</sup> <https://integrid-h2020.eu/>

Aus der Sicht von einigen Verteilernetzbetreibern bietet in Österreich die Unterstützung des hybrid-VPPs bei Wartung und Sonderschaltungen im Netzbetrieb derzeit keinen großen Vorteil.

Es besteht eine Konkurrenz für hybrid-VPPs durch technologische Entwicklungen wie z.B. vermehrte Blindleistungsbereitstellung durch erneuerbare Energien bzw. das dezentrale Einspeisemanagement einzelner Anlagen für die Kunden-Use Cases.

### 3.3.2. Regulatorische Hemmnisse

Der Anreiz der Verteilernetzbetreiber, sich Netzausbaukosten durch ein hybrid-VPP zu sparen, ist in Österreich eher gering. Es besteht Unsicherheit bzgl. der Anrechenbarkeit der Kosten. Der Betrieb eines hybrid-VPP verschiebt die Kostenstruktur tendenziell von CAPEX zu OPEX. Somit ist das Anbieten von netzdienlicher Flexibilität durch das hybrid-VPP im Vergleich zum Netzausbau eventuell benachteiligt. Es bedarf detaillierter Untersuchungen, ob diese Nachteile durch die Vorteile erhöhter Effizienz ausgeglichen werden können. Hier ist keine generelle Aussage möglich.

Es besteht Unsicherheit hinsichtlich der regulatorischen Anrechenbarkeit von Kosten für den Betrieb eines hybrid-VPPs zwecks Verminderung der Netzanschlusskosten für neue Kunden (Kunden-Use Case).

Der Netzbetreiber legt einen geeigneten Netzanschlusspunkt fest. Es ist nicht eindeutig definiert, wie im Kunden-Use Case der Netzanschlusspunkt des Kunden festgelegt werden sollte. Der Kunde hat keinen Anspruch auf einen für ihn günstigeren Netzanschlusspunkt welcher kundenseitige temporäre Abregelungen bedingen würde (Kunden-Use Case), der Verteilernetzbetreiber kann diese Option auf freiwilliger Basis anbieten.

Die aktuellen österreichischen Marktregeln (§21(1) EIWOG, umgesetzt in den Technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR; E-Control, 2017a) sehen vor, dass der Netzbetreiber in Krisenfällen Flexibilitäten abrufen kann, ohne dass eine finanzielle Kompensation zu gewährleisten ist. Diese Regelung verringert den Anwendungsbereich von netzunterstützenden hybrid-VPPs, da der Anreiz für den Verteilernetzbetreiber dadurch verringert wird vorab für die Flexibilität zu bezahlen. In Slowenien gibt es in den Marktregeln derzeit (noch) keine Definition für eventuelle finanzielle Kompensationen bei der Nutzung von Flexibilitäten in Krisenfällen.

Wenn Verteilernetzbetreiber als Betreiber der Infrastruktur für das hybrid-VPP auftreten (DSO als Market Facilitator (SGTF, 2013)), dann müssen die Kosten für die VPP Infrastruktur von den Kosten vom normalen Netzbetrieb abgegrenzt werden.

Die Vermarktung kleiner Flexibilitäten in einem hybrid-VPP ist derzeit noch nicht möglich. Kleine Flexibilitäten von Endverbrauchern mit einem Jahresverbrauch <100.000 kWh/a bzw. Anschlussleistung <50 kW werden derzeit in der Regel nach standardisiertem VDEW-Lastprofil prognostiziert und abgerechnet (E-Control, 2017b, SoMa 6). Es ist geplant, dass ab Februar 2018 diese auch mit Smart Metern abgerech-

net werden können bzw. bei Abstimmung zwischen Lieferant und Netzbetreiber eventuell auch schon früher (E-Control 2017b, SoMa 10). Erst dann können diese Endverbraucher tatsächlich flexibel an diesen Energiemärkten teilnehmen.

### 3.3.3. Wirtschaftliche Hemmnisse

Es gibt Bedenken bei Industrie- und Gewerbekunden bezüglich Qualitätseinbußen und daraus resultierenden wirtschaftlichen Verlusten bei ihren Erzeugnissen beim Anbieten von Flexibilitäten.

Die verbraucherseitigen Flexibilitäten müssen teilweise vorab geplant werden, d.h. tags zuvor muss die Lastverschiebung berücksichtigt werden, was die Teilnahme an ungeplanten bzw. kurzfristigen hybrid-VPP Use Cases verhindert und damit den monetären Nutzen für den Kunden verringert.

Auch Anbetracht der Tatsache, dass Flexibilität in Zukunft wichtiger werden wird, bestehen sowohl bei Flexibilitätskunden als auch bei einigen Verteilernetzbetreibern und Energieversorgern Bedenken, ob die Wirtschaftlichkeit von hybrid-VPPs mittelfristig darstellbar ist, da sich die Marktpreise in den letzten Jahren stark verändert haben. Insbesondere bei der Bereitstellung von netzdienlicher Flexibilität (DSO-Use Case) sind unter den gegebenen Rahmenbedingungen nur geringe Erlöse für Kunden und VPP-Betreiber zu erwarten.

### 3.3.4. Organisatorische Hemmnisse

Die Teilnahme für Flexibilitätskunden am Regelenergiemarkt kann abhängig vom Typ der Flexibilität kompliziert sein (zu hohe Unsicherheitsfaktoren bzw. zu kurzfristige Planbarkeit wenn z.B. Verschiebungen von Betriebszeiten bzw. Änderungen im Schichtbetrieb erforderlich werden) und es bestehen ähnliche Befürchtungen bei der Teilnahme an einem hybrid-VPP.

