

TSO-DSO: Zukünftige Aufgaben und Rollen der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber

Report

Author(s):

Fuchs, Alexander

Publication date:

2018-09-04

Permanent link:

<https://doi.org/10.3929/ethz-b-000345835>

Rights / license:

[In Copyright - Non-Commercial Use Permitted](#)

Abschlussbericht

Auftraggeber:	Schweizerische Gesellschaft für Energie- und Netz- forschung - SGEN
Partner:	Swissgrid, EWZ
Titel:	TSO-DSO: Zukünftige Aufgaben und Rollen der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber
Datum:	4. September 2018
Revision:	V2.1
Autoren:	Dr. Alexander Fuchs

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungen	1
Executive Summary	2
1 Einleitung	3
1.1 Ausgangslage	3
1.1.1 Hintergrund	3
1.1.2 Forschungsstand	4
1.2 Studienziele	4
1.2.1 Umfang der Ergebnisse	5
1.2.2 Bedeutung der Ergebnisse	6
1.3 Arbeitsprogramm	6
2 Das Energieversorgungssystem der Schweiz	8
2.1 Physikalisches Modell des Schweizer Elektrizitätsnetzes	8
2.1.1 Struktur des Schweizer Elektrizitätsnetzes	8
2.1.2 Rollen und Verantwortlichkeiten im Netzbetrieb	10
2.2 Lastausgleich und Elektrizitätsmärkte	11
3 Bestandsaufnahme Interaktion TSO-DSO: Literatur	12
3.1 Heutige und zukünftige Rollen von TSO und DSO	12
3.1.1 Heutige TSO-DSO Interaktion	12
3.1.2 Zukünftige TSO-DSO Interaktion	13
3.2 Bereiche der TSO-DSO Interaktion	13
3.2.1 Lastausgleich mit DSO Unterstützung	13
3.2.2 Engpass an der TSO-DSO-Schnittstelle	17
3.2.3 Engpass auf Leitungen im Übertragungsnetz	18
3.2.4 Spannungshaltung	18
3.2.5 (Anti-) Islanding, Resynchronisierung & Schwarz-Start	19
3.2.6 Koordinierter Netzschutz	20
4 Bestandsaufnahme Interaktion TSO-DSO: Interviews	21
4.1 Engpass an der Schnittstelle zwischen Swissgrid und VNB	21
4.2 Engpass in Leitungen des Übertragungsnetzes	22
4.3 Herausforderung Lastausgleich	22
4.4 Spannungsunterstützung	23
4.5 Blackstart, Synchronisierung, Anti-Islanding	24
4.6 Koordinierter Netzschutz	24
4.7 Dynamische Netzstabilität	24
4.8 Weitere Aspekte zur Koordination zwischen Swissgrid und den VNB	25
5 Fallbeispiel 1: Regelenergie im Verteilnetz	26
5.1 Szenario Modell	27
5.1.1 Netzgebiet und Modifikationen	27
5.1.2 Industrielle Lasten und verteilte Erzeugung	28
5.1.3 Flexibilitätspotential in Haushalten	32

5.2	Lineare Lastflussmodellierung	34
5.3	Flexibilität für Redispatch-Unterstützung	35
5.3.1	Redispatch Daten	35
5.3.2	Optimierungsproblem für Redispatch-Unterstützung	36
5.4	Flexibilität für Sekundärregelreserve	36
5.4.1	Daten für die Sekundärregelreserve	36
5.4.2	Optimierungsproblem für Sekundärregelreserve	37
5.5	Simulationsparameter	37
5.5.1	Netzmodell: Kupferplatte vs. Lastflussmodell	38
5.5.2	Modifizierung der Last- und PV Profile	38
5.5.3	Kosten-Sensitivitätsfunktion	39
5.5.4	Regelung und Kommunikation	40
5.6	Simulationsergebnisse	43
5.6.1	Ergebnisse Redispatch-Unterstützung	43
5.6.2	Ergebnisse Sekundärregelreserve	49
5.7	Zusammenfassung und Handlungsempfehlung	50
6	Fallbeispiel 2: Koordinierter Netzbetrieb	53
6.1	Ausgangslage	53
6.2	Problemformulierung	54
6.2.1	Netzdaten	54
6.2.2	Netzmodellierung	54
6.3	Kapazitätsgrenzen des isolierten DSO Netzes	55
6.3.1	Modellannahmen	55
6.3.2	Resultate	56
6.4	Kapazitätsgrenzen des gekoppelten TSO-DSO Netzes	61
6.4.1	Interaktionsstufen zwischen TSO und DSO	61
6.4.2	Modellannahmen	61
6.4.3	Resultate	63
6.5	Potentielle Erweiterungen für vertiefende Studien	78
6.6	Zusammenfassung und Handlungsempfehlung	78
7	Zusammenfassung	80
7.1	Stand der TSO-DSO Interaktion	80
7.2	Handlungsempfehlungen zur TSO-DSO Interaktion	80
7.2.1	Regelenergie im Verteilnetz	80
7.2.2	Koordinierter Netzbetrieb	80
7.3	Ausblick	81
A	Anhang	82
A2	Das Energieversorgungssystem der Schweiz	83
A2.1	Lastausgleich	83
A2.1.1	Das Bilanzgruppensystem und Ausgleichsenergie	83
A2.1.2	Regel Reserve	85
A2.1.3	Redispatch Massnahmen	88
A2.2	Elektrizitätsmärkte	88

A2.2.1	Elektrizitätsbörse und Handel	88
A2.2.2	Regelenergiemarkt	90
A2.2.3	Elektrizitätsmarkt für Endkunden	90
A5	Fallbeispiel 1: Regelenergie im Verteilnetz	92
A5.1	Allgemeine Variablen	92
A5.2	Lineare Lastflussmodellierung	92
A5.3	Optimierungsproblem für Redispatch-Unterstützung	93
A5.4	Daten für die Sekundärregelreserve	95
A5.5	Optimierungsproblem für Sekundärregelreserve	95
A5.6	Modifizierung der Last- und PV Profile	97
A5.7	Kosten-Sensitivitätsfunktion	97
A5.7.1	Ergebnisse Sekundärregelreserve	97
A6	Fallbeispiel 2: Koordinierter Netzbetrieb	98
	Literatur	99

Abkürzungen

AC Alternating Current / Wechselstrom. [93](#)

BG Balance Group / Bilanzgruppe. [10](#)

BGM Balance Group Manager / Bilanzgruppenmanager. [10](#)

CEER Council of European Energy Regulators / Rat der Europäischen Energieregulatoren. [12](#)

DC Direct Current / Gleichstrom. [38](#)

DRES Distributed Renewable Energy Sources / Verteilte Erneuerbare Energiesysteme. [3](#)

DSM Demand Side Management / Lastregelung. [33](#)

DSO Distribution System Operator / VNB Verteilnetzbetreiber. [3](#)

EEX European Energy Exchange / Europäische Energiebörse. [88](#)

EPEX European Power Exchange / Europäische Leistungsbörse. [88](#)

ESS Energy Storage System / Energiespeichersystem. [27](#)

EV Electric Vehicle / Elektrisches Fahrzeug. [32](#)

MCP Market-Clearing-Price / Markträumung. [90](#)

MOL Merit-Order-List / Liste der Leistungsreihenfolge. [90](#)

MOP Merit-Order-Principle / Reihenfolge der Leistung. [90](#)

NERC North American Electric Reliability Corporation / Nordamerikanischer Zusammenschluss für Elektrische Zuverlässigkeit. [15](#)

NTC Net Transfer Capacity / Netto Übertragungskapazität. [88](#)

OPF Optimal Power Flow / Optimaler Lastfluss. [43](#)

PAB Pay-As-Bid / Bezahlung nach Gebot. [90](#)

PPA Power Plant Asset Owner / Kraftwerksbesitzer. [10](#)

PPO Power Plant Operator / Kraftwerksbetreiber. [10](#)

PV Photovoltaic. [26](#)

SAS System and Plant Supervisor / System und Kraftwerksüberwacher. [10](#)

SMES Superconducting Magnetic Energy Storages / Supraleitende Magnetische Energiespeicher. [31](#)

SSP System Service Provider / Systemdienstleister. [10](#)

TSO Transmission System Operator / ÜNB Übertragungsnetzbetreiber. [3](#)

UCTE Union for the Coordination of the Transmission of Electricity / Vereinigung für die Koordination der Elektrizitätübertragung. [85](#)

Executive Summary

Die vorliegende Studie ist eine qualitative und quantitative Analyse der heutigen und zukünftigen Interaktion zwischen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB, TSO, Swissgrid) und den Verteilnetzbetreibern (VNB, DSO, z.B. EWZ) der Schweiz. Ausgangspunkt bildet eine Bestandsaufnahme der aktuellen Organisationsstruktur des Netzbetriebes. Auf Basis einer Literaturrecherche wird die Situation durch Interviews mit den Projektpartnern und anderen Netzakteuren der Schweiz erfasst. Dabei fließen auch deren individuelle Aufgaben und Ziele als Randbedingungen in die Untersuchung ein.

Die Interviews erfassen das Thema Interaktion zwischen TSO und DSOs in der Breite mit allen Themen vom Engpassmanagement, der Reserveenergie und der Spannungsunterstützung bis hin zum Netzschutz. Es kristallisieren sich zwei Fragestellungen heraus die in detaillierten Fallstudien genauer untersucht werden. Für die Untersuchungen wurde ein flexibles Softwarewerkzeug entwickelt, welches leicht auf alternative Netzbeispiele und Szenarien angewendet werden kann.

In der ersten Fallstudie wird die aggregierte Beschaffung von Redispatch- und Reserveenergie im Verteilnetz untersucht, bei der es zur Interaktion zwischen TSO, DSO und Aggregator kommt, um mögliche Engpässe zu vermeiden. In einem Testmodell eines EWZ-Verteilnetzes werden drei Interaktionsmodelle mit unterschiedlichem Kommunikationsaufwand anhand historischer Zeitreihen für Redispatchleistung und Sekundärreserve verglichen. Es zeigt sich dass schon ein einfaches Interaktionsmodell wie ein Ampelsystem zum Anzeigen der Netzüberlastung ausreicht, um einen wesentlichen Teil der möglichen Regelenergie zu erbringen, ohne das Verteilnetz zu überlasten. Die Simulationen belegen auch dass der Einsatz aggregierter Flexibilitäten im Verteilnetz für die Sekundärregelreserve sehr lukrativ sein kann und ein hohes Potential hat. Hingegen spielt die Erbringung von Redispatchleistung in Verteilnetzen eine untergeordnete und wirtschaftlich gegenwärtig nicht sehr sinnvolle Rolle, was vor allem an der zu geringen Häufigkeit, der Vergütungsstruktur und den hohen betroffenen Leistungen liegt.

Das zweite Fallbeispiel befasst sich mit dem koordinierten Netzbetrieb zwischen TSO und DSO und dem Engpassmanagement bei vermaschten Verteilnetzen. Es wird untersucht wie das vorhandene physikalisch gekoppelte Netz von TSO und DSO optimal genutzt werden kann. Ziel ist dabei, für verschiedene Stufen der Koordination und des Informationsaustausches den Nutzen der resultierenden Flexibilitätsbereiche zu charakterisieren, und die Risiken für die Netzsicherheit abzuschätzen. Auch hier werden drei Interaktionsstufen verglichen - vom unabhängigen Betrieb, über den Austausch eines aggregierten Netzmodells bis hin zur Koordination der Einstellung der Trafos an der Schnittstelle zwischen TSO und DSO. Bereits der Austausch eines einfachen Netzmodells hat ein hohes Potential, die Netzsicherheit zu erhöhen. Ein Koordinierter Trafo-Betrieb kann zudem die Gesamtflexibilität des Netzes deutlich erhöhen. Langfristig können durch die systematische Vermeidung von Engpässen so auch Investitionen in den Netzausbau vermieden werden.

Auf Basis der Ergebnisse ist abzusehen, dass eine verbesserte Koordination des Netzbetriebes zwischen TSO und DSO zu beiderseitigem Vorteil ist. Auch mit geringem Kommunikationsaufwand, zum Beispiel einzelner Netzparameter und Arbeitspunkte für die Day-ahead Planung können für beide Seiten eine verbesserte Informationssituation erreicht werden. Eine verbesserte Informationssituation oder gar eine koordinierte Auswahl gemeinsamer Netzvariablen führt insgesamt zur verbesserten Einhaltung der Sicherheitsreserven, geringeren unerwarteten Netzfluktuationen und letztlich zu geringeren Netzbetriebskosten.

Die Kommunikationsstruktur für diesen Informationsaustausch ist weithin vorhanden. Für die Zukunft und eine schrittweise Umsetzung der Konzepte stellen sich vor allem organisatorische Fragen sowie die Einbindung der regulatorischen Randbedingungen, der erweiterten Kommunikationsstruktur und der Finanzierung.

1 Einleitung

1.1 Ausgangslage

1.1.1 Hintergrund

Das nationale und internationale Umfeld der Schweizerischen Energieversorgung steht vor starken Veränderungen.

Die Entwicklung des Europäischen Energiesystems hin zu verteilten erneuerbarer Energiequellen ([Distributed Renewable Energy Sources / Verteilte Erneuerbare Energiesysteme \(DRES\)](#)) geht einher mit einer aktiveren Rolle der Verbraucher. Die Verbraucher nehmen an der Erzeugung teil und haben die Möglichkeit ihren eigenen Energieverbrauch zu regeln und zukünftig ihre Flexibilität als Teil verschiedener aggregierter Energiedienstleistungsprodukte anzubieten. Der zunehmende Einsatz von Smart-Grid Technologien ermöglicht einen neuen Freiheitsgrad des Netzbetriebes.

Die neue Rolle der Verbraucher und die neuen Freiheitsgrade resultieren in neuen Herausforderungen für den Betrieb des Netzes: Zum Beispiel resultieren höhere [DRES](#) Anteile in höherer Unsicherheit der Produktionsvorhersage. Weiterhin können nunmehr bidirektionale Elektrizitätsflüsse auftreten aufgrund der vermehrten Produktion ausserhalb des Übertragungsnetzes. Es werden neue Lösungen benötigt um die Sicherheit und Qualität der Energieversorgung sicherzustellen.

Als Folge werden die zukünftigen Aufgaben der Stromversorger stark durch neue Herausforderungen und Rahmenbedingungen beeinflusst, sowohl für den [Transmission System Operator / ÜNB Übertragungsnetzbetreiber \(TSO\)](#) als auch für die [Distribution System Operator / VNB Verteilnetzbetreiber \(DSO\)](#). Dazu gehören

- zunehmende volatile und dezentrale Stromproduktion,
- regionale temporäre Netzengpässe auf verschiedenen Netzebenen, und
- steigende und schwankende paneuropäische Stromflüsse durch die Schweiz als Energieland.

Es stellt sich die Frage wie die vorhandenen Flexibilität und Regelmöglichkeiten auf allen Netzebenen verwendet und koordiniert werden können um einen sicheren und wirtschaftlichen Netzbetrieb zu erreichen. Es gibt zwei Hauptauswirkungen auf das Schweizer Stromnetz, denen die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber gemeinsam begegnen müssen: die Ausregelung der Leistungsbilanz und das Engpassmanagement.

Zum einen führt die zunehmende Volatilität der Erzeugung, der Prognosefehler und starken unvorhergesehenen Erzeugungsschwankungen zu einem wachsenden Bedarf an Regelreserve um die schweizweite Leistungsbilanz des Netzes auszugleichen. Diese kann zentral auf Übertragungsebene oder zukünftig auch vermehrt auf Verteilnetzebene beschafft werden. Die kostenoptimale Umsetzung in Verbindung mit der allgemeinen Energiebeschaffung erfordert eine Koordination zwischen beiden Ebenen. Zum anderen führen die stark schwankenden Last- und Einspeiseprofilen auf Mittel- oder Niederspannungsebene, zum Beispiel durch Photovoltaikanlagen, schon heute zu Engpässen durch Verletzung der thermischen Grenzen oder Spannungsgrenzen. Die Engpässe können im Übertragungsnetz, im Verteilnetz oder an der Schnittstelle zwischen den beiden Netzen auftreten. Das Engpassmanagement kann isoliert auf der betroffenen Netzebene erfolgen oder aber durch Koordination zwischen beiden Ebenen. Ein Beispiel für einen koordinierten Lösungsansatz ist eine angepasste Kommunikationsstruktur zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber um kurzfristige starke Änderungen der

Lastprofile auf Verteilnetzebene mit dem Übertragungsnetzbetreiber abzustimmen um Engpässe zu vermeiden.

Grundlage der Studie bilden die klassischen Aufgaben der Stromversorger und deren gegenwärtige Aufteilung zwischen Verteilnetzbetreibern, Übertragungsnetzbetreibern, Produzenten und Konsumenten. Dazu gehören der kontinuierliche Ausgleich von Angebot und Nachfrage, die Überwachung und Steuerung von Netzkomponenten, die Einhaltung der Spannungsbereiche, der Netzschutz, die Wiederherstellung des Netzes nach Systemausfällen, sowie die Systementwicklung.

Um diese Anforderungen an die Stromversorgung auch in Zukunft zu gewährleisten ist eine einheitliche Untersuchung des Zusammenspiels von Übertragungsnetzbetreibern und Verteilnetzbetreibern erforderlich. Dabei sind auch neue Lösungsansätze wie die flexible Steuerung von Lasten und Speichern oder die Integration von dezentralen Echtzeitinformationen zu berücksichtigen. Die notwendigen Änderungen des täglichen Netzbetriebes und den Netzinvestitionen auf allen Ebenen gehen einher mit langfristigen Adaptionen der Interaktion zwischen den Netzakteuren mit gemeinsamen Herausforderungen.

1.1.2 Forschungsstand

Im Internationalen Vergleich gibt es eine Vielzahl von Ansätzen zur Aufgabenverteilung zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Verteilnetzbetreibern. Der gegenwärtige Stand der Ansätze ist auf nationaler Ebene dokumentiert und berücksichtigt die regionalen Gegebenheiten, historische Entwicklung der rechtlichen Rahmenbedingungen sowie die bisherigen Investitionen in die Netzinfrastruktur des jeweiligen Landes.

Die Untersuchungen zur Zukunft des Schweizer und Europäischen Elektrizitätsnetzes haben zwei prinzipielle Betrachtungspunkte. Zum einen erfolgt die Analyse globaler Energietrends mit stark aggregierten Netzmodellen und Szenarien. Diese Betrachtungsweise kann als *top-down* bezeichnet werden. Zum anderen erfolgt die Analyse lokaler Strategieanpassungen und Netzregionen mit einer stark vereinfachten Modellierung des Übertragungsnetzes. Diese Betrachtungsweise kann als *bottom-up* bezeichnet werden.

Die Entwicklung von technischen, betrieblichen und organisatorischen Massnahmen für das zukünftige Schweizer Elektrizitätsnetz erfordert die Verbindung der beiden Betrachtungsweisen.

1.2 Studienziele

Im Rahmen der Studie werden die künftigen Anforderungen an das Schweizerische Übertragungs- und Verteilnetz und deren Akteure untersucht, Lösungsvarianten entwickelt und im Hinblick auf die veränderten Rollen beurteilt werden. Die Beurteilungskriterien umfassen zum Beispiel die kostenminimale Umsetzung oder die Berücksichtigung bereits vorhandener Infrastruktur beinhalten. Ziel der Untersuchungen ist, dass die Versorgungssicherheit auf dem heutigen hohen Niveau erhalten bleibt. Die Anforderungen an den Gesamtnetzbetriebes enthalten technische und betriebliche Aspekte:

- Versorgungssicherheit und die Ausregelung von Angebot und Nachfrage.
- Sicherheit von Übertragungsleitungen, Trafos, Verteilleitungen und der Spannungsstabilität.
- Effiziente Reaktion bei Engpässen, Inselbetrieb und erneute Netzinbetriebnahme.
- Verantwortlichkeit für den Netzschutz.

-
- Steuerung von Speichern, Lasten (zentral und dezentral) und Netzausbau zur Erhöhung der Flexibilität und Stabilität.
 - Internationale Marktanbindung und die Nutzung zusätzlicher Preisanreize für Produzenten und Konsumenten.
 - Integration von zukünftigen Leistungsflüssen im europäischen ENTSO-E Netz, besonders im Hinblick auf die Schweiz als Transitland und Anbieter von Hydrospeichern.

Die gegenwärtige Verteilung dieser Aufgaben zwischen Produzenten, Verteilnetz- und Übertragungsnetzbetreiber wird mit den zukünftigen Entwicklungsszenarien abgeglichen und Massnahmen abgeleitet.

Hauptziel ist dabei die Analysen und potentiellen Betriebsprobleme mit der quantitativer Simulation von zwei Netzfallstudien zu belegen. Die Folgen unterschiedlicher Massnahmen sollen durch konkrete Beispielszenarien illustriert und bewertet werden.

1.2.1 Umfang der Ergebnisse

Die Studie stellt eine grundlegende Analyse der gegenwärtigen Schweizer Netzsituation dar. Das heutige Zusammenspiel und die Interaktion zwischen den Akteuren (Übertragungsnetzbetreibern, Verteilnetzbetreibern, Aggregatoren, Endkunden, Produzenten) wird untersucht und mit den zukünftigen Herausforderungen abgeglichen.

In den abgeleiteten Fallstudien werden zwei Kernaspekte genauer untersucht.

1.2.1.1 Aggregierte Flexibilität im Verteilnetz In der ersten Fallstudie wird geprüft wie die Versorgungssicherheit durch aggregierte Flexibilitäten im Verteilnetz unterstützt werden kann. Es wird die Unterstützung von Redispatchmassnahmen des TSO sowie die Sekundärregelreserve untersucht. Dazu wird ein Flexibilitätsmarkt entworfen und mit historischen Zeitreihen aus dem Jahr 2015 für Redispatch und Sekundärregelung untersucht. Mit den Investment- und Betriebskosten der verschiedenen Flexibilitäten wird eine Preisspanne für jedes charakteristische Flexibilitätsprodukt bestimmt. In einem zweiten Schritt wird die optimal Allokation des Flexibilitätsportfolios in verschiedenen Netzszenarien ermittelt. Diese Szenarien stellen die Verteilnetzsituation bei einem hohen flexiblen DRES-Anteil und bei einer Engpasssituation dar. Zusätzlich wird der erforderliche Kommunikationsgrad zwischen Aggregator, Verteilnetzanschluss und der Verteilnetzbetreiber ermittelt. Dabei gibt es drei Parameterarten die variiert werden und deren Berücksichtigung die Flexibilitätsregelung beeinflusst:

- Art des Verteilnetzmodells (Kupferplatte vs. volles Netzmodell)
- Grad der regelbaren Flexibilität (volle Kommunikation und Koordination der Regelung vs. keine Kommunikation und einfach zentrale Regelung)
- Preissensitivität der Flexiblen Assets (feste Flexibilitätspreise vs. Variable Preis-Nachfrage-Kurve)

Die einzelnen Parameter werden im Detail in Abschnitt 5.5 vorgestellt. Die Ergebnisse quantifizieren das jeweilige Potential und die wirtschaftlichen Vorteile welche durch Wirkleistungunterstützung von Redispatch und Sekundärreserve erreicht werden können.

1.2.1.2 Koordinierter Netzbetrieb zwischen TSO und DSO In der zweiten Fallstudie wird untersucht wie ein koordinierter Netzbetrieb zwischen dem TSO und den DSOs aussehen kann. Es geht nicht um eine vollständige Integration der Netzleitstellen, sondern um einen punktuellen Austausch von einzelnen Netzparametern. Es werden drei Informationsflüsse untersucht:

- Ermittlung und Bereitstellung der erlaubten Transferkapazität des vermaschten Verteilnetzes durch den DSO.
- beidseitiger Austausch eines reduzierten Netzmodells aus Sicht der Grenzleitungen zwischen den jeweiligen Anschlusspunkten.
- Ermittlung und Bereitstellung der erwarteten Fluktuationen der Übertragungsnetzflüsse durch den TSO.

Für jeden Fall werden Rechen- und Kommunikationsaufwand sowie potentielle Vorteile für beide Netzpartner abgeschätzt.

Das Endergebnis der Studie ist ein Portfolio von möglichen Massnahmen mit verschiedenen Strategien, die im Spannungsfeld von Sicherheitsanforderungen, Änderungsbereitschaft, Investitionsvolumen und Betriebsvorgaben gewählt werden können. Der Plan ist belegt mit konkreten Ergebnissen einer realistischen Simulation von zwei Netzbeispielen der Projektpartner Swissgrid und EWZ. Damit einhergehend wird eine Methodik zur individuellen Anpassung der Strategien an alternative Szenarien entwickelt.

1.2.2 Bedeutung der Ergebnisse

Die Studie stellt die erste umfassende Analyse zur Entwicklung des Schweizer Energiesystems dar, die die gegenwärtige Struktur und Organisation aller Netzebenen in die Betrachtung einbezieht und Massnahmen entwickelt um die zukünftige Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Die Ergebnisse verbinden die Einsichten der globalen Entwicklung mit den spezifischen Randbedingungen der Schweizer Netz- und Erzeugungsinfrastruktur.

Ein Schlüsselement ist die direkte fachliche Zusammenarbeit mit den Schweizer Netzbetreibern um die Anwendbarkeit des Massnahmenkataloges auf die bestehende Netzinfrastruktur und Betriebsprozesse sicherzustellen. Ferner können durch die indirekte Zusammenarbeit mit weiteren industriellen und akademischen Partnern in anderen Projekten weitere fachübergreifende Ansätze in die Analyse einfließen.

1.3 Arbeitsprogramm

Die Studie umfasst Arbeitsschritte zum Erfassen der gegenwärtigen Netzsituation, Analyse der zukünftigen Entwicklung und dem Ableiten von Handlungsempfehlungen. Jeder Schritt umfasst eine grundlegende Dokumentation sowie, wo zutreffend, eine quantitative Analyse durch Simulation.

Arbeitspaket 1: Bestandsaufnahme (3 PM)

S1.1 Literaturrecherche (M1-M1) In diesem Arbeitsschritt werden bestehende Studien zur heutigen und zukünftigen Aufgaben- und Rollenverteilung zwischen Verteilnetz- und Übertragungsnetzbetreibern und weiteren Akteuren erfasst.

S1.2 **Bestandsaufnahme: Netzbetrieb** (M2-M3 Hauptziel dieses Arbeitsschrittes ist die Bestandsaufnahme möglicher technischer, ökonomischer und organisatorischer Ansätze zum sicheren Netzbetrieb sowie der Preisstruktur der Netznutzungskosten mit den Schweizer Verteilnetz- und Übertragungsnetzbetreibern und anderen Akteuren. Dieser Schlüsselschritt erfordert die Zusammenarbeit mit Vertretern der jeweiligen Stromnetzakteure. Ziel ist die Erfassung der Netzsituation, des derzeitigen Netzbetriebes sowie der erwarteten Entwicklungen.

Arbeitspaket 2: Analyse (6 PM)

S2.1 **Analyse der zukünftigen Interaktion zwischen ÜNB-VNB und anderen Akteuren.** (M4-M6 In diesem Schritt werden die gegenwärtigen Interaktionen zwischen Übertragungsnetz- und Verteilnetzbetreibern und anderen Akteuren analysiert und mögliche Synergien und Entwicklungen einer möglichen Neuausrichtung der Interaktionen basierend auf die zukünftigen technischen Herausforderungen identifiziert. Es erfolgt nachher eine Abschätzung deren Dringlichkeit.

S2.2 **Quantitative Analyse der Auswirkung zukünftiger Netzbetriebsstrategien auf die Versorgungssicherheit** (M7-M9 Die Auswirkung zukünftiger Netzbetriebsstrategien auf die Versorgungssicherheit wird durch zwei konkrete Netzfallstudien analysiert (möglicherweise EWZ und CKW). Zu diesem Zweck werden die Netze in die MATLAB-Simulationsumgebung aufgebaut und die Referenzszenarien für die Simulation ausgewählt und implementiert. Die Betriebsstrategien werden dann per Simulation im Hinblick auf globale Energieszenarien sowie der verbundenen Betriebs- und Investitionskosten analysiert.

Arbeitspaket 3: Ableiten von Empfehlungen (3 PM)

S3.1 **Erstellung eines Massnahmenkataloges** (M10-M11 Basierend auf die Resultate von Schritt S2.2 wird ein Massnahmenkatalog zur Sicherstellung der zukünftigen Netzstabilität und Versorgungssicherheit erstellt. Die Massnahmen werden nach Dringlichkeit bewertet und priorisiert.

S3.2 **Aufgabenverteilung zwischen ÜNB und VNB und anderen Akteuren** (M11-M12 In diesem Arbeitsschritt werden die zukünftigen Aufgabenverteilung zwischen Übertragungsnetz- und Verteilnetzbetreibern und anderen Akteuren abgeleitet. Verschiedene Kooperationsszenarien werden hinsichtlich der Kosten, der sozialen Auswirkungen sowie der Umsetzbarkeit miteinander verglichen.

2 Das Energieversorgungssystem der Schweiz

Elektrizität wird in allen Ebenen der Gesellschaft, von Abnehmern der Industrie hin zu den Einzelhaushalten, benötigt. Mit über 25% ist Elektrizität die zweitgrösste Energiequelle der Schweiz [7]. Ein Übertragungs- und Verteilnetz transportiert die Elektrizität von den Kraftwerken hin zu den Verbrauchern.

2012 hat der Schweizer Bundesrat das Massnahmenpaket zur Energiestrategie 2050 beschlossen. Diese Massnahmen haben zum Ziel den Energieverbrauch pro Kopf sowie den Anteil von fossilen Brennstoffen zu senken. Um den Verlust konventioneller Energiequellen wie Atomkraft zu kompensieren ist das Ziel die Energieeffizienz zu erhöhen und die Verwendung von erneuerbaren Energien zu fördern. Als Folge hat sich auch der Anteil dezentraler Energieerzeugung erhöht. Um die Ziele zu erfüllen plant der Bundesrat Abläufe zu vereinfachen und das bestehende Elektrizitätsnetz auszubauen. [21].

Im Folgenden werden die allgemeine Struktur des Schweizer Elektrizitätsnetzes, der Elektrizitätsmarktes und des Reservemarktes und der Ausgleichsprodukte vorgestellt.

2.1 Physikalisches Modell des Schweizer Elektrizitätsnetzes

2.1.1 Struktur des Schweizer Elektrizitätsnetzes

Das gesamte Schweizer Elektrizitätsnetz hat über 250.000 Kilometers Länge. Es ist aufgeteilt in das Übertragungs- und das Verteilnetz. Auf seinem Weg zum Endverbraucher wird die Spannung in Schritten abgesenkt, von 380 kV oder 220 kV im Übertragungsnetz bis hin zu 400 V bei den Einzelhaushalten und Geschäften auf Verteilnetzebene.

Die Ebenen des Netzes sind in sieben Teile aufgeteilt und in Abbildung 1 gezeigt. Abgesehen von dem Netz mit extra-hoher, hoher, mittlerer und niedriger Spannung gibt es auch noch 3 Transformatorebenen.

Hochspannung im Übertragungsnetz (Level 1):

Grosse Kraftwerke speisen Elektrizität direkt in das Übertragungsnetz ein. Die Elektrizität wird bei einer Spannung von 380 kV oder 220 kV zum Verteilnetz übertragen oder teilweise direkt zu industriellen Verbrauchern. Das Übertragungsnetz dient auch als Transitnetz für den Import und Export mit Nachbarländern (Deutschland, Österreich, Italien und Frankreich). Das gesamte Schweizer Übertragungsnetz ist Eigentum der Swissgrid.

Hochspannung im überregionalen Verteilnetz (Level 3):

Dies ist die erste Stufe der Verteilung auf kantonale, regionale und Gemeindeebene sowie grössere Industrieanlagen.

Mittelspannung im regionalen Verteilsystem (Level 5):

Es wird verwendet für die regionale Verteilung von Elektrizität bei einer Spannung von 1 kV bis 36kV. Lokale Verteilnetze versorgen einzelne Vororte oder Dörfer und mittlere bis kleine industrielle Verbraucher.

Niederspannung im lokalen Verteilnetz (Level 7):

Das Niederspannungsnetz ist der grösste Teil des Elektrizitätsnetzes. Hier wird Elektrizität bei 400 V bis 1 kV zu den Haushalten geliefert.

Transformatoren (Level 2, 4 und 6):

Die Transformatoren verbinden jeweils zwei benachbarte Spannungsebenen.

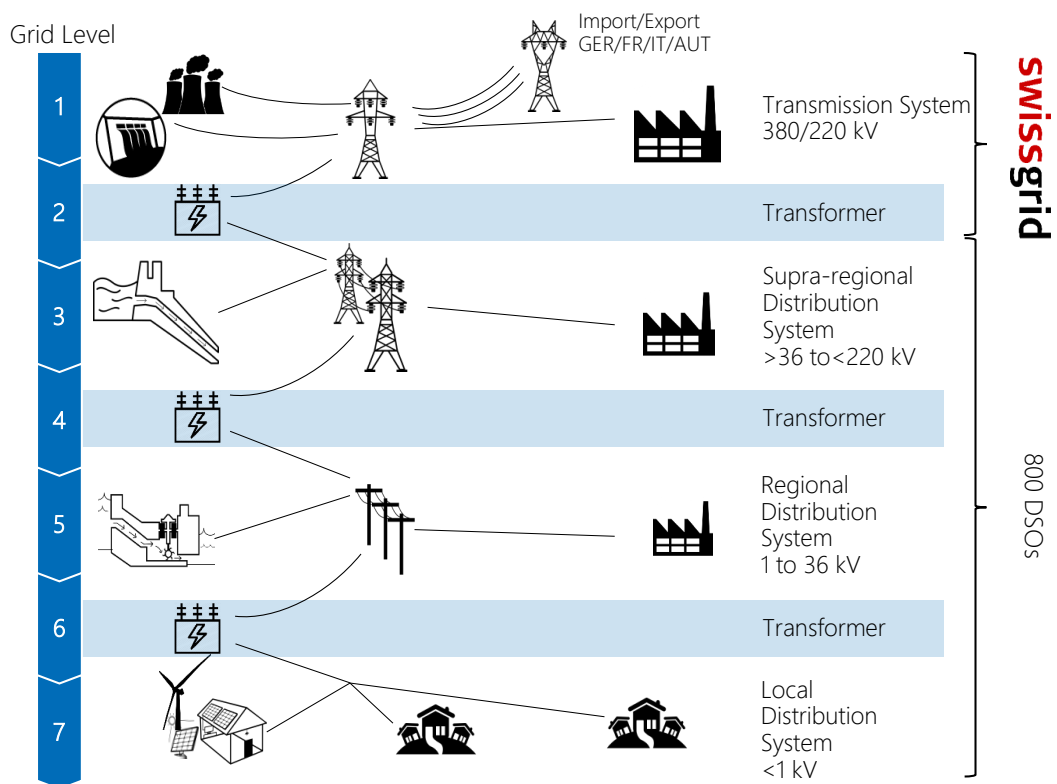


Abbildung 1: Das Schweizer Elektrizitätsnetz

basierend auf [29]

2.1.2 Rollen und Verantwortlichkeiten im Netzbetrieb

Die Rollen im Netzbetrieb sind durch den Transmission Code wie folgt vorgegeben [26]:

- a. Swissgrid AG is the Swiss **TSO**. It is responsible for planning and operating the transmission grid. In particular, to ensure the security, reliability and performance of the transmission grid under consideration of technical boundaries and in regard of the regulatory requirements. The **TSO** coordinates and manages the actions of plant owners, **DSOs**, system service providers and **Balance Group Manager / Bilanzgruppenmanager (BGM)**s. Furthermore, the **TSO** procures and deploys ancillary services and organize the grid usage.
- b. As owner of the transmission grid, Swissgrid is in charge of planning, building and maintaining all assets which belong to their property. Additionally, a grid owner takes care of connecting power plants, end consumers and assets of distribution operators to the transmission grid.
- c. The **System and Plant Supervisor / System und Kraftwerksüberwacher (SAS)** acts on behalf of the **TSO**. He locally manages the assets of the **TSO**.
- d. The group of **DSOs** are responsible of guaranteeing the secure and reliable operation of their distribution system and thereby ensure the quality of electricity supply to the end customers. There are currently about 800 **DSOs** in Switzerland [26]. Most **DSOs** are owning the operated distribution grid at the same time.
- e. A **Power Plant Asset Owner / Kraftwerksbesitzer (PPA)** owns one or multiple power plants, or shares of it.
- f. A **Power Plant Operator / Kraftwerksbetreiber (PPO)** operates on behalf of the **PPA**. A power plant can be owned and operated by the same company.
- g. The **BGM** represents his **Balance Group / Bilanzgruppe (BG)** to the **TSO** and other market players. He is responsible for optimizing the energy balance of the represented balance group and submitting the energy schedule in time.
- h. A **System Service Provider / Systemdienstleister (SSP)** is a market player, who offers ancillary services to the **TSO**.

Detaillierte Information können im Transmissioncode [26] gefunden werden.

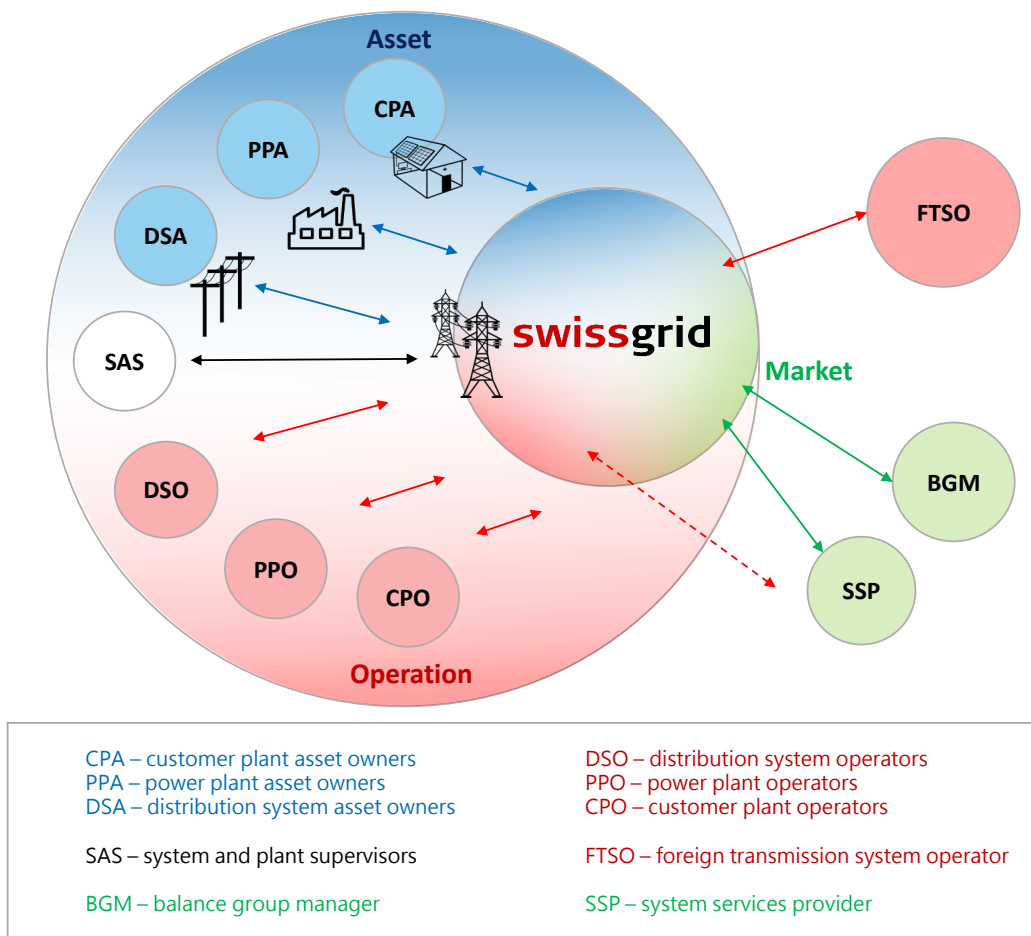


Abbildung 2: Rollen im Netzbetrieb

Basierend auf [26]

2.2 Lastausgleich und Elektrizitätsmärkte

Die verschiedenen Methoden zum Lastausgleich, von der Erstellung des Fahrplanes über die Regelreserve bis hin zum Redispatch werden im Anhang A2 vorgestellt. Die Informationen zum Lastausgleich sind vor allem relevant als Hintergrund der beiden Fallstudien, die sich mit konkreten Anwendungssituationen befassen.

Der Anhang gibt ausserdem einen Überblick über die relevanten Märkte und Börsen bei denen TSO, DSOs und die anderen Akteure der jeweiligen Netze zusammen treffen.

3 Bestandsaufnahme Interaktion TSO-DSO: Literatur

3.1 Heutige und zukünftige Rollen von TSO und DSO

Mit der sich ändernden Energieversorgungsinfrastruktur ändern sich auch die Rollen der Betreiber von Hoch-, Mittel und Niederspannungssystemen. Im traditionellen Fall, wenn grosse thermische Kraftwerke die Energieversorgung sicher stellen und das Niederspannungsnetz nur aus angeschlossenen Lasten besteht ist das Management des Lastflusses die Aufgabe des TSO's während der DSO eine passive Rolle beibehält. Der folgende Abschnitt behandelt die Rolle des Netzbetreibers heute und weist mögliche Änderungen für zukünftige Szenarien.

3.1.1 Heutige TSO-DSO Interaktion

Auf dem Hochspannungsnetz ermöglicht eine hohe Verfügbarkeit von Messdaten eine Echtzeit-Lastflusssteuerung durch den TSO. Mit einer großen Anzahl von Verbrauchern ist die Überwachung in der höheren Spannungsebenen unerlässlich, um die Sicherheit des Lastflusses jederzeit zu gewährleisten. Im Gegensatz dazu ist im Niederspannungsnetz aufgrund der hohen Anzahl von Netzelementen wie Transformatoren und Leitungen und der geringeren Grösse der Endverbraucher, ein vollständiges Überwachungssystem nicht wirtschaftlich und kaum möglich. So werden in den traditionellen Verteilersystemen die Messdaten auf eine kleine Teilmenge reduziert und keine Echtzeitsteuerung vorgenommen.

Die Council of European Energy Regulators / Rat der Europäischen Energieregulatoren (CEER) vertritt die Regulierungsbehörden für Elektrizität und Gas in Europa. Der Bericht [8] befasst sich mit der sich verändernden Rolle der DSO in Bezug auf die sich verändernde Elektrizitätsversorgung. Der Bericht weist darauf hin, dass zukünftige DSOs neue System-Flexibilitätsdienste benötigen, um einen sicheren und qualitativ hochwertigen Dienst aufrechtzuerhalten. Darüber hinaus wird festgestellt, dass insbesondere grössere Verteilnetze in kritischen Fällen, wie z.B. Leitungsüberlastungen, mehr Kooperation mit den jeweiligen TSO aufweisen sollten. Dies unterstreicht, dass in traditionellen Systemen der DSO typischerweise keine verteilten Generatoren wie PV-Anlagen einschränkt, um temporären Engpässen entgegenzuwirken. Gründe sind die mangelnden Kommunikationsmöglichkeiten und strenge Routinen des Netzbetriebes.

Es wird hervorgehoben, dass es keinen systematischen Austausch von Daten zwischen DSO und TSO zur verteilten Energieerzeugung gibt. Auch werden heute kaum Speichersysteme und die Lastregelung im Verteilnetz vorgenommen. Neben der systemweiten Frequenzüberwachung müssen auch Spannungsbeschränkungen berücksichtigt werden. Die Spannungsregelung muss lokal gelöst werden auch wenn sich die Spannung im gesamten System ändert, und stellt insbesondere bei langgezogenen Verteilnetzen in ländlichen Gebieten eine Herausforderung dar. Aus diesem Grund sollten unterschiedliche Ansätze in Betracht gezogen werden, je nachdem, ob sich die Überlastung auf ein anderes System auswirkt oder nur im lokalen Übertragungs- oder Verteilnetz gilt.

Traditionell erstellt der TSO Lastfahrpläne auf der Grundlage von gesammelten Schätzungen. Die Prognose berücksichtigt in der Regel nicht die Auswirkungen verteilter Generatoren, was die Qualität der Schätzung negativ beeinflussen kann. Dies zeigt, dass in Zukunft mehr Informationen über die verteilten Generatoren auch für die Übertragungsebene benötigt werden, um eine adäquate Planung zu gewährleisten.

Früher wurden in mehreren Ländern Schritte unternommen, um eine stärkere TSO-DSO Zusammenarbeit anzustreben. So empfiehlt z.B. der deutsche Netzcode VDN 2007 [8] eine kaskadierende Implementierung über die Systemebenen hinweg, beginnend mit dem Übertragungssystem. Der DSO aktiviert auf die Nachfrage des TSO hin die Backup-Dienstprogramme. Hierfür bestehen bilaterale Verträge

zwischen TSO und DSO, die sich mit Ausgleichmassnahmen wie Last- und Produktionsabregelung befassen. Darüber hinaus sind sowohl die DSOs, als auch die Energieversorger verpflichtet, alle notwendigen Informationen an den TSO zu liefern, der die gesamte Energieübertragung steuert.

3.1.2 Zukünftige TSO-DSO Interaktion

Für die Zukunft weist die CEER darauf hin, dass die DSOs informiert werden sollten, wenn Dienstleistungen aus dem Verteilnetz für den Regelenenergiemarkt abgerufen werden, da der Abruf zu Engpässen auf der Verteilnetzebene führen kann. Dazu muss der DSO den Lastfluss dynamischer steuern. Parallel zu dem oben genannten Beispiel kann die Aktivierung lokaler Systemdienstleistungen auch Änderungen auf der Übertragungsebene bewirken. Daher ist der DSO auch verpflichtet, den TSO im Falle eines Abrufes von Flexibilitäten zu informieren. Das vorherige Kapitel behandelte Vorhersagemassnahmen die ergriffen werden um einen genauen Lastfahrplan zu erstellen. In einigen Ländern (vor allem in Ländern mit einem hohen Anteil dezentraler Produktion) wenden die DSO auch Prognosemethoden für ihr eigenes Netz an und geben den Zeitplan an die nächsthöhere Netzebene weiter.

Die Mehrheit der Literatur befasst sich hauptsächlich mit dem Datenaustausch und legt eine hohe Priorität auf die Identifizierung der Variablen, z.B. welche Leistungsmessungen an welchen Punkten des Verteil- und Übertragungsnetzes vorgenommen und ausgetauscht werden. Dieser Ansatz stellt sicher dass die TSOs zukünftig volle Überwachung ihres Netzes beibehalten können um die Netzsicherheit zu gewährleisten.

3.2 Bereiche der TSO-DSO Interaktion

Die folgenden Unterabschnitte befassen sich mit der Analyse der TSO-DSO-Interaktion, wie sie im ISGAN-Bericht aus dem Jahr 2014 analysiert wird [36]. Der Bericht gibt klare Definitionen für die Rollen von TSO und DSO, die das Übertragungs- und Verteilnetz verwalten.

Im Einzelnen werden für mehrere Länder aktuelle und zukünftige geplante Massnahmen in den Bereichen Netzausgleich, Engpässe, Leitungsüberlastung, Spannungsregelung und Black-Start-Resynchronisation diskutiert. Ein wichtiger Punkt in Bezug auf die Koordination ist die Kommunikation zwischen mehreren Systemparteien. Der ISGAN-Bericht weist darauf hin, dass der DSO zwei Kommunikationsrichtungen anwenden sollte. Die Kommunikationslinie zu den Flexibilitätskunden des DSO, die in Echtzeit arbeiten sollte, und die zu dem entsprechenden TSO.

3.2.1 Lastausgleich mit DSO Unterstützung

Für ein stabiles Stromnetz müssen Energieproduktion und -nachfrage jederzeit im Gleichgewicht sein. Prognosefehler bei erneuerbaren Energieträgern müssen beim zukünftigen Netzbetrieb berücksichtigt werden, da die starken Schwankungen mehr Ausgleichmassnahmen erfordern kann. Das Ungleichgewicht aufgrund von unvorhergesehenen Änderungen in der Energieproduktion oder Last könnte möglicherweise durch die Verwendung von Flexibilitäten aus dem Verteilnetz verringert werden.

Um den Lastfluss im Stromnetz auszugleichen, wird typischerweise Regelenenergie von grossen Erzeugern für den TSO bereitgehalten und erbracht. In einigen Fällen können aber auch Niederspannungskunden Regelenenergie erbringen und erhalten den Auftrag Regelenenergie bereitzustellen. In Belgien zum Beispiel ist der DSO Teil des Präqualifizierungsprozesses und übermittelt Messdaten an den TSO [36]. Detailliertere Informationen über die Zusammenarbeit zwischen TSO und DSO für den Lastausgleich ist für einige Beispielländer in der Tabelle 1 aufgeführt.

Tabelle 1: Länderüberblick für den Lastausgleich

Österreich, Deutschland	Aus politischer und regulatorischer Sicht ist es möglich, dass Erzeuger und Verbraucher, die an das Verteilnetz angeschlossen sind, im Ausgleichsmarkt agieren, solange sie qualifiziert sind. Der Präqualifizierungsprozess ist Teil der Aufgabe des TSO (oder Aggregator in Vertretung für den TSO). Es gibt keine direkte Interaktion zwischen TSO und DSO.	Keine
Belgien	Auf Grundlage bilateraler Verträge zwischen allen Parteien bieten mehrere Niederspannungskunden dem Übertragungsnetzbetreiber Flexibilitäten an. Die Präqualifikation erfolgt über den DSO. Metering Daten werden verwendet, um die verfügbare Flexibilität zu messen, die dann dem Übertragungsnetzbetreiber mitgeteilt wird.	Der TSO teilt Flexibilitäten auf einer Echtzeit-Lastausgleichsplattform zu ('Bid Ladder') Mehr Transparenz für den DSO bei Handlungen der Netznutzern Übergang zu Lieferverträgen von Netzdienstleistungen mit dynamischen Zeitprofilen ('Dynamic Profile Provider')
Kanada	Der TSO ist verantwortlich für den Lastausgleich Die Produktion wird kontinuierlich als Reaktion auf Nachfrageschwankungen angepasst Grosse Wasserkraftkapazitäten im Norden des Landes und Lastzentrum im Süden. Geringer Anteil dezentraler Energiequellen mit Ausnahme von großen Windparks mit Must-buy-Verträgen.	Mögliche Reduzierung der Last auf DSO-Seite, um Exporte in den südlichen Markt mit besseren Preisen zu ermöglichen Signal erforderlich, da der Preis für den Binnenmarkt im Voraus festgelegt wird Faire Gewinn-Aufteilungs-Mechanismus sollte entwickelt werden
China	Der DSO ist nicht in den Lastausgleich einbezogen	Keine
Frankreich	Lastausgleich findet auf nationaler Ebene statt. Im Falle eines wichtigen Lastausgleichs werden automatische oder manuelle Signale an den Markt gesendet, die Angebote zur Wiederherstellung des Normalbetriebs generieren Hochkritische Situationen führen zu einem automatischen Lastabwurf, der durch den DSO aktiviert wird	Pilotprojekte untersuchen das Potenzial lokaler DSO-Massnahmen zur Unterstützung des Lastausgleichs Ergebnisse und Konsequenzen für den TSO wurden noch nicht ermittelt Interaktion zwischen TSOs und DSOs für Massnahmen zur Nachfragesteuerung sowie künftige politische Regelungen werden diskutiert

Land	Derzeitige Interaktion	Geplanter Ausbau der Interaktion
Irland	Die TSO haben volle Verantwortung für den Lastausgleich, sowohl auf Übertragungsnetz- als auch Verteilnetzebene	Keine
USA	TSO kann manuelle eine Lastabwurf durch den DSO einfordern Der DSO kann entscheiden welche Lasten abgeworfen werden. Nationale Regeln werden durch North American Electric Reliability Corporation / Nordamerikanischer Zusammenschluss für Elektrische Zuverlässigkeit (NERC) festgelegt	Derzeitiger Fokus sind Netzschutzstandards, Bewertung der Leistungsqualität und Anforderungen an die Spannungshaltung die keine starke TSO-DSO-Interaktion erfordern.

Unter der Annahme, dass es eine Kooperation zwischen TSO und DSO bei der Herausforderung des Lastausgleichs gibt, ist eine Aggregation flexibler Kunden auf der Verteilnetzseite notwendig. Der resultierende Flexibilitätspool muss sich vorqualifizieren, indem er nachweist, dass die geforderte Verfügbarkeit, Zuverlässigkeit und Flexibilität gegeben ist. Der Aggregator könnte entweder der TSO, der DSO oder eine dritte Partei sein. Aufgrund des Wissens des DSOs über die Netz-Konfiguration und deren Echtzeit-Belastung erscheint es ratsam, die Aggregatorrolle dem DSO zuzuordnen. Die aggregierten Flexibilitäten könnten Batterien und konventionelle Einheiten sein, aber auch die Kapazität von Plug-in-Hybrid-Elektrofahrzeugen (PHEV), regelbare Lasten und erneuerbare Erzeugung. Alle diese Netzakteure können unterstützend wirken und Systemdienstleistungen erbringen.

Typischerweise wird eine Markteintrittsschwelle mit einer Mindestleistung von mehreren Megawatt angegeben. So können kleinere Speicher und verteilte Generatoren nicht einzeln teilnehmen, was die Notwendigkeit der Aggregation unterstreicht. Es ist zu beachten, dass diese Flexibilität aufgrund von meteorologischen Randbedingungen und Komfortanforderungen der Haushalte nicht immer gegeben ist. Abbildung 3 zeigt eine Illustration des TSO als Manager der Systemdienstleistungen mit mehreren Aggregatortaufgaben. Der Netzbereich besteht aus mehreren Flexibilitäten wie konventionellen Generatoren und Speichern (grössere Einheiten), Windparks (mittlere Einheiten) und (Plug-in-Hybrid-)Elektrofahrzeugen sowie Kunden mit regelbaren Lasten (kleine und mittlere Einheiten). Die Linien innerhalb des Netzbereiches verdeutlichen, ob die Kommunikation direkt oder indirekt erfolgt. Für die Effektivität des Managers der Systemdienstleistungen sind sowohl die Kommunikationsstruktur mit den zugrundeliegenden Aggregationseinheiten als auch der eingesetzte Optimierungsansatz für die Entscheidungsfindung ausschlaggebend. Die Kommunikation kann durch das Internet, GPRS oder Power Line Systemen (Rundsteuerregelung) [34] realisiert werden.

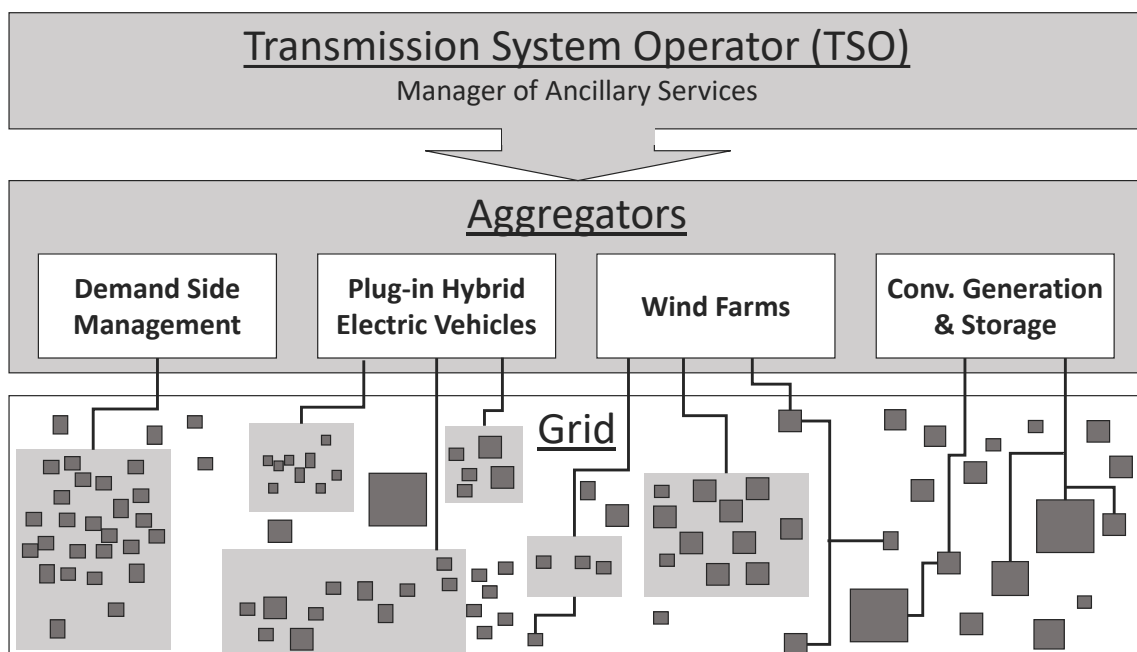


Abbildung 3: Beispiel für Flexibilitäten unter Regelung des Aggregators

basierend auf [34]

Der in dieser Arbeit beschriebene Prozess des Energieausgleichs basiert auf der Zusammenarbeit mit dem TSO Swissgrid, dem DSO EWZ und Tiko als Aggregator (siehe Abb. 4). Swissgrid bestimmt die Energiemengen die als Unterstützung benötigt werden. Auch die Bereithaltung der Systemunterstützung durch Flexibilitäten wird in diesem Beispielprozess von Swissgrid vergütet. Die gemeinsame Analyse, die von den vier Parteien TSO, DSO, Aggregator und Flexibilitätsanbieter durchgeführt wird, wird als 'Optimierung der Flexibilitätskoordination' bezeichnet.

Zusätzlich zur Analyse des TSO verwaltet der DSO die Netzkonfiguration auf der Verteilnetzebene und dient als Überwachungseinheit für die Last im System. Das Ergebnis bestimmt die Vergütung des DSO. Drittens ist festgelegt, dass der Aggregator seine Flexibilitätskunden überwacht und den Stromfahrplan für die Flexibilitätsbereitstellung laufend aktualisiert. Daher werden auch Teile der Vergütung dem Aggregator zugeordnet wenn sich der Aggregator von dem DSO unterscheidet.

Schliesslich ist der Flex-Pool die Partei, in der eine Reihe von Flexibilitätseinheiten (Speicher, Lasten, etc.) aggregiert werden. Der Pool stellt den Flexibilitätsservice in Form der zuvor erläuterten Bereiche der Systemunterstützung dem Netz zur Verfügung. Für die Flex-Koordination wird der Flex-Pool benötigt, um die Höhe und Art der Flexibilität anzugeben. Der Aggregator verteilt die Zahlung auf die einzelnen Flexibilitäten.

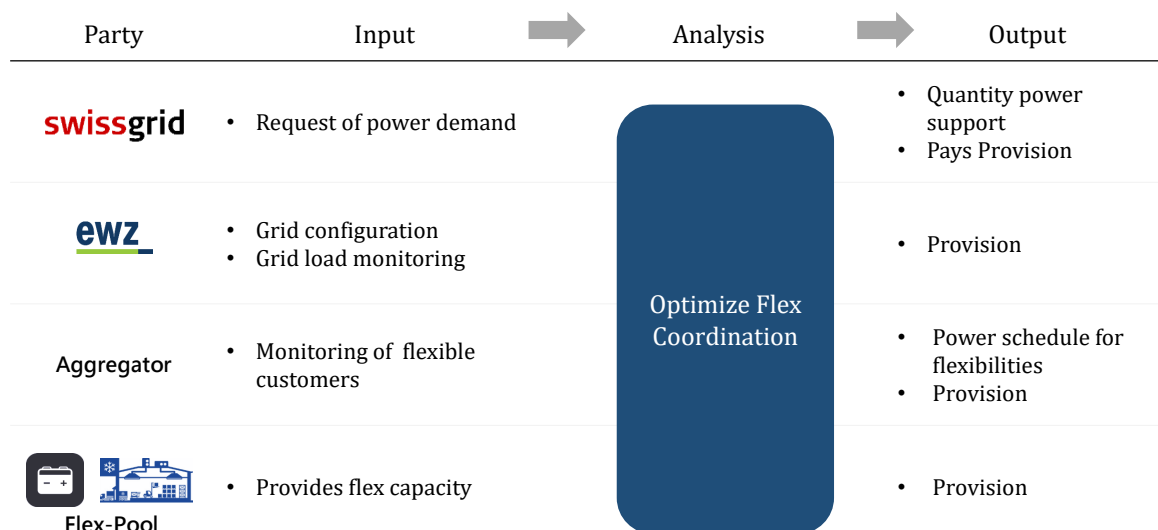


Abbildung 4: Struktur des vorgeschlagenen Ausgleichprozess'

3.2.2 Engpass an der TSO-DSO-Schnittstelle

Aufgrund eines steigenden Energiebedarfs und erneuerbarer Energien die an das Niederspannungsnetz angeschlossen sind, können die Transformatoren an der Schnittstelle zwischen Übertragungs- und Verteilnetz häufiger kritisch belastet werden. Für den Fall, dass der Transformator zum Verteilnetzbetreiber gehört, kann der DSO seine Belastung verringern, indem er z.B. Wirkleistungseinschränkungen, Laststeuerung oder Netzrekonfigurationen anwendet. Daher ist eine umfassende Zusammenarbeit zwischen TSO und DSO nicht notwendig. Für den Fall, dass sich der Transformator im Besitz der TSO befindet, muss die Kommunikation zwischen TSO und DSO stattfinden, so dass der DSO die oben genannten

Massnahmen ergreift, um die kritische Belastung des Transformators zu verringern. Eine Gefahr kann sein, dass diese Prozesse in der Regel nicht automatisiert sind. Daher werden eine höhere Transparenz der Netzbelastung jedes einzelnen Netzes sowie ein höherer Automatisierungsgrad als vorteilhaft für den zukünftigen Netzbetrieb gesehen.

Die ISGAN-Studie [36] analysierte auch die Auswirkungen von Flexibilitäten im Verteilnetz für den Fall von Transformatorengpässen. Ein vorgeschlagener Prozess erfordert die Überwachung der Belastung des Transformators durch den TSO. In kritischen Belastungsfällen wird eine Anfrage an den DSO gesendet, der dann die Last um einen bestimmten Betrag verringert. Hierfür muss der DSO die Informationen über seine eigene Netz-Topologie, die Echtzeit-Last und die verfügbaren Flexibilitäten zum gegebenen Zeitpunkt miteinander verknüpfen. In einem letzten Schritt soll der DSO die Nutzung der Flexibilität auslösen, indem er ein Signal zur Aktivierung sendet.

3.2.3 Engpass auf Leitungen im Übertragungsnetz

Wie bereits erwähnt, kann die Veränderung der Energiesysteme zu einer Überlastung der Schnittstelle zwischen Übertragungs- und Verteilernetz führen. Jedoch kann es aus ähnlichen Gründen auch zu Überlastungen im Übertragungsnetz kommen.

In der Analyse unterscheiden sich die untersuchten Länder signifikant voneinander, was den Grad des aktuellen Zusammenspiels zwischen TSO und DSO oder die angewandten Massnahmen zur Verringerung der Leitungsüberlastung betrifft. Der TSO in Irland kontrolliert zum Beispiel die Energieversorgung und -nachfrage sowohl auf der Übertragungsnetz- als auch auf der Verteilnetzseite. Ein typischerer Fall ist, dass in kritischen Situationen der TSO eine Anfrage an die DSOs sendet, einige ihrer Kunden für kurze Zeit vom Netz zu trennen.

In Belgien und Frankreich sollen dezentrale erneuerbare Energien eingesetzt werden, um die Übertragungsleitungen zu entlasten. Um die Flexibilitäten zur Lösung der kritischen Leitungsbelastung zu nutzen, kann die kombinierte Nutzung der Flexibilität aus mehreren Umspannwerken erforderlich sein. Dieser Vorgang erfolgt manuell oder automatisch.

Ähnlich wie im Fall der Transformatorenüberlastung schlägt die ISGAN-Studie einen generischen Prozess vor um kritische Leitungsüberlastungen zu lösen. Es ist klar, dass der TSO vollständige Informationen über ihre Netzkonfiguration haben muss um die Leitungsauslastung sowie die Verfügbarkeit der Flexibilitäten auf der Übertragungsnetzseite überwachen zu können.

In einem nächsten Schritt ist eine ähnliche Überwachung für das Verteilnetz nötig. Die DSO können die verfügbaren Flexibilitäten ihrer Netzkapazität abschätzen, aggregiert nach Punkt der TSO-DSO-Verbindung, indem sie die Echtzeit-Verteilnetzbelastung überwachen. Da sowohl die Überwachungsinformationen der Übertragungs- als auch der Verteilnetzseite vorliegen, kann der TSO entscheiden, welche Flexibilität er auf jedem Netz nutzen kann, um eine Verringerung der Belastung der Übertragungsleitung zu erreichen. Die technischen Anforderungen an die Wechselwirkung zwischen TSO und DSO sind ähnlich wie bei der Fallstudie Transformatorüberlastung an der Schnittstelle zwischen TSO und DSO.

3.2.4 Spannungshaltung

Die zunehmende Netzauslastung und der zunehmende Anteil an Energiequellen mit variabler Verfügbarkeit führt auch zu kritischen Spannungswerten, sowohl im Übertragungs- als auch im Verteilnetz. Diese kritischen Fälle können dazu führen, dass sich mehrere Komponenten, aber auch elektrische Geräte im Haushalt des Kunden schneller abnutzen.

Das Spannungsniveau im Verteilnetz wird durch den Stufenschalter des Transformators gesteuert, der beide Seiten des Netzes verbindet. Heute wird die Spannung durch langfristige Netzplanung, Blindleistungsbereitstellung konventioneller Kraftwerke, Transformator-Stufenschalter sowie Kondensatorbänke und Netzspannungsregler im erforderlichen Bereich gehalten. Diese Maßnahmen werden grösstenteils von den TSO ergriffen und erfordern daher keine direkte Zusammenarbeit mit den DSOs.

In den USA werden die Kondensatorbänke durch das Energiemanagementsystem des TSO und ähnlich durch das Verteilnetzmanagementsystem der DSOs gesteuert, wobei die Spannungsmessung in der Verteilnetz-Trafostation verwendet wird [36]. Ein weiteres Beispiel in Südafrika zeigt, dass sich die Mitarbeiter der TSO in der Leitstelle des DSO befinden können, um auf der Ebene des Verteilnetzes die Spannung des Übertragungsnetzes zu unterstützen, ohne andere Grenzen zu verletzen. Bei einer hohen Anzahl von TSO-DSO-Verbindungspunkten kann der letztgenannte Ansatz jedoch zu einer hohen Komplexität der Zusammenarbeit mit den einzelnen Verteilnetzbetreibern führen. Die ISGAN-Studie untersucht verschiedene Möglichkeiten zur Stärkung der TSO-DSO-Interaktion, indem sie den DSO klare Aufgaben zuweist, wie z.B. die Nutzung der Kondensatorbänke der DSOs oder der Blindleistung von verteilten Generatoren zur Unterstützung der Spannung des Übertragungssystems. So könnte die Blindleistungsbereitstellungsfähigkeit verteilter erneuerbarer Energiequellen genutzt werden, um den geforderten Blindleistungsbereich an der Schnittstelle TSO-DSO zu erfüllen. Die Studie weist darauf hin, dass ein solcher Ansatz möglicherweise mit dem Einsatz der Transformator-Stufenschalter-Einstellung kombiniert werden kann, um den Spannungspegel des Verteilnetzes noch mehr zu unterstützen.

Für die Realisierung einer solchen Kooperation ist eine Netzüberwachung notwendig. Darüber hinaus muss die Kommunikation zwischen TSO und DSO, sowie zwischen Netzbetreibern und Flexibilitätsanbietern eingeführt werden.

3.2.5 (Anti-) Islanding, Resynchronisierung & Schwarz-Start

Mit zunehmender Verbreitung dezentraler erneuerbarer Energiequellen steigt die Wahrscheinlichkeit isolierter Insel-Netzgebiete leicht an. So könnte ein symmetrisches Verteilnetz vom Anschlusstransformator des Übertragungsnetzes abgekoppelt werden, über den dann zu einem bestimmten Zeitpunkt kein Lastfluss stattfindet. Daraus ergibt sich die Notwendigkeit von Massnahmen zur Erkennung und Auslösen derartiger Situationen. Darüber hinaus sollten Untersuchungen zu Wiederinbetriebnahme- und Resynchronisationsroutinen durchgeführt werden, um die Aufgaben der beiden Netzbetreiber zu identifizieren. Die kritischste Form der Inselbildung ist der Schwarz-Start. Bereits heute erfordern Verfahren, die einem Black-Start folgen, eine enge Zusammenarbeit der TSO und DSO. Typischerweise werden Verteilnetzeinspeisungen in einem ersten Schritt abgeschaltet, um die Synchronisation mit dem Übertragungssystem zu ermöglichen, sobald die Stromversorgung wiederhergestellt ist. In einem nächsten Schritt werden die Einspeisungen in einer bestimmten Reihenfolge wieder ans Netz angeschlossen, beginnend mit Kunden mit hoher Priorität (z.B. Krankenhäuser) [36].

Darüber hinaus wird in der ISGAN-Studie vorgeschlagen, Einspeisungen mit einer hohen Anzahl erneuerbarer Energiequellen frühzeitig wieder anzuschliessen, um die Stromversorgung zu unterstützen. Dieser Ansatz wird jedoch von keiner der in der Studie diskutierten Fälle für zukünftige Szenarien verwendet oder geplant.

Generell wird durch die vorhandenen Schutzeinstellungen eine Inselbildung verhindert. Darüber hinaus sollten erneuerbare Energiequellen im isolierten Netzbereich aus Frequenzgründen automatisch vom Netz getrennt werden.

3.2.6 Koordinierter Netzschutz

Wie bereits im vorherigen Abschnitt erwähnt, werden Schutzvorrichtungen verwendet, um eine stabile Funktion des Stromnetzes auch im Fehlerfall zu gewährleisten. Die Schutzselektivität auf der Verteilnetzebene ist typischerweise schneller als diejenige auf der Übertragungsnetzebene. Daher ist eine enge Zusammenarbeit erforderlich, um ein zuverlässiges Schutzsystem zu konfigurieren.

Die ISGAN-Studie weist darauf hin, dass eine engere Zusammenarbeit zwischen den TSO und DSO die Interpretation von Fehlermeldungen und die Erklärung von unerwarteten Auslösungen von Einspeisungen positiv beeinflussen kann. Dazu muss eine Plattform implementiert werden, die dem Informationsaustausch über Schutzmassnahmen oder Ausfälle dient. In einem letzten Schritt könnte die Information auch dazu verwendet werden, Fehler zu lokalisieren, die aus mehreren Richtungen gespeist werden, was zu einem reduzierten Bedarf an innovativen Fehlerortungs-Mechanismen seitens des DSO führt.

4 Bestandsaufnahme Interaktion TSO-DSO: Interviews

Zur Ergänzung der Literaturrecherche in Kapitel 3 und der Bestandsaufnahme der speziellen Situation in der Schweiz wurden eine Reihe von Interviews zur TSO-DSO Interaktion geführt. Es wurden Interviews mit folgenden Gesprächspartnern geführt:

- ABB: Per Skarby
- Alpiq: Stefan Lindner
- BfE: Matthias Galus
- EPFL: Mario Paolone
- EKZ: Marina Gonzales Vaya
- EWZ: Florian Kienzle, Hansruedi Luternauer
- EWZ: Beat Ehrler, Marco Giger
- Swisscom Energy Solutions: Martin Geidl
- Swissgrid: Bernd Geissler
- Swissgrid: Kaja Hollstein
- Swissgrid: Bastian Schwark
- VSE: Olivier Stössel

Dabei wurde angestrebt ein möglich gesamtheitliches Bild der verschiedenen Aspekte des Netzbetriebes zu erreichen. Die Fragen basieren auf dem ISGAN Annex 6 Dokument *TSO-DSO interaction in Smart Grids* und wurden um Schweizspezifische Aspekte ergänzt.

Die Ergebnisse der Gespräche sind in den nachfolgenden Unterabschnitten thematisch zusammengestellt. Dabei stellen diese Ergebnisse eine Zusammenfassung der Gespräche ohne Wertung dar. Im Folgenden werden dann 2 Kernaspekte aus der Literaturrecherche und den Interviewergebnissen abgeleitet, welche in den quantitativen Fallstudien näher untersucht sind.

4.1 Engpass an der Schnittstelle zwischen Swissgrid und VNB

Dieses Fragengebiet thematisiert Transformatoren an der Schnittstelle zwischen Swissgrid und VNB welche überlastet werden können. Auslöser können erhöhte Lasten oder verteilte Erzeugung im Verteilnetz sein. Es wurden folgende Aspekte diskutiert:

- Das heutige Zusammenspiel zwischen TSO und DSO hat für diese Schnittstelle bereits einen gewissen Informationsaustausch etabliert. In beiden Netzleitstellen von TSO und DSO werden die Flüsse durch die Schnittstelle überwacht. Es werden Informationen des Übertragungsnetzes in der Umgebung des DSO von Swissgrid an den DSO weitergeleitet. Dies umfasst zum Beispiel Schaltzustände einzelner Anlagen des Übertragungsnetzes und erfolgt zum Teil in Echtzeit. Zum Teil werden auch noch Überwachungs- und Stellanlagen des Übertragungsnetzes durch den DSO betrieben, was vor allem organisatorische Gründe hat und noch vor der Übernahme des Übertragungsnetzes durch Swissgrid herrührt.

-
- Kurzfristig können so zum Beispiel in der day-ahead Planung mögliche Verletzungen der N-1 Netzsicherheit (sowohl beim TSO als auch DSO) im voraus identifiziert werden, wobei die Abschätzung nur auf Basis der Beobachtung und Vorhersage der Grenzflüsse an der Schnittstelle erfolgt.
 - Ausserdem erfolgt mittelfristig ein stark strukturierter und etablierter Austausch bei der Organisation von Ausserbetriebnahmen und Instandsetzungsarbeiten der Netzanlagen welche sowohl TSO als auch DSO betreffen.
 - Nach Gesetz und EICOM Vorgabe muss der Netzausbau zwischen den einzelnen Netzbetreibern abgeglichen werden. Für die langfristige Planung von Netzinvestitionen müssen regulatorische Anforderungen der Netzausbauplanung erfüllt und von allen betroffenen Parteien gemeinsam erbracht werden. Dazu gibt es regelmässige Koordinationstreffen zwischen zwei oder mehreren betroffenen angrenzenden Netzbetreibern.
 - Es gibt sowohl beim TSO als auch den DSOs mit einem vermaschten Verteilnetz ein Informationsdefizit betreffend der Schnittstelle. Beide Seiten verwenden Modelle und Näherungen um die Auswirkungen der Flüsse durch diese Schnittstelle auf das eigene Netz abzuschätzen. Zum Beispiel benötigt Swissgrid für die N-1 Planung vereinfachte Modelle der vermaschten Verteilnetze im Übertragungsnetzgebiet. Auf der anderen Seite müssen die DSO auf Basis von Erfahrungswerten abschätzen wie stark zukünftige Flüsse, Spannungswinkel und Blindleistungsbedarf kurz- und mittelfristig variieren können um entsprechende Vorkehrungen, z.B. durch Trafоеinstellung zu treffen.

4.2 Engpass in Leitungen des Übertragungsnetzes

Dieses Fragengebiet thematisiert die Frage nach erhöhter Last, Erzeugung oder topologischen Massnahmen im Verteilnetz (in Verbindung mit dem Übertragungsnetz), welche dann in Leitungen des Übertragungsnetzes zu Überlastungen führen kann.

- Hauptsächlich werden Engpässe im Übertragungsnetz durch Redispatchmassnahmen mit Wasserkraftwerken bewältigt.
- In der Zukunft könnte es potentiell zur Auktionierung der Kapazität kritischer Leitungen auch innerhalb eines Landes kommen.
- Mitunter fragt Swissgrid bei DSOs an bestimmte Trafоеinstellungen zu ändern um den Lastfluss im Übertragungsnetz zu beeinflussen.
- Zukünftig ist ein integrierter Markt für knotengenaue Redispatchleistung im Übertragungsnetz geplant.

4.3 Herausforderung Lastausgleich

Dieses Fragengebiet thematisiert die Bilanz von Last und Erzeugung, welche jederzeit im Gleichgewicht sein müssen. Verteilte Erzeugung und fluktuierende Lasten machen diesen Lastausgleich schwieriger. Massnahmen für den Lastausgleich beinhalten die Primär-, Sekundär- und Tertiärreserve sowie Redispatchmassnahmen. Swissgrid könnte durch die VNB flexible verteilte Lasten und Erzeugung für den Lastausgleich nutzen.

-
- Ein potentieller Konflikt durch möglich Überlastungen ergibt sich bei der Aggregation von Systemdienstleistungen wie Reserveenergie im Verteilnetz ohne Berücksichtigung des Netzzustandes. Gleichzeitig kann diese aggregierte Leistung auch netzdienlich sein indem zum Beispiel Leistungsspitzen geglättet werden. Dieser Nutzen kann zum Beispiel über die verursachergerechte Verrechnung von Netznutzungskosten erzielt werden.
 - Eine Frage ist, wer die Flexibilität im Verteilnetz nutzen darf, ob und wie der DSO sie einschränken darf und wie die dabei entstehenden Kosten verursachergerecht verrechnet werden.
 - Bei der Aggregation von flexibler Regelenergie im Verteilnetz kann zum Beispiel ein Vetorecht oder Ampelprinzip in Frage kommen, welche dem DSO ermöglicht die gegenwärtige Belastung des Netzes darzustellen und den Akteuren zu kommunizieren.
 - Ausserplanmässige Inbetriebnahme grosser Aggregate (zum Beispiel Notstromdieselgeneratoren in Krankenhäusern) müssen dem DSO gemeldet werden.
 - Zukünftig ist eine Aufweichung der klaren Trennung der Reserve-Zeithorizonte vorstellbar. Zum Beispiel ist ein fließender Übergang von Tertiär- zu Sekundärreserve oder schneller vorstellbar. Dies kann potentiell auch Redispatchmassnahmen oder die Primärreserve einschliessen. Die Reserveprodukte müssen dabei nicht unbedingt symmetrisch gewählt werden.^a
 - Es ist wünschenswert das die Gesamt-Regelabrufe in den Verteilnetzen durch die Aggregatoren den Netzbetreibern bekannt sind um die Verteilnetzsicherheit zu gewährleisten. Zur Ermittlung der effektiven Netznutzung ist dazu ist ein möglichst flächendeckender Lastgangzähler erforderlich.

4.4 Spannungsunterstützung

Dieses Fragengebiet thematisiert die Netzspannung, welche an allen Knoten Grenzwerte einhalten muss. Dafür können die VNB unterstützend wirken.

- Mehrheitlich wurde die Auswirkung von aggregierter Blindleistung im Verteilnetz durch alle Netzebenen hindurch auf das Übertragungsnetz als gering eingeschätzt.
- Die DSOs und die erzeugenden Kraftwerke müssen $\cos\phi$ -Vorgaben einhalten um die Spannungsstabilität im Gesamtnetz zu gewährleisten.
- Swissgrid aquiriert Blindleistung im Übertragungsnetz um die Spannung je nach Bedarf zu unterstützen.
- Potentiell könnten diese Sollwerte im stündlichen Rythmus je nach Netzsituation angepasst werden.
- Einzelne Verteilnetzakteure könnten gezielt als Dienstleistung unterstützend auf den $\cos\phi$ wirken. Die Verrechnung muss dazu geklärt sein.
- Es ist zu bedenken dass die Verteilnetz bisher als Blindleistungsverbraucher agieren. Bei zu hoher Spannungsunterstützung des Übertragungsnetzes durch Blindleistungserzeugung im Verteilnetz kann es im Verteilnetz selbst zu Spannungsproblemen kommen.
- Alternative Spannungsunterstützung kann von FACTS-Anlagen oder regelbaren Trafos kommen.

4.5 Blackstart, Synchronisierung, Anti-Islanding

Dieses Fragengebiet thematisiert das Islanding oder einem Blackout im Übertragungsnetz. Bezogen auf das Zusammenspiel von Swissgrid und den VNB kann es zur lokalen Separation oder dem Blackout eines autarken Verteilnetzgebietes kommen.

- Mehrheitlich wird diese Frage als langfristiges, aber nicht unrealistisches Szenario eingeschätzt. Der Netzaufbau muss nach und nach von den unteren Netzebenen her in maximal 10% Leistungssprüngen erfolgen.
- Ein lokales Verteilnetz kann hier in Zukunft eine autonome Insel bilden, welche das Übertragungsnetz nach Wiederanschluss unterstützt. Je nach Grösse können sie den lokalen Aufbauzellenmanager unterstützen oder sogar selbst repräsentieren.

4.6 Koordinierter Netzschutz

Dieses Fragengebiet thematisiert den Netzschutz. Bei Fehlern im Übertragungsnetz können Messungen aus dem Verteilnetz verwendet werden um automatische Massnahmen zu treffen. Netzschutz bei Fehlern im Verteilnetz kann Messungen aus dem Übertragungsnetz verwenden um automatische Massnahmen zu treffen. Bei verteilter Erzeugung im Verteilnetz kann der Fehlerstrom aus verschiedenen Richtungen kommen, der VNB kann den Fehler dann nicht eindeutig lokalisieren.

- Der Netzschutz erfolgt nach wie vor lokal beim Eigentümer des jeweiligen Netzes. Zum Teil wird der Netzschutz des Übertragungsnetzes noch bei dem Alteigentümer des Netzes vor der Übertragung an Swissgrid durchgeführt.
- Sollbruchstellen im Verteilnetz ermöglichen das Zerfallen eines Verteilnetzes in mehrere Unterbereiche. An den Grenzen gibt es Störschreiber, so dass ein lokal getrennter Fehler den angrenzenden Regionen kommuniziert werden kann.
- Die Verwendung von koordinierten Massnahmen und neuen Technologien zur schnellen Berechnung des Netzzustandes, Kommunikation über das Mobilfunknetz und integrierte Auslösung des Netzschutzes (zum Beispiel in Hongkong) wird gemischt eingeschätzt. Die Technologien sind für eine Verwendung in der Schweiz noch nicht etabliert genug.

4.7 Dynamische Netzstabilität

Dieses Fragengebiet thematisiert dynamische Netzstabilität, welche lokale Schwingungsdämpfung, globale (Europaweite) Schwingungsdämpfung sowie Begrenzung der Phasenwinkel- und Frequenzabweichung während Transienten umfasst. Herausforderungen ergeben sich bei erhöhtem Anteil von verteilter und erneuerbarer Energieeinspeisung durch die Abnahme der rotierenden Trägheitsmassen klassischer Generatoren. Klassische Stabilisierungsmassnahmen (z.B. AVR, PSS) ist in der Schweiz durch Swissgrid koordiniert und muss auf die neuen Erzeuger übertragen werden. Beispielsweise könnten regelbare Lasten (Kühlhäuser, Wärmepumpen) oder Erzeuger (PV-Anlagen) bei entsprechender Kommunikationsinfrastruktur für dynamische Stabilisierungsmassnahmen genutzt werden. Je schneller die Reaktionszeit (z.B. bei konverterbasierten Komponenten), desto schnellere dynamische Phänomene können stabilisiert werden, bis hin zur transienten Netzstabilität.