Flexibilitätsanbieter wollen oftmals nicht langjährig gebunden sein. Im aktuellen Entwurf des sogenannten Winter Pakets COM2016 (864) (EC, 2017a) ist eine Aggregator-Wechselmöglichkeit der Kunden von drei Wochen (vorbehaltlich Vertragsausgestaltung) vorgeschlagen. Der Verteilernetzbetreiber braucht jedoch langfristig planbare Flexibilität, damit er sich auf die Verfügbarkeit verlassen kann. Dafür bräuchte er Regelwerke für eine längere Bindungsmöglichkeit der Flexibilitäten.

Es bestehen Bedenken bei potenziellen Flexibilitätskunden hinsichtlich des Datenschutzes.

## 3.4. Chancen für hybrid-VPPs

Ein hybrid-VPP kann bei volatilen (erneuerbaren) Einspeiseanlagen bzw. bei einem starken Ausbau von Batterien, E-Mobility und Wärmepumpen zur Verringerung von Spannungsbandproblemen, vor allem in bereits bekannten stark belasteten Netzabschnitten, beitragen. Die Einsetzbarkeit des hybrid-VPPs kann von der jeweils vorherrschenden Erzeugungstechnologien (insbesondere der Volatilität der Anlagen) abhängig. D.h. ein guter Anwendungsfall des hybrid-VPP ist z.B. bei PV oder Windkraft. Zur Kompensa-

tion der volatiler werdenden Erzeugung gewinnt Flexibilität bzw. Demand Side Management zunehmend an Bedeutung (z.B. wegen des Potenzials Kosten im Ausbau der Netze zu reduzieren); auch in aktuellen Diskussionen zu zukünftigen Regulierungen/Gesetzen wird dies immer mehr zum Thema. Ein möglicher Einsatz des hybrid-VPPs wäre, überschüssige Energie von erneuerbaren Energieträgern in (Haushalts-)Speichern zu nutzen (Batteriespeicher, P2H, Stromspeicherheizung, Wärmepumpen, etc.).

Der Einsatz eines hybrid-VPPs zur Verringerung von Gleichzeitigkeiten und von eventuellen Engpässen im Netz wird zukünftig von höherer Bedeutung sein (Ladestationen für Elektromobilität, Einsatz von Wärmepumpen, etc.).

Ein hybrid-VPP ermöglicht eine bessere Auslastung der Betriebsmittel und damit eine Verschiebung des Netzausbaus (wenn überhaupt erforderlich) auf einen späteren Zeitpunkt. Dadurch wird vor allem eine rasche Reaktion bei notwendigen unvorhergesehenen Netzerweiterungen möglich.

Das hybrid-VPP kann den Verteilernetzbetreiber sowohl bei planmäßigen (angekündigten) Wartungen und Umschaltungen als auch bei Netzausfällen aufgrund von Umwelteinflüssen unterstützen kann. Wie in Deliverable 3.1 (D 3.1, 2017; Verteilernetzbetreiber-Use Cases) detailliert dargestellt, können dadurch unregulierte Überspannungsabwürfe von Erzeugungsanlagen signifikant verringert werden. Das hybrid-VPP ermöglicht außerdem eine kontrollierte Abregelung, was einem „unkontrollierten“ Abwurf von Kundenanlagen immer zu bevorzugen ist. Für einen sinnvollen Einsatz ist eine ausreichende Anzahl bzw. Größe an flexiblen Einheiten im hybrid-VPP erforderlich. Da Über-/ bzw. Unterspannungen besonders am Ende von Abzweigen auftreten, ist es insbesondere dort sinnvoll, Flexibilitäten zur Verfügung zu haben. Kunden die nahe an einer Transformatorstation angeschlossen sind, haben hingegen relativ wenig Einfluss auf die maximale bzw. minimale Netzspannung. Bei Einführung einer Qualitätsregulierung wird die Bedeutung dieses Anwendungsfalls für den Verteilernetzbetreiber noch deutlich zunehmen.

Netzkunden können bei Teilnahme an einem hybrid-VPP bzw. über ein Einspeisemanagement, je nachdem was bei für den jeweiligen Use Case sinnvoll ist, sich an einem näheren Anschlusspunkt anschließen und sich darüber Netzanschlusskosten Kosten ersparen (für weitere Details siehe D3, Beschreibung vom Kunden-Use Cases).

Wenn der Verteilernetzbetreiber als technischer Betreiber des VPPs und als Anbieter für mehrere Aggregatoren auftritt, dann bietet das für den Verteilernetzbetreiber mehrere Vorteile:

- der Verteilernetzbetreiber hat einen guten Überblick was im Netz passiert, da er zusätzliche Informationen über diese Schaltinfrastruktur bekommen kann
- der Verteilernetzbetreiber bekommt die Informationen der Marktteilnehmer über den Einsatz am Markt und er führt die Schalthandlungen für diese durch. Dadurch kann der Verteilernetzbetreiber in diesem Modell die Auswirkung der Schalthandlungen prüfen und auch selbst Schalthandlungen vornehmen.

Außerdem ergeben sich dadurch Synergie-Vorteile gegenüber zwei getrennten Systemen (Aggregator Verteilernetzbetreiber für Netzstützung und Aggregator für Marktlösungen) wenn Kommunikationsinfra-

struktur und virtuelles Kraftwerk vom Verteilernetzbetreiber betrieben werden können. Dies ist in der Variante „Flexibilität“ im Deliverable 5.2 vom Arbeitspaket 5, Task 5.6 „Regulatorische Rahmenbedingungen für hybride Virtuelle Kraftwerke“ beschrieben (D AP5 Task5.6).