- Diese Fragestellung tangiert nach mehrheitlicher Einschätzung die Schweiz momentan noch nicht, könnte aber zukünftig interessant werden.

-
- Die Schweiz ist durch lokale Schwungmasse in Atomkraftwerken und Wasserkraftwerken sowie einem derzeit geringen Anteil an umrichterbasierter Einspeisung (z.B. von PV-Anlagen) dynamisch gut aufgestellt.
 - Zukünftig ist ein Europäisches Systemdienstleistungsprodukt vorstellbar, welches das Netz global dynamisch unterstützt. Hier könnte sich die Schweiz mit ihren Wasserkraftwerken aktive beteiligen. Der Vorstoss zu solchen koordinierten Massnahmen muss auf ENTSO-E Ebene erfolgen.

4.8 Weitere Aspekte zur Koordination zwischen Swissgrid und den VNB

Folgende weitere Aspekte wurden diskutiert:

- Langfristig ist es wünschenswert eine gemeinsame Netzsicherheitsrechnung zwischen TSO und den betroffenen DSO-Netzbereichen durchzuführen. Diese integrierte Sicherheitsrechnung erfolgt zentral und stellt ergänzend Richtwerte für die einzelnen Netzleitstellen dar.
- Dabei sind auch die verschiedenen Planungszeitebenen zu berücksichtigen (intra-day, day-ahead, multi-day-ahead, saisonal). Nicht alle erfordern die gleichen Detailinformationen. Eine Aufwand-Nutzen Abschätzung ist dabei erforderlich.

5 Fallbeispiel 1: Regenergie im Verteilnetz

Die Optimierungsmethode zur Nutzung verteilter Flexibilitäten für den Lastausgleich besteht aus drei Teilen. Eine Übersicht der Methode ist in Abbildung 5 gezeigt und hat drei Kategorien.

1. Quelldaten:

Die historischen Daten der Zeitreihen für Redispatch-Massnahmen in der Schweiz im Jahr 2015 und die historischen Daten der Sekundärreserve in der Schweiz im Jahr 2015 sind im Modell enthalten. Ziel der Optimierung ist es, durch den Einsatz von Flexibilitäten eine wirtschaftliche Verbesserung durch nachträglichen Optimierung zu erreichen. Weiterhin werden im ersten Teil die Netzbeschränkungen für die Problemformulierung angegeben. Mit dem Ziel, Grenzen und Einschränkungen der einzelnen Flexibilitäten zu berücksichtigen, werden die verschiedenen Flexibilitätswerte hinsichtlich der Gesamlast, der technischen und betrieblichen Rahmenbedingungen und ihrer Kosten analysiert.

2. Simulation & Parameter:

Um das TSO-DSO-Koordinationsproblem zu lösen wird eine lineare Optimierung durchgeführt. Die maximale optimale Ausnutzung der Flexibilitäten hängt von drei verschiedenen Parametern ab: (a) der Gesamlast und der **Photovoltaic (PV)**-Einspeisung, während Flexibilitäten eingesetzt werden, (b) dem Grad der Kommunikation zwischen allen Beteiligten und (c) der Kostensensibilität der flexiblen Haushaltskonsumenten. Eine Analyse der Ergebnisse zeigt die Auswirkungen der verschiedenen Parameter.

3. Resultate:

Die Ergebnisse enthalten den wirtschaftlichen Gewinn und den optimalen Zeitplan der Flexibilitätswerte.

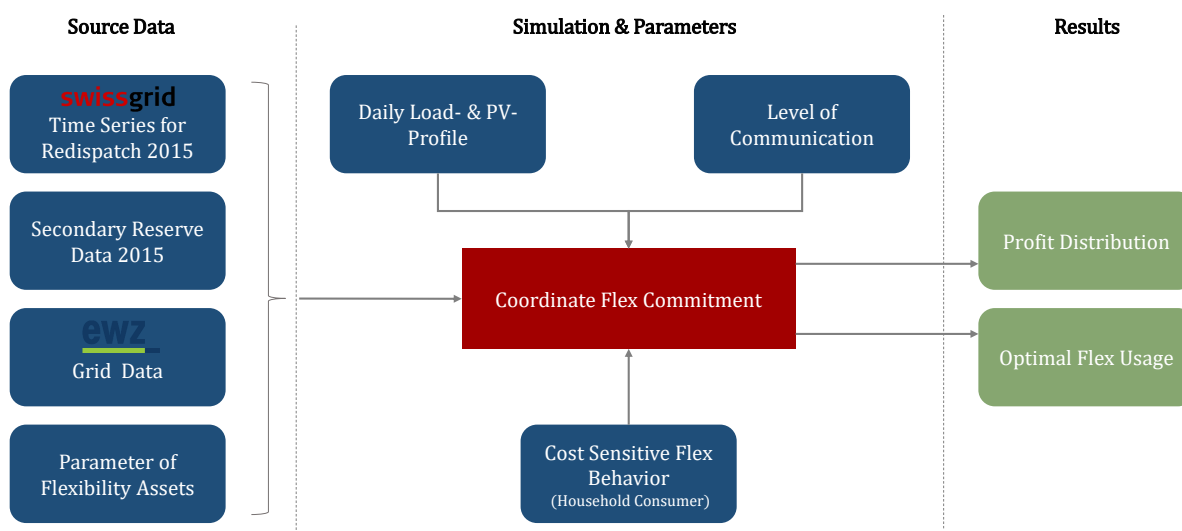


Abbildung 5: Überblick der verwendeten Koordinationsmethode für die TSO/DSO Interaktion.

In den folgenden Abschnitten werden die Szenario- und Komponentenmodellierung sowie die Netzmodellierung beschrieben. Dann werden zwei Flexibilitätsoptimierungsprobleme bezüglich der verteilten Redispatch-Unterstützung und der Sekundärreserve-Unterstützung formuliert.

5.1 Szenario Modell

Die internen Abläufe von Leistungs- und Energieprozessen im Elektrizitätsnetz sind komplex. Um Strategien und Methoden zur Nutzung der dezentralen Flexibilität für die Wirkleistungsunterstützung möglichst genau zu analysieren, ist es notwendig, dass das Netz realitätsnah modelliert wird. Als Grundlage dient ein Modell eines Teils des EWZ-Netzes im Raum Zürich. Die wesentlichen Flexibilitätskomponenten und Haushalte werden individuell modelliert. Das Modellgebiet stellt ein eher urbanes Gebiet dar.

5.1.1 Netzgebiet und Modifikationen

Das verwendete Modellgebiet basiert auf den Netzdaten des Züricher DSO EWZ. Eine vereinfachte Darstellung der Netztopologie ist in [Abbildung 6](#) zu sehen. Das Netz gehört zum regionalen Verteilernetz (22 kV) des Gebietes Binz in Zürich. Die Betrachtung des regionalen Verteilernetzes hat den Vorteil, dass sowohl die industriellen Verbraucher und Erzeuger, die an die 22-kV-Ebene angeschlossen sind, als auch die Haushalte im darunter liegenden Niederspannungsnetz analysiert werden können. Die verschiedenen Haushaltsbereiche werden als Lastbusse zusammengefasst. Die technischen Netzdaten enthalten statische Informationen über Transformatoren, Linien und Knoten. Wichtig ist die Höhe des Stromverbrauchs bei allen PQ¹-Knoten und die maximale Kapazität der Leitungen und Transformatoren. Die Differenz zwischen maximaler Kapazität und Last ist entscheidend für den Umfang des möglichen flexiblen Energieeinsatzes.

Das Netz enthält sieben Haushaltslasten, die an verschiedenen Bussen angeschlossen sind. Die Haushalte sind in der Lage, einen Teil ihres Energieverbrauchs als Flexibilität zur Verfügung zu stellen. Darüber hinaus werden drei Arten von flexiblen Komponenten modelliert. Zwei Kühllager, als industrielle Abnehmer, ein pv-Produzent, als dezentrale Erzeugung, und eine grosse [Energy Storage System / Energiespeichersystem \(ESS\)](#) (Batterie). In der vorliegenden Studie wird das Netz mit einem erhöhten Lastverhalten für die Niederspannungsverbraucher und mit einem erhöhten Niveau der PV-Einspeisung modifiziert. Beide Änderungen sollen eine natürliche zukünftige Entwicklung des Elektrizitätsnetzes von Zürich darstellen. Es ermöglicht die Beurteilung der Netzanforderungen hinsichtlich Qualität und Sicherheit unter simulierten, verschärften Netzverhältnissen. Zusätzliche Informationen zur Last und zur PV Modifikation werden in [Abschnitt 5.5.2](#) gegeben.

¹Lastknoten werden durch die Wirkleistung P und die Blindleistung Q beschrieben

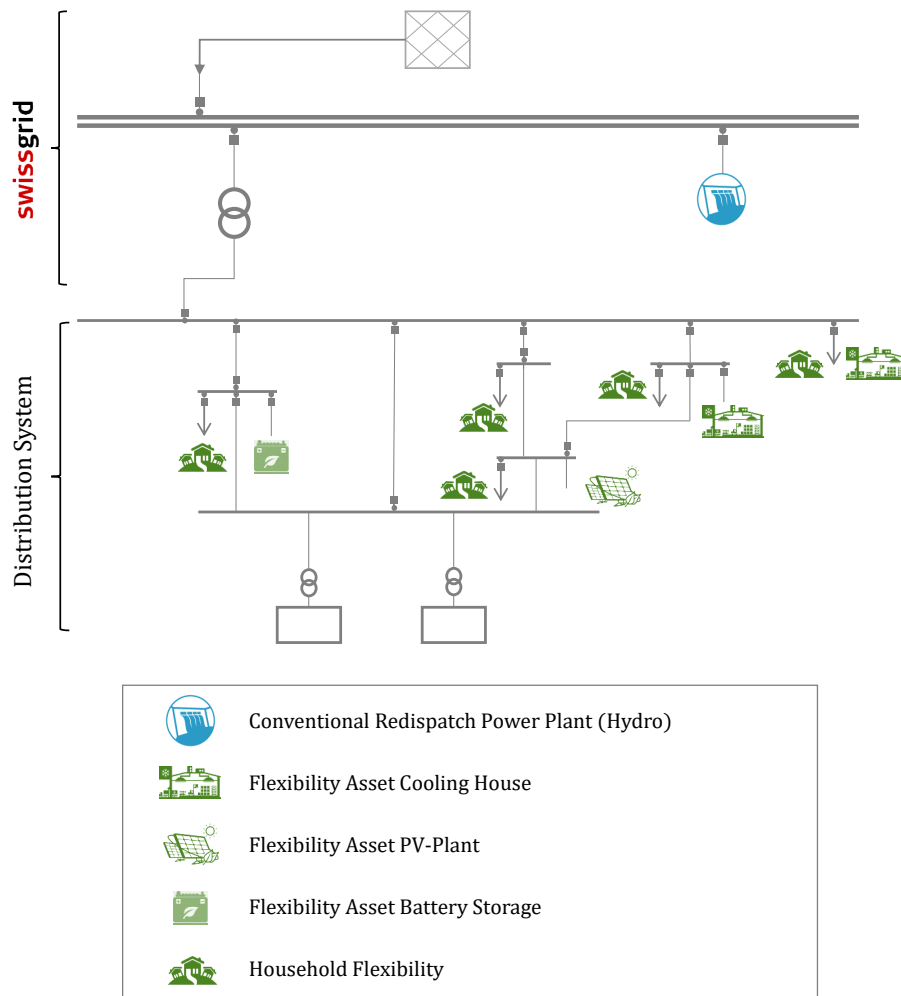


Abbildung 6: Vereinfachte Darstellung des Netz im Bereich Binz-Zürich

5.1.2 Industrielle Lasten und verteilte Erzeugung

Die betriebswirtschaftliche Optimierung des Netzes wird in der Regel durch die Betriebskosten der flexiblen Generatoren bestimmt, d.h. Grenz-, Opportunitäts-, Ramping- und Anlaufkosten sowie Start/Stop-Kosten. Ein neuartiger Ansatz besteht darin, industrielle Energiespeicher für Flexibilitätszwecke zu nutzen. Hier werden die Kosten durch die Verluste bei der Speicherung und Freisetzung von elektrischer Energie bestimmt.

Eine Analyse der Branchen mit hohem elektrischen Jahresenergieverbrauch [14] hat für die Schweiz hohe Unsicherheiten der potentiell verfügbaren Regelleistung festgestellt. Ausserdem wurden in dieser Studie die industriellen Lasten vor allem der Tertiärregelreserve und nur teilweise der Sekundärregelreserve zugeordnet.

Allgemein ist festzustellen, dass die Nutzung von Flexibilität industrieller Prozesse eher aufwendig zu realisieren ist. Bei der folgenden wirtschaftlichen Betrachtung wurden folgende Aspekte nicht berücksichtigt:

- Die Anpassung der Prozessabläufe erfordert potentielle Aufwendungen (z.B. Steuerung und Messung, Produktionsanpassungen) und muss für die Bewertung des gesamten Business Case ein-

bezogen werden.

- Für die Pufferung von Produktion, Energie oder Material durch die zeitliche Verschiebung des Energiebezugs müssen ausreichende Speicher- oder Lagermöglichkeiten vorhanden sein.
- Ausserdem gibt es potentielle Strafzahlungen an den Energieversorger, wenn die industriellen Lasten von ihrer prognostizierten Energieprofilen abweichen.
- Ferner könnten hoher oder stark variierender Leistungsbezug zu erhöhten Netznutzungskosten führen.

Im Folgenden werden das Kühllager als Beispiel für industrielle Verbraucher, Batteriespeicher und PV-Generatoren analysiert.

Kühlhäuser

Thermische Systeme können als Energiespeicher genutzt werden. Solange die tatsächliche Temperatur innerhalb des zulässigen technischen Rahmens liegt, kann elektrische Energie durch die Steuerung der thermischen Energieaufladung bzw. -entladung genutzt werden. In dem Forschungsprojekt 'Flexlast' [5], wurde der Einsatz grosser industrieller Kühlaggregate für die Regelreserve untersucht. Die Idee ist, dass das Kühllager positive Reserven durch Ab-Regulierung und negative Reserven durch Hoch-Regulierung der Leistung bereitstellt. Im Falle des untersuchten Kühllagers liegt die gewünschte Temperatur zwischen -30°C und -26°C . Die Gesamtleistungsaufnahme ist abhängig von der Anzahl der Kühlkompressoren. Typische Werte liegen zwischen 0 kW und 1500 kW [5].

Abbildung 7 vergleicht das prognostizierte und das tatsächlich gemessene Lastprofil eines Kühlkompressors. Die schwarze Linie, die das objektive Lastprofil darstellt, zeigt den zeitlichen Rahmen, in dem der Kompressor für positive Flexibilitätszwecke eingesetzt werden kann. Ausschlaggebend für die Höhe der verfügbaren Flexibilität ist die kumulierte Energieversorgung des Kühllagers. Jeder Kühlkompressor hat eine minimale und maximale Betriebszeit. Die gewünschte Lagertemperatur darf nicht überschritten werden. Zudem schränken Wetter und Wareneingang die Nutzung der Flexibilität ein. Ein Kühlhaus besteht jedoch aus mehreren Einheiten mit unterschiedlichen Kühlzeiten. Die Kühlzeiten werden verschoben, so dass das Gesamtlastprofil über den Tag hinweg idealerweise eine geglättete Kurve ist. Für diese Arbeit wird der Einsatz von Kühlaggregaten vereinfacht. Da das Gesamtlastprofil nahezu konstant ist, gibt es keine zeitliche Einschränkung für den Einsatz. Das bedeutet auch, dass das Wetter und das Einkommen von Gütern vernachlässigt werden.

Wie oben erwähnt, liefert das Kühllager Energie durch die Abwärts- oder Aufwärtsregelung der Kompressoren. Das bedeutet, dass die Lagertemperatur steigt bzw. sinkt. Um die Temperatur wieder in den Ausgangszustand zu bringen, müssen die Verdichter nach jeder Flexibilitätsmassnahme aktiviert oder deaktiviert werden. Dieser Vorgang wird allgemein als Lastverschiebung bezeichnet. Aufgrund der Ineffizienz der Kompressoren und der Kühlverluste der Lagerisolation verursacht die Lastverschiebung einen höheren Energieverbrauch im Vergleich zum normalen Betrieb des Lagers. Die Kosten für die zusätzlich verbrauchte Energie stellen die Kosten für den Lagerbetreiber dar, um am Flexibilitätsmarkt teilzunehmen. Die allgemeine Annahme in dieser Arbeit ist, dass die Bereitstellung von Flexibilität für eine Stunde zu einer Temperaturänderung von $\Delta 1^{\circ}\text{C}$ führt. Dies führt schliesslich zu einem zusätzlichen Energieverbrauch von 5 bis 10 % des Leistungsniveaus der Kühlgeräte, um die Anfangstemperatur wiederherzustellen [5]. Der Energiepreis für industrielle Abnehmer wird in den meisten Fällen über bilaterale Verträge mit dem lokalen Energieversorger vereinbart. Der Preis kann je nach Wochentag und Tageszeit variieren. Für praktische Berechnungen wird der durchschnittliche Energiepreis für industrielle Verbraucher im Jahr 2016 als Referenzwert für die Energiekosten festgelegt [1].

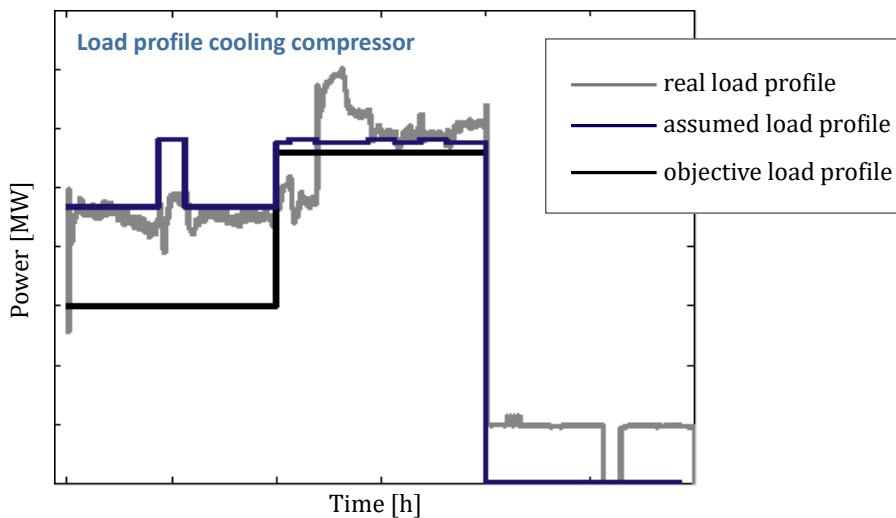


Abbildung 7: Typisches Lastprofil eines Kühlkompressors als Flexibilität

Quelle: [19]

Die Grenze zur Teilnahme an der Flexibilitätsunterstützung ergibt sich für Kühllagerbetreiber als Differenz zwischen dem erhaltenen Erlös für die Flexibilitätsunterstützung und den Grenzkosten (siehe Abbildung 8). Als Anreiz für die Betreiber, am Flexibilitätsmarkt teilzunehmen, muss die Differenz einen angemessenen positiven Wert erreichen.

Contribution Margin

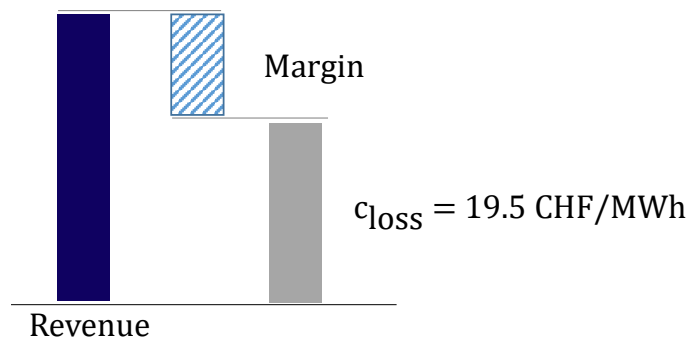


Abbildung 8: Grenzprofit für die Teilnahme eines Kühlhauses an der Flexibilitätsunterstützung

PV-Anlagen

Wirkleistungsunterstützung von erneuerbaren Erzeugern bezieht sich auf die Anpassung der Stromproduktion der Anlage. PV Anlagen haben die technische Fähigkeit, schnell auf Regelsignale zu reagieren. Indem sie die Stromproduktion einschränken, können PV Kraftwerke negative Energieunterstützung leisten (Down-Regulierung). Diese Art der Flexibilität ist seit mehreren Jahren anerkannt und verfügbar. Diese Ansätze sind jedoch im realen Netzbetrieb noch nicht bewiesen [13]. Es gibt mehrere Herausforderungen bei der Realisierung flexiblerer erneuerbarer Kraftwerke. Einerseits führt die stochastische Natur der Stromerzeugung zu Unsicherheiten im Planungsprozess. Andererseits stellen Markt- und Re-

gierungsregulierungen (z.B. Deutschland: erneuerbare-Energie-Gesetz [4]) oft erhebliche Barrieren bei der Beschneidung von DRES dar.

Der Anteil der solaren Erzeugung in der Schweiz hat in den letzten Jahren zugenommen. Im Jahr 2014 belief sich die installierte Solarleistung auf rund 1.076 MW, das sind etwa 2% des inländischen Strombedarfs [7]. Parallel zu diesem Wachstum sinkt der Preis für Solarsysteme seit 2009 um mehr als 50% [13]. Das grösste schweizerische PV-Kraftwerk hat eine Leistung von 6 MW. Die Grösse dieses Kraftwerks ist im Modell beispielhaft dargestellt. Da die Leistungsabgabe von der Sonneneinstrahlung abhängt, ist das im Modell implementierte PV Kraftwerk nur in der Lage, negative Leistungsunterstützung zu leisten. Die maximale Leistung hängt auch von der Sonneneinstrahlung ab (vgl. Kapitel 5.5.2). Aufgrund der Grenzkosten von Null kann das PV Kraftwerk als kosteneffektiver Hilfsdienst genutzt werden [22]. Die Flexibilitätsnutzungskosten sind schlichtweg der entgangene Gewinn durch die Abwärtsregulierung des Kraftwerks. Der Gewinn entspricht in etwa dem Energie-Spotpreis. Die Opportunitätskosten werden durch den SwissIX-Energiepreis definiert.

Batteriespeicher

ESS sind eines der komplexesten und herausforderndsten Themen in der Energiebranche. Es gibt eine Reihe von elektrischen Speichertechnologien, wie Batterien, Superconducting Magnetic Energy Storage / Supraleitende Magnetische Energiespeicher (SMES) oder Superkondensatoren. Einer der wichtigsten ist der Batteriespeicher. Mit dem Einsatz in Elektrofahrzeugen und als Speicher für erneuerbare Energien hat sich der Bedarf an effizienten Batteriespeichern rasant entwickelt. Für kurzfristige Anforderungen können Batteriespeicher zur Unterstützung der Frequenzregelung im Netz eingesetzt werden. Für den langfristigen Bedarf werden Batteriespeicher für das Energiemanagement und die Reserven [15] eingesetzt. Aufgrund von Fortschritten in der Produktion von Batterietechnologien sowie der Verbesserung der Zykluslebensdauer hat sich die weltweit installierte netzgekoppelte Batterieleistung in den letzten Jahren von 120 MW auf 690 MW erhöht [17]. In Europa zum Beispiel begannen die TSOs aus Deutschland, Österreich, den Niederlanden und der Schweiz, die Harmonisierung der Präqualifikationsregeln für Einheiten mit begrenzter Speicherkapazität (wie Batterien) zu analysieren. Dies könnte die Möglichkeit bieten, dass grosse ESS auf dem Markt für Frequenzregelungsreserven agieren.

In Zusammenarbeit mit dem Technologiehersteller ABB [2] und dem kantonalen Energieversorger EKZ [3] wurde ein Batteriespeichersystem mit einer Leistung von 1 MW im Stromnetz von Zürich implementiert (siehe Abbildung 9). Das System ist präqualifiziert und wird für die Bereitstellung der Primärregelreserve verwendet. Damit ist es das erste Schweizer Nicht-Wasserkraftwerk, das die Primärregelung übernimmt. Im Gegensatz zu herkömmlichen Wasserkraftwerken ist der Batteriespeicher relativ klein. Es hat jedoch eine schnelle Reaktionszeit und kann innerhalb weniger Sekunden vom Lade- in den Entladebetrieb (und umgekehrt) wechseln. Das entspricht der steigenden Nachfrage nach schneller und kleiner Regelreserve.

Die Grenzkosten für die Nutzung der Batterie sind abhängig vom Energiepreis, der Ladeeffizienz, der Entladeeffizienz und den Kosten der Abnutzung. Theoretisch sollte der Mechanismus einer Batterie für immer funktionieren, aber Zyklen, Temperatur und Alterung verringern die Leistung im Laufe der Zeit. Batterien werden mit abnehmender Kapazität und reduzierter Lebensdauer schrittweise abgebaut [10]. Der Akku wird während des Flexibilitätsunterstützungsprozesses geladen und entladen. Daher müssen die Degradationskosten doppelt berücksichtigt werden. Die technischen Werte der Batterie stammen aus dem Forschungsprojekt [11]. Der Energiepreis ist der Durchschnittspreis für industrielle Abnehmer des Jahres 2016. Die Investitionskosten der Anlagen werden vernachlässigt.

Die folgende Tabelle 2 gibt einen Überblick über die implementierten Flexibilitätswerte im Modell. Im Rahmen dieses Forschungsprojektes wurde der Einsatz von Notstromdieselgeneratoren analysiert. Die Vorschrift für den Betrieb dieser Dieselgeneratoren beschränkt den Verbrauch auf 50 Stunden pro Jahr.



Abbildung 9: Energiespeichersystem in Dietikon im Kanton Zürich

Quelle: [3]

Zudem ist die Nutzung aufgrund der hohen Grenzkosten unwirtschaftlich. Die Betriebskosten des Dieselsegenerators sind abhängig vom Kraftstoffpreis.

Komponente	Grenzkosten	Max. Negative Leistung	Max. Positive Leistung	Max. Kapazität
Kühlhaus	19.5 €/MWh	0.85 MW	1.20 MW	3.4 MWh (negative) 5 MWh (positive)
PV-Anlage	SwissIX	6 MW	0 MW	-
Batteriespeicher	21.63 €/MWh	0.5 MW	0.5 MW	0.5 MWh
Diesel Generator	74.88 €/MWh	0MW	1.5 MW	30 MWh (per annum)

Tabelle 2: Parameter der Flexiblen Komponenten

5.1.3 Flexibilitätspotential in Haushalten

Im Haushaltsbereich lässt sich Flexibilität vor allem durch die Lastreduzierung wie z.B. mit Heiz- und Kühlkreisläufen erreichen. Typische flexible Haushaltsgeräte sind z.B. [Electric Vehicle / Elektrisches Fahrzeug \(EV\)](#), Wärmepumpen, Klimaanlage oder kombinierte [PV-Speichersysteme](#) [33]. Der Vorteil dieser Art von Flexibilität ist, dass sie sehr schnell reagieren können und die nötige Leistung innerhalb von weniger als 1 Minute bereitstellen können [22]. Die Potenziale sind sehr hoch, aber die Unreife dieser Technologie und die fehlende IT- und Kommunikationsstruktur stellen eine grosse Herausforderung dar. Durch den Installationsaufwand lohnt sich die Erschliessung der Flexibilität erst ab einer gewissen Grösse und Verfügbarkeit.

Die Studie [33] hat das Potenzial privater Haushalte für die Nutzung als Flexibilität analysiert und quantifiziert. Die Geräte mit dem grössten Potential sind das [EV](#), das Heizsystem und der [PV Speicher](#). Diese Studie ist die Referenz für die Haushaltsmodellierung in dieser Studie. Im Folgenden werden die verschiedenen Geräte beschrieben.

Elektrische Fahrzeuge

EV nutzen die gespeicherte Energie in der Fahrzeugbatterie. Das Fahrzeug kann wahlweise über das Stromnetz geladen oder entladen werden, wenn es nicht genutzt und an einer Ladestelle abgestellt wird. Es kann zwischen zwei wesentlichen Betriebsarten unterschieden werden [22]:

1. G2V, Grid-to-Vehicle (Netz zum Fahrzeug): das EV wird als Demand Side Management / Lastregelung (DSM) Option betrieben, was bedeutet, dass die Ladezeit verschoben werden kann.
2. V2G, Vehicle-to-Grid (Fahrzeug zum Netz): zusätzlich zum Laden (negative Power) kann die Batterie des EV Strom (positive Leistung) in das Netz einspeisen.

Aufgrund seiner primären Verwendung als Transportmittel ist die Verwendung von EV als Flexibilität begrenzt und ungewiss. Sie sind jedoch abends und über Nacht hochverfügbar. Tagsüber kommt es darauf an, ob die Fahrzeuge über eine Ladeinfrastruktur an das Stromnetz angeschlossen sind. Abbildung 10 zeigt ein durchschnittliches Lastprofil eines EV. Das Fahrzeug ist von 17:00 bis 8:00 Uhr des nächsten Morgens an das Stromnetz angeschlossen. In dieser Zeit kann er bis zu 10 kWh aufladen. Die obere Grenze zeigt den Fall, in dem es mit maximaler Leistung an das Netz angeschlossen ist. Die unteren Grenzwerte ergeben sich aus der Entladung der EV bis zu 30% Ladezustand und einem möglichst späten Ladezyklus kurz vor der nächsten Abfahrt. Zwischen beiden Grenzwerten kann das Fahrzeug häufig be- und entladen werden. Das mittlere Profil entspricht dem unregelmäßigen Ladevorgang nach Ankunft des EV. Das Auto lädt mit 3,7kW und ist bei ca. 21:00 voll beladen. Theoretisch ist eine positive Flexibilität während der Nachtstunden möglich.

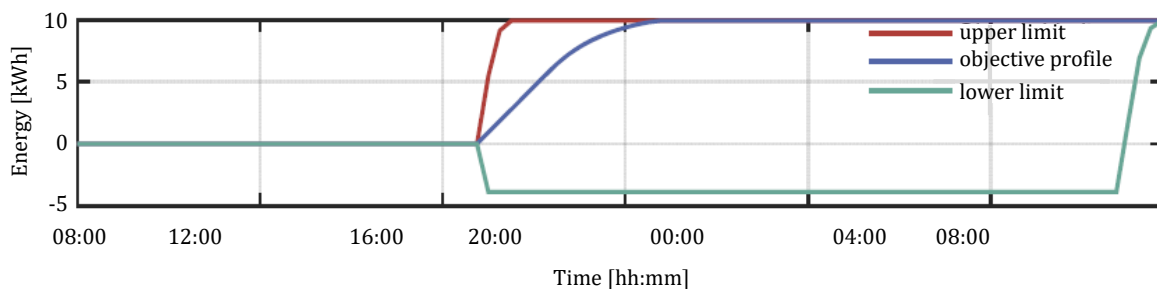


Abbildung 10: Kumulative Last eines Elektrischen Fahrzeugs mit oberer und unterer Grenze für die flexible Verwendung

Quelle: [33]

Entscheidende Vorteile dieses Konzepts sind die Entwicklung und der Reifegrad dieser Technologie. EV sind ein sehr bekanntes gesellschaftliches Thema und die Investitionen in die Infrastruktur werden vom Verkehrssektor getrieben. Allerdings gibt es wenig Erfahrung in der Integration von EV Flotten in das bestehende Energiesystem.

Strom-Wärme-Kopplung

Es gibt verschiedene Formen von Heizsystemen für den Hausgebrauch. In der Vergangenheit wurde die Mehrheit der Heizungstechnologien für Wohngebäude von fossilen Brennstoffen angetrieben, d.h. von fossilen Brennstoffen (Gas oder Öl). Die heute üblichen elektrischen Heizsysteme ermöglichen es den Verbrauchern, die Heizenergie zu speichern oder zu verschieben, um sie später zu nutzen. Thermische Energie kann auf verschiedene Weise relativ effizient gespeichert werden. Der häufigste ist der Warmwasserspeicher. Die Wärme kann vom Endverbraucher aus dem Speicher genutzt werden und die Kosten für Flexibilität entstehen meist durch Isolationsverluste. Eine weitere effiziente Technologie ist die

Wärmepumpe. Sie transportiert Wärmeenergie effektiv von einer Wärmequelle zum Speicher oder direkt zum Endverbraucher. Die Kombination von thermischer Speicherung und elektrischer Beheizung birgt ein hohes Potenzial, um die Flexibilität des Stromnetzes zu erhöhen.

Flexibilität wird vor allem durch die Änderung des Temperatursollwertes [33] erreicht. Um positive Leistung zu liefern, wird die Temperatur innerhalb eines bestimmten Grenzwertes abgesenkt. Um negative Leistung zu liefern, wird der Sollwert erhöht. Da der Wärmebedarf stark saisonal bedingt ist, ist das Flexibilitätspotenzial im Sommer geringer und im Winter höher. 80% des jährlichen Flexibilitätspotenzials treten in den Wintermonaten auf. Abbildung 11 zeigt die Beziehung zwischen der Temperatur, dem Energieniveau der Wärmepumpe und dem Lastzustand des Warmwasserspeichers.

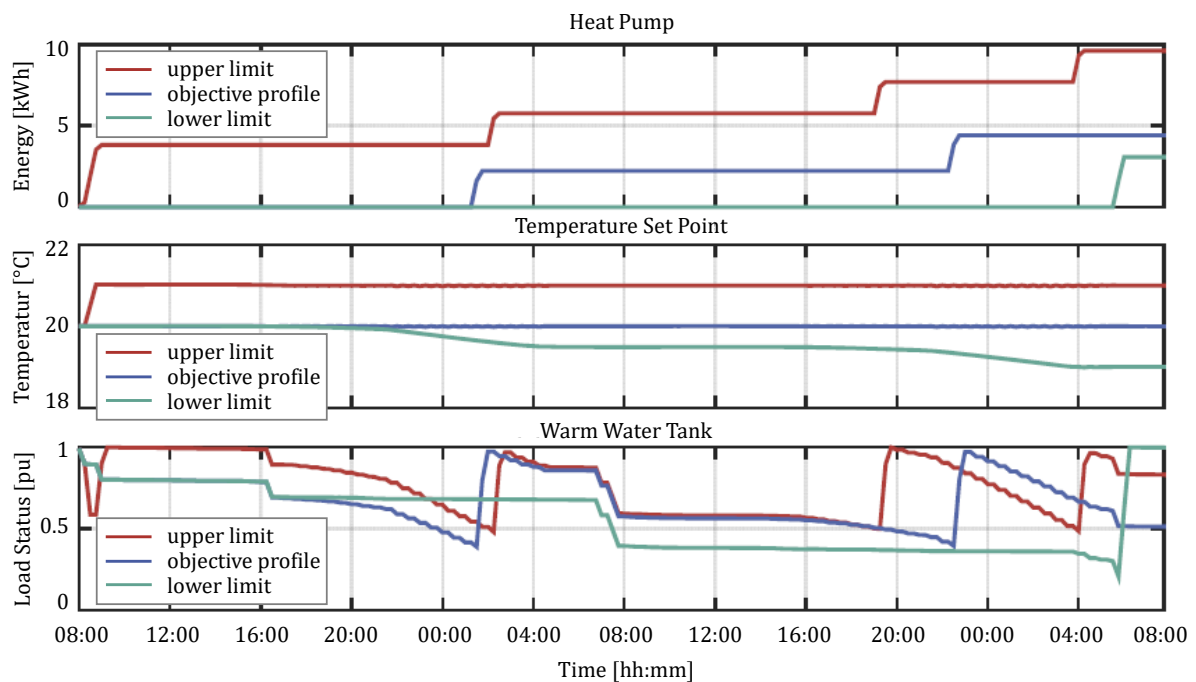


Abbildung 11: Verwendung eines Haushalts-Heizsystems für Flexibilitätsw Zwecke.

Source: [33, 10]

Flexibilitätspotentiale und Kosten

Die Netzdaten in dieser Studie liefern nur einen begrenzten Einblick in den Haushaltssektor. Basierend auf der Studie [33, 22] und Interviews mit der Zürcher EWZ wurde ein maximales Flexibilitätspotenzial von 15% des Stromverbrauchs der Haushalte geschätzt. Saisonale Effekte werden vernachlässigt, können aber leicht dem Modell hinzugefügt werden. Der Verbrauch im Haushalt variiert je nach Tageszeit. Die Kosten für die Nutzung können nur grob geschätzt werden. Entscheidend sind in erster Linie die Kosten für die Heizungsanlagen, da dieser Teil den grössten Teil des bisherigen Haushaltspotenzials ausmacht. In dieser Studie verursacht die Flexibilitätsausnutzung einen Verlust von 10%. Die Energiekosten variieren im Laufe des Jahres. Zur Vereinfachung werden hier die durchschnittlichen Energiekosten für Privatkunden im Jahr 2015 als Energiekosten angenommen.

5.2 Lineare Lastflussmodellierung

In der Studie wurde eine lineare Lastflussmodellierung verwendet, welche im Anhang vorgestellt wird.

5.3 Flexibilität für Redispatch-Unterstützung

Künftig kann das Netzmanagement zur Beseitigung von Engpässen im Übertragungsnetz durch Laststeuerung, die Nutzung angeschlossener Speicher und die Steuerung der dezentralen Stromerzeugung unterstützt werden. Technisch gesehen kann diese Form der Dienstleistung als aktiver Energieaustausch an der Verbindungsstelle zwischen Übertragungs- und Verteilernetz interpretiert werden. Die Aufgabe des DSO und Aggregators ist die Koordination zwischen den betroffenen Schnittstellen. Diese Schnittstellen können innerhalb des Verteilungnetzes oder an der Grenze zum Übertragungsnetz liegen. Da die betroffenen Engpässe einen Tag im Voraus erkannt werden, ist es technisch nicht schwierig, diese Art von Hilfsdiensten anzubieten. Das erste Szenariomodell simuliert den Einsatz von Flexibilitäten, die über das Verteilungssystem bereitgestellt werden, um Redispatch-Massnahmen am Übertragungsnetz zu unterstützen oder zu ersetzen. Ziel ist es, durch den Einsatz von Flexibilitäten eine wirtschaftliche Verbesserung zu erreichen, ohne dabei technische Schwellenwerte des Netzes zu verletzen.

5.3.1 Redispatch Daten

Um eine realistische Einschätzung der Flexibilitäten zu erhalten, die diese Redispatch-Massnahmen unterstützen, wird im Modell der Redispatch-Einsatz des Jahres 2015 verwendet. Die historischen Redispatch-Daten werden von der Swissgrid zur Verfügung gestellt. Die Daten enthalten eine Liste aller Redispatch-Ereignisse, die im Jahr 2015 durchgeführt wurden. Insbesondere werden der genaue Zeitraum, die übertragene Energiemenge, die betroffenen Kraftwerke und der Grund für den Redispatch aufgelistet. Es kann vorkommen, dass mehrere Einträge in der Liste aufgezeichnet wurden, die die gleiche Ursache haben. Daher werden alle Einträge, die mit dem gleichen Grund, Datum und Uhrzeit vermerkt sind, zu einem Ereignis zusammengefasst. Das Leistungsvolumen der einzelnen Ereignisse wird zusammengefasst. Das Ergebnis wird als Leistungsvolumen für das neue Ereignis übernommen. Alle gepoolten Redispatch-Ereignisse im Jahr 2015 sind in Abbildung 12 dargestellt.

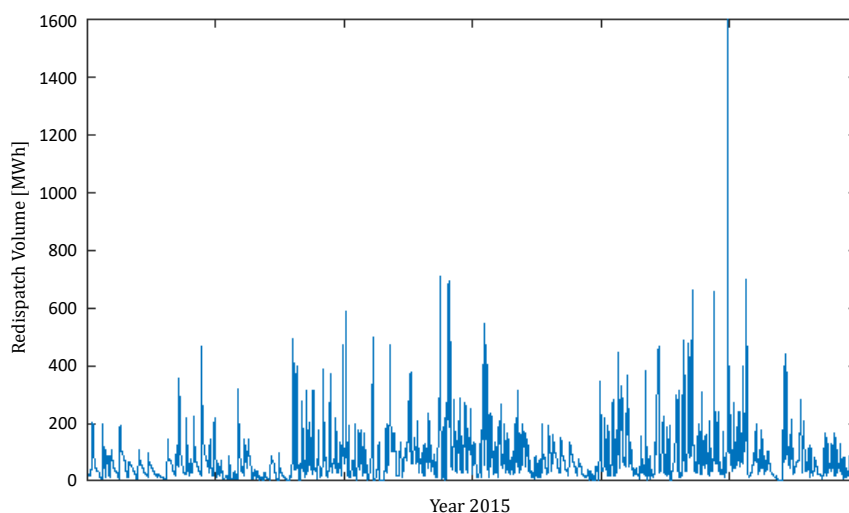


Abbildung 12: Nationale und internationale Redispatch Massnahmen 2015

Basierend auf [30]

5.3.2 Optimierungsproblem für Redispatch-Unterstützung

Das Modell ist in MATLAB implementiert. Das physikalische Netz wird durch Lastflussgleichungen in den Randbedingungen der Problemstellung berücksichtigt. Das Optimierungsproblem wird als lineare Funktion formuliert, die schliesslich mit dem Gurobi-Solver gelöst wird. Ziel ist es, die Gesamtkosten für Redispatch-Massnahmen durch den Einsatz vorhandener Flexibilitäten zu senken, die möglicherweise Energie zu niedrigeren Kosten als die konventionellen Wasserkraftwerke liefern können. Die Zielfunktion 19 summiert die Energiekosten aller flexiblen Komponenten und der Wasserkraftwerke. Hier muss die Summe aller Komponenten exakt der Redispatch-Anforderung bei allen Redispatch-Ereignissen entsprechen (vgl. Gleichung 28). Besonders hervorzuheben ist, dass die Wasserkraftwerke in der Lage sein müssen, den Bedarf in vollem Umfang zu decken, wenn keine Flexibilität eingesetzt werden kann. Damit wird die verfügbare Menge an Wasserkraft ohne Obergrenzen modelliert (vgl. Gleichung 32). Darüber hinaus aggregiert die Zielfunktion auch über alle Redispatch-Ereignisse. Die Erzeugung aus Wasserkraft ist in den Stromflussgleichungen nicht enthalten, da grosse Wasserkraftwerke in der Regel an das Übertragungs- oder Regionalverteilungssystem angeschlossen sind und somit keinen Einfluss auf die Nutzung flexibler Anlagen haben.

Typischerweise haben die vorgestellten Komponenten in dieser Studie eine begrenzte Kapazität. Der Batteriespeicher muss z.B. nach jedem einzelnen Gebrauch neu geladen oder entladen werden. Dies würde bedeuten, dass die Problemformulierung zeitgekoppelt ist. Die Redispatch-Ereignisse finden jedoch verteilt über den Zeitraum eines Jahres statt und sind zusätzlich voneinander getrennt. Daher kann hier die Vereinfachung einer zeitentkoppelten Problemformulierung erfolgen.

Die mathematische Formulierung ist im Anhang gegeben.

5.4 Flexibilität für Sekundärregelreserve

Schwankungen im Stromnetz sind eine der grössten Herausforderungen für Netzbetreiber. Grund dafür sind die wachsende Menge an DRES und die Abweichungen des zu erwartenden Lastbedarfs. In beiden Fällen treten jedoch oft nur geringe Ungleichgewichte im Netz auf. Daher ist eine schnellere und kleinere Regelreserve erforderlich. In der Regel wird bei kleineren Abweichungen die Sekundärregelung vor der Primärregelung eingesetzt. Die Primärregelung ist über die europäische Netzfrequenz gekoppelt und hängt mit deren Abweichungen zusammen. Im Gegensatz dazu wird die Sekundärreserve innerhalb jeder Regelzone gesteuert und ist damit präziser aktivierbar [16]. Es ist daher eine Möglichkeit, Flexibilitäten für diesen kleineren Sekundärregelungsbedarf zu nutzen. Flexible Lasten sind oft in der Lage, ihre Leistung schnell anzupassen und können lokal genutzt werden, um die Ungleichgewichte auszugleichen. Das zweite Modellszenario analysiert die optimale Nutzung von flexiblen Komponenten und Haushaltslasten zur Unterstützung von sekundären Regelmassnahmen.

5.4.1 Daten für die Sekundärregelreserve

Analog zum Redispatch-Szenariomodell ist das Sekundärreservemodell eine Nachoptimierung des Sekundärreservebetriebs im Jahr 2015. Die historischen Daten aller sekundären Regelmassnahmen sind auf der Website von Swissgrid abrufbar. Die Informationen über die Kontrollmassnahmen sind in zwei Teile gegliedert. Wie im Kapitel A2.1.2 beschrieben, ist der Ausschreibungsprozess abhängig vom Beschaffungspreis, wobei die Vergütung für die tatsächlich gelieferte Energie durch den Abrufpreis gegeben wird. Der erste Teil enthält eine wöchentliche Liste über den beschafften Reservebetrag und den wochenbezogenen Preis für 1 MW Beschaffung. Zudem wird der Preis für den Abruf (SwissIX-Energie-Spotpreis) auch für jede Woche des Jahres angegeben. Der zweite Teil listet die Abrufquoten für das

ganze Jahr auf. Das Jahr ist aufgeteilt in 15-Minuten-Schritten und jedes Ereignis steht für einen 15 min Zyklus des Jahres. Die mathematische Formulierung für die Berechnung der abgerufenen Leistungsmenge ist im Anhang A5.4 gegeben. Dabei ergibt sich die abgerufene Leistungsmenge einer bestimmten Woche als Produkt der Abrufquote und der vorgehaltenen Sekundärleistungsmenge.

Abbildung 13 zeigt den Einsatz der Sekundärreserve in 15-Minuten-Schritten des Jahres 2015. Es fällt auf, dass der Einsatz sehr volatil ist. Der Bedarf kann zwischen 0.005 MWh und ca. 100 MWh schwanken.

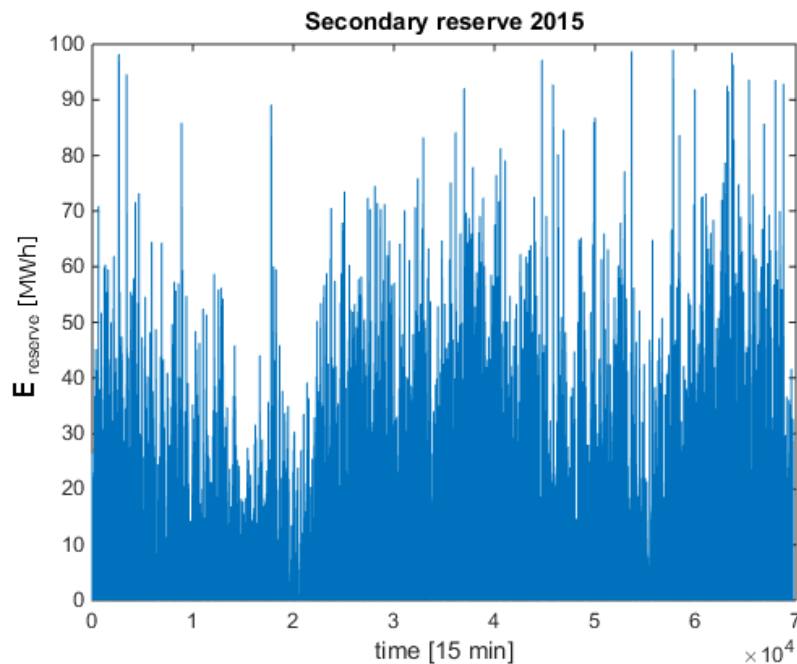


Abbildung 13: Sekundärregelreserve Abruf 2015, Betrag der positiven und negativen Abrufe in 15-Minuten-Schritten

Basierend auf [28]

5.4.2 Optimierungsproblem für Sekundärregelreserve

Die Formulierung des Optimierungsproblems des zweiten Modells ähnelt der des ersten Modells. Auch hier geht es darum, den Betrieb der sekundären Reservesteuerung mit Hilfe flexibler Lasten und Erzeugern zu optimieren. In diesem Modell steht die Variable jedoch nicht für eine sekundäre Reservemassnahme, sondern für den Zeitraum von einer Woche. Dies hat den Grund, dass die Ausschreibung der Sekundärreserve wöchentlich erfolgt. Die Variablen sind also die Menge der pro Woche bezogenen Energie. Um das Verhältnis zur Energiebeschaffung in Beziehung zu setzen, muss der Zeitraum des Verhältnisses auf Wochenbasis angepasst werden.

Die mathematische Formulierung ist im Anhang gegeben.

5.5 Simulationsparameter

In diesem Abschnitt werden die implementierten Parametereinstellungen im Optimierungsmodell erläutert. Die verschiedenen Parameter dienen der Analyse des Netz- und Flexibilitätsbetriebs unter verschie-

denen Netz- und Vergütungsszenarien. Die Charakteristik der Parameter hat Einfluss auf die Flexibilitätsausnutzung und auf die wirtschaftlichen Verbesserungen der Systeme.

5.5.1 Netzmodell: Kupferplatte vs. Lastflussmodell

Die Lösung des Optimierungsproblems ist ein relativ einfaches Problem, wenn die Leistungsgrenzen des Netzes nicht berücksichtigt werden. Dieses Szenario zur Vereinfachung des Kupferplatten-Netzes erreicht die Lösung eines ökonomischen Lastplans [34]. Dennoch bleibt das Optimierungsziel, den effizientesten Betrieb des Stromnetzes abzuleiten. Die Nutzung der Flexibilität beschränkt sich nicht auf die Netzbeschränkung, sondern nur auf die Wirtschaftlichkeit. Die Netzgrenzen des **Direct Current / Gleichstrom (DC)** Modells werden vernachlässigt. Das Ergebnis der Optimierung zeigt das maximale Potenzial der Flexibilitätsausnutzung.

Bei Berücksichtigung der Netzgrenzen muss der Lastfluss im Rahmen der Optimierung berechnet werden. Im Vergleich zum Kupferplatten-Szenario ist es das Ziel, nicht nur die Flexibilitätsausnutzung zu maximieren, sondern auch das Netz innerhalb seiner technischen Grenzen zu betreiben. Dies bedeutet letztendlich, dass die Flexibilitäten nicht immer voll ausgeschöpft werden können.

5.5.2 Modifizierung der Last- und PV Profile

Wie bereits im Abschnitt 5.1.1 erwähnt, werden die Gesamtnetzlast und die PV-Einspeisung erhöht, um die Ausnutzung der Flexibilitäten in einer verschärften Netzsituation zu simulieren. Da die Haushaltsflexibilität als Prozentsatz des Belastungswertes festgelegt wird, führen mit diesen Annahmen erhöhte Haushaltslasten zu einem erhöhten Flexibilitätsanteil.

Es ist anzumerken, dass diese vereinfachende Annahme nicht pauschal auf einzelne Haushalte angewendet werden kann. Die Verbrauchserhöhung eines Haushaltes kann vielfältige Ursachen haben und geht nicht notwendigerweise mit einer erhöhten verfügbaren Flexibilität einher. Die Kopplung der verfügbaren Flexibilität an die Haushaltslast trifft eher gemittelt auf das ganze Netz zu, wenn es ein fester Lastanteil durch flexible Lasten wie Wärmepumpen und elektrische Fahrzeuge angenommen wird. Eine detailliertere Untersuchung könnte die zeitliche Änderung des Anteils flexibler Lasten berücksichtigen. In dieser Studie werden alle ans Netz angeschlossenen Lasten proportional erhöht. Die Umstellung auf die PQ-Busse, die die Haushalte repräsentieren, kann der Tabelle 3 entnommen werden.

Bus Nr.	Original Wert	Neuer Wert
PQ 14	27.44 MW	42.94 MW
PQ 25	0.54 MW	0.89 MW
PQ 26	2.31 MW	3.62 MW
PQ 27	0.30 MW	0.47 MW
PQ 28	1.07 MW	1.67 MW
PQ 31	0.26 MW	0.41 MW
Summe	31.95 MW	50 MW

Tabelle 3: Anpassungen Netzmodell: PQ-Buses

Während der Wechsel für die PQ-Busse während der Simulation konstant ist, ist der Anstieg der **PV** Erzeugung abhängig von der Netzsituation. Zu Beginn der Simulation wird im Rahmen einer Lastflussberechnung der maximal mögliche Wert von **PV**-Einspeisung in das Netz bestimmt. Entscheidend für die maximale Höhe ist die Menge der Flexibilitätswerte und die Haushaltslasten im Netz. Abhängig von den Anforderungen des Netz-Szenarios kann die **PV**-Erzeugung dann auf den Maximalwert gesetzt werden. Hohe **PV** Erzeugung führt zu einer hohen Auslastung des Netzes, was zu einer geringeren

Chance führt, Flexibilitäten zu nutzen. Für die unsere Simulation werden Werte zwischen 85 und 92% des Maximalwertes untersucht.

Die Netzdaten liefern nur statische Informationen über das Netz. In der Realität ändern sich jedoch die Lasten und PV-Einspeisungen im Laufe des Tages. Typisch für Haushalte ist, dass ein höherer Energieverbrauch in der Mittagszeit und am Abend festgestellt werden kann. PV-Anlagen hingegen benötigen Sonnenlicht für die Stromerzeugung. In der Regel wird die höchste Erzeugung am frühen Nachmittag gemessen. Die Schwankungen der Last und der PV-Erzeugung müssen im Modell berücksichtigt werden. Daher werden zwei Variablen eingeführt. Die Variablen stellen den Verlauf der Last- und PV-Erzeugung dar. Der Verlauf der beiden Variablen ist in Abbildung 14 dargestellt.

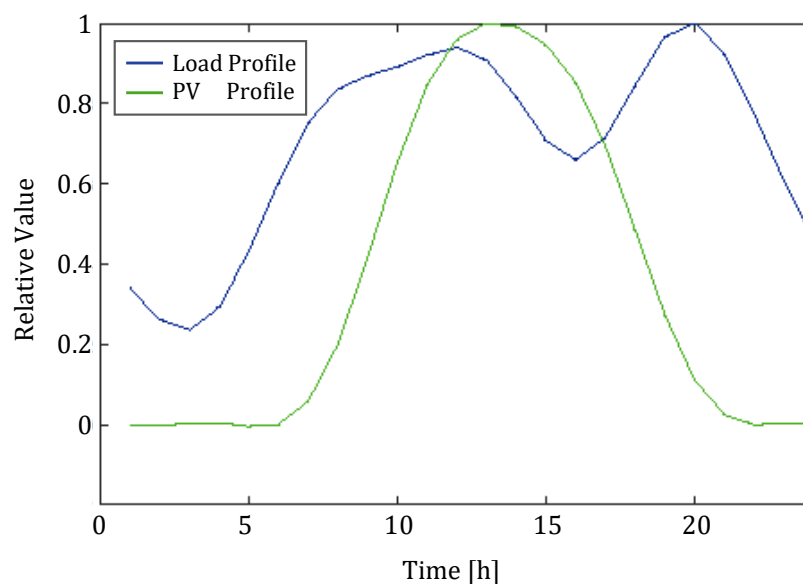


Abbildung 14: Synthetisches Last- und PV-Profil

5.5.3 Kosten-Sensitivitätsfunktion

In vorherigen Abschnitten wurde die Haushaltsflexibilität eingeführt und die Grenzkosten für deren Nutzung quantifiziert. Verglichen mit dem Zeitplan für die industrielle Auslastung ist die Last der Verbraucher von Natur aus unsicher. Darüber hinaus ist die Bereitschaft zur Teilnahme an DSM von Person zu Person unterschiedlich. Die erfolgreiche Einführung eines Festpreises, bei dem alle Haushalte in der Lage und willens sind, Flexibilität zu bieten, ist nicht realistisch. Vielmehr ist die Bereitschaft gewisse Komforteinschränkungen hinzunehmen abhängig vom Preis graduell zunehmend. Daher wird im Modell als Alternative zum Grenzkostenkonzept eine Kostensensitivitätsfunktion implementiert. Abbildung 15 zeigt den Verlauf der Funktion. Es basiert auf der mathematischen Sigmoidfunktion. Wie man sehen kann, steigt die maximale Haushaltsflexibilitätskapazität mit dem Vergütungsniveau. Zunächst nimmt die Kapazität nur langsam zu. Die Haushalte haben keinen Anreiz zur Teilnahme. Nach der Verbrauchertheorie sind mit steigender Vergütung immer mehr Kunden bereit, ihren Stromverbrauch durch einen finanziellen Vorteil zu ersetzen. Die Steigung der Kurve nimmt zu, bis ein Scheitelpunkt entsteht. Dieser Punkt

signalisiert den abnehmenden Grenznutzen. Zusätzlich schränkt die maximale flexible Kapazität die Obergrenze ein.

Der Kosten-Schwellwert, bei dem es zum Anstieg der verfügbaren Flexibilität der Haushaltslasten (hier etwa 50 EUR/MWh) orientiert sich am Day Ahead Preis der Strombörse. In der Realität könnte der Schwellwert auch deutlich höher liegen, oder eine stufenweise Erhöhung der verfügbaren Flexibilität erfolgen. Der Schwellwert in dieser Studie ist nur exemplarisch zu sehen. Die Auswirkung eines anderen Schwellwertes kann in den folgenden Ergebnisdarstellungen qualitativ nachvollzogen werden.

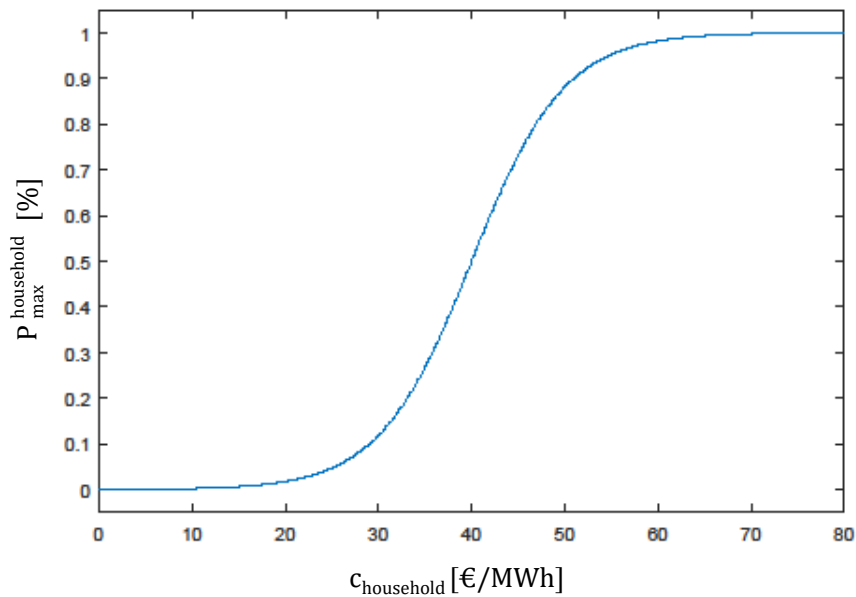


Abbildung 15: Maximale Haushaltsflexibilität als Funktion des Vergütungsniveaus.

Durch die Einführung der Kostensensitivitätsfunktion in das Optimierungsproblem wird die Formulierung nichtlinear. Die maximale potentielle Flexibilität der Haushalte hängt ab vom Preis mit dem diese vergütet wird und der eine zusätzliche Variable der Problemformulierung ist. Die Lösung dieser nichtlinearen Zielfunktion erfordert einen anderen Ansatz. Um die Problemformulierung linear zu halten, wird der Haushaltspreis über den Bereich der Sigmoidfunktion ($[0,80]$) gesampled. Das lineare Problem wird für jeden Preisschritt im Samplingprozess gelöst. Der optimale Preis der Flexibilitätsvergütung $c_{\text{household}}^*$ ist der Wert mit dem niedrigsten Ergebnis des ursprünglichen Minimierungsproblems.

5.5.4 Regelung und Kommunikation

Moderne Stromversorgungssysteme verfügen über ein effizientes Kommunikationsnetz. Die Netzbetreiber kommunizieren miteinander, um Aktionen zu koordinieren und Informationen auszutauschen. Ein weiterer wichtiger Faktor ist die IT-/Steuerungsinfrastruktur des Netzes. Das Stromnetz ist in hohem Masse von einer zuverlässigen Leistungsregelung abhängig. Sie müssen unter ungünstigsten Betriebsbedingungen arbeiten. Mit der fortschreitenden Deregulierung der Energiemärkte und dem Roll-out von

Smart Grid-Geräten entwickeln sich die Anforderungen an das Steuerungs- und Kommunikationssystem weiter [2]. Um die Vorteile eines Smart Grids voll ausschöpfen zu können, muss die Netzführung und -kommunikation zuverlässiger, effizienter, sicherer und flexibler werden.

In dieser Studie werden 3 verschiedene Niveaus der Kommunikation und Regelung bewertet:

1. Volle Netzregelung und Kommunikation
2. Einfache dezentrale Regelung
3. Keine Kommunikation oder Regelung.

Diese 3 Stufen der Kommunikation stellen verschiedene technologische Entwicklungsstufen eines Energieversorgungssystems dar. Ziel ist es zu untersuchen, inwieweit Kommunikation und Steuerung Einfluss auf die Ausnutzung von Flexibilitäten im Verteilnetz haben.

Volles Smart Grid

Die ersten Stufen zeichnen sich durch ein hohes Mass an Interaktion zwischen allen Beteiligten im Netzbetrieb aus. Die Stromflusssituation im Netz wird im gesamten System kommuniziert. Das bedeutet, dass der Aggregator, DSO und TSO die volle Information über die Operation des jeweils anderen haben. Darüber hinaus sind die Flexibilitäten hinsichtlich ihrer technischen und betrieblichen Schwellenwerte voll steuerbar und können auch getrennt voneinander aktiviert werden. Die Nachteile sind die hohen Kosten für Kommunikations-, IT- und Steuerungsinfrastruktur.

Das Ergebnis des Optimierungsproblems (ohne weitere Beschränkungen) simuliert dieses Szenario. Unter Berücksichtigung der Netzbegrenzungen kann jede Flexibilität voll ausgeschöpft werden.

Dezentrale Regelung

Die zweite Stufe bietet eine eingeschränkte Regelung der Flexibilität. Darüber hinaus sind Informationen über die Netzsituation nur teilweise verfügbar. Die Nutzung des Flexibilitäts-Pools wird dezentral von verschiedenen Parteien gesteuert. In diesem Fall sind Flexibilitäten nicht separat steuerbar. Im Falle des Abrufs von Flexibilität werden alle teilnehmenden Komponenten proportional geregelt, bis der DSO die ersten Engpässe im Verteilungsnetz mitteilt. Einzelne Komponenten werden nicht voll ausgeschöpft. Dieses Szenario bietet eine kostengünstigere und weniger komplexe Implementierung als das erste.

Das Optimierungsmodell muss für diesen Fall angepasst werden. Für jedes Redispatch-Ereignis werden alle Flexibilitätsleistungen proportional erhöht, bis die erste Flexibilität gegen die Netzbeschränkungen verstößt. An diesem Punkt ist der optimale Betrieb erreicht und der Algorithmus geht zum nächsten Schritt über.

Keine Kommunikation

In der letzten Stufe findet kein Informationsaustausch zwischen Aggregator und Verteilnetzbetreiber statt. Für den Aggregator ist die Lastflusssituation im Netz unbekannt. Um komplexe Steuerungsinfrastrukturen und Netzüberwachung zu vermeiden, wird eine einfache Flexibilitätsbegrenzung implementiert. Der Verteilnetzbetreiber berechnet die maximale Flexibilitätsleistung jeder Anlage im Worst-Case-Szenario. Diese Grenze ist der operative Sollwert für die Anlage. Im Abruffall läuft jede Flexibilität nur bis zu dieser Grenze. Durch die Worst-Case-Auslegung können Flexibilitäten immer unabhängig von der aktuellen Netzsituation eingesetzt werden. Dieses Szenario entspricht dem Stand der Technik des aktuellen Netzbetriebs es sind keine Investitionen erforderlich. Damit stellt es den billigsten Weg für den Flexibilitäts-Betrieb dar.

Im Modell wird jedes Netz-Szenario des Referenztages simuliert. Für jede Stunde wird der aus Netz- und Komponentensicht maximal mögliche Leistungsabruf der Flexibilität bestimmt. Der Sollwert für die

Flexibilität ist die Stunde mit dem geringsten möglichen Leistungsabruf. Dies bedeutet letztendlich, dass die Flexibilität bei jeder Redispatch-Massnahme immer auf diesem Niveau betrieben wird. Die unterschiedlichen Parameter für Steuerung und Kommunikation werden nur im Redispatch-Modell verwendet. Verteilte Flexibilitäten, die den sekundären Redispatch betreffen, sind präqualifiziert und durch den zentralen Abruf der Sekundärregelung gesteuert.

5.6 Simulationsergebnisse

In diesem Abschnitt werden Ergebnisse der beiden im vorigen Kapitel beschriebenen Optimierungsmo-
delle vorgestellt. Um vergleichbare Resultate der verschiedenen Fälle zu erhalten, werden alle Ergeb-
nisse mit identischen Ausgangsdaten simuliert (d.h. Art, Grösse und Ort der flexiblen Komponenten,
Anzahl der erhöhten PV-Produktion, maximal verfügbare Haushaltsflexibilität usw.).

5.6.1 Ergebnisse Redispatch-Unterstützung

Der erste Abschnitt zeigt das Ergebnis zur Optimierung der Redispatch-Unterstützung. Die Ergebnisse
konzentrieren sich hauptsächlich auf zwei Fälle. Der erste Teil, zeigt die Auswirkungen des Modells mit
Netzbeschränkungen im Vergleich zur Optimierung mit dem Kupferplatten-Modell. Abhängig von der
Netzlast und der PV-Produktion können die Netzbeschränkungen einen signifikanten Einfluss auf die
Ergebnisse haben. Während im ersten Teil die Haushaltsflexibilität mit ihren Grenzkosten charakterisiert
wird, verwendet der zweite Teil die Kosten-Sensitivitätsfunktion (vgl. Kapitel 5.5.3). Zusätzlich werden
die Auswirkungen der Kommunikations- und Regelungsstufe bewertet.

5.6.1.1 Fall 1: Kupferplatte vs. Lastflussmodell Tabelle 4 zeigt das Endergebnis des Redispatch-
Optimierungsproblems. Das maximale Unterstützungspotenzial, das durch das Ergebnis des Kupferplatten-
Modells ohne Netzbeschränkungen beschrieben wird, liegt bei rund 490 MWh. Der **Optimal Power Flow**
/ Optimaler Lastfluss (OPF)-Ansatz mit Netzbeschränkungen reduziert die gesamte eingesetzte Flexibi-
lität um 6%. Trotz eines signifikanten Anstiegs von PV-Produktion und Netzlast ist die Auswirkung der
Netzwerk Grenzen gering. Die Analyse des Netzes zeigt einen guten Ausbaustatus.
Der Gesamtgewinn für das Kupferplatten-Szenario liegt bei 17450 e. Dies entspricht einer Rendite von
35,61 e/MWh. Es ist fraglich, ob dieses Renditeniveau einen starken Anreiz für die Flexibilitätsbetreiber
darstellen kann.

Szenario	Gesamte Flexibilitäts Energie	Gesamtkosten
Kupfer-Platte	490.57 MWh	17,450 €
OPF mit Netzbeschränkungen	460.96 MWh	16,419 €

Tabelle 4: Resultate der optimierten Redispatch-Unterstützung

Abbildung 16 zeigt die gesamte abgerufene Flexibilitätsenergie jede Komponente und der Haushalte.
Die Industrieanlagen sind auf Mittelspannungsebene angeschlossen und damit in der Regel weniger
stark von Netzbeschränkungen betroffen (die meisten Grenzwerte treten im Niederspannungsnetz auf).
Die Haushaltsflexibilität PQ 14 ist ebenfalls direkt auf Mittelspannungsebene angeschlossen. Der hohe
Energiebedarf von PQ 14 bietet ideale Voraussetzungen als flexible Last. Der Flexibilitätsabruf von PV-
Anlagen ist im Vergleich zu anderen Komponenten kostenintensiver. Ausserdem können sie nur negative
Flexibilität bieten und sind stark abhängig von der Sonneneinstrahlung. Folglich tragen sie im Vergleich
zu seiner Nennleistung nur wenig zur Gesamtflexibilität bei.

Abbildung 17 zeigt den Gesamtgewinn der Flexibilitätskomponenten und der Haushalte. Der Gewinn ist
direkt proportional zur abgerufenen Flexibilitätsenergie.

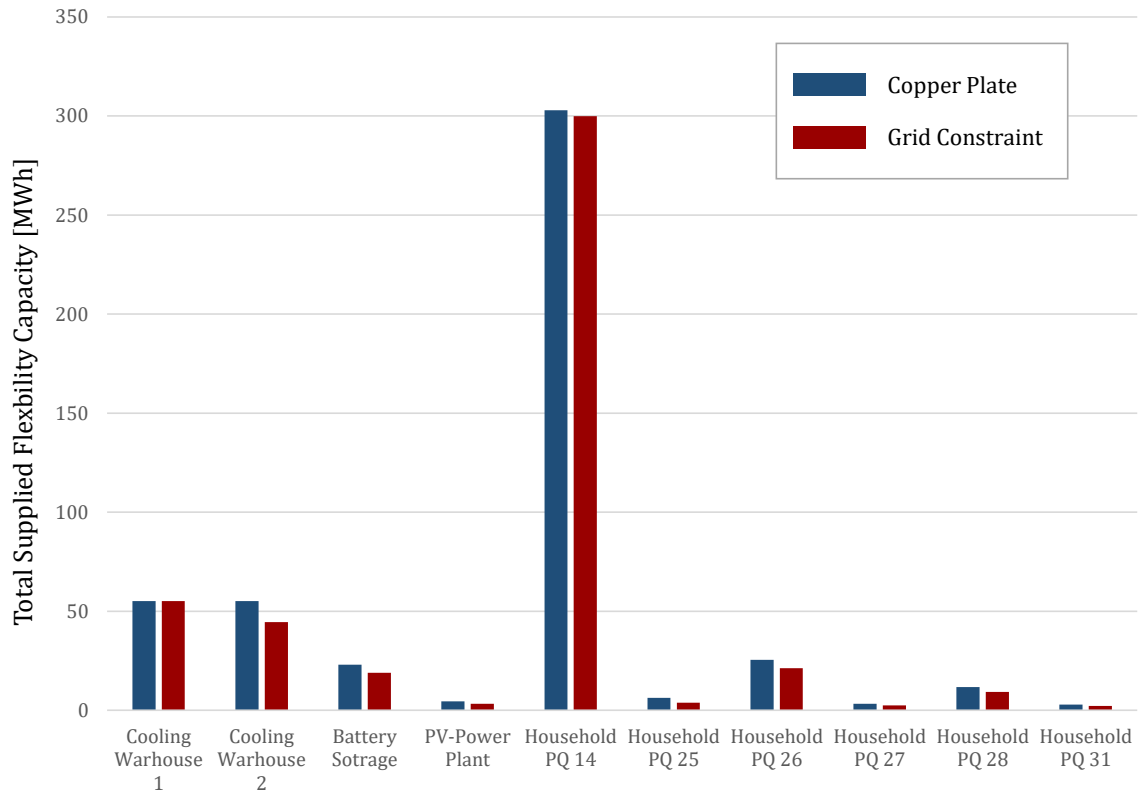


Abbildung 16: Abgerufene Flexibilitätsenergie für Redispatch-Unterstützung

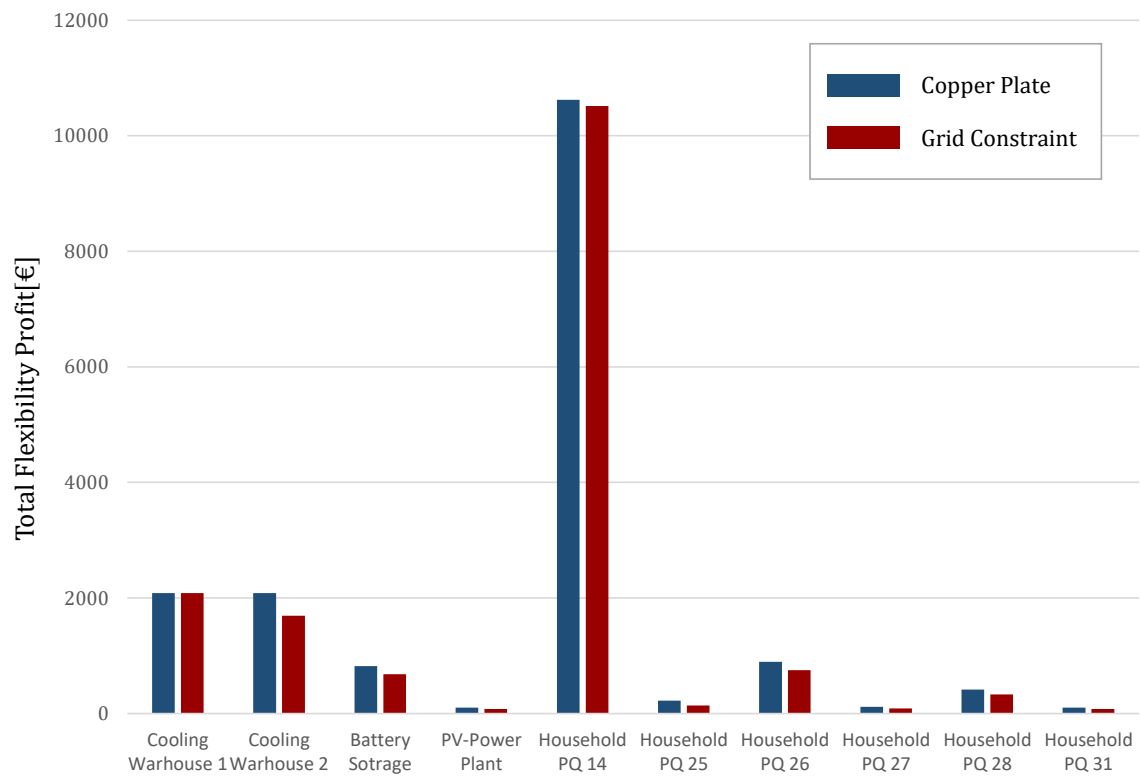


Abbildung 17: Gesamtgewinn der Flexibilitätskomponenten

5.6.1.2 Fall 2: Kosten-Sensitivitätsfunktion, Regelung und Kommunikation In diesem Ergebnisabschnitt werden die Haushaltsflexibilitäten mit der Kosten-Sensitivitätsfunktion charakterisiert. Die Höhe der Vergütung ist ausschlaggebend für die maximale Verfügbarkeit der Haushaltslast für den Flexibilitätsabruf. Abbildung 18 zeigt die Beziehung zwischen einem steigenden Preisniveau und der verfügbaren flexiblen Leistung. Der optimale Preis für den maximalen Gewinn liegt bei 37 EUR . Ein höherer Preis kann einen höheren Flexibilitätsabruf ermöglichen. Dies führt jedoch zu einem geringeren Gesamt-Gewinn der Haushalte, da das Preisniveau die Kosten der Hydroflexibilitäten übersteigt und die Haushalte damit seltener abgerufen werden. Die Energieverteilungskurve hat mehrere Knickpunkte. Grund dafür ist der schwankende Energie-Spotpreis der verschiedenen Redispatch-Ereignisse.

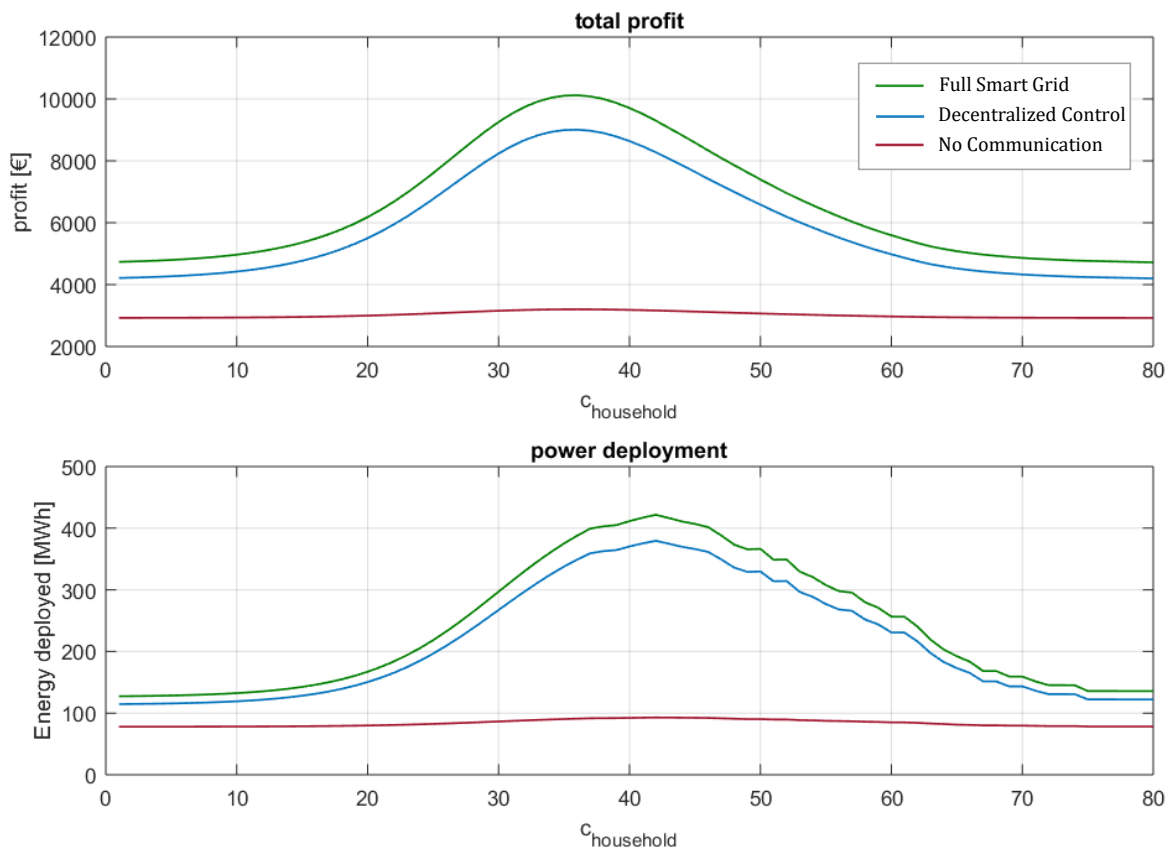


Abbildung 18: Redispatch-Unterstützung: Gesamter Flexibilitäts Gewinn und Energie-Abruf als Funktion der Sensitivitäts-Kosten

Abbildung 18 enthält auch die Kurve für den Fall mit der dezentralen Steuerung der Flexibilitätshaushalt und den Ansatz ganz ohne Kommunikation. Industrieanlagen sind von diesem Parameter nicht betroffen (siehe Abschnitt 5.5.4). Tabelle 5 zeigt den totalen Flexibilitätsabruf und die Gesamtgewinn für die drei verschiedenen Kommunikationsstufen. Der vollständige Smart Grid-Ansatz kann mit den bisherigen Ergebnissen von Fall 1 verglichen werden. Es zeigt sich, dass die Kostensensibilität einen abnehmenden Einfluss auf den Gewinn hat. Die Höhe der Flexibilität verringerte sich um 18,5% auf 399 MWh, wobei der Gewinn um ca. 42% auf 10,082 EUR reduziert wurde.

Szenario	$c_{household}^*$	Total Flexibility Capacity	Total Profit
Volles Smart-Grid	37 €/MWh	399.24 MWh	10,082 EUR
Dezentrale Regelung	37 €/MWh	354.37 MWh	8,942 €
Keine Kommunikation	37 €/MWh	91.58 MWh	3,200 €

Tabelle 5: Resultate der Redispatch Optimierung mit der Kosten-Sensitivitätsfunktion

Die dezentrale Regelung bietet im Vergleich zum Szenario Volles Smart-Grid nahezu das gleiche Flexibilitätspotenzial. Die Flexibilitätsbereitstellung und der Gewinn sinken um 11%. Angesichts der Kosten für die Infrastruktur einer vollständigen Smart-Grid-Umgebung kann der dezentrale Regelungsansatz eine kosteneffiziente Alternative für den zukünftigen Betrieb mit Flexibilität bieten.

Der Gesamtabruf von Flexibilitäts-Komponenten und Haushalten im Szenario Volles Smart-Grid ist in Abbildung 19 gezeigt. Die Ergebnisse sind relativ ähnlich zu den Ergebnissen von Fall 1.

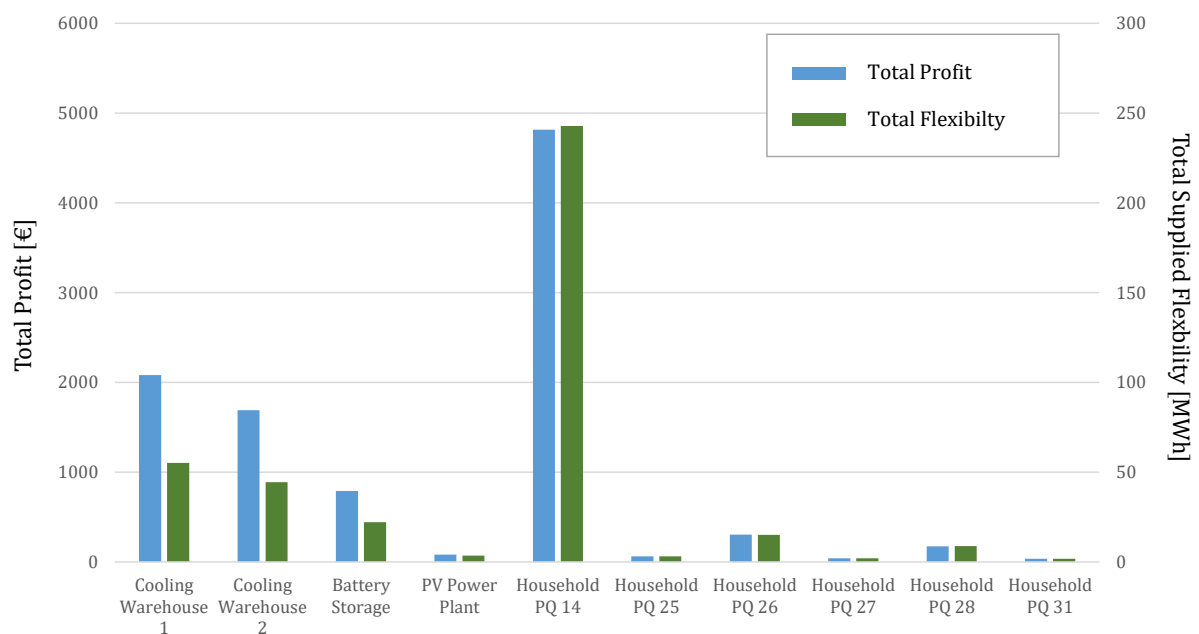


Abbildung 19: Resultate der optimalen Flexibilität für Redispatch-Unterstützung im Szenario Volles Smart-Grid

Um die Einsatzgrenze der Flexibilität zu bestimmen, wird in Abbildung 20 der berechnete Lastfluss für den ganzen Tag gezeigt. In diesem Lastfluss versuchen die verschiedenen Flexibilitäts-Komponenten und Haushalte, den ganzen Tag über Leistung zu liefern. Im Fall von Netzbegrenzungen, fehlender Last oder fehlender Sonneneinstrahlung muss die Flexibilitäts-Komponente seine Leistungseinspeisung anpassen. Abbildung 20 simuliert die kontinuierliche Versorgung mit positiver Energie. Der Sollwert für die einzelnen Anlagen und Haushalte ist die minimale verfügbare Redispatch-Leistung des Tages. In diesem Fall führt dies zum Wegfall der PV-Anlage und der Haushalte PQ 25, PQ 26, PQ 27 und PQ 31 aus dem Flexibilitätspool.