Der Vorteil des hybrid-VPPs für den Verteilernetzbetreiber ist aus Netzsicht hauptsächlich dann gegeben, wenn mehrere flexible Kunden im Netz sind, sonst wird eine interne Abregelung der Erzeugungsanlage in Abhängigkeit der vor Ort gemessenen Spannung einfacher sein.

Das hybrid-VPP wird für den Verteilernetzbetreiber in Zukunft wahrscheinlich deutlich an Bedeutung gewinnen, da der Anteil der elektrischen Energieanwendungen weiter zunimmt (E-Mobilität, Umstellung fossiler Heizungsanlagen auf Strom, ...). Der Einsatz ist vor allem dort interessant, wo Lastspitzen nur für einen kurzen Zeitraum und konzentriert auftreten.

Unternehmen haben häufig einen sehr hohen Anspruch an die Spannungsqualität. In einigen Netzabschnitten in Slowenien überlegen Unternehmen daher den Einsatz von Speichern zur Überbrückung kurzzeitiger Spannungseinbrüche. Durch Teilnahme dieser Speicher in einem hybrid-VPP zur Netzausfallsüberbrückung könnten diese Speicher synergetisch sinnvoll genutzt werden.

Hinsichtlich Betreibermodelle wurden folgende potenzielle Ansätze/Rahmenbedingungen in den Experten-Workshops genannt:

- In Abhängigkeit von der Größe des Markts: großer Markt -> liberalisierter Ansatz; kleiner Markt -> Verteilernetzbetreiber als Betreiber des VPPs
- Ein Verteilernetzbetreiber als Betreiber der VPP-Infrastruktur wird zum Teil kritisch gesehen; Verteilernetzbetreiber und Vermarkter haben aber auf der anderen Seite bereits das Vertrauen der Kunden und werden so womöglich eher akzeptiert, als ein „unbekannter“ Aggregator.
- Es muss gewährleistet sein, dass der Kunde den Aggregator wechseln kann. Dies würde durch einen Betrieb der VPP-Infrastruktur durch den Netzbetreiber vereinfacht werden, da die Schaltinfrastruktur bei den Aggregatoren die gleiche wäre (Market Facilitator Modell).

Hinsichtlich Vergütungsmodelle wurden in den Experten-Workshops folgende Ansätze genannt:

- Unterbrechbare Tarife
- Zusätzliche Entschädigung für ausgefallene Energie
- Netztarife 2.0 / Leistungstarife

## 4. Empfehlungen und Ausblick

### 4.1. Empfehlungen für die allgemeinen Rahmenbedingungen

Bei Vorhandensein von ausreichender Flexibilität kann ein hybrid-VPP zur **Verringerung von Spannungsbandproblemen in kritischen Netzabschnitten** beitragen und damit den Anschluss zusätzlicher Kunden und erneuerbarer Einspeiser oder eine Verschiebung eines erforderlichen Netzausbaus auf einen späteren Zeitpunkt ermöglichen. Da Über- bzw. Unterspannungen besonders am Ende von Abzweigen auftreten, ist es insbesondere dort sinnvoll, Flexibilitäten zur Verfügung zu haben.

Aufgrund des starken Anstiegs von Erneuerbaren Einspeisern im Stromnetz, des Anstiegs der Elektromobilität oder des verstärkten Einsatzes von Wärmepumpen wird **zukünftig die Rolle eines hybriden VPPs noch weiter an Bedeutung gewinnen**, da dadurch z.B. Kosten für den Netzausbau reduziert werden können. Durch die so entstehende höhere Volatilität in der Erzeugung und die zu erwartenden höheren Lastspitzen wird der Bedarf für Flexibilität steigen.

Derzeit gibt es viele Veränderungen am Regelenergiemarkt. Auf der einen Seite wurde eine Markttrennung zwischen Österreich und Deutschland beschlossen, die preistreibend wirken kann. Auf der anderen Seite wurde am 16. März 2017 die Richtlinie „Guideline on Electricity Balancing“ (EC, 2017b.) verabschiedet, die Kooperationen für Imbalance Netting und eine gemeinsame, länderübergreifende Beschaffung von Regelenergie vorschreibt, wodurch die Liquidität des Marktes erhöht werden soll. Dies könnte tendenziell zu Preissenkungen führen. Die mittel- und langfristige Preisentwicklung am österreichischen Regelenergiemarkt ist daher nur schwer abschätzbar.

Unter den gegebenen Rahmenbedingungen ist die Vermarktung von Flexibilität an Day-Ahead und Intraday Märkten über ein hybrid-VPP in der Regel nicht wirtschaftlich darstellbar.

**Hochverfügbarkeit, Datenschutz und Datensicherheit sind wesentliche Faktoren beim Design der IKT-Architektur eines hybrid-VPPs.** Die Sicherheitsstandards beeinflussen die Kosten signifikant, was die erforderliche Menge an angeschlossenen Flexibilitäten zur Erreichung eines positiven Business Cases deutlich erhöht.

Nachfolgend sind mögliche Adaptierungen der Rahmenbedingungen zur Unterstützung der erfolgreichen Umsetzung von hybrid-VPPs sowie Anreize für die jeweiligen Zielgruppen als Empfehlung aus Sicht des Projektteams hybrid-VPP4DSO zusammengefasst. Diese sind unterteilt nach „regulatorischer Rahmen“ und den jeweiligen Zielgruppen „Verteilernetzbetreiber“, „Energieversorger und Aggregatoren“ sowie „Industrie- und Gewerbekunden sowie Erzeugungsanlagen“.