Abbildung 21 zeigt, dass die weggefallenen Flexibilitäten keine Flexibilitätsleistung mehr bereit stellen. Das Szenario der Flexibilitätsregelung ohne Kommunikation gewährt einen sicheren Netzbetrieb, reduziert aber die Auslastung der flexiblen Ressourcen auf ein Minimum.

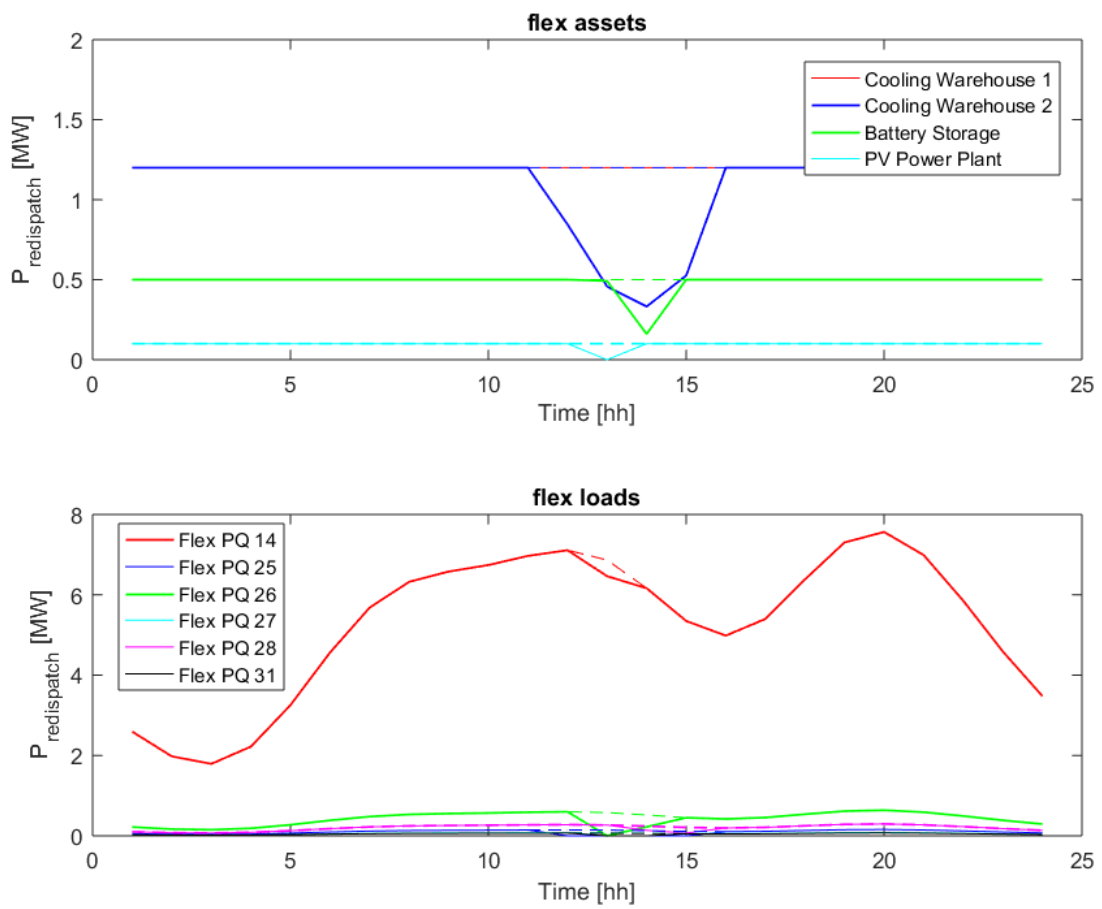


Abbildung 20: Berechnung der unteren Grenze der Flexibilitäten

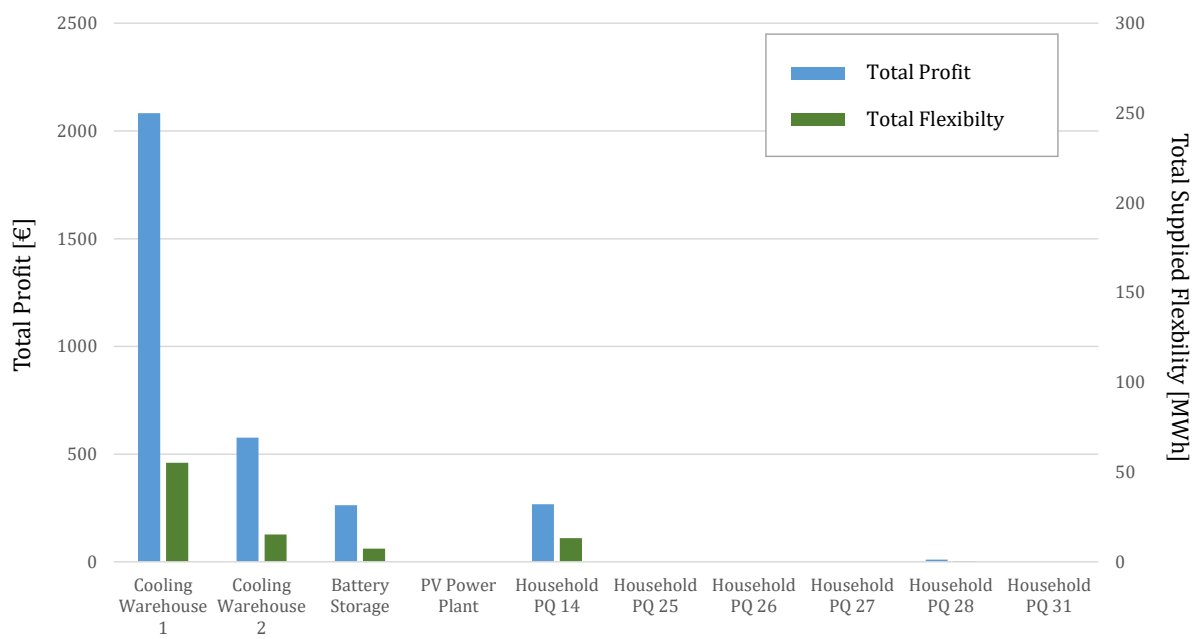


Abbildung 21: Resultate der optimalen Flexibilität für Redispatch-Unterstützung im Szenario ohne Kommunikation

5.6.2 Ergebnisse Sekundärregelreserve

Im zweiten Modell wird die Nutzung von flexiblen Verbrauchern und Erzeugern für sekundäre Regelmassnahmen optimiert. Ein Kernpunkt dabei ist, dass die Vorhaltung der Reserveleistung im Beschaffungsprozess sehr lukrativ ist. Allerdings kann der tatsächliche Abruf der Reserve den Gesamtgewinn stark mindern.

5.6.2.1 Optimaler Fall Der Optimierer setzt den Flexibilitätspreis so hoch wie möglich, um möglichst viel flexible Kapazität gemässe der Sensitivitätsfunktion zu ermöglichen. Der genaue Betrag kann berechnet werden, wenn die Häufigkeit des Regelreserveabrufs bekannt ist oder genau geschätzt wird. Dieser Fall wird im Szenario 'Optimaler Fall' in Abbildung 22 betrachtet. In der Realität lässt sich die tatsächliche Abrufhäufigkeit jedoch kaum vorhersagen. Daher werden in der Optimierung zwei weitere Szenarien untersucht: der 'Durchschnittliche Fall' und der 'Schlimmste Fall'.

5.6.2.2 Durchschnittlicher Fall Der Flexibilitätsbetreiber oder der Aggregator, falls die Flexibilität Teil eines Pools ist, berechnet die erwartete Abrufquote mit dem durchschnittlichen Verhältnis der vorhandenen historischen Daten.

Wenn die tatsächliche Abrufquote niedriger ist als die durchschnittliche, verliert der Betreiber die voraussichtlichen Gewinne. Umgekehrt beschaffte der Betreiber weniger Leistung für weniger Geld und spart letztendlich Zusatzkosten durch einen teuren Flexibilitätseinsatz.

5.6.2.3 Schlimmster Fall Für das Szenario Schlimmster Fall wird die maximale historische Abrufquote als Referenzwert herangezogen.

Der Betreiber schützt sich durch diese konservative Annahme vor Verlusten. Dies kann aber mit hoher Wahrscheinlichkeit auch zu einem stärkeren Gewinnausfall führen.

Tabelle 6 zeigt die Ergebnisse der Optimierung. Die alternativen Abrufquoten haben einen vernachlässigbaren Einfluss auf die gesamte beschaffte Leistungsreserve. Allerdings erzielen sie aufgrund ihres niedrigeren Vergütungspreises deutlich weniger Gewinn. Abbildung 22 zeigt den Gesamtgewinn in Abhängigkeit vom Preisniveau der Haushalte. Auffallend ist, dass die Ökostrom-Einsatzkurve nach Erreichen des Spitzenwertes nahezu konstant ist. Grund hierfür ist das relativ hohe Vergütungsniveau der Flexibilitätsbeschaffung. Auch über mehrere hundert Euro hinaus versucht die Optimierung, das volle Flexibilitätspotenzial zu erhalten. Die Bereithaltungsvergütung für 1 MW Beschaffungsentschädigung ist höher als die Zahlung der Abrufvergütung der Haushalte. Mit steigendem Abrufpreis nähert sich die Kurve langsam an.

Szenario	optimale Haushalts-Sensitivitätskosten	Gesamte bereit gehaltene Reserveleistung	Gesamtgewinn [mio.€]
Optimaler Fall	57 €/MWh	492.27 MW	1.97
Durchschnittlicher Fall	49 €/MWh	489.57 MW	1.774
Schlimmster Fall	45 €/MWh	485.5 MW	1.54

Tabelle 6: Resultate der optimierten Unterstützung der Sekundärregelreserve

Abbildung 23 und 24 zeigen den Gesamtgewinn und die Verteilung der bereit gehaltenen Leistung für den optimalen Preis jedes Szenarios. Den größten Beitrag leisten, wie schon bei früheren Ergebnissen, der Haushalt PQ 14 und die beiden Kühltage. Der durchschnittliche Gewinn bei der Bereitstellung von

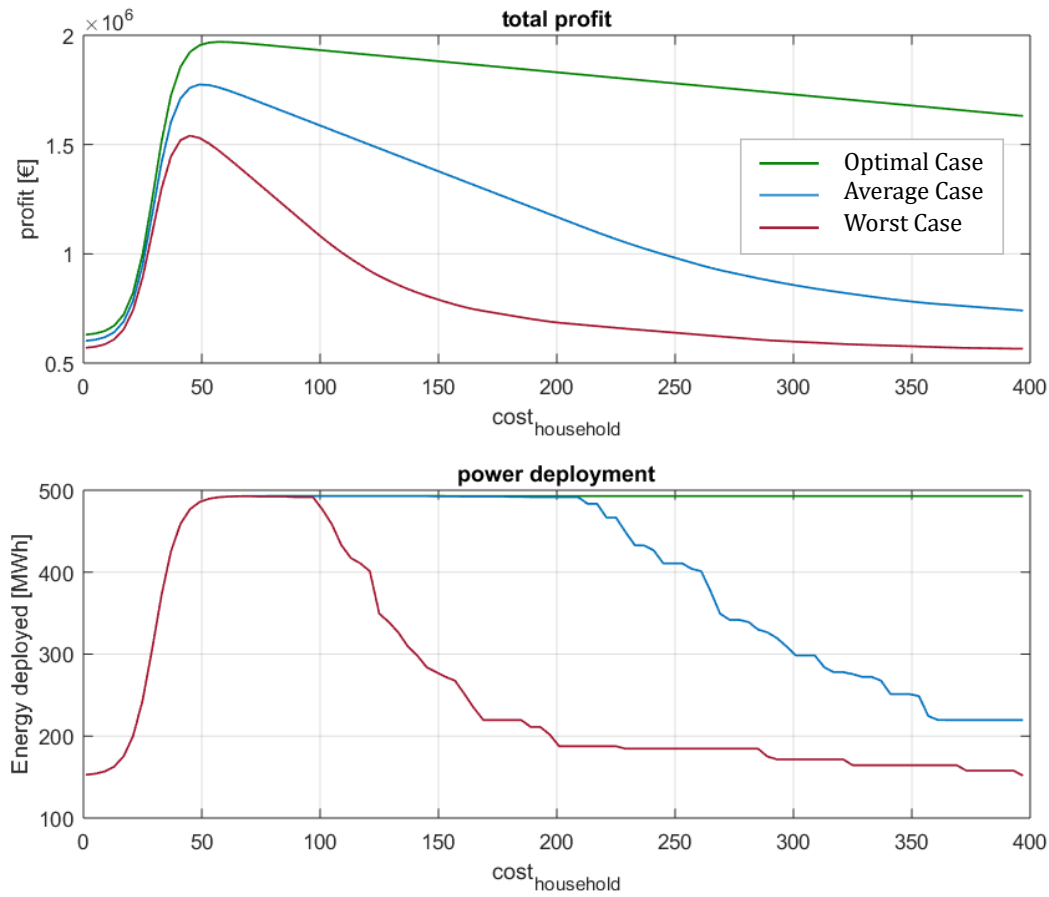


Abbildung 22: Unterstützung Sekundärregelung: Gesamtgewinn und Abrufleistung als Funktion der Sensitivitätskosten.

1 MW Sekundärreserveleistung liegt bei etwa 3.500 Euro. Die Nutzung von Flexibilitäten für die Sekundärregelreserve hat ein sehr starkes Potenzial. Mit dem Ausbau der IT- und Steuerungsinfrastruktur im Stromnetz wird die Implementierung und Steuerung flexibler industrieller Verbraucher und Haushalte zukünftig kostengünstiger.

5.7 Zusammenfassung und Handlungsempfehlung

Die Verwendung von aggregierten Flexibilitätsreserven im Verteilnetz stellen potentiell eine wirtschaftlich attraktive Option für die Beschaffung von Regelenergie dar. Das Gesamtpotential der Reserven hängt vor allem vom Umfang der verfügbaren Flexibilitäten ab. Während der Flexibilitätsnutzen bei grösseren Industrielasten oder Kühlhäuser mit primär wirtschaftlichen Aspekten abgeschätzt werden kann, spielt bei Haushaltslasten auch die psychologische und soziale Auswirkung eine Rolle. Haushaltsflexibilitäten können vor allem dann erschlossen werden wenn es zu keinen signifikanten Auswirkungen auf den Komfort und Nutzen der Endkunden kommt.

Aufgrund der Leistungsumfänge und der Häufigkeit des Eintretens ist vor allem die im Verteilnetz aggregierte Sekundärregelreserve attraktiv, weniger die Redispatch-Massnahmen. Die Ergebnisse beider Fälle zeigen, dass ohne Regelung der Einsatz der Flexibilitäten sehr konservativ vorgenommen werden muss um das Verteilnetz nicht zu überlasten. Je nach Koordinationsgrad (verteilte Regelung mit

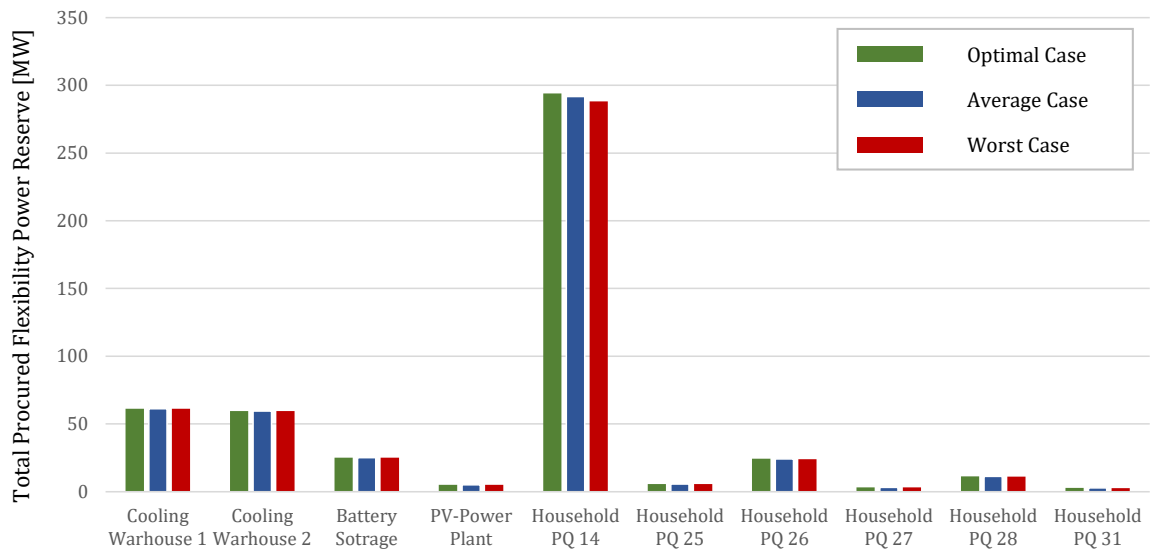


Abbildung 23: Resultate zur optimalen Unterstützung der Sekundärregelreserve: Verteilung der bereitgehaltenen Leistung

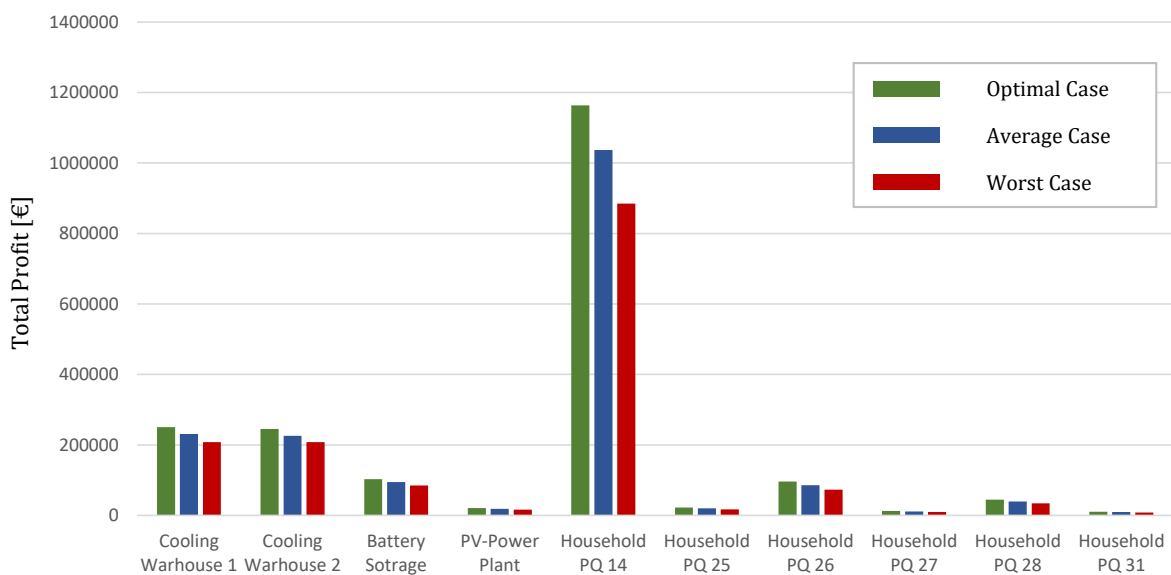


Abbildung 24: Resultate zur optimalen Unterstützung der Sekundärregelreserve: Gewinnverteilung

gleichmässiger Abregelung bei Netzüberlastung oder voller koordinierter Betrieb) ergeben sich bis zu 4 mal höhere Gewinnpotentiale. Bei der Sekundärregelreserve kommt hinzu, dass das Netz jederzeit für einen Abruf bereit sein muss. Der Wert von Kommunikation hängt hier stark von den marginalen Flexibilitätskosten der aggregierten Flexibilitätsleistung ab.

Zusammenfassend sind folgende Schritte zur Umsetzung des mittleren Regelungskonzepts notwendig:

- Bestimmen eines oder mehrerer Verteilnetzstabilitätsindikatoren.
- Sammlung des Indikators an zentraler, gegebenenfalls neutraler Stelle.
- Schaffen eines vertraglichen und regulatorischen Rahmens zum Informationsaustausch mit den

Aggregatoren, Aufheben der strengen Einspeisungsobergrenze.

- Koordination der Flexibilitätseinspeisungen, prüfen der Obergrenzen
- Überwachung des Lastganges der Flexibilitäten, leistungsabhängige Netznutzungsvergütung

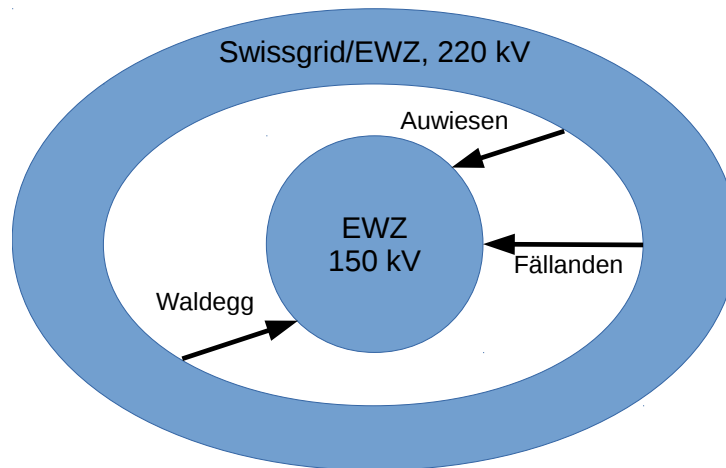


Abbildung 25: EWZ Netz bis 150 kV, eingebettet in das 220/380 kV Netz

6 Fallbeispiel 2: Koordinierter Netzbetrieb

Das zweite Fallbeispiel dieser Studie befasst sich mit dem koordinierten Netzbetrieb, dessen Potential in der Literatur und den Interviews sowohl bei TSOs als auch den DSOs identifiziert wurde. Es wird untersucht wie das vorhandene physikalisch gekoppelte Netz von TSO und DSO optimal genutzt werden kann. Ziel ist dabei für verschiedene Stufen der Koordination und des Informationsaustausches den Nutzen der resultierenden Flexibilitätsbereiche zu charakterisieren und die Risiken für die Netzsicherheit abzuschätzen.

6.1 Ausgangslage

Ausgangssituation stellt der heutige Netzbetrieb auch Sicht eines TSOs und eines DSOs dar. Das Fallbeispiel ist in Abbildung 25 dargestellt und umfasst das Schweizer Übertragungsnetz des TSOs Swissgrid und das darin eingebettete 150 kV vermaschte Netz im Raum Zürich, betrieben durch EWZ. Der Betrieb erfolgt in 2 getrennten Netzleitstellen, auch die zugrunde liegenden Schalteinstellungen, Trafosteuerungen, und weiteren Daten wie Last und Erzeugung sind zwischen Swissgrid und EWZ getrennt. Ein erweiterter Datenaustausch zwischen Swissgrid und EWZ lässt sich wie folgt motivieren. Zum einen ist die Modellierung des vermaschten Verteilnetzes wichtig für Swissgrid. Der Lastfluss resultiert aus der physikalischen Netzkopplung, macht nicht an organisatorischen Grenzen halt und kann zu ungeplanten Überlastungen des anderen Netzbetreibers führen. Ein interner Konflikt zwischen Swissgrid und EWZ mit einem gegenseitigen abregeln oder gar Trennen einzelner Grenzleitungen ist für den Gesamtbetrieb nicht wünschenswert. Im Gegensatz sollten die vorhandenen Kapazitäten nicht durch Swissgrid überschritten werden, was jedoch nur möglich ist wenn

1. die Lastflussgrenzen der DSO dem TSO bekannt sind und
2. die Belastung des Verteilnetzes korrekt in die Berechnung des TSO einbezogen werden kann.

Dazu braucht es keinen Austausch der vollen Netzdaten sondern lediglich weniger Schnittstellenparameter.

Zum anderen ist eine reduziertes Modell des umliegenden Übertragungsnetzes notwendig für EWZ. Nur so können die Auswirkungen von etwaige Änderungen im eigenen EWZ-Netz durch Rückkopplungen mit dem Übertragungsnetz vorhergesagt werden. Weiterhin ist von Interesse, wie stark sich Fluktuationen des Lastflusses im Übertragungsnetz auf die Flüsse im EWZ-Netz auswirken.

Insgesamt lassen sich die potentiellen Vorteile beider Netzbetreiber wie folgt charakterisieren:

- Verbesserte Netzinformationen und Netzparameter für die Betriebsplanung
- Erhöhte Netzsicherheit durch bessere Abschätzung der Belastungsgrenzen
- Potentielle Einsparungen beim Netzausbau durch besseres Ausnutzen vorhandener Infrastruktur

Die Untersuchungen dieser Fallstudie stellt eine Abschätzung dieser Vorteile für unterschiedliche Koordinationsstufen zwischen TSO und DSO dar.

6.2 Problemformulierung

6.2.1 Netzdaten

Die Modellierung des Netzes basiert auf der Zerlegung des Gesamtnetzes in zwei Subnetze (Stadtgebiet Zürich und Übertragungsnetz), wie in Abbildung 25 dargestellt. In der Studie wird ein Modell des EWZ-Ausbauplan bis 2020 (mit dem Direktanschluss bis Waldegg) untersucht. Insgesamt gibt es drei Einfallleitungen aus dem Ring zum 150 kV Netz der EWZ (Trafos Fällanden, Waldegg und Auwiesen). Der vorliegende Datensatz umfasst die Netzdaten, Produktionsdaten und Lastdaten des EWZ und Swissgridnetzes, sowie die über die Grenzleitungsflüsse mit dem benachbarten Ausland. Die Grenzleitungen wurden in das nördliche Ausland (Deutschland, Österreich und nördliches Frankreich) und das südliche Ausland (Italien und südliches Frankreich) aufgeteilt.

Es handelt sich um einen Netzzustand mit insgesamt hoher Last:

- 9600 MW Gesamtlast in CH, davon 920 MW im EWZ Netz
- 15600 MW Produktion in CH
- 700 MW Import aus dem nördlichen Ausland
- 6700 MW Export in den südlichen Ausland

6.2.2 Netzmodellierung

Beim Lastfluss des Netzes wird die gegebene Verteilung von Produktion und Nachfrage verwendet um die Winkel, Spannungen und Leitungsflüsse im gesamten Netz zu bestimmen und die Belastung der einzelnen Netzkomponenten zu untersuchen. Die Beispiele und Illustrationen in dieser Studie verwenden eine einfache lineare Modellierung ohne Übertragungsverluste, bei der der nominale Lastfluss durch die maximalen Leitungsflüsse begrenzt ist. Eine Erweiterung auf vollständige nichtlineare Netzmodelle und Ausfallszenarien (N-1 Sicherheit) ist möglich [24].

Der Lastfluss kann durch die Verteilung von Produktion und Nachfrage sowie der Einstellung der Netztrafos beeinflusst werden. Zur Untersuchung verschiedener Koordinationsszenarien zwischen Swissgrid und EWZ werden folgende Variablen variiert:

- Die Nachfrage im EWZ-Netz(nominell 920 MW im Basislastfluss) kann gleichmässig erhöht oder abgesenkt werden.
- Die Grenzflüsse zum Ausland im Norden bzw. Süden (nominell 700 MW Import bzw. 6700 MW Export im Basislastfluss) kann gleichmässig erhöht oder abgesenkt werden.

- Die Aufteilung der Leistungsänderungen kann zwischen den 380-kV-Leitungen und 220-kV-Leitungen zum Ausland im Norden und Süden variiert werden. Innerhalb eines Spannungsniveaus werden die Leistungsänderungen gleichverteilt.
- Die Produktion der Schweizer Kraftwerke (nominell 15600 MW im Basislastfluss) kann gleichmässig erhöht oder abgesenkt werden.
- Der Leistungsfluss durch die 3 Anschlüsse des EWZ-Netzes (Fällanden, Auwiesen und Waldegg) kann durch die lokale Traforegelung variiert werden. In Summe muss der Leistungsfluss mit der Nachfrage im EWZ-Gebiet übereinstimmen. Es wird angenommen dass der Leistungsfluss direkt innerhalb des Betriebsbereiches der Trafos gewählt werden kann. Eine detaillierte Modellierung der Trafokennlinien und Trafostufen wurde nicht vorgenommen.
- Der Leistungsfluss durch ausgewählte Trafos des Swissgridnetzes kann durch die lokale Traforegelung variiert werden. In dieser Studie werden zu Illustrationszwecken nur 2 Swissgrid-Trafos im Raum Zürich variiert (Breite und Benken). Die Erweiterung um weitere Swissgrid-Trafos (zum Beispiel Mettlen und Laufenburg) wurde auch getestet und hat nicht zu qualitativen Änderungen der Kernaussagen geführt. Es wird angenommen dass der Leistungsfluss direkt innerhalb des Betriebsbereiches der Trafos gewählt werden kann. Eine detaillierte Modellierung der Trafokennlinien und Trafostufen wurde nicht vorgenommen.

Die genannten Variablen stellen in den im Folgenden untersuchten Koordinations-Szenarien externe Grössen, lokal geregelte Variablen oder koordiniert geregelte Variablen dar.

6.3 Kapazitätsgrenzen des isolierten DSO Netzes

Dieser Abschnitt untersucht die Kapazitätsgrenzen des isolierten DSO Netzes. Die Resultate können für eine einfache Koordination zwischen TSO und DSO verwendet werden. Ausserdem werden sie in der Untersuchung des gekoppelten TSO-DSO Netzes benötigt.

6.3.1 Modellannahmen

6.3.1.1 Modellvariablen

Das erste Szenario ist eine isolierte Betrachtung des EWZ Netzes. Dabei werden folgende Variablen verwendet:

- Nachfrage im EWZ-Netz (externe Variable, variiert von 0MW bis 1610 MW)
- Leistungsfluss durch die 3 Anschlüsse des EWZ-Netzes (externe Variable, durch EWZ-Netz begrenzt)

Die resultierenden erlaubten Bereiche charakterisieren die Richtung und die Grösse der Transitleistung welche das EWZ-Netz aufnehmen kann. Der Leistungsfluss durch die drei Anschlüsse Fällanden, Auwiesen und Waldegg kann nicht frei gewählt werden, sondern muss in Summe mit der Nachfrage im EWZ-Gebiet übereinstimmen.

Im realen Netz sind die Leistungsflüsse durch die EWZ-Trafos nicht unabhängig sondern müssen durch Winkeländerungen realisiert werden, und sind damit über das umliegende Swissgrid-Netz gekoppelt. Die folgenden Illustrationen zeigen den mögliche Bereich der Leistungsflüsse durch die EWZ-Trafos ohne Berücksichtigung der Kopplung durch das Swissgrid-Netz und stellen damit eine optimistische Abschätzung der verfügbaren Transitleistung im EWZ Netz.

6.3.1.2 Erforderlicher Datenaustausch

Der erforderliche Datenaustausch erfolgt von EWZ an Swissgrid und umfasst folgende Daten:

- Die erlaubten Bereiche der Leistungsflüsse durch die EWZ-Trafos werden durch wenige lineare Ungleichungen beschrieben und könnten mit Swissgrid ausgetauscht werden um die EWZ-Kapazitätsgrenzen zu berücksichtigen.
- Um die Leistungsflüsse durch die EWZ-Trafos korrekt vorherzusagen werden ausserdem die Punkt-zu-Punkt Impedanzen zwischen den Anschlusspunkten des EWZ-Netzes benötigt.

Der Datenaustausch kann einmal am Tag, zum Beispiel bei der day-ahead Planung erfolgen.

Für EWZ ergibt sich der Vorteil dass bei Kenntnis ihrer Grenzen eine systematische Verletzung der Netzsicherheit ausgeschlossen werden kann. Eine Abschätzung der Netzunsicherheit ohne einen solchen Austausch erfolge im folgende Abschnitt zur integrierten Betrachtung von Swissgrid und EWZ.

6.3.2 Resultate

Ein Beispiel der Kapazitätsgrenzen des EWZ-Netzes ist in Abbildung 26 dargestellt. Die drei Achsen entsprechen dem Leistungsfluss durch die 3 Anschlüsse des EWZ-Netzes. Der transparente rote Bereich entspricht dem erlaubten Bereich dieser externen Flüsse, der verfügbaren Übertragungskapazität des EWZ-Netzes. Der aktuelle Betriebspunkt ist mit einem Stern gekennzeichnet. Abweichungen vom Betriebspunkt müssen die Gesamtleistungsbilanz des EWZ-Netzes beibehalten und dürfen daher nur auf der dargestellten dunkelroten Fläche erfolgen.

Mit der externen Variable der Nachfrage im EWZ-Netz Parametern kann das Modell an fluktuierende Leistungsnachfrage im EWZ-Gebiet angepasst werden. Abbildung 27 zeigt die variierenden erlaubten Betriebsflächen für sich ändernde Leistungsnachfrage im EWZ-Gebiet, welche durch proportionale Erhöhung oder Absenkung der Leistung erfolgt. Wie zu erwarten nimmt die verfügbare Übertragungskapazität mit zunehmender Nachfrage im EWZ-Gebiet ab.

Da die Summe der 3 Grenzleistungsflüsse immer der Gesamt-Nachfrage entsprechen muss genügt es für eine vollständige Charakterisierung der Übertragungskapazität des EWZ-Netzes den erlaubten Leistungsfluss durch 2 Grenzleitungen zu betrachten. Abbildung 28 zeigt eine Projektion aller Kapazitätsflächen auf die 2 Grenzleitungen Fällanden und Auwiesen. Man erkennt wie sich der erlaubte Leistungsbereich von Fällanden und Auwiesen kommend bei höherer Last im EWZ-Netz immer mehr in positive Richtung verschiebt (Fluss Richtung EWZ-Netz) um die Nachfrage zu erbringen. Da die Fläche gleichzeitig immer kleiner wird zeigt das insgesamt auch weniger Flexibilität zur Aufteilung des Leistungsflusses zur Verfügung steht.

Zusammenfassend ergeben sich folgende Schlussfolgerungen:

- Die aggregierte Betrachtung des EWZ-Netzes erlaubt die Berechnung der lastabhängigen Betriebsfläche die Analyse des maximalen Transits in bestimmte Betriebsrichtungen. Diese Betriebsflächen können von Swissgrid für Lastflussanalysen berücksichtigt werden um die gegenseitige physikalische Beeinflussung mit dem EWZ-Netz korrekt abzubilden.
- Mit den Betriebsgrenzen kann die Gesamtsicherheit sowohl des Swissgrid-Netzes als auch des EWZ-Netzes im laufenden Betrieb und zum Beispiel bei Redispatchmassnahmen oder Topologieänderungen im Swissgrid-Netz sichergestellt werden. Die Grenzen für die Netzsicherheit sind genau bestimmt und müssen nicht durch Heuristiken abgeschätzt werden welche potentiell konservativ oder unsicher sind.

Poly PL EWZ, k-load = 1, Load = 920 MW

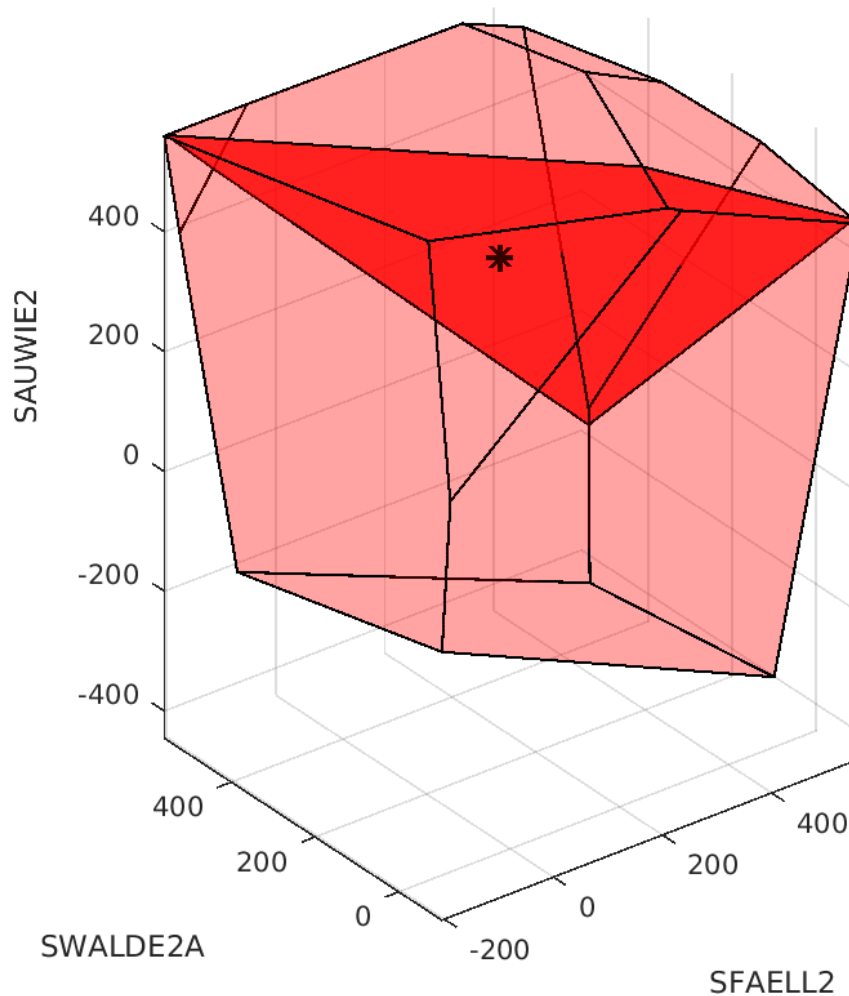


Abbildung 26: EWZ-Netz 2020: Mögliche Leistungsflüsse über die 3 Grenzleitungen des EWZ-Gebietes ohne Überlastung im EWZ-Netz (hellrotes Volumen) und gleichzeitig unter Einhaltung der Leistungsbilanz im EWZ-Netz (dunkelrote Fläche) von 920 MW Leistungsnachfrage. Die 3 Koordinaten für alle Punkte auf der dunkelroten Fläche summieren sich zu 920 MW. Der schwarze Stern kennzeichnet den Leistungsfluss im aktuellen Betriebspunkt, welcher auch auf der dunkelroten Fläche liegt.

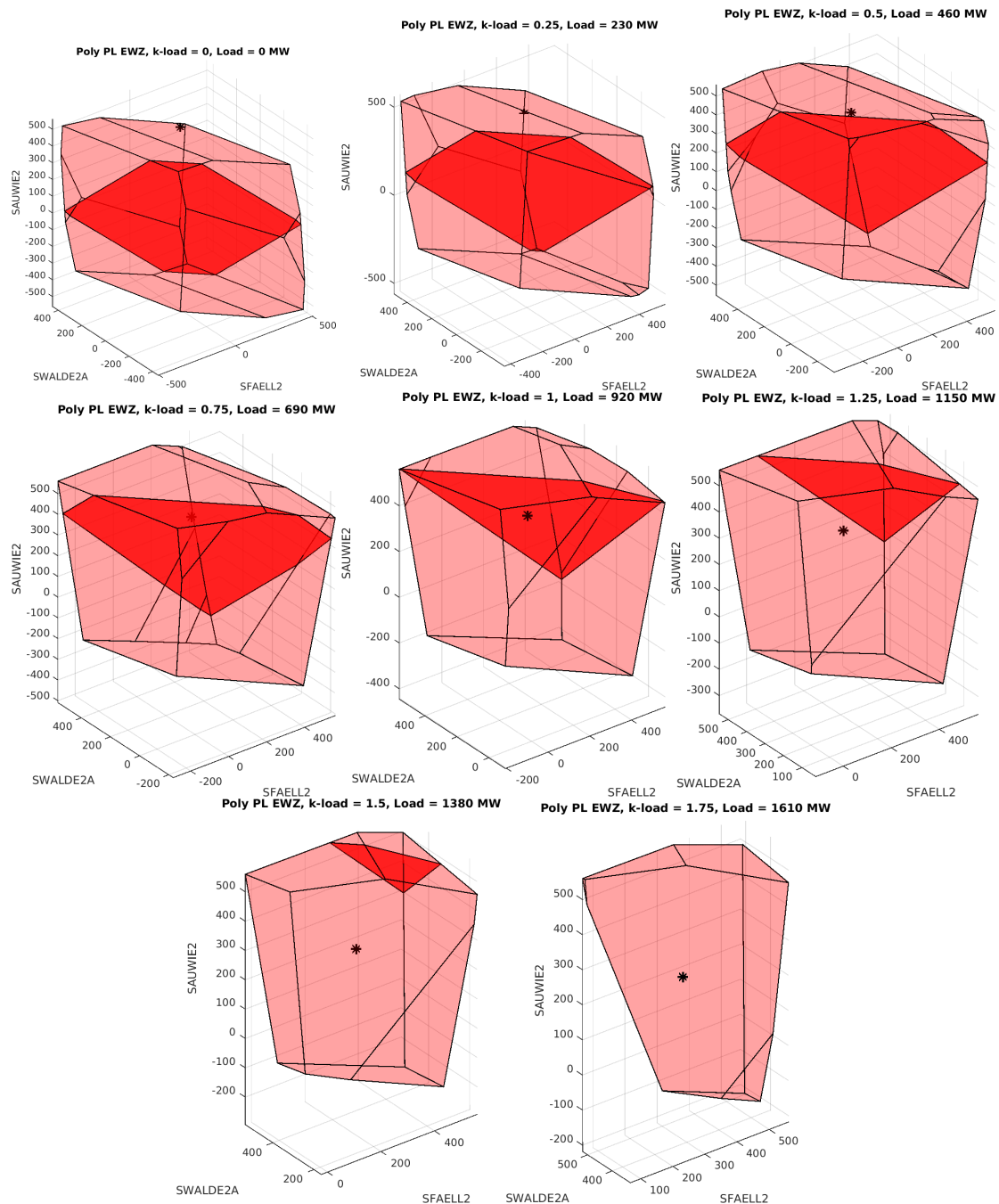


Abbildung 27: EWZ-Netz 2020: Mögliche Leistungsflüsse über die 3 Grenzleitungen des EWZ-Gebietes ohne Überlastung im EWZ-Netz (hellrotes Volumen) und gleichzeitig unter Einhaltung der Leistungsbilanz im EWZ-Netz (dunkelrote Fläche) für verschiedene Leistungsnachfragen im EWZ-Netz. Der schwarze Stern kennzeichnet den Leistungsfluss im aktuellen Betriebspunkt.

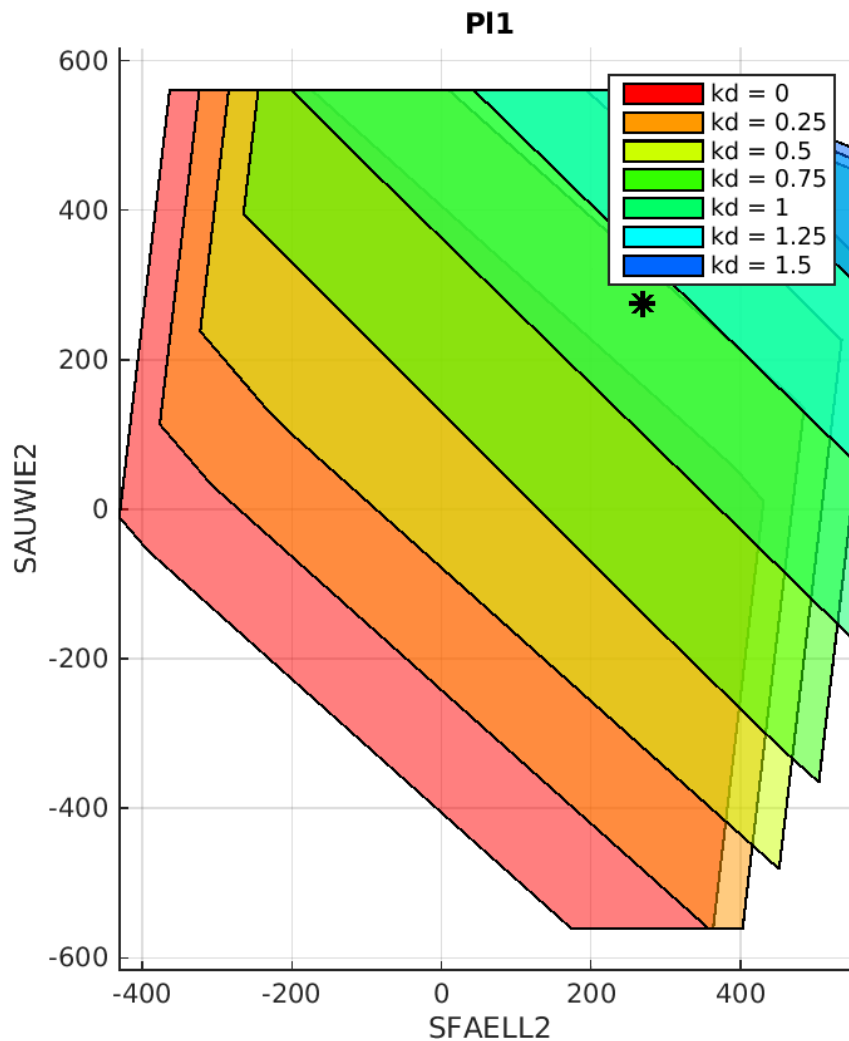


Abbildung 28: EWZ-Netz 2020: Mögliche Leistungsflüsse über 2 Grenzleitungen des EWZ-Gebietes ohne Überlastung -Netz und unter Einhaltung der Leistungsbilanz im EWZ-Netz für unterschiedliche Leistungsnachfragen im EWZ-Netz (kd = 1 entspricht 920 MW). Der schwarze Stern kennzeichnet den Leistungsfluss im aktuellen Betriebspunkt.

-
- Es müssen neben der Kapazitätsfläche und den Punkt-zu-Punkt Impedanzen der drei Anschlüsse keine weiteren detaillierten Netzdaten ausgetauscht werden. Die Impedanzen können unter Umständen auch durch externe Messungen bestimmt werden.

6.4 Kapazitätsgrenzen des gekoppelten TSO-DSO Netzes

6.4.1 Interaktionsstufen zwischen TSO und DSO

Insgesamt werden in dieser Studie drei Interaktionsstufen zwischen TSO und DSO verglichen.

1. **Unabhängiger Betrieb** (in den folgenden Plots **rot** gekennzeichnet): Swissgrid nutzt nur das Modell des Übertragungsnetzes. Swissgrid kann Redispatchmassnahmen mit dem Ausland und Änderungen der Swissgrid Trafoeinstellungen vornehmen. Die drei Anschlusspunkte an das EWZ Netz werden als konstante Lasten betrachtet, die physikalische Kopplung der beiden Netze nicht berücksichtigt. EWZ verhält sich passiv und nimmt keine korrigierenden Massnahmen vor.
2. **Betrieb mit Modellaustausch** (in den folgenden Plots **gelb** gekennzeichnet): Swissgrid nutzt das Modell des Übertragungsnetzes sowie das Modell des EWZ Netzes. Swissgrid kann Redispatchmassnahmen mit dem Ausland und Änderungen der Swissgrid Trafoeinstellungen vornehmen. Das EWZ-Netzmodell muss nicht komplett ausgetauscht werden, sondern kann durch das aggregierte Modell mit den Punkt-zu-Punkt Impedanzen und den isolierten Kapazitätsgrenzen (siehe Abschnitt 6.3) ersetzt werden. EWZ verhält sich im Betrieb passiv und nimmt keine korrigierenden Massnahmen vor.
3. **Koordinierter Betrieb** (in den folgenden Plots **gelb** gekennzeichnet): Wie beim **Betrieb mit Modellaustausch** nutzt Swissgrid das Modell des Übertragungsnetzes sowie das (aggregierte) Modell des EWZ Netzes. Swissgrid kann Redispatchmassnahmen mit dem Ausland und Änderungen der Swissgrid Trafoeinstellungen vornehmen. Ausserdem können Swissgrid und EWZ sich abstimmen um die Trafoeinstellungen der drei Anschlüsse des EWZ-Netzes zu verändern.

Übergeordnetes Ziel aller Stufen ist es die Netzsicherheit sowohl im EWZ-Netz als auch im Swissgrid-Netz zu gewährleisten. Die Studie untersucht wie die Netzsicherheit in den drei Interaktionsstufen gewährleistet werden kann. Darüber hinaus wird die verfügbare Flexibilität für Trafoänderungen, Redispatchmassnahmen und Laständerungen verglichen.

6.4.2 Modellannahmen

6.4.2.1 Modellvariablen

In den drei Interaktionsstufen werden folgende Variablen verwendet:

- **Unabhängiger Betrieb:**
 - Nachfrage im EWZ-Netz (externe Variable, variiert von 0MW bis 1472 MW).
 - Redispatch zwischen nördlichem Ausland, südlichem Ausland und Produktion der Schweizer Kraftwerke (gewählt durch Swissgrid). Die Summe der drei Redispatchleistungen muss 0 ergeben.
 - Leistungsfluss durch die Swissgridtrafos Breite und Benken (gewählt durch Swissgrid).
 - Verteilung der Leistungsänderungen im nördlichen und südlichen Ausland zwischen 380 kV und 220 kV (externe Variable, variiert von 0% bis 100% Leistungsänderung über 380 kV).
- **Betrieb mit Modellaustausch:** Die Variablen sind die gleichen wie beim Fall **Unabhängiger Betrieb**. Allerdings stellt EWZ ein aggregiertes Modell des EWZ-Netzes zur Verfügung und gibt die Kapazitäts-Beschränkungen für Leistungsflüsse über die 3 Anschlusspunkte. Der Austausch der relevanten Netzvariablen an den Anschlusspunkten zur Bestimmung des gesamten Betriebsbereiches entspricht dem Vorgehen in [6].

-
- **Koordinierter Betrieb:** Die Variablen beinhalten alle Variablen des Falles **Betrieb mit Modellaustausch**, auch das Modell ist das gleiche. Ausserdem gibt es eine Zusatzvariable:
 - Leistungsfluss durch die drei Trafos an den Anschlusspunkten des EWZ-Netzes, Fällanden, Waldegg und Auwiesen (gemeinsam gewählt durch EWZ und Swissgrid).

6.4.2.2 Erforderlicher Datenaustausch

In den drei Interaktionsstufen ist folgender Datenaustausch erforderlich:

- **Unabhängiger Betrieb:** Kein Datenaustausch.
- **Betrieb mit Modellaustausch:**
 - EWZ stellt ein aggregiertes Modell des EWZ-Netzes zur Verfügung und gibt die Kapazitäts-Beschränkungen für Leistungsflüsse über die 3 Anschlusspunkte vor (siehe Abschnitt 6.3). Der Austausch erfolgt einmal täglich (zum Beispiel im day-ahead) und nach Bedarf bei grösseren Änderungen im EWZ-Netz (Topologische Massnahmen, Nachfrageleistung, Trafоеinstellungen)
- **Koordinierter Betrieb:**
 - EWZ stellt ein aggregiertes Modell des EWZ-Netzes zur Verfügung und gibt die Kapazitäts-Beschränkungen für Leistungsflüsse über die 3 Anschlusspunkte vor (siehe Abschnitt 6.3). Der Austausch erfolgt einmal täglich (zum Beispiel im day-ahead) und nach Bedarf bei grösseren Änderungen im EWZ-Netz (Topologische Massnahmen, Nachfrageleistung)
 - Gemeinsame Festlegung der Trafоеinstellung an den Anschlusspunkten des EWZ-Netzes (Fällanden, Waldegg und Auwiesen). Die Änderungen werden nach Bedarf auf Abruf vorgenommen, also auf Anfrage durch Swissgrid mit Bestätigung durch EWZ oder umgekehrt. Alternativ kann im day-ahead ein erlaubter Bereich für die Änderung von Trafоеinstellungen bestimmt werden für den es keine weitere Bestätigung oder Untersuchung braucht (siehe Resultate).

6.4.3 Resultate

6.4.3.1 Flexibilitätsbereiche

Für einen angenommenen Wert der externen Variablen, also der Nachfrage im EWZ-Netz und der Verteilung der Leistungsänderungen im nördlichen und südlichen Ausland zwischen 380 kV und 220 kV, können für die freien Variablen (zum Beispiel die Redispatchleistung mit dem Ausland) Flexibilitätsbereiche bestimmt werden. Die Flexibilitätsbereiche enthalten alle erlaubten Werte der freien Variablen bei den allen Grenzen des angenommenen Netzmodells eingehalten werden.

In diesem Abschnitt illustrieren wir die Flexibilitätsbereiche für den Fall einer Leistungsnachfrage im EWZ-Netz von 1472 MW (60% Erhöhung im Vergleich zum Ausgangsszenario) und einer Verteilung der Leistungsänderungen im Ausland mit 60% über die 380-kV-Leitungen.

Abbildung 29 zeigt den Flexibilitätsbereich der Swissgridtrafos für die Fälle **Unabhängiger Betrieb** und **Betrieb mit Modellaustausch**. Im Fall **Unabhängiger Betrieb**, ohne das EWZ-Netz, umfasst der erlaubte Bereich fast den gesamten Betriebsbereich innerhalb der Leistungsgrenzen der Trafos (es fehlt nur ein kleines Stück an der linken unteren Ecke). Wird das EWZ-Netz im Fall **Betrieb mit Modellaustausch** berücksichtigt, ist der Betriebsbereich stark eingeschränkt, da das EWZ-Netz stark ausgelastet ist. Hier zeigt sich das Risiko eines völlig unabhängigen Betriebes: Swissgrid könnte Betriebsbereiche wählen, welche sich in der roten Fläche (basierend auf dem reinen Übertragungsnetzmodell), aber nicht in der gelben Fläche (basierend auf dem vollen Netzmodell) befinden. Solche Betriebsbereiche würden in der Realität zu Überlastungen durch Lastflussänderungen im EWZ-Netz führen. Stehen wie im Fall **Unabhängiger Betrieb** kein Modell des EWZ-Netzes zur Verfügung, muss bei Trafoänderungen eine Abschätzung des Einflusses auf das EWZ-Netz, basierend auf Erfahrungswerten, vorgenommen werden. Solche Abschätzungen sind potentiell konservativ und nicht immer sicher. In den Interviews wurde deutlich, dass es mitunter zu solchen unerwarteten Auswirkungen kommt, die dann eine Reaktion der EWZ-Leitstelle erfordern.

Abbildung 30 zeigt den Flexibilitätsbereich der Swissgridtrafos für die Fälle **Betrieb mit Modellaustausch** und **Koordinierter Betrieb**. Die gelbe Fläche ist identisch mit der gelben Fläche in Abbildung 29. Die grüne Fläche ist fast identisch mit der roten Fläche in Abbildung 29. Die gelbe Fläche ist immer eine Teilmenge der grünen Fläche. Betriebspunkte, die in der grünen Fläche, aber nicht in der gelben Fläche sind, würden bei konstanter Einstellung der EWZ-Trafos zu Überlastungen führen. Werden aber Einstellungsänderungen an den EWZ-Trafos vorgenommen, um die Leistung von einem Anschlusspunkt des EWZ-Netzes zu einem anderen zu verschieben (zum Beispiel von Waldegg nach Auwiesen), sind diese Betriebspunkte überlastungsfrei. Das heißt, dass die koordinierte Steuerung der EWZ-Trafos erlaubt, den Flexibilitätsbereich des einfachen Übertragungsnetzmodells wieder herzustellen, ohne dass es in der Realität zu Überlastungen im EWZ-Netz oder Swissgrid-Netz kommt.

Ein analoges Bild ergibt sich in Abbildung 31 und Abbildung 32 für die Redispatchmassnahmen zwischen nördlichem Ausland, südlichem Ausland und der Schweizer Produktion.

Beim Betrieb **Betrieb mit Modellaustausch** ist die Flexibilität für Redispatch etwas eingeschränkt, im Vergleich zum Fall **Unabhängiger Betrieb** mit dem reinen Übertragungsnetzmodell. Allerdings kann diese Einschränkung im Fall **Koordinierter Betrieb** durch gemeinsame Einstellung der EWZ-Trafos wieder kompensiert werden, ohne dass es zu Überlastungen in den beiden Netzen kommt.

Abbildung 33 zeigt den resultierenden Flexibilitätsbereich der Trafoleistung durch die EWZ-Anschlusspunkte für die Interaktionsstufen **Betrieb mit Modellaustausch** und **Koordinierter Betrieb**. Der Fall **Unabhängiger Betrieb** mit dem reinen Übertragungsnetzmodell berücksichtigt das EWZ-Netz nicht und ist daher nicht abgebildet. Die kleine gelbe Fläche zeigt, wie sich die EWZ-Trafoleistungen verändern, wenn das EWZ-Netz den Lastflussveränderungen im umliegenden Swissgrid-Netz ausgesetzt ist, hervorgerufen

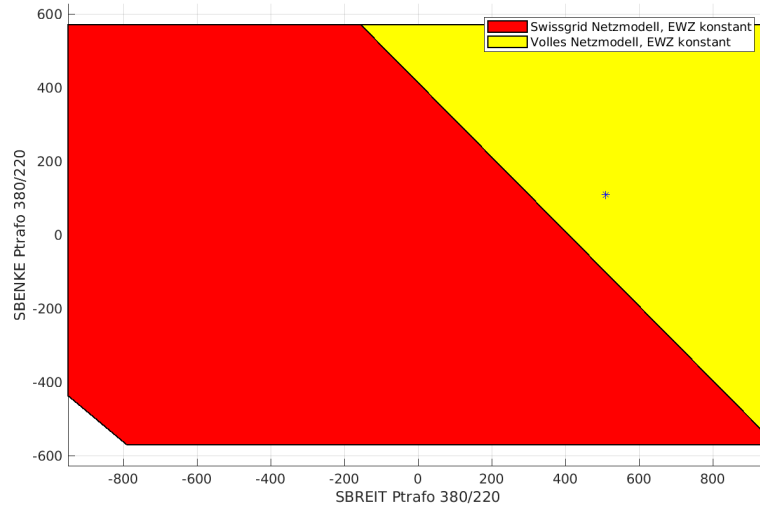


Abbildung 29: Flexibilitätsbereich der Swissgridtrafos für den Fall **Unabhängiger Betrieb** und den Fall **Betrieb mit Modellaustausch** (überlagert). Leistungsnachfrage im EWZ-Netz von 1472 MW, Leistungsänderungen im Ausland zu 60% über 380 kv. Der nominelle Arbeitspunkt ist mit dem Stern gekennzeichnet.

durch Redispatchmassnahmen mit dem Ausland und Einstellungsänderungen der Swissgrid-Trafos. Die grüne Fläche zeigt, welche aktiven Einstellungsänderungen an den EWZ-Trafos vorgenommen werden müssen um die Flexibilitätsbereiche in Abbildung 29 und Abbildung 31 auf die grüne Fläche auszuweiten. Es ist erkennbar dass die EWZ-Trafos um bis zu etwa 100 MW um den Arbeitspunkt herum variiert werden. Bei Szenarien mit anderen externen Variablen, zum Beispiel einer niedrigen EWZ-Last können diese Abweichungen noch deutlich grösser sein.

Alle gezeigten Abbildungen stellen einen speziellen Fall der EWZ-Last und Aufteilung der Leistungsänderung im Ausland dar. In den nächsten Abschnitten wird gezeigt wie sich die Flächen verändern wenn diese externen Variablen variiert werden. Zum Teil wird die gelbe Fläche im Fall **Betrieb mit Modellaustausch** sogar grösser als die rote Fläche im Fall **Unabhängiger Betrieb** ohne Berücksichtigung des EWZ-Netzes. Die verlorene rote Fläche vom Fall **Unabhängiger Betrieb** bei Berücksichtigung des EWZ-Netzes im Fall **Betrieb mit Modellaustausch** kann zum Teil im Fall **Koordinierter Betrieb** sogar überkompensiert werden.

In allen Abbildungen wurden die einfachen Lastflussgrenzen berücksichtigt. In der Praxis sind sowohl in den Leitstellen von Swissgrid als auch von EWZ vor allem die Belastungen N-1 Ausfallszenarien relevant und werden durchgehend überwacht. Dies kann durch Überlagerung der Flexibilitätsbereiche jedes Ausfallszenarios erreicht werden.

Ferner müssen Planungsunsicherheiten, zum Beispiel bei der Vorhersage der Nachfrage oder der Auslandsleistung, berücksichtigt werden. Eine Reduktion der Flexibilitätsbereiche um eine Sicherheitsmarge erlaubt dass bei Planungsabweichung innerhalb des Konfidenzintervalles keine Anpassungen der Flexibilitätsbereiche vorgenommen werden müssen.

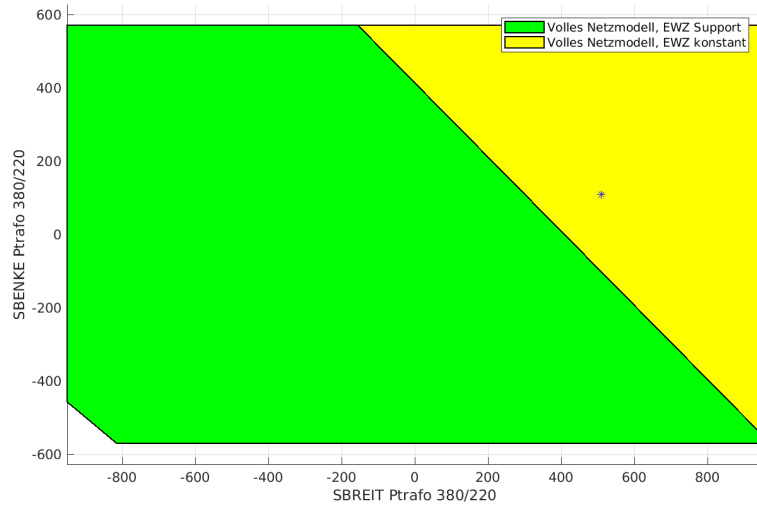


Abbildung 30: Flexibilitätsbereich der Swissgridtrafos für den Fall **Betrieb mit Modellaustausch** (überlagert) und den Fall **Koordinierter Betrieb**. Leistungsnachfrage im EWZ-Netz von 1472 MW, Leistungsänderungen im Ausland zu 60% über 380 kv. Der nominelle Arbeitspunkt ist mit dem Stern gekennzeichnet.

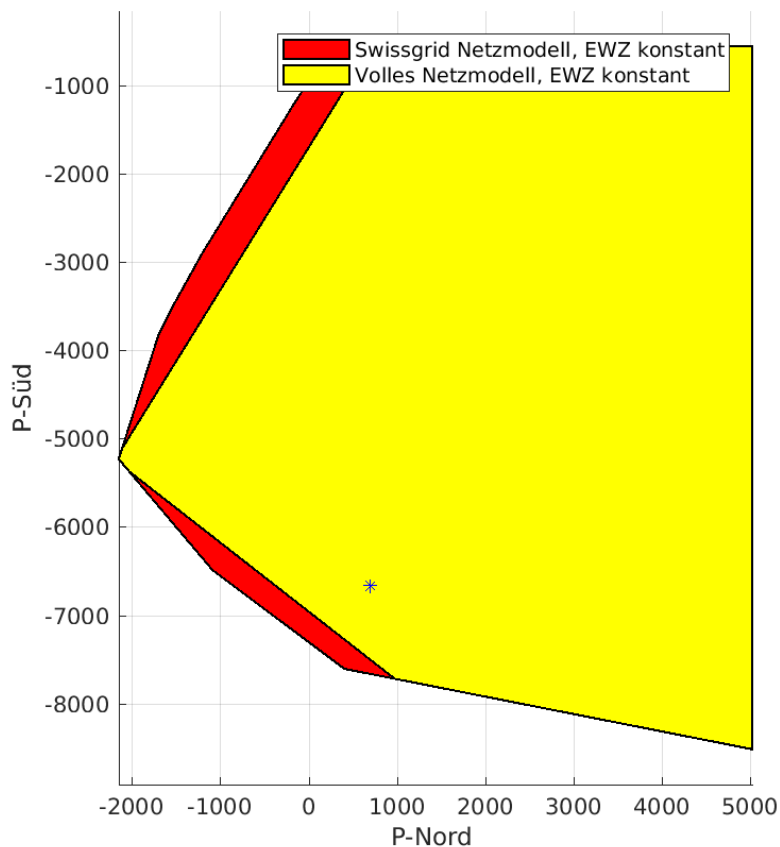


Abbildung 31: Flexibilitätsbereich des Redispatches mit dem nördlichen und südlichen Ausland für den Fall **Unabhängiger Betrieb** und den Fall **Betrieb mit Modellaustausch** (überlagert). Die dritte Redispatchleistung (nicht gezeigt) ist die Produktion in der Schweiz, die drei Leistungsänderungen müssen in Summe 0 ergeben. Leistungsnachfrage im EWZ-Netz von 1472 MW, Leistungsänderungen im Ausland zu 60% über 380 kv. Der nominelle Arbeitspunkt ist mit dem Stern gekennzeichnet.

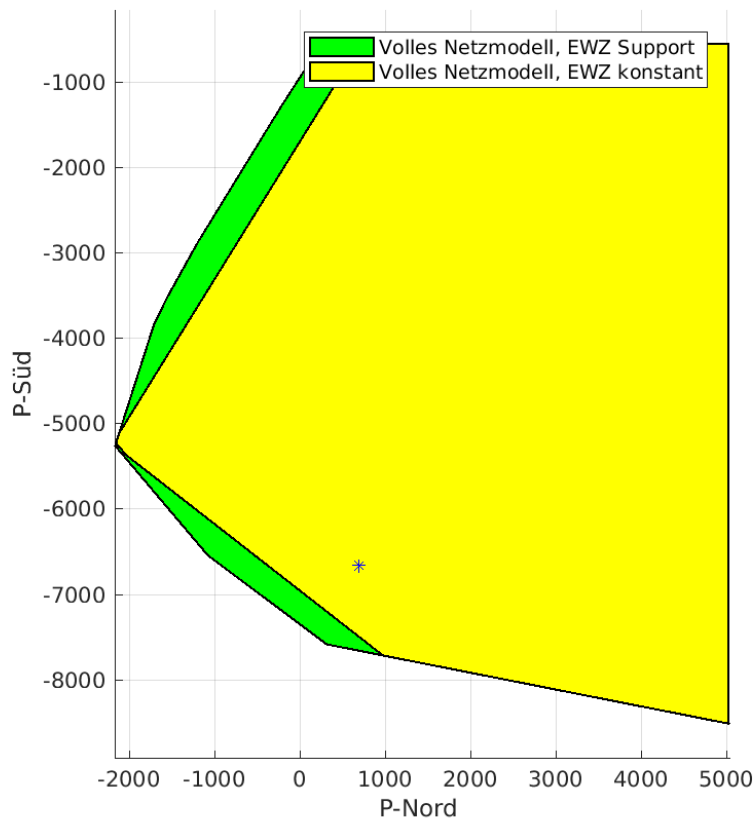


Abbildung 32: Flexibilitätsbereich des Redispatches mit dem nördlichen und südlichen Ausland für den Fall **Betrieb mit Modellaustausch** (überlagert) und den Fall **Koordinierter Betrieb**. Die dritte Redispatchleistung (nicht gezeigt) ist die Produktion in der Schweiz, die drei Leistungsänderungen müssen in Summe 0 ergeben. Leistungsnachfrage im EWZ-Netz von 1472 MW, Leistungsänderungen im Ausland zu 60% über 380 kv. Der nominelle Arbeitspunkt ist mit dem Stern gekennzeichnet.

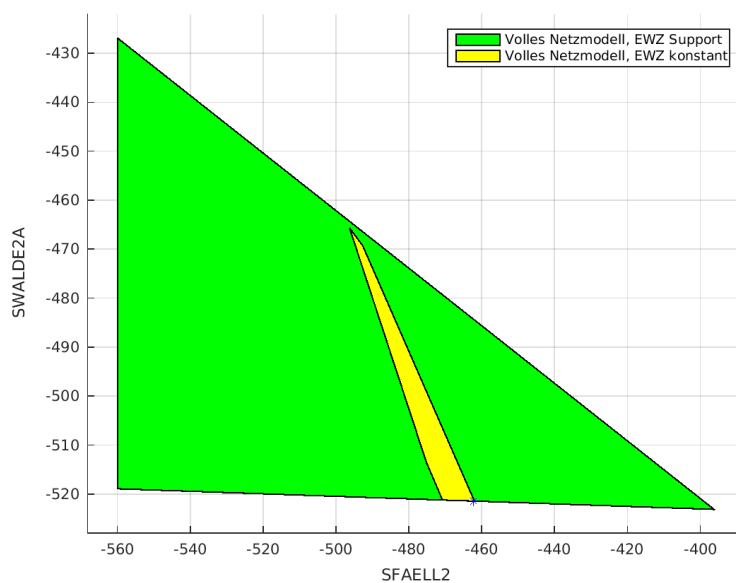


Abbildung 33: Flexibilitätsbereich der Trafoleistung durch die EWZ-Anschlusspunkte Fällanden und Waldegg für den Fall **Betrieb mit Modellaustausch** (überlagert) und den Fall **Koordinierter Betrieb**. Die dritte EWZ-Trafoleistung (nicht gezeigt) ist Auwiesen. Die drei EWZ-Trafoleistungen müssen in Summe die Leistungsnachfrage im EWZ-Netz von 1472 MW. Als externe Variable erfolgen mögliche Leistungsänderungen im Ausland zu 60% über 380 kv. Der nominelle Arbeitspunkt ist mit dem Stern gekennzeichnet.

6.4.3.2 Variation von Last und Spannungsverteilung

Die Flexibilitätsbereiche der Trafoeinstellungen und der Redispatchmassnahmen hängen in allen drei Interaktionsstufen zwischen Swissgrid und EWZ stark vom aktuellen Netzzustand. Für die Studie wurde nur ein einzelner Netzzustand mit hoher Produktion, hoher Last und hohem Export verwendet, beschrieben in Abschnitt 6.2.1.

Um die Abhängigkeit der Flexibilitätsergebnisse vom Netzzustand zu illustrieren wurden die Untersuchungen in Abschnitt 6.4.3.1 wiederholt, unter Änderung der zwei externen Parameter:

- Die Last im EWZ-Netz wurde in 14 Schritten zwischen 276 MW und 1472 MW variiert.
- Die Verteilung der Leistungsänderungen auf den Auslandsleitungen wurde zwischen 100% 220 kv und 100% 380 kv in 10%-Schritten variiert.

Für jede der in Abschnitt 6.4.3.1 abgebildeten Flexibilitätsbereiche wurde die Oberfläche bestimmt (Einheit MW^2). Die Quadratwurzel dieser Fläche ist ein Mass für die durchschnittlicher Flexibilität der gezeigten Variablen. Zum Beispiel beträgt die Oberfläche des gelben Dreiecks in Abbildung 30, der Flexibilitätsbereich der beiden Swissgrid-Trafos im Fall **Betrieb mit Modellaustausch**, etwa 620000 MW^2 . Ein Quadrat mit gleichem Flächeninhalt hätte eine Kantenlänge von etwa 787 MW, was ein Mass für die durchschnittliche Variabilität der beiden Swissgrid-Trafos ist. Analog wird dieses **durchschnittliche Flexibilitätsmass** für alle anderen Flächen in Abschnitt 6.4.3.1 bestimmt und variiert.

Abbildung 34 zeigt das durchschnittliche Flexibilitätsmass der Redispatchmassnahmen mit dem Ausland für eine EWZ-Last von 920 MW und unterschiedliche Aufteilungen der Leistungsänderungen auf den Auslandsleitungen unterschiedlicher Spannungsniveaus. Bei der Aufteilung zwischen den Spannungsniveaus wird die maximal Flexibilität erreicht wenn 80% der Leistungsänderungen über 380 kv erfolgen. Zwischen den drei Interaktionsfällen gibt es keine signifikanten Unterschiede, was darauf zurückzuführen ist, dass bei 920 MW Last das EWZ-Netz und seine Trafos für den Redispatch keine limitierenden Leitungen enthält beziehungsweise die limitierenden Leitungen nur unwesentlich beeinflussen kann. Allenfalls im Fall **Koordinierter Betrieb** kann eine leichte Erhöhung der durchschnittlichen Flexibilität beobachtet werden.

Die durchschnittliche Flexibilität der Swissgrid-Trafos ist in Abbildung 35 abgebildet. Ab 60% Leistungsänderung beim Redispatch über die 380 kv-Auslandsleitungen verfügen alle drei Interaktionsfälle über fast die volle Flexibilität der Swissgridtrafos. Erfolgt jedoch ein grösserer Anteil der Leistungsänderung beim Redispatch über die 220 kv-Auslandsleitungen können etwas mehr Trafoänderungen vorgenommen werden wenn das volle Netzmodell berücksichtigt wird (bis zu 45 MW mehr im Fall **Betrieb mit Modellaustausch**) oder Unterstützung durch die EWZ-Trafos erfolgt (bis zu 115 MW mehr im Fall **Koordinierter Betrieb**).

Bei einer EWZ-Last von 1472 MW werden die Unterschiede deutlicher. Abbildung 36 und Abbildung 37 zeigen die entsprechenden durchschnittlichen Flexibilitätsmasse der Redispatchleistung mit dem Ausland und der beiden Swissgrid-Trafos. Die Werte bei einem Spannungsanteil von 60% über 380 kv auf der x-Achse entsprechen den durchschnittlichen Oberflächen der in Abbildung 30 bis Abbildung 32 dargestellten Flexibilitätsbereiche. Bei der Flexibilität der Redispatchleistung mit dem Ausland, Abbildung 36, ist die durchschnittliche Flexibilität beim Fall **Unabhängiger Betrieb** für alle Spannungsverteilungen zu optimistisch, verglichen mit dem Fall **Betrieb mit Modellaustausch**, der ein vollständiges Netzmodell verwendet. Die Flexibilität kann jedoch wieder erreicht werden wenn die EWZ-Trafos Unterstützung leisten. Noch deutlicher wird der Unterschied bei Flexibilität der Swissgrid-Trafos, Abbildung 37. Hier gehen bei Berücksichtigung des Gesamtnetzes (**Betrieb mit Modellaustausch**) an Stelle nur des Übertragungsnetzmodells (**Betrieb mit Modellaustausch**) teilweise über 800 MW an durchschnittlicher Flexibilität der

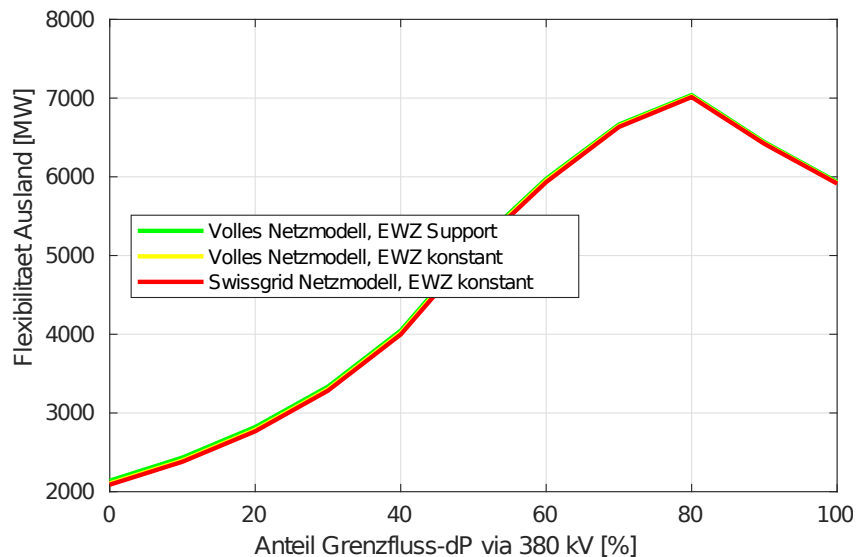


Abbildung 34: Durchschnittliche Flexibilität der Redispatchleistung mit dem Ausland (y-Achse) für verschiedene Aufteilungen der Leistungsänderungen auf den Auslandsleitungen zwischen 380 kv und 220 kv (x-Achse). Resultate für den Interaktionsfall **Unabhängiger Betrieb**, **Betrieb mit Modellaustausch** und **Koordinierter Betrieb** (3 Farben). Die Last im EWZ-Netz beträgt 920 MW.

Swissgrid-Trafos verloren. Diese fehlenden Betriebszustände, bei denen es sonst zu Überlastungen kommt können aber bei Unterstützung der EWZ-Trafos vollständig zurück gewonnen werden.

Die Resultate für andere EWZ-Lasten sind qualitativ ähnlich. Entscheidend für den Vergleich der Interaktionsstufen ist der Unterschied zwischen den Flexibilitätsmassen in den drei Fällen. Dieser wird im nächsten Abschnitt gezeigt und beinhaltet eine komplette Darstellung der Variation beider externer Variablen, der Spannungsverteilung und der EWZ-Last.

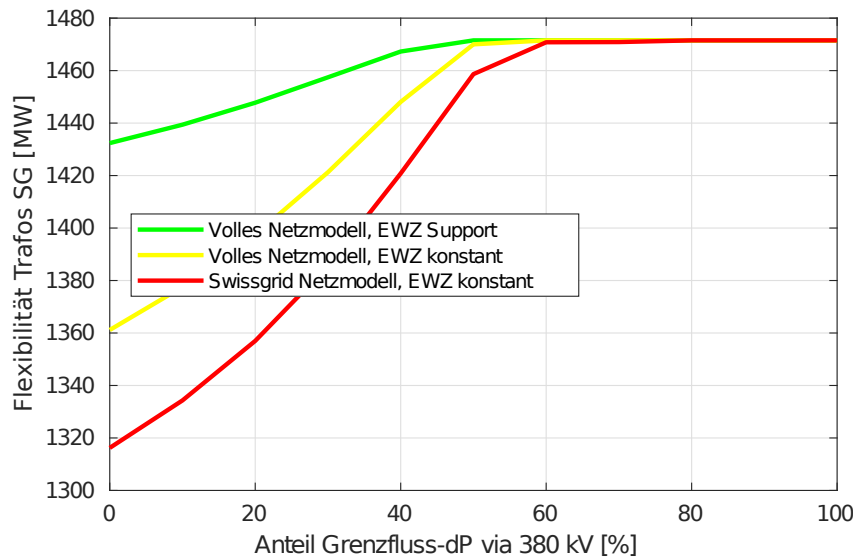


Abbildung 35: Durchschnittliche Flexibilität der Swissgrid-Trafos (y-Achse) für verschiedene Aufteilungen der Leistungsänderungen auf den Auslandsleitungen zwischen 380 kv und 220 kv (x-Achse). Resultate für den Interaktionsfall **Unabhängiger Betrieb**, **Betrieb mit Modellaustausch** und **Koordinierter Betrieb** (3 Farben). Die Last im EWZ-Netz beträgt 920 MW.

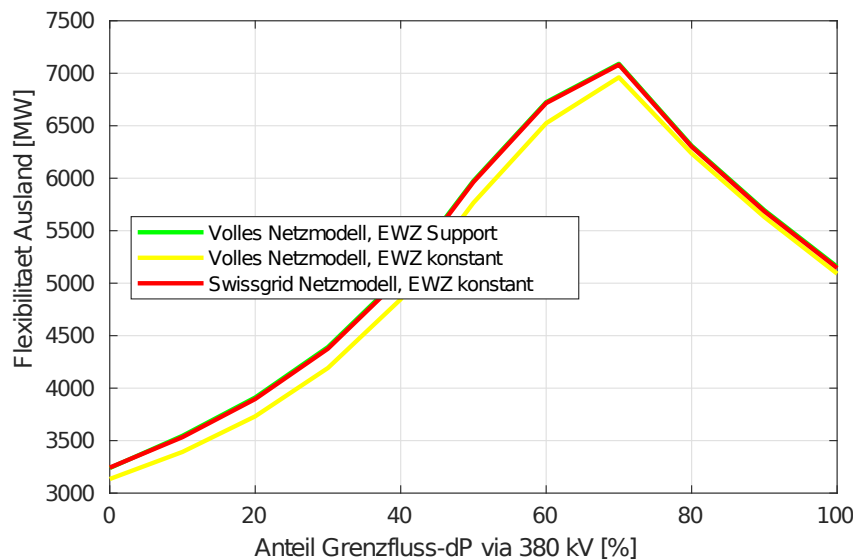


Abbildung 36: Durchschnittliche Flexibilität der Redispatchleistung mit dem Ausland (y-Achse) für verschiedene Aufteilungen der Leistungsänderungen auf den Auslandsleitungen zwischen 380 kv und 220 kv (x-Achse). Resultate für den Interaktionsfall **Unabhängiger Betrieb**, **Betrieb mit Modellaustausch** und **Koordinierter Betrieb** (3 Farben). Die Last im EWZ-Netz beträgt 1472 MW.

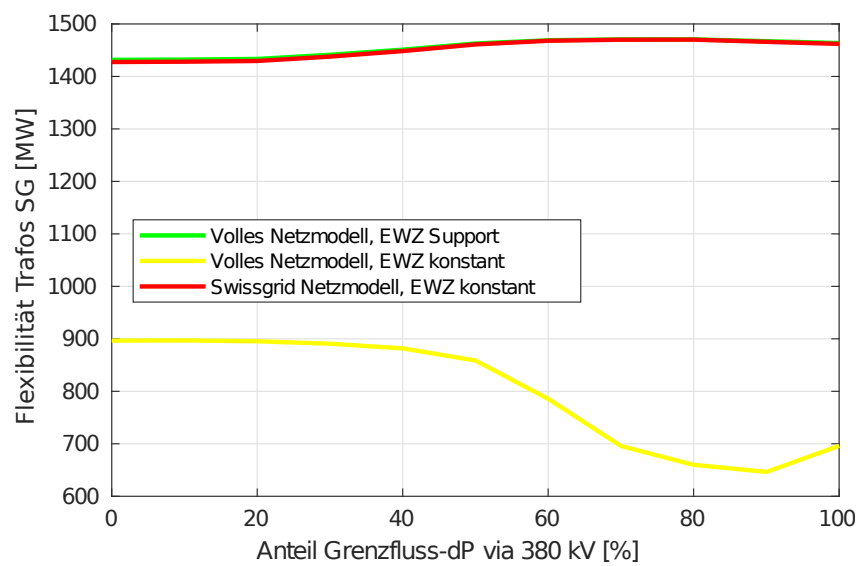


Abbildung 37: Durchschnittliche Flexibilität der Swissgrid-Trafos (y-Achse) für verschiedene Aufteilungen der Leistungsänderungen auf den Auslandsleitungen zwischen 380 kv und 220 kv (x-Achse). Resultate für den Interaktionsfall **Unabhängiger Betrieb**, **Betrieb mit Modellaustausch** und **Koordinierter Betrieb** (3 Farben). Die Last im EWZ-Netz beträgt 1472 MW.