### 4.2. Weiterentwicklung des Regulatorischen Rahmens

**Schaffung von äquivalenten Voraussetzungen für netzdienliche Flexibilität im Vergleich zum Netzausbau:** Dazu ist eine Verringerung der Unsicherheiten bei den anrechenbaren Kosten für das VPP

notwendig. Dies beinhaltet die Anrechenbarkeit von „smarten“ Investitionsausgaben für Schaltinfrastruktur und Betriebskosten für den VPP-Betrieb in vergleichbarer Weise wie bei der Anrechenbarkeit der Netzkosten.

**Neue Output-Parameter für Netz-Benchmarking:** Wenn ein Smart Grid dazu beiträgt die Produktivität des Netzes langfristig zu steigern, würde eine Reduktion der Netzhöchstlast derzeit den Output-Parameter für die Anreizregulierung schwächen und damit einen negativen Effekt beim Benchmarking schaffen. Es müssen daher Lösungen in Richtung eines neuen Output-Parameters anstelle der Netzhöchstlast geschaffen werden.

**Anreize für die Nutzung von Synergien. Es kann gute Synergien geben, wenn ein Verteilernetzbetreiber das VPP betreiben darf:** Wenn ein Verteilernetzbetreiber das VPP betreiben darf, könnten Synergieeffekte genutzt und damit eine Kostenreduktion erzielt werden (z.B. Nutzung Kommunikationsinfrastruktur, Netzleittechnik inkl. Betriebspersonal, ...). Es soll geprüft und erlaubt werden, dass Verteilernetzbetreiber Schaltinfrastruktur für hybrid-VPPs als Dienstleistung für Marktteilnehmer betreiben und anbieten dürfen. Insbesondere die Kostenteilung und -anerkennung für die markt- sowie netzdienliche Nutzung gilt es zu klären.

**Anreize für Standardisierung/Harmonisierung von Kommunikations- sowie Schaltinfrastruktur:** Dadurch wird dadurch die Wechselmöglichkeit von Kunden ermöglicht bzw. vereinfacht und die Kosten bei einem Wechsel können verringert werden. Wichtig ist dabei zu berücksichtigen, dass Innovationen weiterhin möglich sind.

**Schaffung von entsprechenden Voraussetzungen für die Rolle des Verteilernetzbetreibers als neutralen Market Facilitator:** Die Rolle des Verteilernetzbetreibers sollte in Richtung eines neutralen Market Facilitators weiterentwickelt werden. Die könnte auch die diskriminierungsfreie Bereitstellung von VPP-Infrastruktur für die Marktteilnehmer beinhalten, wie es in Slowenien bereits realisiert wurde. Die im Entwurf zum sogenannten „Winterpaket“ (EC, 2017a) geplante Möglichkeit der Kunden zum kurzfristigen Wechsel des Flexibilitätsvermarkters würde dadurch sehr unterstützt werden.

**Schaffung der Voraussetzungen damit auch kleine Flexibilitäten in einem hybrid-vermarktet werden können:** Es ist geplant, dass ab Februar 2018 Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch <100.000 kWh/a bzw. Anschlussleistung <50 kW, die derzeit in der Regel nach standardisiertem VDEW-Lastprofil prognostiziert und abgerechnet werden, auch mit Smart Metern abgerechnet werden können bzw. bei Abstimmung zwischen Lieferant und Netzbetreiber eventuell auch schon früher (E-Control 2017b, SoMa 10). Erst dann können diese Endverbraucher tatsächlich flexibel an diesen Energiemärkten teilnehmen. Mit Schaffung dieser Voraussetzungen kann dann auch die Flexibilität dieser Kunden z.B. über ein hybrid-VPP an den Energiemärkten teilnehmen und für das Netz genutzt werden.

### 4.3. Empfehlungen für Verteilernetzbetreiber

Es sollte bei künftigen Netzausbauplanungen geprüft werden, ob ein virtuelles Kraftwerk zur Beeinflussung des Kundenverhaltens den Netzbetrieb unterstützen kann. Dies könnte auch die Einbeziehung einiger von Marktakteuren angebotener Flexibilität beinhalten. Dadurch könnte unter gewissen Voraussetzungen eine Effizienzsteigerung erzielt werden.

Ein hybrid-VPP könnte Verteilernetzbetreiber vor allem während „kurzzeitigen Spitzenzeiten“ unterstützen wie sie beispielsweise bei volatilen Einspeisern wie PV- und Windenergieanlagen und den damit eventuell auftretenden kurzzeitigen Überspannung auftreten können.

**Verteilernetzbetreiber als Market-Facilitator:** Die Rolle des Verteilernetzbetreibers als Market-Facilitator z.B. durch Bereitstellung der Kommunikationsinfrastruktur zu ihren Kunden sowie Mess-, Aggregations- und Schaltdienstleistungen für Aggregatoren/Flexibilitätsvermarkter bietet folgende Vorteile:

- Verteilernetzbetreiber können damit sowohl Aggregatoren/Vermarkter als auch ihren Netzkunden **innovative Dienstleistungen anbieten und zugleich Synergieeffekte nutzen**. Durch den Einsatz der neuen Zählergeneration (Smart Meter) inkl. Kommunikations- und Datenmanagement-Infrastruktur ist es möglich, entsprechende Kostenvorteile zu nutzen. Es kann der Aufbau einer Parallelinfrastruktur (VPP Betreiber parallel zu Netzbetreiber) für Kommunikation und Fernschaltung vermieden werden, da die erforderliche hohe Datenverfügbarkeit sichergestellt werden kann. Die Verteilernetzbetreiber sollten dafür im Smart-Meter Roll-out berücksichtigen, dass die Nachrüstung der Kundenschnittstelle des Smart Meters möglich ist und die Zähler mit Zustimmung des Kunden die erforderlichen Daten (Leistungsmessung!) auch in Intervallen geringer als 15 min (z.B.: 60 s, 2 s) liefern können, und die Kommunikationswege dafür geeignet sind (Bandbreite, Latenzzeit). Eine Zählervariante sollte Schaltkontakte bereitstellen können.
- Mittelfristig sollte der Verteilernetzbetreiber einen **zentralen Daten-Hub für alle berechtigten Marktteilnehmer anbieten** können. Dies würde auch den kurzfristigen Wechsel der Kunden zu anderen Aggregatoren unterstützen, welcher im aktuellen Entwurf des sogenannten „Winterpakets“ (EC, 2017a) vorgesehen ist.
- Für den Verteilernetzbetreiber bietet sich damit der Vorteil des **Zugangs zu erweiterten Information über die Vorgänge im Netz** und die genauen Zustände der Flexibilitäten **vereint mit der Möglichkeit, selbst Schalthandlungen kontrollieren bzw. im Bedarfsfall vornehmen zu können**.

### 4.4. Empfehlungen für Energieversorger und Aggregatoren

**Erhöhte Kundenbindung durch neue Dienstleistungen für die Kunden mittels hybrid-VPP:** Bei Betrieb des hybrid-VPP durch den Energieversorger kann auch Betreibern von klein- und mittelgroßen Anlagen (z.B. Wasserkraftanlagen) eine Teilnahme am Regelenergiemarkt ermöglicht und damit den Kunden eine zusätzliche Dienstleistung angeboten werden. Dadurch kann die Kundenbindung verstärkt werden.

**Verbesserte Abschätzung des Ausgleichsenergiebedarfs möglich:** Das hybrid-VPP bietet dem Energieversorger einen besseren Überblick über die Kundenanlagen und ermöglicht durch die verbesserte Datenverfügbarkeit eine bessere Day-Ahead Vorhersage und in Folge eine Verringerung der benötigten Ausgleichsenergiemenge und zusätzlich Informationen in Echtzeit zur Abschätzung des kurzfristigen Ausgleichsenergiebedarfs.

**Teilnahme des hybrid-VPP am Regelenergiemarkt ist wirtschaftlich interessant:** Die Teilnahme des hybrid-VPP am Markt für Tertiärregelenergie ist unter den derzeitigen marktwirtschaftlichen Rahmenbedingungen sowohl für den Betreiber des hybrid-VPP als auch für die Anbieter von Flexibilitäten wirtschaftlich interessant. Die Nutzung von Preisunterschieden am Spotmarkt über ein hybrid-VPP ist unter den derzeitigen Marktbedingungen jedoch nicht wirtschaftlich darstellbar.

**Mindestgröße eines hybrid-VPPs:** Ein hybrid-VPP sollte aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten Flexibilitäten von mindestens 15 MW mit Verfügbarkeiten größer ca. 65% vermarkten. Grundsätzlich verbessert sich die Wirtschaftlichkeit mit steigender Flexibilität (Leistung und Verfügbarkeit) je Anschlusspunkt.

**Sinnvolle Vertragsdauer für ein hybrid-VPP:** Eine sinnvolle Vertragsdauer aus Sicht des Aggregators sollte größer als 1 Jahr sein, eher in Richtung 2 Jahre. Längere Laufzeiten sind bei Kunden eher unerwünscht; bei kürzeren Laufzeiten fehlt die ausreichende Planbarkeit für den Verteilernetzbetreiber. Die im „Winterpaket“ angeführte, kurzfristige Wechselmöglichkeit der Kunden zu anderen Aggregatoren (EC, 2017a) würde den Business Case eines hybrid-VPPs erschweren.

**Vermiedene Anschlusskosten für Neukunden oder bei Erweiterungen:** Wenn die Einspeisung oder der Verbrauch über ein hybrid-VPP schaltbar ist, kann das zu einer Erleichterung oder Beschleunigung des Netzzugangs beitragen bzw. können in manchen Fällen günstigere Netzanschlusskosten erreicht werden.

**Zusatznutzen durch Visualisierung des Userverhaltens:** Das VPP ermöglicht einen sehr guten Überblick über das Userverhalten (auf Minutenbasis) und bietet somit einen Zusatznutzen für interessierte Unternehmen (z.B. durch Visualisierung des Potenzials zur Reduktion von Lastspitzen kann das leistungsbezogene Netznutzungsentgelt optimiert werden, etc.).

**Wirtschaftlicher Nutzen für die Kunden durch vermiedene Netzausfälle durch hybrid-VPP:** Der wirtschaftliche Nutzen für die Kunden durch vermiedene Netzausfälle, verursacht durch Umwelteinflüsse oder angekündigte Wartungen, durch den Einsatz eines VPP kann beträchtlich sein.

**Bei folgenden Einspeisern ist Flexibilitätsnutzung besonders interessant:** Zuschaltung (positive Regelenergie) von BHKWs, Wasserkraft über Speicher, Notstromaggregaten, Gasturbinen, etc. oder Einspeiserreduktion (negative Regelenergie), wenn kurzfristig zusätzlich mindestens 300 kW pro Standort und Schaltdauern von mindestens 4 h möglich sind. Die Einstellung auf einen externen Sollwert sollte innerhalb von max. 10 min. möglich sein.