6.4.3.3 Nutzenanalyse für den Fall Betrieb mit Modellaustausch

Als Referenzfall der Interaktionsstufen dient der Fall **Unabhängiger Betrieb**, bei dem zur Bestimmung des erlaubten Bereiches für Redispatchmassnahmen und Swissgrid-Trafo-Einstellungen nur das Übertragungsnetzmodell verwendet wird und keine weitere Interaktion mit EWZ erfolgt. Dies führt dazu, dass es Betriebsbereiche gibt, welche aus Sicht des Übertragungsnetzmodells erlaubt sind, welche aber im vollständigen Netzmodell (Fall **Betrieb mit Modellaustausch**) zu Überlastungen führen.

In Abbildung 29 und Abbildung 31 ist dieser unsichere Bereich der rote Bereich, welcher ausserhalb des gelben Bereichs liegt. Die Fläche dieses Bereichs ist ein Mass für die unsichere Flexibilität ohne Interaktion zwischen Swissgrid und EWZ. Die Quadratwurzel wird als **durchschnittliche unsichere Flexibilität** bezeichnet, analog zur durchschnittlichen Flexibilität im vorherigen Abschnitt. Da in Abbildung 31 der gelbe Bereich auch über den roten Bereich hinausragen kann genügt es nicht einfach die beiden Oberflächen zu subtrahieren, sondern es kommt eine Methode zur Differenzbildung von nichtkonvexen polytopischen Mengen zur Anwendung, welche als MATLAB-Paket zur Verfügung steht. Abbildung 38 zeigt die durchschnittliche unsichere Flexibilität der Redispatchleistung mit dem Ausland. Ab einer EWZ-Last über 1100 MW gibt es einen hohen Bereich mit unsicherer Flexibilität. Hier wird das EWZ-Netz stark limitierend für die Redispatchmassnahmen von Swissgrid und muss für die Entscheidungsfindung zwingend berücksichtigt werden. Die Spitze wird erreicht wenn 50% bis 60% der Redispatchleistung über 380 kv-Auslandsleitungen erfolgen und die Redispatchleistungen durchschnittlich bis zu 1600 MW über den sicheren Bereich hinaus gehen. Bei niedrigerer EWZ-Last sind es durchschnittlich immer noch etwa 50 MW Redispatchleistung die über den sicheren Bereich hinaus gehen, falls der Redispatch vor allem über 200 kv-Leitungen erfolgt.

Abbildung 39 zeigt die durchschnittliche unsichere Flexibilität der Swissgrid-Trafos. Hier werden die unsicheren Betriebsbereiche ausschliesslich für hohe EWZ-Lasten über 1100 MW erreicht, vor allem bei einem hohen Anteil der Redispatchleistung über 380 kv-Leitungen. Bei niedrigeren EWZ-Lasten ergeben sich im EWZ-Netz keine limitierenden Leistungsflüsse durch Änderung der Swissgrid-Trafos.

Zusammenfassend ist ein Modellaustausch zwischen EWZ und Swissgrid vor allem dann wichtig wenn das EWZ-Netz stark ausgelastet, sei es durch hohe Last oder zum Beispiel während Baumassnahmen die zu einer temporären Abschaltung von Leitungen führen. Werden in einem solchen Fall nicht beide Netze für die Entscheidungsfindung zum Beispiel für Redispatchmassnahmen berücksichtigt kann es zu unerwarteten Überlastungen kommen die ein sofortiges Eingreifen der Netzleitstellen erfordern.

6.4.3.4 Nutzenanalyse für den Fall Koordinierter Betrieb

Der Unterschied zwischen dem Interaktionsfall **Koordinierter Betrieb** und dem Fall **Betrieb mit Modellaustausch** ist die koordinierte Verwendung der EWZ-Trafos für die Unterstützung der Swissgrid-Flexibilität unter Beibehaltung der Netzsicherheit.

Um den Nutzen dieser gemeinsam vorgenommenen Trafoeinstellungen zu bewerten müssen die resultierenden Flexibilitätsbereiche beider Fälle verglichen werden. In Abbildung 30 und Abbildung 32 ist dieser zusätzliche Flexibilitätsbereich der grüne Bereich, welcher ausserhalb des gelben Bereichs liegt. Da der gelbe Bereich immer eine Teilmenge des grünen Bereiches ist genügt es die Volumen der entsprechenden Polytope zu subtrahieren. Die Quadratwurzel dieser Flächendifferenz wird als **durchschnittliche Zusatz-Flexibilität** bezeichnet, analog zur durchschnittlichen Flexibilität im vorherigen Abschnitt.

Abbildung 40 zeigt die durchschnittliche Zusatz-Flexibilität der Redispatchleistung mit dem Ausland. Die Zusatzflexibilität ist relative homogen verteilt über alle EWZ-Lasten und Spannungsverteilungen der

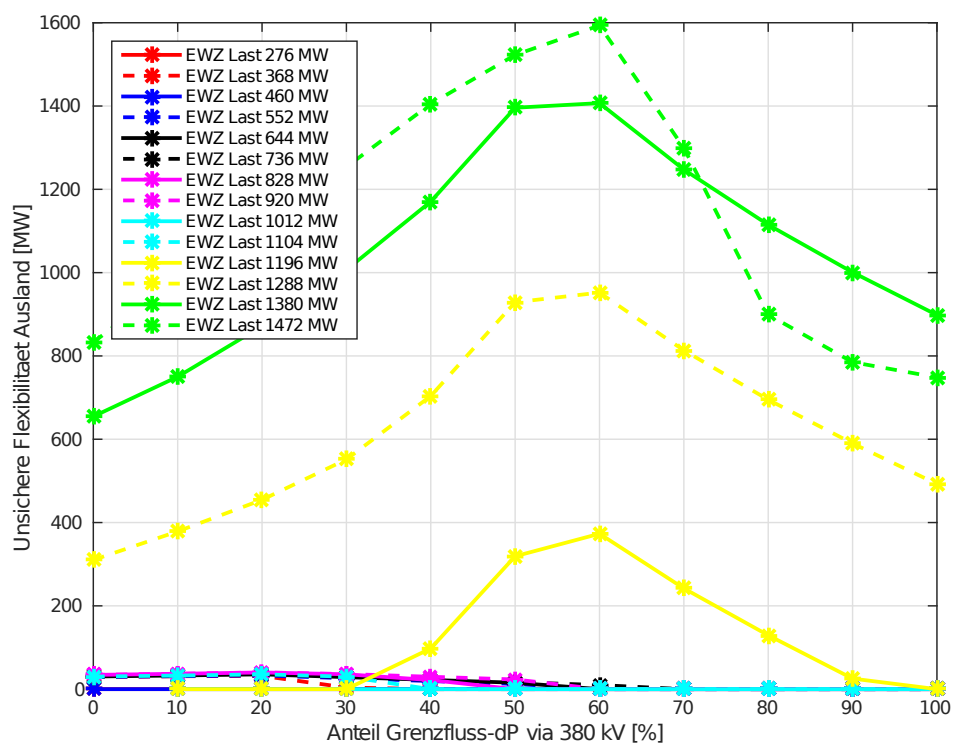


Abbildung 38: Durchschnittliche unsichere Flexibilität der Redispatchleistung mit dem Ausland (y-Achse) für verschiedene Aufteilungen der Leistungsänderungen auf den Auslandsleitungen zwischen 380 kv und 220 kv (x-Achse) und verschiedene EWZ-Lasten (Farben der Kurven). Je höher die unsichere Flexibilität, desto mehr Betriebsbereiche im Fall **Unabhängiger Betrieb** führen in Realität zu Überlastungen. Dieses Risiko kann durch eine gemeinsames Modell (Fall **Betrieb mit Modellaustausch**) vermieden werden.

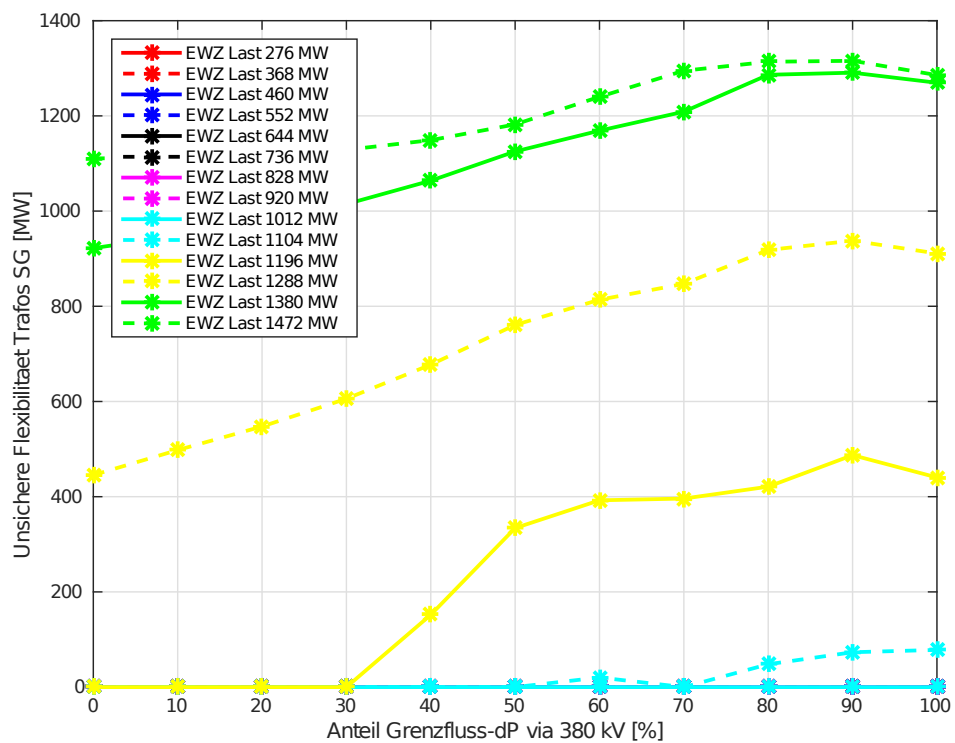


Abbildung 39: Durchschnittliche unsichere Flexibilität der Swissgrid-Trafos (y-Achse) für verschiedene Aufteilungen der Leistungsänderungen auf den Auslandsleitungen zwischen 380 kv und 220 kv (x-Achse) und verschiedene EWZ-Lasten (Farben der Kurven). Je höher die unsichere Flexibilität, desto mehr Betriebsbereiche im Fall **Unabhängiger Betrieb** führen in Realität zu Überlastungen. Dieses Risiko kann durch eine gemeinsames Modell (Fall **Betrieb mit Modellaustausch**) vermieden werden.

Redispatchleistungen. Im **Koordinierter Betrieb** können beim Nominalwert der EWZ-Last von 920 MW etwa 500 MW mehr durchschnittliche Redispatchleistung erzielt werden, die Spitze wird bei 50% Redispatchanteil über 380 kV-Auslandsleitungen erreicht. Für die Aufteilung des Redispatches zwischen nördlichem und südlichem Ausland müssen jedoch die Flexibilitätsflächen verglichen werden. Es kann beobachtet werden dass die mögliche Zusatzflexibilität mit steigender EWZ-Last zunächst abnimmt (das Minimum liegt bei 1104 MW) um dann wieder zuzunehmen. Dies liegt an der Verschiebung der Engpässe im Netz, die auf die koordinierten EWZ-Trafo Einstellungen zurückzuführen sind.

Zuletzt zeigt Abbildung 41 die durchschnittliche Zusatz-Flexibilität der Swissgrid-Trafos. Diese profitieren von der Unterstützung durch die EWZ-Trafos vor allem wenn die Redispatchleistung im Ausland über 220 kV erbracht wird. Dann können beim Nominalwert der EWZ-Last von 920 MW durchschnittlich etwa 420 MW mehr Flexibilität erzielt werden. Nur bei noch höherer Auslastung des EWZ-Netzes verschiebt sich der Nutzen in Richtung der Redispatchleistung über 380 kV.

Zusammenfassend lässt sich feststellen dass die Flexibilität der Swissgrid-Trafos und der mögliche Redispatchleistung von der Unterstützung durch die EWZ-Trafo in vielfältigen Betriebssituationen profitieren kann: mal bei hoher und mal bei niedriger EWZ-Last, mal bei Redispatch über 380 kV und mal über 220 kV Auslandsleitungen. Diese variable Einsatzmöglichkeit macht den koordinierte Trafobetrieb zu einem wichtigen Werkzeug für den sicheren Netzbetrieb, um N-1 Überlastungssituationen beider Netzbetreiber zu entschärfen oder die Flexibilität für den Leistungsaustausch mit dem Ausland zu erhöhen. In der Praxis findet dieser Austausch durch Erfahrungswerte und punktuelle Interaktion der Netzleitstellen schon heute statt. Es ist zu erwarten dass eine weitere systematische Integration dieses Interaktionsfeldes in den Netzbetrieb weitere Vorteile für beide Netzbetreiber bringt.

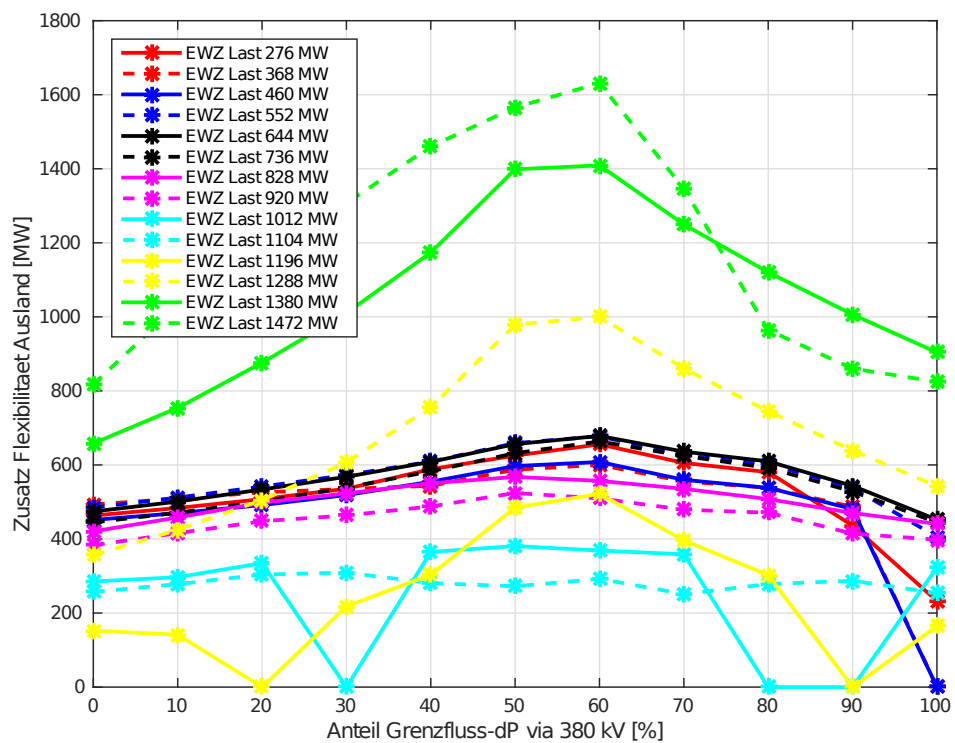


Abbildung 40: Durchschnittliche Zusatz-Flexibilität der Redispatchleistung mit dem Ausland (y-Achse) für verschiedene Aufteilungen der Leistungsänderungen auf den Auslandsleitungen zwischen 380 kv und 220 kv (x-Achse) und verschiedene EWZ-Lasten (Farben der Kurven). Je höher die Zusatz-Flexibilität, desto mehr Betriebsbereiche können im Fall **Koordinierter Betrieb** mit Unterstützung der EWZ-Trafos erreicht werden, verglichen zur Situation ohne Unterstützung (Fall **Betrieb mit Modellaustausch**)

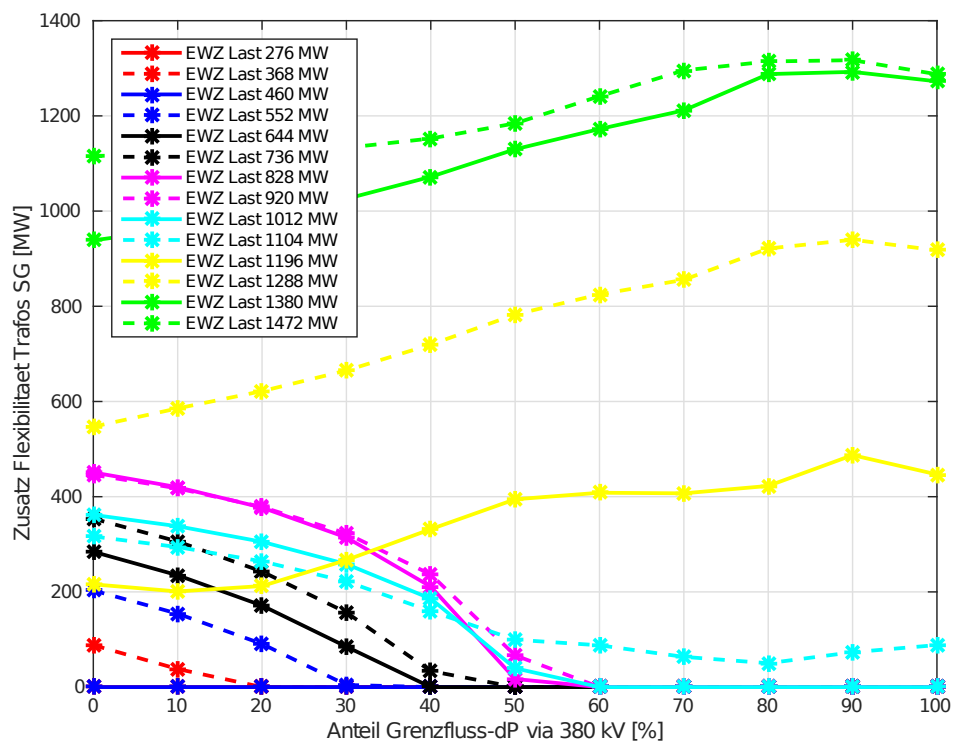


Abbildung 41: Durchschnittliche Zusatz-Flexibilität der Swissgrid-Trafos (y-Achse) für verschiedene Aufteilungen der Leistungsänderungen auf den Auslandsleitungen zwischen 380 kv und 220 kv (x-Achse) und verschiedene EWZ-Lasten (Farben der Kurven). Je höher die Zusatz-Flexibilität, desto mehr Betriebsbereiche können im Fall **Koordinierter Betrieb** mit Unterstützung der EWZ-Trafos erreicht werden, verglichen zur Situation ohne Unterstützung (Fall **Betrieb mit Modellaustausch**)

6.5 Potentielle Erweiterungen für vertiefende Studien

Das gewählte Betriebsbeispiel und die gezeigten Darstellungen basieren auf einem einzelnen Netzbeispiel und der systematischen Variation ausgewählter Modellvariablen. Während die Ergebnisse vielversprechend sind, kann die Untersuchung in folgenden Gebieten vertieft werden:

- Berücksichtigung anderer Netzzustände und Variationen von Produktion und Nachfrage: Dies kann durch die Untersuchung einer Anzahl ausgewählter Netzzustände erfolgen, oder noch besser durch den Abgleich konkreter Zeitreihen aus den Netzleitstellen von Swissgrid und EWZ
- In der Praxis müssen nicht nur die nominellen Lastflüsse sondern auch die N-1 Lastflüsse sicher sein. Diese werden laufend in den Netzleitstellen analysiert und können entsprechend einbezogen werden.
- Die Modellierung der Auslandsleitungen über X-Knoten ist nur begrenzt aussagekräftig und sollte auf das umliegende Ausland ausgeweitet werden.
- Zur Einbeziehung von Spannungs- und Blindleistungsgrenzen sollte das Modell auf einen AC-Lastfluss erweitert werden. Es besteht auch die Möglichkeit linearer Approximationen die Spannungs- und Blindleistungsvariablen beinhalten und somit weiterhin die Verwendung der gezeigten geometrischen Methoden erlauben.
- Genauere Trafo-Modelle: Es muss der tatsächliche Leistungsfluss mit Trafоеinstellungen im Netz bzw. an den Erzeugungseinheiten erreicht werden. Ohne das Trafomodell ist der dargestellte Bereich in den folgenden Abbildungen eine optimistische Abschätzung der verfügbaren Transitleistung im EWZ Netz.
- Neben den Redispatchmassnahmen und der Änderung von Trafоеinstellungen sollte die Auswirkungen von Topologieänderungen beider Netzbetreiber untersucht werden.

6.6 Zusammenfassung und Handlungsempfehlung

Die Koordination des Netzbetriebes zwischen TSO und DSO hat ein grosses Potential für die Netzsicherheit, die bessere Netzausnutzung und die Optimierung der Abläufe zwischen den Leitstellen.

Für die Ableitung einer ersten konkreten Anwendung bietet sich eine einfache Form der beiden Interaktionsfälle an:

1. Um unerwartete unsichere Netzzustände zu vermeiden liefert der Interaktionsfall **Betrieb mit Modellaustausch** eine Lösung. Die Berechnung des aggregierten Netzmodelles kann zunächst basierend auf historischen Zeitreihen beider Netzleitstellen erfolgen. Anschliessend könnte eine begleitende Massnahme der Swissgrid-Netzleitstelle Informationen über die derzeitigen zu berücksichtigenden Grenzleistungen und das aggregierte Netzverhalten liefern. Es sollte evaluiert werden in welchen Situationen in der Praxis das EWZ-Netz einen Engpass darstellt beziehungsweise auf andere Netzengpässe einwirken konnte.
2. In einem zweiten Schritt kann die koordinierte Flexibilitätserweiterung durch die Verwendung der EWZ-Trafos untersucht werden, ähnlich dem Interaktionsfall **Koordinierter Betrieb**. Um den Betrieb der EWZ-Trafos zu erfassen bietet sich zunächst an festzustellen unter welchen Umständen Betriebsentscheidungen gefällt werden und diese in die Problemformulierung einzubinden. In einem zweiten Schritt können historische und dann begleitende Analysen in den Netzleitstellen gemacht

werden, welche den Netzleitstellen Hinweise liefern wann eine Anpassung der Trafоеinstellung von Nutzen wäre. Dies erlaubt ein koordiniertes Vorgehen anstelle eines zwei- oder mehrstufigen Prozesses bei dem zum Beispiel EWZ mit ihren Trafos auf Änderungen im Swissgrid-Netz reagieren muss.

Das Vorgehen kann als Pilotprojekt gesehen werden. Swissgrid hat eine ähnliche Situation in verschiedenen Regionen mit anderen DSOs, auf die diese Methode übertragen werden kann. Ferner stellt sich das Problem wann immer ein Netz mit mehreren Ebenen und Leistellen betrieben wird:

- Andere vermaschte Teilnetze unterschiedlicher Netzbetreiber.
- Swissgrid und Netzbetreiber aus dem umliegenden Ausland.
- Das SBB-Netz.

7 Zusammenfassung

7.1 Stand der TSO-DSO Interaktion

Die TSO-DSO Interaktion in der Schweiz ist auf einem guten Stand. Es gibt mittel- und langfristige etablierte Kooperationen im Planungsbereich. Ferner sind die Netzleitstellen telefonisch und durch Datenaustausch verbunden und haben Kenntnis der gegenseitigen Netzinfrastruktur, so dass es keine akuten zwingend notwendigen Handlungen erfordert.

Allerdings ergeben sich für die Zukunft zahlreiche Änderungen im Netzbetrieb, im Produktionsportfolio und der Lastflussvariabilität die zu Problemen im TSO und/oder DSO Netz führen können. Zwei der wahrscheinlichsten Aspekte wurden anhand von quantitativen Fallbeispielen untersucht um Handlungsempfehlungen abzuleiten.

7.2 Handlungsempfehlungen zur TSO-DSO Interaktion

Die ausgewählten Fallbeispiele illustrieren mögliche Massnahmen der relevantesten Aspekte zur TSO-DSO Interaktion, welche sich aus der Literaturrecherche und den Interviews ergeben haben. Auf Basis der Simulationen mit realistischen DSO-Netzmodellen haben sich die folgenden Handlungsempfehlungen ergeben.

7.2.1 Regelenergie im Verteilnetz

Durch die Simulationen wurde die Aggregation von Sekundärregelungsenergie im Verteilnetz als potentielle Anwendung der TSO-DSO Interaktion identifiziert. Unklar ist hier noch der Umfang der verfügbaren Flexibilitäten im Verteilnetz, welcher von der Art der Endkunden (Industrie, Gewerbe oder Haushalte) und der Art der angeschlossenen Anlagen abhängt. Die Berücksichtigung und Einbindung des Netzbetreibers in die Auswahl der Zeitpunkte zur Teilnahme am Regelenergiemarkt hat hohes Potential zur Verbesserung der Profitabilität, da die angebotene Regelenergie so deutlich weniger konservativ ausgelegt werden muss. Dabei benötigt es keine volle Koordination, schon eine geringe Kommunikation bei der Auswahl der angebotenen Leistung erbringt den Grossteil der möglichen Profiterhöhung.

Zusammenfassend sind folgende Schritte zur Umsetzung des Regelungskonzepts mit geringer Kommunikationsinfrastruktur notwendig:

- Abschätzung des potentiellen Flexibilitätsumfangs und der verbundenen Kosten.
- Bestimmen eines oder mehrerer Verteilnetzstabilitätsindikatoren.
- Sammlung des Indikators an zentraler, gegebenenfalls neutraler Stelle.
- Koordination der Flexibilitätseinspeisungen, prüfen der Obergrenzen
- Überwachung des Lastganges der Flexibilitäten, leistungsabhängige Netznutzungsvergütung

7.2.2 Koordinierter Netzbetrieb

Die Koordination des Netzbetriebes zwischen TSO und DSO hat ein grosses Potential für die Netzsicherheit, die bessere Netzausnutzung und die Optimierung der Abläufe in den Leitstellen. Langfristig könnten durch die systematische Vermeidung von Engpässen so auch Investitionen in den Netzausbau vermieden werden. Der Austausch erfordert keine zentrale Netzleitstelle die Swissgrid mit allen DSOs

der Schweiz koordiniert. Vielmehr genügt ein punktueller Austausch einzelner Netzparameter um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten.

Zusammenfassend sind folgende Schritte zur Umsetzung des koordinierten Netzbetriebes notwendig:

- Abstimmung der Netzleitstellen mit der vorhandenen Kommunikationsinfrastruktur. Dabei gibt es drei Interaktionsstufen:
 - Bei der Ausgangsstufe ohne Interaktion müssen Änderungen am Betriebszustand des Netzes (zum Beispiel Redispatchmassnahmen oder Trafoänderungen) konservativ vorgenommen werden um auf Unsicherheiten zu reagieren. Dennoch besteht die Gefahr unerwarteter Überlastungen, die schnelle Eingriffe der Netzleitstellen erfordern kann.
 - Im Betrieb mit Modellaustausch erfolgt die Kommunikation einzelner Netzmodell Daten, z.B. Gesamtlast, Impedanzen zwischen den Anschlusspunkten und Flexibilitätsgrenzen. Es ergibt sich eine bessere Planbarkeit des Netzverhaltens bei Änderungen des Betriebszustandes und der Verwendung des vollen Netzpotentials.
 - Im Koordinierten Betrieb können die Trafos an den Schnittstellen zwischen TSO und DSO koordiniert werden um die Netzsicherheit weiter zu verbessern.
- Die Berechnung des aggregierten Modells kann vom DSO alleine vorgenommen werden. Die Infrastruktur für den Datenaustausch ist vorhanden und kann synchron mit dem Austausch des Netzfahrplans erfolgen.
- Swissgrid hat eine ähnliche Interaktions-Situation mit anderen DSOs, auf die die Methode übertragen werden kann

Konkret empfiehlt sich ein Testbetrieb mit einem einmaligen Datenabgleich von Leistungsgrenzen, reduziertem Netzmodell und Schwankungsabschätzung nach Abschluss der day-ahead Planung.

7.3 Ausblick

Die Arbeit umfasst nur zwei der möglichen Kooperationspunkte zwischen TSO und DSOs. Betreffend Spannungsunterstützung, Synchronisierung, koordiniertem Netzschutz sowie der Unterstützung dynamischer Netzstabilität können sich in Zukunft ähnliche Synergien ergeben. Diese können bei Umsetzung von Pilotprojekten, zum Beispiel zur Koordination und dem Datenaustausch zwischen den Netzleitstellen leichter erschlossen werden.

A Anhang

Die folgenden Kapitel (A1, A2, ...) enthalten Zusatzinformationen die den Hauptkapiteln der Studie (1, 2, ...) zugeordnet sind.

A2 Das Energieversorgungssystem der Schweiz

A2.1 Lastausgleich

Neben der Produktion der Elektrizität ist eine Kernaufgabe der Energieversorgung der Lastausgleich. Wegen mangelnden Speichermöglichkeiten für Energie muss die Balance zwischen Verbrauch und Erzeugung von Sekunde zu Sekunde eingehalten werden. Dies ist eine Voraussetzung für ein stabiles Elektrizitätsnetz und garantiert eine sichere Versorgungsfrequenz von 50 Hz. Daher ist es nötig die Netzsituation und Frequenz zu überwachen und bei einer Ungleichheit die Einspeisung der Produktion anzupassen. Bisher war das Problem leicht lösbar, da die Energieerzeugung leicht zu planen war. Mit dem wachsenden Anteil erneuerbarer Energie ist die Bestimmung der zukünftigen Produktionsmenge schwieriger geworden. Auch der Verbrauch kann nicht genau vorhergesagt werden sondern wird durch statistische oder analytische Methoden geschätzt.

A2.1.1 Das Bilanzgruppensystem und Ausgleichsenergie

Um die Kosten für Ausgleichsenergie nicht-diskriminierend aufzuteilen ist die Schweiz in Bilanzgruppen **BGs** aufgeteilt.

Gemäss der Stromversorgungsverordnung, ist eine **BG** eine Gruppe von Teilnehmern des Elektrizitätsmarktes die eine gemeinsame Überwachungseinheit und Abrechnungseinheit des nationalen Netzbetreibers innerhalb der Regelzone Schweiz darstellen [35]. Jeder Einspeise- und Ausspeisepunkt innerhalb der Regelzone muss einer **BG** zugeordnet sein.

Im Zentrum des **BG**-Systems steht die Pflicht des **BGM** den Fahrplan vor der Realisierung an Swissgrid zu schicken. Der Plan enthält die gesamte Elektrizitätsversorgung zwischen Mitgliedern innerhalb einer **BG** und zwischen verschiedenen **BG**. Um den Fahrplan zu berechnen summiert der **BGM** alle Fahrpläne der Mitglieder seiner **BG** zu einem aggregierten Fahrplan. Abhängig von der Energiemenge die die **BG** produziert oder bezieht kann es zu Import- oder Exportfahrplänen kommen. Nach Einsendung des Fahrplans verifiziert und bestätigt Swissgrid die formelle Korrektheit. Bei Fehlern informiert Swissgrid all betroffenen **BGMs**, so dass sie die Möglichkeit zur Fahrplankorrektur haben [25].

Im Idealfall ist die Bilanz der Regelzone 0: Zu jedem Importfahrplan einer **BG** gibt es einen entsprechenden Exportfahrplan einer anderen **BG**. Wenn das nicht der Fall korrigiert Swissgrid den Lastabruf der Kraftwerke bis die Bilanz erreicht ist. Diese Massnahmen sind immer noch Teil des Ablaufs vor dem Betrieb.

Nach der Fahrplanermittlung folgt der Betrieb. Während des Betriebs wird die Produktion und der Verbrauch von den Netzbetreibern überwacht und an Swissgrid weitergeleitet. Im Optimalfall erzielen alle Produzenten und Verbraucher genau ihre geplanten Leistungen. In der Realität entstehen Abweichungen die den Einsatz von Regelenergie erfordern. Diese Abweichungen von der Energiebilanz einzelner **BG** bestimmen die Verteilung der Kosten für Regelenergie nach dem Verursacherprinzip [25].

Die Kosten für den Eingriff in den Kraftwerksfahrplan werden als Ausgleichsenergie verrechnet. Dies beinhaltet auch die Kosten für die Regelreserve, welche detailliert in Abschnitt A2.1.2 beschrieben ist. Der Preismechanismus für Ausgleichsenergie ist ein zwei-Preis-system bei dem die Preise der Ausgleichsenergie je nach Richtung der Abweichung der **BG** erfolgt. Einheiten die einen Überschuss aufweisen (long) erhalten einen Kredit während Einheiten die ein Defizit aufweisen (short) negativ belastet werden [35]. Die Preiskurve der Ausgleichsenergie im Jahr 2015 ist in Abbildung 42 gezeigt. Man sieht dass die Kraftwerke welche positive Energie bereit stellen (long) nicht immer bezahlt werden. Manchmal ist der Preis negative, was zu einem signifikanten wirtschaftlichen Verlust für den Kraftwerksbetreiber

führt. Allerdings sind Kraftwerke die nicht genug Energie gemäss ihres Fahrplans produzieren (short) immer positiv belastet.

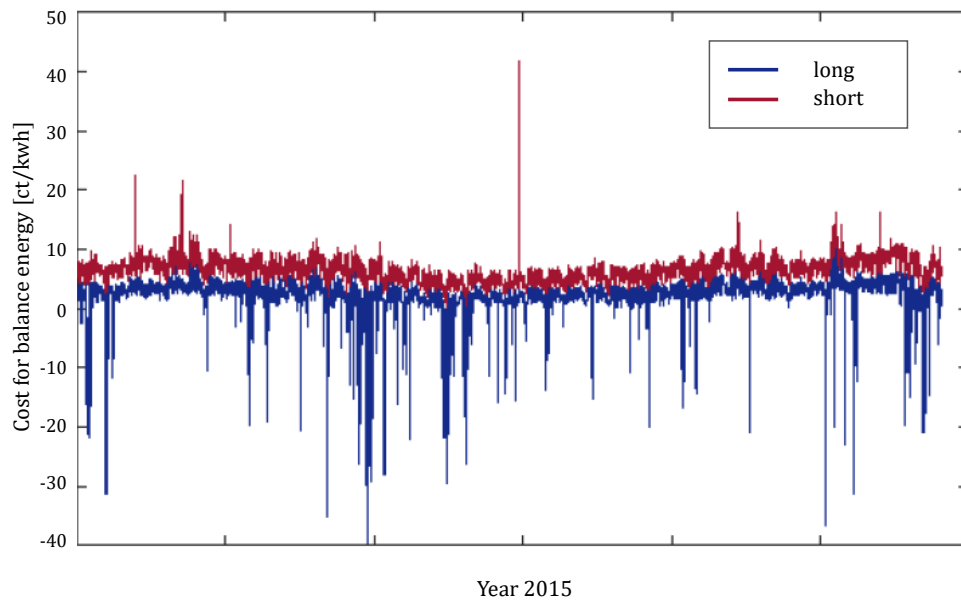


Abbildung 42: Preis für Ausgleichsenergie 2015

Basierend auf [31]

A2.1.2 Regel Reserve

Wie im letzten Abschnitt beschrieben, erfordert der Bilanzfehler zwischen Produktion und Verbrauch Ausgleichsenergie. Manchmal ist der Energieausgleich durch Anpassung der Fahrpläne der betroffenen Kraftwerke der BG nicht möglich. Dies kann mehrere Gründe haben: die betroffenen Kraftwerke haben nicht genug Kapazität um die erforderliche Energie bereit zu stellen oder diese Kraftwerke können nicht schnell genug hoch und runter fahren innerhalb des gegebenen Zeitrahmens. In diesem Fall werden spezielle Kraftwerke verwendet um Regelenergie bereit zu stellen.

Regelenergie wird innerhalb des Europäischen Synchronnetzes der [Union for the Coordination of the Transmission of Electricity / Vereinigung für die Koordination der Elektrizitätübertragung \(UCTE\)](#) in einem 3-stufigen System erreicht.

- Primärregelung
- Sekundärregelung
- Tertiärregelung

Die unterschiedlichen Reserveprodukte werden durch ihre technischen Anforderungen unterschieden, das Leistungsniveau, die Verfügbarkeit, die Kosten und die Region. Abbildung 43 zeigt die Reaktionszeit verschiedener Regelreserven. Abweichungen auf niederen Spannungsebenen werden aggregiert und gemeinsam auf dem höchsten Spannungslevel innerhalb des gesamten UCTE-Gebietes ausgeglichen. Eine Unterscheidung wird zwischen positiver Regelreserve (zu viel Energie wird aus dem Gebiet entnommen) und negativer Regelreserve (das Gebiet erzeugt zu viel Energie) gemacht.

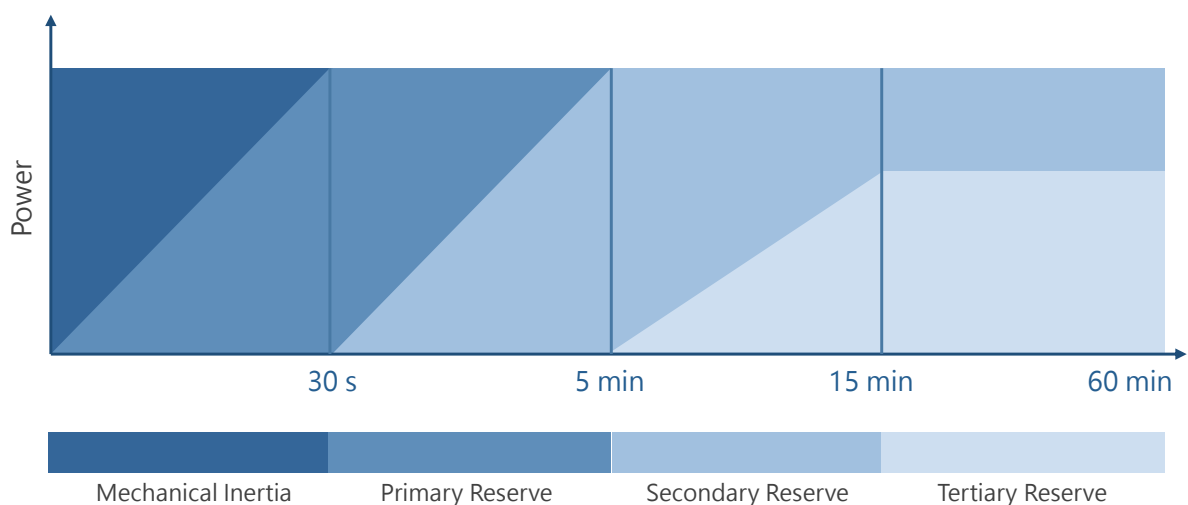


Abbildung 43: Reserve Produkte

In einem ersten Schritt wird Ausgleichsenergie durch die Primärreserve bereit gestellt, eine komplett lokale Massnahme. Die Kopplung basiert auf der physischen Kopplung durch die Netzfrequenz, die direkt von der globalen Leistungsabweichung abhängt. Insgesamt müssen im Europäischen Netz 3 GW Reserveenergie bereit gehalten werden [16]. Die Menge der erforderlichen Primärreserve für jedes Land hängt von ihrer Energienachfrage ab. Die Schweizer Primärreserve beträgt etwa 71 MW [12]. Nur Kraftwerke die mindestens 1 MW positive und negative Leistung in weniger als 30 Sekunden zur Verfügung stellen können nehmen an der Primärreserve teil. Mehr Details sind in den Tabellen 7 und 8 gegeben. Die Regelleistung muss jederzeit verfügbar sein. Die ausgewählten Kraftwerke halten einen Teil

ihrer nominellen Leistung bereit um die Reserveleistung wenn nötig anzuheben oder abzusenken. Diese Kraftwerke werden auch als rotierende Reserve bezeichnet [23]. Die Primärregelung ist vollständig aktiviert sobald die Frequenzabweichung 200 mHz erreicht. Die ausgewählten Kraftwerke passen ihre Energieproduktion entsprechend ihrer Frequenzabweichung an. In der Folge erlaubt die Regelreserve den verbleibenden Energieversorgern ihren Fahrplan beizubehalten, da sie den Leistungsausgleich komplett übernimmt.

Im Fall längerer Leistungsabweichungen entlastet die Sekundärregelung die Primärregelung damit diese für neue Leistungsabweichungen zur Verfügung steht. Innerhalb von 15 Minuten muss die Sekundärregelung voll aktiviert sein und die Produktion der Kraftwerke mit Primärregelung kann zu ihrem nominalen Arbeitspunkt zurück kehren. Anders als die Primärregelung ist die Sekundärregelung nicht in ganz Europa sondern innerhalb jeder Regelzone koordiniert. Jede Regelzone muss eine bestimmte Menge Sekundärregelleistung bereit halten und ist für seine eigenen Leistungsabweichungen verantwortlich. Die Schweiz ist eine eigene Regelzone unter der Verantwortlichkeit von TSO Swissgrid. Dabei ist es für Swissgrid nicht notwendig eigene Kraftwerke zu betreiben. Die Leistung kann auch extern beschafft werden. Alle Kraftwerke, die die Anforderungen für die Sekundärregelleistung erfüllen (siehe Tabelle 7 und 8) können an der Ausschreibung teilnehmen.