Anlagen mit laufender Ökostrom-Tarifförderung ist gemäß derzeitiger Gesetzeslage (Stand 04/2017) in Österreich keine Teilnahme am Regelleistungsmarkt gestattet. Windenergie ist nur bedingt geeignet da eine Lieferung von Regelleistung nicht garantiert werden kann; diese darf daher nur im Pool mit einer anderen Technologie als Ausfallsreserve am Regelleistungsmarkt teilnehmen.

**Bei folgenden Lasten in Betrieben ist die Flexibilitätsnutzung besonders interessant:** Produktionsab- und -zuschaltungen, wenn der Prozess präqualifizierbar ist (d.h. nur, wenn mit der Maßnahme/Schaltung eine konstante Leistung sichergestellt werden kann; Leistung/Last regelbar auf 3% Genauigkeit). Gut geeignet sind daher z.B. Elektrolyseprozesse, Elektrowärme, regelbare Wärmepumpen und Kältemaschinen, Ladestationen für Elektromobilität, etc. wenn idealerweise mindestens 300 kW pro Standort über einen Zeitraum von mindestens 4 h schaltbar sind. Die Einstellung auf den Sollwert sollte für den Tertiärregelleistungsmarkt innerhalb von max. 10 min. möglich sein.

**Die interessantesten Schaltzeiten sind aus heutiger Sicht:**

- Positive Regelleistung (Zuschaltung von Erzeugern, Abschaltung von Lasten): im Sommer werktags morgens 4 bis 8 Uhr und abends 16 bis 20 Uhr; im Winter vorwiegend abends 16 bis 20 Uhr
- Negative Regelleistung (Abschaltung von Erzeugern, Zuschaltung von Lasten): am gesamten Wochenende 0 bis 24 Uhr und wochentags von 0 bis 4 Uhr, zukünftig ev. auch 4 bis 8 Uhr

**Vorlaufzeit für den Abruf der Flexibilität:** je kürzer desto besser; idealerweise  $\leq 10$  min; Generell sind Flexibilitäten mit Vorlaufzeiten von 24 h und mehr aktuell kaum für eine gewinnbringende Vermarktung einsetzbar.

**4.5. Ausblick**

Das Projekt hybridVPP4DSO hat als eines der ersten Projekte in Europa die Idee des hybrid-VPP untersucht, dabei wurden sehr viele neue Erkenntnisse gewonnen. Aus heutiger Sicht ist das hybrid-VPP Konzept in der Praxis darstellbar. Die Relevanz der untersuchten Thematik wird dadurch unterstrichen, dass aktuell vergleichbare Initiativen z.B. in Deutschland vorangetrieben werden. Wie in den vorherigen Kapiteln gezeigt wurde, hat sich im Projekt hybrid-VPP4DSO gezeigt, dass es derzeit noch Barrieren für hybrid-VPPs gibt und es wurde Handlungsbedarf aufgezeigt, um hybride Virtuelle Kraftwerke in Zukunft zu ermöglichen. **Rechtliche und regulatorische Entwicklungen**

Auch rechtlich gesehen ergeben sich in der letzten Zeit interessante Entwicklungen für den Betrieb von hybrid-VPPs: Im Vorwort zum sogenannten Winterpaket erkennt die Europäische Kommission in COM2016(864), dass die Netzkosten erheblich verringert werden könnten, „würde es den Verteilernetzbetreibern (VNB) gestattet, bestimmte Probleme bei der Stromerzeugung aus variablen Energiequellen stärker lokal anzugehen“ etwa durch das Management lokaler Flexibilitätsressourcen. Die Kommission vermutet, dass Aggregatoren „eine wichtige Rolle als Vermittler zwischen den Kundengruppen und dem Markt spielen“ werden (26). Das Paket sieht vor, dass Kunden einen Aggregator frei wählen können oh-

ne Zustimmung ihres Anbieters - jedoch muss der Vertrag innerhalb von drei Wochen kündbar sein (Artikel 13). Den „Aggregator“ definiert die Kommission in Artikel 2 als „einen Marktteilnehmer, der mehrere Kundenlasten oder erzeugten Strom zum Kauf, Verkauf oder zur Versteigerung auf einem organisierten Energiemarkt bündelt“; und einen „unabhängiger Aggregator“ als einen solchen „Aggregator, der mit keinem Anbieter oder sonstigen Marktteilnehmer verbunden ist“. An sich sind Aggregatoren nach Artikel 17 nicht verpflichtet Ausgleichszahlungen an Anbieter oder Erzeuger zu leisten, um jedoch die „entstehenden Vorteile gerecht auf die Marktteilnehmer verteilt werden, können die Mitgliedstaaten ausnahmsweise die Leistung von Ausgleichszahlungen zwischen Aggregatoren und Bilanzkreisverantwortlichen genehmigen“. Im Gegensatz zu der detaillierten Ausführung zu Aggregatoren und Laststeuerung findet der Term „virtuelle Kraftwerke“ keine Erwähnung im Kommissionsvorschlag. Als neue Aufgabe des Verteilernetzbetreibers definiert die Kommission in Artikel 31 die er zur Deckung von nicht frequenzgebundenen Hilfsdiensten in seinem Netz verwendete Energie, nach transparenten, nichtdiskriminierenden und marktbasieren Verfahren zu beschaffen, es sei denn eine Kosten-Nutzen-Analyse rechtfertigt eine andere Vorgehensweise. „Auf dem Weg zur Umgestaltung des Energiemarkts“ ist das Europäische Parlament (Europäisches Parlament 2016) „der Ansicht, dass einer Neugestaltung des Energiemarktes [unter anderem] durch die [...] Entwicklung der intelligenten Stromnetze und neue dezentrale Technologien der Energieerzeugung, die den Verbrauchern eine aktivere Rolle als Verbraucher und Erzeuger einräumen und eine bessere nachfrageseitige Steuerung ermöglichen“ erforderlich geworden ist.“ Wenngleich sich die zitierten Diskussionen zur Umgestaltung des Energiemarktes noch in einem frühen Stadium befinden, ist absehbar, dass in den nächsten Jahren tiefgreifende Änderungen bezüglich der Rolle der Verteilernetzbetreiber und Aggregatoren stattfinden werden.