Wie die Primärregelung wird auch die Sekundärregelung entlastet wenn die Leistungsabweichungen von Dauer ist. Dazu wird die Tertiärregelung verwendet. Anders als die Primärregelung und die Sekundärregelung wird die Tertiärregelung manuell, oft durch ein Telefonat, aktiviert. Da

	Primärregelung	Sekundärregelung	Tertiärregelung
Minimum Anforderung für Netzfrequenzmessung	± 10 mHz	-	-
Aktivierung	automatisch	automatisch	manuell
Maximale Verzögerung bis zur automatischen Aktivierung	-	10 Sekunden	-
Aktivierungszeit	30 Sekunden	Leistungsgradient 0.5% der Nominalleistung	15/20 Minuten
Deaktivierungszeit	-	Leistungsgradient 0.5% der Nominalleistung	je nach Fahrplan des Kraftwerks

Tabelle 7: Technische Anforderung der Regelleistung in der Schweiz

Basierend auf [12]

	Primärregelung	Sekundärregelung	Tertiärregelung
Ausschreibungsperiode	Woche	Woche	1) Tag 2) Woche
Ausschreibungsprodukt	Montag-Sonntag, 24 h	Montag-Sonntag, 24 h	1) 24h, 4h-Blöcke 2) 1 Produkt für die ganze Woche
Ausschreibungsmenge	71 MW	ca. ± 400 MW	ca. +450 MW/ ca. -390 MW
Art des Produkts	symmetrische Leistungsreserve	symmetrische Leistungsreserve	asymmetrische Leistungsreserve
Produkt Grösse und Struktur	mind. ± 1 MW, Erhöhung in ± 1 MW Schritten	mind. ± 5 MW, Erhöhung in ± 1 MW Schritten	mind. $+/- 5$ MW, Erhöhung in ± 1 MW Schritten
Zuteilungskriterien	Minimierung der Kosten der Leistungsreserve bei genauem Treffen der Nachfrage	Minimierung der Kosten der Leistungsreserve unter Berücksichtigung der Netzsicherheit	Minimierung der Kosten der Leistungsreserve unter Berücksichtigung der Netzsicherheit
Vergütung der Leistung (Bereithaltung)	Nach Gebotspreis	Nach Gebotspreis (merit order)	Nach Gebotspreis (merit order)
Vergütung der Energie (Abruf)	Keine	SwissIX Spot Preis	Nach Angebot des 4h-Blocks

Tabelle 8: Markt Regeln für Regelreserve in der Schweiz

Basierend auf [12]

A2.1.3 Redispatch Massnahmen

Überlastungen resultieren durch zu hohe Ströme durch die Netzelemente und führen zur zusätzlichen Wärmeerzeugung. Wenn die Temperatur des Netzelemente die Grenzwerte überschreitet führt das zum Verschleiss der Isolierung und damit zu einem Risiko für die Netzsicherheit. Um diese thermischen Überlastungen zu vermeiden wird das Engpassmanagement des TSO benötigt. Verschiedene Massnahmen stehen zur Verfügung um Überlastungen zu entschärfen oder zu vermeiden indem der Strom oder die abzusehende Überlastung unter den definierten Grenzwert fällt. Diese Massnahmen können präventiv oder korrektiv sein [27]. Die Verwendung korrektiver Massnahmen kann minimiert werden indem die Zuteilung der [Net Transfer Capacity / Netto Übertragungskapazität \(NTC\)](#) konservativ erfolgt. Allerdings können trotz dieser präventiven Massnahmen immer noch Engpässe entstehen, auch wenn nach einem Ereignis die N-1 Sicherheit nicht mehr gegeben ist. In diesem Fall muss Swissgrid agieren um die Netzsicherheit wieder herzustellen. Eine dieser Massnahmen ist der Redispatch: der Netzbetreiber interveniert in den Kraftwerksbetrieb an verschiedenen Stellen des Netzes. Die Produktion wird in einem Gebiet abgesenkt um den Engpass zu entlasten. Um die globale Leistungsbilanz beizubehalten muss der zweite Kraftwerksbetreiber seine Produktion erhöhen. Der Redispatch kann national, innerhalb der Regelzone Schweiz oder international, zwischen zwei verschiedenen Regelzonen [32], erfolgen.

Die Vergütung des Redispatch erfolgt gleichermassen für alle Kraftwerksbetreiber. Es gibt keinen Unterschied in der Bezahlung zwischen nationalem und internationalem Redispatch. Um die Kraftwerksproduktion zu erhöhen wird der durchschnittliche SwissIX-DA Preis der teuersten 10 Stunden der letzten Woche bezahlt. SwissIX ist der Spotpreis Index für Elektrizität an der [European Power Exchange / Europäische Leistungsbörse \(EPEX\)](#). Die Abbildung 44 zeigt den wöchentlichen durchschnittlichen Spotpreis des Jahres 2015. Um die Kraftwerksproduktion abzusenken bezahlen die betroffenen Kraftwerke 70% des derzeitigen SwissIX Spotpreises an Swissgrid sofern der Preis positiv ist. Ist der Preis negativ erhalten die betroffenen Kraftwerke 130% des SwissIX Spotpreises von Swissgrid. Da die Kraftwerk schon für die Energie bezahlt wurden bevor sie die Anweisung erhalten haben ihre Produktion abzusenken bedeutet die Rückzahlung von 70% and Swissgrid dass sie einen Gewinn von 30% des SwissIX Spotpreises haben. Das gleiche trifft für die 130% zu wenn der SwissIX Spotpreis negative ist.

Wegen ihrer Topographie und den starken jährlichen Niederschlägen hat die Schweiz ideale Bedingungen für die Verwendung der Wasserkraft. Heute sind 56% der Gesamtproduktion Wasserkraft und damit die wichtigste nationale erneuerbare Energie. Es gibt 604 Wasserkraftwerke in der Schweiz die eine Kapazität von mindestens 300 kW haben und im Durchschnitt 36000 GWh jährlich produzieren [7]. Dank der technischen Charakteristik von Wasserkraftwerken sind sie sehr gut für Redispatchmassnahmen geeignet. Wasserkraftwerke können schnell starten und Pumpspeicherkraftwerke können Ausgleichsenergie in beide Richtungen liefern. Fast alle internationalen und nationalen Redispatchmassnahmen erfolgten 2015 durch Wasserkraft.

A2.2 Elektrizitätsmärkte

Es wird unterschieden zwischen dem Energiehandel grosser Energieversorger mit industrieller Kunden und dem Handel zwischen Energieversorgern mit Privatkunden. Dieser Abschnitt diskutiert die verschiedenen Marktformen des Elektrizitätshandels.

A2.2.1 Elektrizitätsbörse und Handel

Die Schweizer Elektrizitätsnachfrage wird in den meisten Fällen entweder an der Elektrizitätsbörse [European Energy Exchange / Europäische Energiebörse \(EEX\)](#) oder mit bilateralen Verträgen gehandelt.

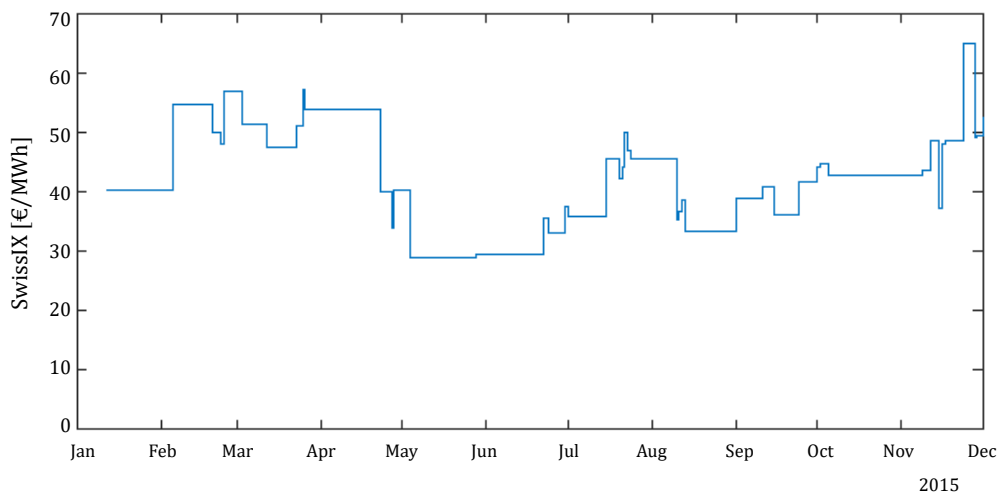


Abbildung 44: Wöchentlicher Durchschnitt des SwissIX Spotpreises 2015

Basieren auf Daten von [9]

Neben den Elektrizitätsprodukten wird der EEX auch verwendet um Gas- und Kohle-Optionen zu handeln. Die Mehrzahl der täglichen Elektrizitätsnachfrage wird derzeit über bilaterale Verträge zwischen den Energieversorgern und den Kunden gehandelt. Bilaterale Verträge werden bevorzugt wenn besondere Anforderungen an die Versorgung oder Vergünstigungen relevant sind. Der Handel über die Börse dient hauptsächlich dazu um das Risiko von Preisänderungen über eine längere Periode abzusichern, um kurzfristig Energie zu sichern oder den Handel von Netzkapazitäten zu betreiben.

Die unterschiedlichen Produktion an der Börse können entweder auf dem Spotmarkt oder dem Futurmarkt gehandelt werden. Future Märkte bieten langfristige Verträge, bei denen Produkte gekauft und verkauft werden um sie an einem bestimmten Datum zu einem bestimmten Preis zu liefern. Das Ziel ist es das Risiko volatiler Märkte und Preise abzumildern. Nach Ablauf des Futures wird jeder Vertrag ausgeglichen, entweder durch Physische Lieferung des zugrunde liegenden Produktes (z.B. Energie, Gas und Kohle) oder einen Cash-Ausgleich.

Der Spotmarkt wird meist in zwei Gebiete aufgeteilt:

- day-ahead Handel (für den nächsten Tag)
- intra-day Handel (innerhalb eines Tages)

Beim day-ahead Handel wird die Energie für jede Stunde des nächsten Tages in einer Auktion gekauft. Dabei ist es möglich Energie für eine einzelne Stunde zu kaufen oder verkaufen, oder in der Form von standardisierten Block-Verträgen. Die Auktion wird einmal am Tag ausgeführt. Verkaufs- und Kaufangebote werden ausgeglichen. Der day-ahead Markt bietet die Möglichkeit all bekannten kurzfristigen Überschüsse oder Defizite an Energie zu kompensieren. Weiterhin dient er auch der Feineinstellung des Fahrplanes für den nächsten Tag. Dies ist nötig da die Vorhersage des Energiefahrplans Unsicherheiten ausgesetzt ist (z.B. Wetter).

Der intra-day Markt dient dem Handel mit kleinen und kurzfristigen Produkten. An diesem Markt ist es möglich rund um die Uhr Energie zu kaufen oder zu verkaufen. Die einzige Einschränkung betrifft die Zeit zwischen Kauf und Lieferung. Das Produkt muss 75 Minuten vor der geplanten Lieferung gekauft

werden. Da der intra-day Handel typischerweise dem Ausgleich von kurzfristigen Leistungsabweichungen dient, folgt dem Vertrag immer die physische Auslieferung des Produkts.

A2.2.2 Regelenergiemarkt

In Übereinstimmung mit den gesetzlichen Rahmenbedingungen beschafft der Schweizer TSO Swissgrid Regelenergie in einem transparenten, diskriminierungsfreien und marktbasieren Vorgang. Die Kraftwerksbetreiber die Netzdienstleistung anbieten wollen können im Rahmen einer Ausschreibung teilnehmen, die auch als einseitige Auktion bezeichnet wird. Die Einladung zu der Ausschreibung findet täglich, wöchentlich oder monatlich statt, in Abhängigkeit des Produkts. Seit 2012 führt Swissgrid die Ausschreibung für die Primärreserve mit den Deutschen TSOs zusammen durch. Die Kraftwerksbetreiber müssen die Menge der Reserve und bei Tertiärregelung die Richtung - positiv oder negativ - angeben. Für Primärreserve und Sekundärreserverea müssen beide Richtungen angeboten werden.

Die Methode zur Vergütung der Sekundärregelleistung ist ein kontroverses Thema. In der Schweiz ist die Vergütung zwischen dem Bereithaltungspreis und dem Abrufpreis geteilt. Der Bereithaltungspreis muss beim Gebot angegeben werden. Kraftwerksbetreiber erhalten den Bereithaltungspreis für die Reservierung der Leistung, welche bei Bedarf abgerufen wird. Der Preis wird durch eine [Pay-As-Bid / Bezahlung nach Gebot \(PAB\)](#)-Methode festgelegt. Das heisst, dass jeder Reserve-Anbieter den Bereithaltungspreis selber festlegen kann, gemäss seiner eigenen laufenden Kosten. Es gibt Diskussionen ob die [PAB](#) Methode zu Ineffizienzen bei der Beschaffung der Regelenergie führt, verglichen mit anderen Methoden wie dem [Market-Clearing-Price / Markträumung \(MCP\)](#). Detaillierte Informationen zu diesem Thema sind bei [20] gegeben. Nach Ablauf der Auktion werden alle Teilnehmer in einer Liste sortiert. Gemäss der Methode [Merit-Order-Principle / Reihenfolge der Leistung \(MOP\)](#) werden, beginnend mit dem niedrigsten Preis, Angebote nach dem [Merit-Order-List / Liste der Leistungsreihenfolge \(MOL\)](#) beschafft bis der Bedarf an Reserveleistung abgedeckt ist.

In der Schweiz erhalten alle Kraftwerke die durch die [MOL](#) ausgewählt wurden den gleichen Abrufpreis. Der Abrufpreis ist an den SwissIX Spotpreis für Elektrizität gekoppelt.

A2.2.3 Elektrizitätsmarkt für Endkunden

Für die meisten privaten und industriellen Kunden ist es nicht möglich ihren eigenen Energiebedarf an der Elektrizitätsbörse zu decken. Der Grund ist einerseits die Menge der gehandelten Produkte und andererseits der hohe Aufwand für die Teilnahme an der Börse. In einem liberalisierten Elektrizitätsmarkt, wie im Zentraleuropäischen Raum, können die meisten Kunden ihren Elektrizitätsanbieter frei wählen. Die Trennung von Elektrizitätserzeugung und Netzbetrieb, sowie die Entstehung neuer Elektrizitätsanbieter, geht einher mit starken Veränderungen für die Märkte, welche sich im Übergang von einem monopolistischen zu einem liberalisierten Markt befinden.

Das Unbundling bewirkt dass sich Elektrizitätsanbieter in bestimmten Gebieten spezialisieren. Zum Beispiel wurden Produkte wie Öko-Energie eingeführt. Die Kunden können zwischen grossen bis mittleren industriellen Kunden und normalen Haushalten und Verbrauchern unterschieden werden. Grosse bis mittlere Kunden haben typischerweise bilaterale Verträge mit dem Energieversorger wohingegen Haushalte meistens standardisierte Elektrizitätstarife nutzen.

Diese Unterscheidung ist nützlich um dem höheren Aufwand für den Anschluss und Unterhalt industrieller Kunden gerecht zu werden. Die Energieversorgung von höheren Spannungsniveaus, individuellen Lastkurven und die Integration erneuerbarer Erzeugung können Punkte sein die in einem bilateralen Vertrag aufgenommen werden. Diese Kunden müssen eine Basisgebühr für den Anschluss, einen Energiepreis (Gebühr pro Nachfrageenergie über eine bestimmte Periode), sowie einen Leistungspreis

abhängig vom maximal erlaubten Leistungsabruf. In den meisten Fällen enthält der Tarif zeitabhängige Komponenten, welche nur den Leistungspreis beeinflussen. Zum Beispiel ist der Leistungspreis an Nachmittagen of deutlich höher als in den Abendstunden. Diese Methode kann industrielle Kunden dazu bringen ihre Produktion auf spätere Zeitpunkte zu verschieben, was zu einer gleichmässigeren Lastkurve führt. In der Zukunft könnten bilaterale Verträge auch das Lastmanagement beinhalten. Dies erlaubt dem lokalen Netzbetreiber den Betriebsmodus der elektrischen Komponenten in kritischen Lastsituationen zu beeinflussen.

Wie zuvor erwähnt haben kleine industrielle Kunden und Privathaushalte keine individuellen bilateralen Verträge. Der Grund dafür ist die deutlich kleinere Energiemenge und die Lastkurve, welche kein spezielles zeitliches Muster hat und daher nicht gut vorhersagbar ist. Daher bezahlen diese Kunden Standardtarife mit denen die Zusatzkosten bei Abweichung von der Lastkurve vernachlässigbar sind.

Die Energieversorger treffen Vorhersagen für die Energienachfrage mit Standard Lastprofilen und nutzen Ausgleichsleistung um zukünftige Abweichungen der resultierenden Planes auszugleichen. Diese Kosten werden dann auf alle Kunden durch die Tarife umgelegt. Ein Tarif kann entweder aus einem festen zeitunabhängigen Preis bestehen, oder aus einem zweistufigen Preis mit einer Tiefpreisperiode und einer Hochpreisperiode.

A5 Fallbeispiel 1: Regelenergie im Verteilnetz

A5.1 Allgemeine Variablen

Die Grenzkosten für den Lagerbetreiber, um eine Flexibilität von 1 MWh zu gewährleisten, sind:

$$c_{cooling} = P^{flex} \cdot T \cdot \eta_{loss} \cdot c_{energy} \quad (1)$$

$$= 1 \text{ MW} \cdot 1 \text{ h} \cdot 10\% \cdot 195 \text{ e}/MWh \quad (2)$$

$$= 19.5 \text{ e} \quad (3)$$

Die Sonneneinstrahlung wird durch die Variable λ_{PV} repräsentiert.

Die Opportunitätskosten von PV-Anlagen werden durch den SwissIX-Energiepreis definiert.

$$c_{pv} = c_{SwissIX} \quad (4)$$

Die Grenzkosten für die Nutzung der Batterie sind abhängig vom Energiepreis (c_{energy}), der Ladeeffizienz (η_{load}), der Entladeeffizienz (η_{gen}) und den Kosten der Abnutzung (c_{deg}). c_{deg} stellt die Degradationskosten für 1 Ladung oder Entladung der Batterie mit 1 MWh dar.

$$c_{battery} = c_{energy} \cdot (1 - (\eta_{load} \cdot \eta_{gen})) + 2 \cdot c_{deg} \quad (5)$$

$$= 195 \text{ e}/MWh \cdot (1 - (0.98 \cdot 0.97)) + 13 \text{ e}/MWh \quad (6)$$

$$= 21.63 \text{ e}/MWh \quad (7)$$

Der Verbrauch im Haushalt variiert je nach Tageszeit (siehe Variable λ_{load} im Kapitel 5.5.2).

$$P_{max}^{household} = 15\% \cdot P^{demand} \quad (8)$$

$$c_{household} = c_{energy} \cdot \eta_{loss} \quad (9)$$

$$= 217.60 \text{ e}/MWh \cdot 10\% \quad (10)$$

$$= 21.76 \text{ e}/MWh \quad (11)$$

$$(12)$$

A5.2 Lineare Lastflussmodellierung

Die wirtschaftliche Optimierung von Stromnetzen wird allgemein als **OPF** bezeichnet. Dieser Abschnitt erklärt die Herleitung der Netzgleichungen.

In einem Netz mit n -Busen sind die Impedanzelemente des gesamten Systems in einer $n \times n$ -Matrix Y_{bus} enthalten. Es verbindet die Knotenstromspeisung I_{bus} mit der Knotenspannungen V_{bus} . Die nicht-lineare AC-Netzwerkgleichung lautet wie folgt:

$$I_{bus} = Y_{bus} \cdot V_{bus} \quad (13)$$

mit

$$S_{bus,i} = P_{bus,i} + j \cdot Q_{bus,i} = V_{bus,i} \cdot I_{bus,i}^* \quad (14)$$

und

$$P_{bus,i} = \text{real}(S_{bus,i}) = \text{real}(V_{bus,i} \cdot I_{bus,i}^*) \quad (15)$$

Das * bezeichnet die komplexe Konjugation der Variablen.

Für diese Studie wird das [DC Power-Flow-Modell](#) verwendet [18]. Da der Schwerpunkt auf der Nutzung der Wirkleistung für unterstützende Maßnahmen liegt, werden die komplexen Anteile von Strom und Spannung vernachlässigt. Das DC-Lastflussmodell macht 4 Annahmen:

- V_{bus} hat Betrag 1
- Q_{bus} ist 0
- Der Realteil von Y_{bus} ist vernachlässigt
- Der Winkelunterschied $\theta_i - \theta_j$ ist genügend klein, so dass $\sin(\theta_i - \theta_j) \approx \theta_i - \theta_j$

Die [Alternating Current / Wechselstrom \(AC\)](#) opf Gleichungen können linearisiert werden, um die [DC](#) Gleichungen zu erhalten:

$$B_{bus,dc} \cdot \vec{\theta} = \vec{P}^{\text{gen}} - \vec{P}^{\text{demand}} \quad (16)$$

Der Vektor des Busspannungswinkels $\vec{\theta}$ besteht aus dem Satz von Spannungswinkeln bei Nicht-Referenzbussen. \vec{P}_{dc} ist die Summe aller Generationen und Lasten, die mit dem Bus verbunden sind. Generationen werden als positive Leistung deklariert, während Lasten als negative Leistung deklariert werden. Die Teilströme im Netz sind abhängig von der Buseinspeisung (Kraftwerkseinspeisung bzw. Energieverbrauch), der Netztopologie und den Admittanzen.

$$\vec{P}_{branch,dc} = B_{branch,dc} \cdot \vec{\theta} \quad (17)$$

$$(18)$$

Der Leistungsfluss kann durch die Berechnung der Spannungswinkel in den linearen Gleichungen gelöst werden (vgl. Gleichung 16). Der Winkel des Referenzknotens (oft der Schlupfbus) wird für die Berechnung auf 0 gesetzt. Aus den Buswinkeln werden dann die Leitungsströme und die Generatoreinspeisung am Slackbus direkt berechnet.

A5.3 Optimierungsproblem für Redispatch-Unterstützung

Das Modell ist in MATLAB implementiert. Das physikalische Netz wird durch Lastflussgleichungen in den Randbedingungen der Problemstellung berücksichtigt. Das Optimierungsproblem wird als lineare Funktion formuliert, die schließlich mit dem Gurobi-Solver gelöst wird. Ziel ist es, die Gesamtkosten für Redispatch-Massnahmen durch den Einsatz vorhandener Flexibilitäten zu senken, die möglicherweise Energie zu niedrigeren Kosten als die konventionellen Wasserkraftwerke liefern können. Die Zielfunktion 19 summiert die Energiekosten aller flexiblen Aktiva (P_{it}^{flex}) und der Wasserkraftwerke (P_t^{hydro}). Hier

muss die Summe aller Aktiva exakt der Redispatch-Anforderung ($P_{red_demand,t}$) bei allen Redispatch-Ereignissen t entsprechen (vgl. Gleichung 28). Besonders hervorzuheben ist, dass die Wasserkraftwerke in der Lage sein müssen, den Bedarf in vollem Umfang zu decken, wenn keine Flexibilität eingesetzt werden kann. Damit wird die verfügbare Menge an Wasserkraft ohne Obergrenzen modelliert (vgl. Gleichung 32). Darüber hinaus aggregiert die Zielfunktion auch über alle Redispatch-Ereignisse. Die Erzeugung aus Wasserkraft ist in den Stromflussgleichungen nicht enthalten, da große Wasserkraftwerke in der Regel an das Übertragungs- oder Regionalverteilungssystem angeschlossen sind und somit keinen Einfluss auf die Nutzung flexibler Anlagen haben.

Typischerweise haben die vorgestellten Komponenten in dieser Studie eine begrenzte Kapazität. Der Batteriespeicher muss z.B. nach jedem einzelnen Gebrauch neu geladen oder entladen werden. Dies würde bedeuten, dass die Problemformulierung zeitgekoppelt ist. Die Redispatch-Ereignisse finden jedoch verteilt über den Zeitraum eines Jahres statt und sind zusätzlich voneinander getrennt. Daher kann hier die Vereinfachung einer zeitgekoppelten Problemformulierung erfolgen. $c_{it}^{textflex}$ sind die Grenzkosten der Komponenten.

$$\min_x \sum_{t=1}^{N_t} \sum_{i=1}^{N_{flex}} P_{it}^{flex} \cdot 1h \cdot c_{it}^{flex} + P_t^{hydro} \cdot 1h \cdot c_t^{hydro} \quad (19)$$

so dass $\forall t = 1, 2, \dots, N_t, \quad \forall t = 1, 2, \dots, N_{flex}$

$$\sum_i P_{it}^{flex} + P_t^{hydro} = P_t^{redispatch} \quad (20)$$

$$B_{bus,dc} \cdot \vec{\theta}_t = \vec{P}_t^{bus} = \vec{P}_t^{gen} - \vec{P}_t^{demand} \quad (21)$$

$$B_{branch,dc} \cdot \vec{\theta}_t = \vec{P}_t^{branch} \leq \vec{P}_{max}^{branch} \quad (22)$$

$$0 \leq P_{it}^{flex} \leq P_{i,max}^{flex} \quad (23)$$

$$0 \leq P_t^{hydro} \quad (24)$$

$$\theta_t^{ref} = 0 \quad (25)$$

Variablen:

$$x = \begin{pmatrix} P_{11}^{flex} \dots P_{it}^{flex} \dots P_{N_{flex}N_t}^{flex} \\ P_1^{hydro} \dots P_t^{hydro} \dots P_{N_t}^{hydro} \\ \vec{P}_1^{gen} \dots \vec{P}_t^{gen} \dots \vec{P}_{N_t}^{gen} \\ \vec{\theta}_1 \dots \vec{\theta}_t \dots \vec{\theta}_{N_t} \end{pmatrix}$$

P_{it}^{flex} ...Flexibilitätsleistung von Komponente i für Redispatch Ereignis t

P_t^{hydro} ...Wasserkraftleistung für Redispatch Ereignis t

\vec{P}_t^{bus} ...Bus Leistung für Redispatch Ereignis t

\vec{P}_t^{gen} ...Bus Erzeugung für Redispatch Ereignis t

$\vec{\theta}_t$...Bus Spannungswinkel für Redispatch Ereignis t

Parameter:

C_{it}^{flex}	...Kosten für die flexible Nutzung von Komponente i pro MWh, für Redispatch Ereignis t
C_t^{hydro}	...Kosten für die flexible Wasserkraft pro MWh, für Redispatch Ereignis t
$\bar{P}_t^{redispatch}$...Energiebedarf bei Redispatch Ereignis t
\bar{P}_t^{demand}	...Bus Leistung bei Redispatch Ereignis t
\bar{P}_{max}^{branch}	...Maximale Leitungskapazität
$\bar{P}_{i,max}^{flex}$...Maximal verfügbare flexible Leistung von Komponente i
N_t	...Anzahl von Redispatch Ereignissen t
N_{flex}	...Anzahl von flexiblen Komponenten i

A5.4 Daten für die Sekundärregelreserve

Der erste Teil enthält eine wöchentliche (t) Liste über den beschafften Reservebetrag ($P_{sec_demand,t}$) und den wochenbezogenen Preis für 1 MW Beschaffung (c_t^{proc}). Zudem wird der Preis für den Abruf (SwissIX-Energie-Spotpreis) auch für jede Woche des Jahres angegeben. Der zweite Teil listet die Abrufquoten ($r_{15min,t}^{deploy}$) für das ganze Jahr auf. Das Jahr ist aufgeteilt in 15-Minuten-Schritten und jedes Ereignis steht für einen 15 min Zyklus des Jahres. Die tatsächliche Leistungsmenge errechnet sich aus der Multiplikation der Abrufquote mit der bezogenen Leistungsmenge der entsprechenden Woche t .

$$P_{15min,t}^{deploy} = r_{15min,t}^{deploy} \cdot P_{sec_demand,t} \quad (26)$$

A5.5 Optimierungsproblem für Sekundärregelreserve

Die Formulierung des Optimierungsproblems des zweiten Modells ähnelt der des ersten Modells. Auch hier geht es darum, den Betrieb der sekundären Reservesteuerung mit Hilfe flexibler Lasten und Erzeugern zu optimieren. In diesem Modell steht die Variable t jedoch nicht für eine sekundäre Reservemassnahme, sondern für den Zeitraum von einer Woche. Dies hat den Grund, dass die Ausschreibung der Sekundärreserve wöchentlich erfolgt. Die Variablen P_{it}^{flex} und P_t^{hydro} sind also die Menge der pro Woche bezogenen Energie. Die tatsächlich eingesetzte Energie wird in r_{15min}^{deploy} beschrieben. Um das Verhältnis zur Energiebeschaffung in Beziehung zu setzen, muss der Zeitraum des Verhältnisses auf Wochenbasis angepasst werden. Dazu werden die Verhältnisse von Montag bis Sonntag zu r_t^{deploy} addiert. Die Kosten sind in e pro MWh. Daher muss das Verhältnis mit dem Faktor 0,25 multipliziert werden, um das Verhältnis von 15min zu einem Stundenverhältnis zu normalisieren.

$$\min_x \sum_{t=1}^{N_t} \sum_{i=1}^{N_{flex}} (P_{it}^{flex} \cdot c_i^{flex} \cdot 0.25h \cdot r_t^{deploy}) + (P_t^{hydro} \cdot c_t^{proc} \cdot c_t^{deploy} \cdot 0.25h \cdot r_t^{deploy}) \quad (27)$$

so dass $\forall t = 1, 2, \dots, N_t, \quad \forall t = 1, 2, \dots, N_{flex}$

$$\sum_i P_{it}^{flex} + P_t^{hydro} = P_t^{secondary} \quad (28)$$

$$B_{bus,dc} \cdot \vec{\theta}_t = \vec{P}_t^{bus} = \vec{P}_t^{gen} - \vec{P}_t^{demand} \quad (29)$$

$$B_{branch,dc} \cdot \vec{\theta}_t = \vec{P}_t^{branch} \leq \vec{P}_{max}^{branch} \quad (30)$$

$$0 \leq P_{it}^{flex} \leq P_{i,max}^{flex} \quad (31)$$

$$0 \leq P_t^{hydro} \quad (32)$$

$$\theta_t^{ref} = 0 \quad (33)$$

Variablen:

$$x = \begin{pmatrix} P_{11}^{flex} \dots P_{it}^{flex} \dots P_{N_{flex}N_t}^{flex} \\ P_1^{hydro} \dots P_t^{hydro} \dots P_{N_t}^{hydro} \\ \vec{P}_1^{gen} \dots \vec{P}_t^{gen} \dots \vec{P}_{N_t}^{gen} \\ \vec{\theta}_1 \dots \vec{\theta}_t \dots \vec{\theta}_{N_t} \end{pmatrix}$$

P_{it}^{flex}	...Bereitgestellte Flexibilität von Komponente i in der Woche t
P_t^{hydro}	...Bereitgestellte Wasserkraft in der Woche t
\vec{P}_t^{bus}	...Bus Leistung in der Woche t
\vec{P}_t^{gen}	...Bus Erzeugungsleistung in Woche t
$\vec{\theta}_t$...Bus Spannungswinkel in Woche t

Parameter:

c_i^{flex}	...Kosten zur flexiblen Verwendung von Komponente i pro MWh
c_t^{hydro}	...Kosten der Wasserkraftproduktion pro MWh in Woche t
c_t^{proc}	...Sekundärregelreserve Beschaffungskosten in Woche t
c_t^{deploy}	...Sekundärregelreserve Abrufkosten in Woche t
r_t^{deploy}	...Abrufquote der Sekundärregelreserve in Woche t
$\vec{P}_t^{secondary}$...Sekundärregelreserve Bedarf in Woche t
\vec{P}_t^{demand}	...Bus Last in Woche t
\vec{P}_{max}^{branch}	...Maximale Leitungsleistung
$P_{i,max}^{flex}$...Maximale verfügbare flexible Energie von Komponente i

A5.6 Modifizierung der Last- und PV Profile

Zu Beginn der Simulation wird im Rahmen einer Lastflussberechnung der maximal mögliche Wert von PV-Einspeisung ($P_{PV\ gen,max}$) in das Netz bestimmt.

Für die Simulation werden Werte zwischen $0.85 P_{PV\ gen,max}$ und $0.92 P_{PV\ gen,max}$ untersucht.

Es werden die Variablen $\lambda_{load,t}$ und $\lambda_{PV,t}$ eingeführt. Die Variablen stellen den Verlauf der Last- und PV-Erzeugung dar. Der Verlauf der beiden Variablen ist in Abbildung 14 dargestellt. Die Netzbeschränkungen in der Problemformulierung werden wie folgt modifiziert:

$$B_{bus,dc} \cdot \vec{\theta}_t = \vec{P}_{bus} = \vec{P}_{gen} + \vec{P}_{PV\ gen,0} \cdot \lambda_{PV,t} - \vec{P}_{demand,max} \cdot \lambda_{load,t} \quad (34)$$

$\vec{P}_{PV\ gen,0}$ ist der Vektor der installierten PV Kapazität bei voller Leistung (angenommene Gesamt PV Erzeugung abhängig von $P_{PV\ gen,max}$). Der Vektor enthält die PV Erzeugungen aller Busse im Netz. $\vec{P}_{demand,max}$ ist der Vektor der maximalen Anfangsnachfrage an den Bussen vor der Modifikation.

A5.7 Kosten-Sensitivitätsfunktion

Die maximale Haushaltsflexibilitätskapazität wird mit $P_{max}^{household}$ bezeichnet. Das Vergütungsniveau wird mit $c_{household}$ bezeichnet.

Der optimale Preis der Flexibilitätsvergütung wird mit $c_{household}^*$ bezeichnet.

A5.7.1 Ergebnisse Sekundärregelreserve

Erwartete Einsatzquote mit dem durchschnittlichen Verhältnis der vorhandenen historischen Daten:

$$r_{avg}^{deploy} = \frac{\sum_{t=1}^{N_t} r_t^{deploy}}{N_t} \quad (35)$$

Maximale historische Abrufquote:

$$r_{max}^{deploy} = \max(r_t^{deploy}) \quad (36)$$

A6 Fallbeispiel 2: Koordinierter Netzbetrieb

Die gesamten Wirkleistungsflüsse in allen Leitung wird in drei Gruppen eingeteilt

- $P_{L,sg}$ (Leistungsflüsse im Übertragungsnetz, ab 220 kV)
- $P_{L,ewz}$ (Leistungsflüsse im Stadtgebiet, bis 150 kV)
- $P_{L,x}$ (Leistungsflüsse in Verbindungsleitungen)

Ferner werden die Produktions- und Import- beziehungsweise Last- und Export-Leistungen im Übertragungsnetz mit P_{Gen} und P_{Load} bezeichnet. Zuletzt gibt es im Gesamtnetz regelbare Trafos um den Lastfluss zu beeinflussen. Diese Trafostufen werden mit t bezeichnet.

Die Leistungsflüsse können auch Produktions-, Last- und Trafoparametern durch Matrix-Multiplikationen bestimmt werden.

$$P_{L,sg} = M_1 P_{Gen} + M_2 P_{Load} + M_3 t$$

$$P_{L,ewz} = M_4 P_{Gen} + M_5 P_{Load} + M_6 t$$

$$P_{L,x} = M_7 P_{Gen} + M_8 P_{Load} + M_9 t$$

Literatur

- [1] Industriestrompreis, 2015.
- [2] ABB, 2016.
- [3] EKZ, 2016.
- [4] BdeW. Energie-Info Erneuerbare Energien und das EEG : Zahlen , Fakten , Grafiken (2011). Technical Report 2011, BDEW, 2012.
- [5] Daniel Berner, Matthias Haller, Stefan Heimrich, Wolf Christian Rumsch, and Daniel Rutishauser. FlexLast - Erzeugung von Sekundär- Regelenergie durch ein dynamisches Lastmanagement bei Grossverbrauchern. Technical report, Bundesamt für Energie, 2014.
- [6] M. A. Bucher, S. Chatzivasileiadis, and G. Andersson. Managing flexibility in multi-area power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(2):1218–1226, March 2016.
- [7] Bundesamt für Energie. Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2014. Technical report, 2014.
- [8] Council of European Energy Regulators. Annual Report. Technical report, 2015.
- [9] European Power Exchange. No Title, 2015.
- [10] Joel Forman, Andreas Hansen, Mahdi Shahbakhti, and J Karl Hedrick. Optimal Experimental Design for Modeling Battery Degradation. *ASME 2012 5th Annual Dynamic Systems and Control Conference*, pages 1–10, 2012.
- [11] Philipp Fortenbacher, Johanna L. Mathieu, and Goran Andersson. Modeling, identification, and optimal control of batteries for power system applications. *2014 Power Systems Computation Conference*, pages 1–7, 2014.
- [12] N Furrer, A Chacko, A Stimmer, and C Imboden. Grenzüberschreitende SDL-Angebote Anforderungen für Wirkleistungsregelung in Deutschland, Österreich, der Schweiz und nach Entso-E Network Codes. *SEV Bulletin*, (2):20–26, 2015.
- [13] Vahan Gevorgian and Barbara O ' Neill. Advanced Grid-Friendly Controls Demonstration Project for Utility-Scale PV Power Plants. *National Renewable Energy Laboratory*, (January), 2014.
- [14] C. Imboden, D. Schneider, R. Abt, and R. Hiltbrunner. Teilnahme industrieller Regelleistungs-Anbieter am Schweizer SDL-Markt. *BfE - Forschungsprogramm Industrielle Prozesse*, November 2016.
- [15] A. Joseph and M. Shahidehpour. Battery storage systems in electric power systems. *IEEE Power Engineering Society General Meeting, PES*, pages 1–8, 2006.
- [16] Andreas Kamper. *Dezentrales Lastmanagement zum Ausgleich kurzfristiger Abweichungen im Stromnetz*. PhD thesis, Karlsruhe Institute of Technology, 2012.
- [17] Michael Koller, Marina González Vayá, Aby Chacko, Theodor Borsche, Andreas Ulbig, and Swiss-grid Ag. Primary control reserves provision with battery energy storage systems in the largest European ancillary services cooperation. *CIGRE*, pages 1–12, 2016.
- [18] Jan Machowski, J.W. Bialek, and J.R. Bumby. *Power System Dynamics: Stability and Control*. John Wiley & Sons, Ltd, Machowski2008, 2008.

-
- [19] Fabian Mueller, Olle Sundström, Carl Binding, Alexandru Caracas, and Doug Dykeman. Kühlhäuser als regulierbare Last Optimierungspotenzial von thermischen Lasten. *Bulletin*, pages 29–34, 2013.
- [20] Felix Musgens, Axel Ockenfels, and Markus Peek. Economics and design of balancing power markets in Germany. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 55:392–401, 2014.
- [21] Christian Nabe, Urs Trinker, and Marian Bons. Zukünftige Energiemärkte und die Rolle der Netzbetreiber Endbericht Zukünftige Energiemärkte und die Rolle der Netzbetreiber. Technical report, 2015.
- [22] Georgios Papaefthymiou, Katharina Grave, and Ken Dragoon. Flexibility options in electricity systems. Technical report, 2014.
- [23] Dirk Uwe Sauer, Georg Fuchs, Benedikt Lunz, and Leuthold Matthias. Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität. Technical Report September, ISEA RWTH Aachen, 2012.
- [24] B. Stott, O. Alsac, and A. J. Monticelli. Security analysis and optimization. *Proceedings of the IEEE*, 75(12):1623–1644, Dec 1987.
- [25] Swissgrid AG. Balance Group Model (BGM). Technical Report December, Swissgrid AG, 2008.
- [26] Swissgrid AG. Transmission Code 2013. Technical report, Swissgrid AG, 2013.
- [27] Swissgrid AG. Operating Agreement. Technical report, Swissgrid AG, 2014.
- [28] Swissgrid AG. Energieübersicht Schweiz 2015, 2015.
- [29] Swissgrid AG. Grid Levels, 2015.
- [30] Swissgrid AG. Redispatch Measures, 2015.
- [31] Swissgrid AG. Total Cost Balance Energy, 2015.
- [32] Pedro M Casalou Torres and Rui J O Nóbrega Pestana. Congestion management methodologies: Iberian Electricity transmission grid. *CIGRE/IEEE PES International Symposium*, pages 214–221, 2005.
- [33] Martin Uhrig, Michael Suriyah, Thomas Leibfried, Sven Wagner, and Bernhard Betz. BEITRAG PRIVATER HAUSHALTE ALS REGIONALE FLEXIBILITÄT ZUR VERTEILNETZ-. Technical report, Symposium Energieinnovation, 2016.
- [34] Andreas Ulbig. *Operational Flexibility in Electric Power Systems*. PhD thesis, ETH Zurich, 2014.
- [35] Michael Waldner. Funktion und Rechtsnatur des Stromliefer- vertrages im liberalisierten Strommarkt, 2010.
- [36] Antony Zegers and Helfried Brunner. TSO-DSO interaction : An Overview of current interaction between transmission and distribution system operators and an assessment of their cooperation in Smart Grids ISGAN Discussion Paper Annex 6 Power T & D Systems , Task 5 September 2014 TSO-DSO intera. *International Smart Grid Action Network (ISGAN)*, (September):35, 2014.