#### 4.5.2. Weiterentwicklung vom hybrid-VPP-Konzept und internationaler Vergleich

Die Konzepte des Ampelsystems und der Unterstützung des Verteilernetzbetriebs durch ein virtuelles Kraftwerk werden von den Projektpartnern AIT und cyberGRID im EU-Projekt InteGrid<sup>16</sup> weiterentwickelt. Aktuell werden im Rahmen von InteGrid Demoprojekte in Portugal und Slowenien vorbereitet, wodurch für die im Projekt hybrid-VPP4DSO entwickelten Konzepte und Technologien ein deutlicher Sprung im technischen und organisatorischen Reifegrad zu erwarten ist. Dafür werden die Lösungen in einer integrierten Umgebung getestet und validiert. Unter diesen Tools wird das Ampel-System verfeinert, um mehrere Marktdesigns zu erfüllen und einen höheren technologischen Reifegrad zu erreichen. Modernste Prognose- und Optimierungsalgorithmen (wie Multi-Period Optimal Power Flow) werden integriert, um das Traffic Light System als Werkzeug für Verteilernetzbetreiber zu realisieren. Darüber hinaus wird das Konzept in einer Market-Hub-Plattform implementiert und vom Verteilernetzbetreiber Elektro Ljubljana im Rahmen des slowenischen Pilotprojekts eines technischen VPP getestet. Auf der Grundlage dieser Ergebnisse wird eine Skalierbarkeits- und Replizierbarkeitsanalyse durchgeführt, um das Potenzial dieses Konzepts unter verschiedenen Szenarien und Rahmenbedingungen zu bewerten. Es werden die österreichischen Ergebnisse des hybrid-VPP4DSO Projektes im internationalen Kontext erprobt und mit den Ergebnissen von anderen Europäischen Ländern verglichen. Darauf basierend können länderunabhän-

<sup>16</sup> <https://integrid-h2020.eu/>

gige Best Practices entwickelt werden, deren Implementierung und Übertragbarkeit dann auch für Österreich geprüft werden können.

## Literaturverzeichnis

Austrian Power Grid, „Annex - Informationstechnische Anforderungen Tertiärregelreserve,“ Austrian Power Grid, Wien, 2014.

C. Gutschi, M. Froschauer, J. Spreitzhofer, T. Esterl, R. Schwalbe, W. Friedl (2017): “Coordinated flexibility for distribution grids and balancing markets: Regulatory aspects and the configuration of the hybrid-VPP4DSO concept”, CIGRÉ Symposium Dublin, 29th of May – 2nd of June 2017, Dublin.

D1: J. Bleyl, D. Burnier de Castro, T. Ester, A. Zegers, L. Langer, U. Krisper, G. Lettner, B. Burgholzer, H. Auer, A. Fleischhacker, E. Meißner, G. Taljan, K. Zach, C. Gutschi (2015): " hybrid-VPP4DSO Deliverable 1 - Critical Network Areas and Business Models for hybrid-VPP-Services", Apr. 2015.

D2: G. Lettner, B. Burgholzer, H. Auer, A. Fleischhacker, T. Esterl, D. Burnier de Castro, L. Leimgruber, A. Zegers, K. Zach (2015): „Electricity price scenarios and qualitative analysis of hybrid-VPP business models, hybrid-VPP4DSO Deliverable 2“, Feb, 2015.

D4.4, 2017. Dokumentation Experten Workshop I, hybrid-VPP4DSO Deliverable 4.4

D4.5, 2017. Dokumentation Experten Workshop II, hybrid-VPP4DSO Deliverable 4.5

D5.1: W. Friedl, T. Esterl, J. Spreitzhofer, M. Froschauer (2017): „hybrid-VPP4DSO Deliverable 5.1 - Regulatorische Rahmenbedingungen für hybride Virtuelle Kraftwerke“, Mar. 2017.

D5: C. Gutschi, P. Nemcek, A. Andolsek, M. Kolenc, P. Smith, T. Esterl, J. Spreitzhofer, W. Friedl, M. Froschauer, S. Stukelj, W. Gawlik, G. Taljan, U. Krisper, B. Turha (2017): „hybrid-VPP4DSO Deliverable 5 – hybrid-VPP Forschungssysteme“, Dec. 2017.

DLMS User Association, 2013: „DLMS/COSEM – Meter data exchange for all energies,“ DLMS User Association, 2013. [Online]. Available: <http://www.dlms.com>. [Zugriff am 02 01 2016].

ebUtilities, 2015: „Energiewirtschaftlicher Datenaustausch,“ ebUtilities - Österreichs E-Wirtschaft, 2015. [Online]. Available: <http://ebutilities.at/energiewirtschaftlicher-datenaustausch.html>. [Zugriff am 05 05 2017].

EC, 2017a. Directive of the European Parliament and of the council on common rules for the

EC, 2017b. Guideline on Electricity Balancing; online: [https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20EB/Informal\\_Service\\_Level\\_EBGL\\_16-03-2017\\_Final.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20EB/Informal_Service_Level_EBGL_16-03-2017_Final.pdf) ; download am 30.06.2017

E-Control (2014): „Optionen zur Einbeziehung der Versorgungsqualität in derzeitige bzw. künftige Regulierungsrahmen für Stromverteilernetzbetreiber“, E-Control Working Paper No. 01/2014.

E-Control, 2014. Regulierungssystematik für die dritte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber. Wien.

E-Control, 2017a. Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR); online: <https://www.e-control.at/recht/marktregeln/tor>; download am 11.04.2017

E-Control, 2017b. Sonstige Marktregeln Strom; online: <https://www.e-control.at/recht/marktregeln/sonstige-marktregeln-strom>, download am 11.04.2017

Energienetze Steiermark, 2014. Allgemeine Bedingungen Bereich „STROM“ für den Zugang zum Verteilernetz der Energienetze Steiermark GmbH.

ETG im VDE Task Force RegioFlex, 2014. REGIONALE FLEXIBILITÄTSMÄRKTE - Marktbasierte Nutzung von regionalen Flexibilitätsoptionen als Baustein zur erfolgreichen Integration von erneuerbaren Energien in die Verteilnetze (VDE-Studie). VERBAND DER ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK e.V., Frankfurt am Main.

Europäisches Parlament, 2016: „Auf dem Weg zur Umgestaltung des Energiemarktes,“ Europäisches Parlament, Brüssel, 2016.

European Commission, 2014: List of actions selected for receiving financial assistance under CEF-Energy as of 21 November 2014. online:

[https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20141121\\_cef\\_energy\\_lists.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20141121_cef_energy_lists.pdf)

internal market in electricity, COM(2016) 864 final/2, 2016/0380 (COD); online: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1\\_en\\_act\\_part1\\_v7\\_864.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_en_act_part1_v7_864.pdf); download am 30.06.2017

J. Spreitzhofer, R. Schwalbe, D. Burnier de Castro, G. Taljan, U. Krisper, C. Gutsch, S. Stukelj, W. Gawlik, T. Esterl (2016): „hybrid-VPP4DSO: Einsatz von virtuellen Kraftwerken zur aktiven Verteilnetzunterstützung unter Berücksichtigung eines Flexibilitäts-Einsatzes an den Märkten“, 14. Symposium Energieinnovation, 10th – 12th of February 2016, Graz/Austria.

L. Leimgruber, 2016: Short-term dispatch model to evaluate the aggregation of distributed energy resources into a virtual power plant, Masterarbeit, TU Wien.

M. Bliem (2005): „Eine makroökonomische Bewertung zu den Kosten eines Stromausfalls im österreichischen Versorgungsnetz“, IHSK Diskussionspaper 02/2005.

M. Burger, B. Graeber, and G. Schindlmayr, Managing energy risk: An integrated view on power and other energy markets. Chichester, England, Hoboken, NJ: John Wiley & Sons, 2007.

M. Güneş, 2012: „Verification and Validation of Simulation Models,“ [Online]. Available: [https://www.mi.fu-berlin.de/inf/groups/ag-tech/teaching/2012\\_SS/L\\_19540\\_Modeling\\_and\\_Performance\\_Analysis\\_with\\_Simulation/10.pdf](https://www.mi.fu-berlin.de/inf/groups/ag-tech/teaching/2012_SS/L_19540_Modeling_and_Performance_Analysis_with_Simulation/10.pdf). [Zugriff am 3 7 2017].

M. Shahidepour, H. Yamin, and Z. Li, Market operations in electric power systems: Forecasting, scheduling, and risk management. [New York]: Institute of Electrical and Electronics Engineers, Wiley-Interscience, 2002.

R. Schwalbe, J. Spreitzhofer, D. Burnier de Castro, G. Taljan, U. Krisper, C. Gutsch, S. Stukelj, W. Gawlik, T. Esterl (2016): “hybrid-VPP4DSO: Using flexibility for market participation and active grid support in distribution systems”, First South East European Regional CIGRÉ Conference, 7th – 8th of June 2016, Portorož/Slovenia.

SGTF EG3, 2015. Regulatory Recommendations for the Deployment of Flexibility.

SGTF, 2013. EG3 First Year Report: Options on handling Smart Grids Data: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/xpert\\_group3\\_first\\_year\\_report.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/xpert_group3_first_year_report.pdf), download am 08.06.2017

Tim Mennel, Ulf Häger, Daniel Grote, Lutz Itschert, Jan Kays, André Seack, Oliver Werner, KEMA Consulting GmbH, DNV GL, 2015. Kosten-Nutzen-Analyse einer Ampelmodelllösung für den Strommarkt der Schweiz (Abschlussbericht No. 9015-898-02). Schweizer Bundesamt für Energie.

Wolfgang Fritz, Andreas Cronenberg, 2015. Koordination von Markt und Netz – Ausgestaltung der Schnittstelle (Abschlussbericht). Consentec GmbH.

## Kontaktdaten

### Tara Esterl

AIT Austrian Institute of Technology GmbH  
Giefinggasse 2 | 1210 Vienna | Austria  
T +43 50550-6077 | M +43 664 8157810 | F +43 50550-6390  
tara.esterl@ait.ac.at | www.ait.ac.at  
www.hybridvpp4dso.eu

### Christoph Gutschi

cyberGRID GmbH & Co KG  
cyberGRID Research and Innovation Center  
Impulszentrum Lebring | Parkring 6  
8403 Lebring | Austria  
+43 664 855 6991 | cg@cyber-grid.com