

Mit der Zunahme von dezentralen, volatilen erneuerbaren Energien steigt auch die Schwierigkeit zur Stabilisierung des Energiesystems Strom. Insbesondere durch den Wegfall von konventionellen Kraftwerken ist es notwendig, geeignete Steuerungskonzepte zu finden und Systemdienstleistungen auch aus erneuerbaren Energien bereitzustellen, um ein zuverlässiges und stabiles System zu gewährleisten. Die vorliegende Dissertation liefert mit dem Konzept des Virtuellen Kraftwerks einen Ansatz zur Bündelung von kleinen, dezentralen, erneuerbaren Energien-Anlagen der Mittel- und Niederspannung. Mit dem hier vorgestellten Virtuellen Kraftwerk wird der große Nutzen von gepoolten Anlagen in den Prozessen der Netzbetreiber aufgezeigt und das Gesamtverständnis des techno-ökonomischen Stromsystems erweitert. Darüber hinaus liefert diese Dissertation die Least-Squares-Kombiprognose zur Verbesserung der PV- und Wind-Einspeiseprognose.

Den Kernbeitrag stellt die Entwicklung und algorithmische Umsetzung von netzdienlichen Betriebsführungskonzepten für das Virtuelle Kraftwerk dar. Diese zielen auf die Maximierung der Bereitstellung von Regelleistung, Redispatchvermögen und auf die Einhaltung des Day-Ahead-Fahrplans ab. Zudem werden wirtschaftliche Betriebskonzepte umgesetzt, die als ökonomischer Maßstab zur Bewertung der netzdienlichen Konzepte herangezogen werden. Anhand eines exemplarischen Virtuellen Kraftwerks werden die Algorithmen getestet und der große Nutzen der Betriebskonzepte sowie eine Wirtschaftlichkeit (auch ohne EEG-Förderung) nachgewiesen. Abschließend liefern die Analysen Anhand eines Mittelspannungstestnetzes eine Einordnung des Virtuellen Kraftwerkbetriebs in die Netzbetriebsführung. Zu diesem Zweck wird das Cigré-Benchmarknetz rein mit erneuerbaren Energien und Lasten auf Basis von statistischen Werten von EE-dominierten Verteilnetzbetreibern parametrisiert.

André Richter: Virtuelle Kraftwerke im Verteilnetz - Systemstützender Betrieb

André Richter
**Virtuelle Kraftwerke im
Verteilnetz -
Systemstützender Betrieb im
wirtschaftlichen Kontext
Eine gesamtheitliche Betrachtung
Virtueller Kraftwerke**

Virtuelle Kraftwerke im Verteilnetz – Systemstützender Betrieb im wirtschaftlichen Kontext

Eine gesamtheitliche Betrachtung Virtueller Kraftwerke

Der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg zur Erlangung des akademischen Grades

Doktoringenieur
(Dr.-Ing)

MAFO
Band 93

Virtuelle Kraftwerke im Verteilnetz – Systemstüt- zender Betrieb im wirtschaftlichen Kontext

Eine gesamtheitliche Betrachtung Virtueller Kraftwerke

Dissertation

zur Erlangung des akademischen Grades

Doktoringenieur (Dr.-Ing.)

von M.Sc. André Richter
geb. am 29.08.1988 in Wernigerode

genehmigt durch die Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg

Gutachter: Prof. Dr.-Ing. habil. Martin Wolter
Prof. Dr. rer. pol. Felix Müsgens

Promotionskolloquium am 16 Dezember 2022

Res Electricae Magdeburgenses

Magdeburger Forum zur Elektrotechnik, Jg. 2023, Band 93, 2023

Impressum

Herausgeber:

- Prof. Dr.-Ing. Andreas Lindemann, Lehrstuhl für Leistungselektronik, Institut für Elektrische Energiesysteme
- Prof. Dr.-Ing. habil. Martin Wolter, Otto-von-Guericke-Universität, Institut für Elektrische Energiesysteme, Universitätsplatz 2, 39106 Magdeburg
- Prof. Dr. rer. nat. Georg Rose, Lehrstuhl für Medizinische Telematik/Medizintechnik, Institut für Medizintechnik
- Prof. Dr.-Ing. Ralf Vick, Lehrstuhl für Elektromagnetische Verträglichkeit, Institut für Medizintechnik

Gründungsherausgeber:

- Prof. Dr. rer. nat. habil. Jürgen Nitsch
- Prof. Dr.-Ing. habil. Zbigniew Antoni Styczynski

alle: Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg
Postfach 4120, 39016 Magdeburg

V.i.S.d.P.:

Dr.-Ing. André Richter
Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, Postfach 4120, 39106 Magdeburg

1. Auflage, Magdeburg, Otto-von-Guericke-Universität, 2023
Zugl.: Magdeburg, Univ., Diss., 2023

Auflage: 40

Redaktionsschluss: Januar, 2023

ISSN: 1612-2526

ISBN: 978-3-948749-28-6

DOI: 10.24352/UB.OVGU-2023-001

© Copyright 2023 André Richter

Bezug über die Herausgeber

Druck: docupoint GmbH
Otto-von-Guericke-Allee 14, 39179 Barleben

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als Wissenschaftlicher Mitarbeiter an der Otto-von-Guericke Universität in Magdeburg am Lehrstuhl für elektrische Netze und Erneuerbare Energie (LENA).

Einen persönlichen und herzlichen Dank möchte ich an meinen Doktorvater, Herrn Prof. Dr.-Ing. habil. Martin Wolter, richten, der mir meine Promotion am Lehrstuhl LENA ermöglicht hat. Ich danke ihm recht herzlich für die fachliche Unterstützung, die Hinweise und die genommene Zeit bei der Betreuung meiner Dissertation. Weiterhin danke ich auch Herrn Prof. Dr.-Ing. habil. Zbigniew Antoni Styczynski der mich ermutigt und mir die Chance gegeben hat, meinen Arbeitsweg in der Wissenschaft zu beginnen.

Auf akademischer Ebene gebührt mein Dank Herrn Prof. Dr. rer. Pol. Felix Müsgens von der Technischen Universität Cottbus-Senftenberg für die Übernahme des Zweitgutachtens.

Insbesondere Prof. Ines Hauer möchte ich für das Vertrauen, die Unterstützung und das Anstreben auf dem Weg vom Studenten bis zur Abgabe dieser Dissertation danken.

Ein großer Dank richtet sich ebenfalls an die Kollegen Christian Klabunde und Christian Ziegler für die zahlreichen fachlichen Diskussionen und Anregungen.

Allen Kollegen des Lehrstuhls möchte ich für die freundschaftliche und inspirierende Arbeitsatmosphäre danken.

Abschließend danke ich meiner Frau Christiane für das Verständnis sowie die Hilfe bei der Fertigstellung dieser Arbeit und ich danke meinen Eltern, die mir diesen Lebensweg und das Studium ermöglicht haben.

I Abstract

With the increase of decentralized, volatile renewable energies, the difficulty of stabilizing the power system also increases. Especially due to the elimination of conventional power plants, it is necessary to find suitable control concepts and to provide system services also from renewable energies in order to guarantee a reliable and stable system. With the concept of the Virtual Power Plant, this dissertation provides an approach for the bundling of small, decentralized, renewable energy plants from medium and low voltage level. The Virtual Power Plant presented here demonstrates the great benefit of pooled plants in the processes of grid operators and expands the overall understanding of the techno-economic electrical energy system. In addition, this dissertation provides the least squares combined forecast to improve PV and wind feed-in forecasting and a concept for day-ahead market price estimation for the spot market. These are essential processes of Virtual Power Plant operation management, with wide application field for grid operators as well.

The core contribution is the development and algorithmic implementation of grid-serving operation management concepts for the virtual power plant. These are aimed at maximizing the provision of control power, redispatch capacity and compliance with the day-ahead schedule. In addition, economic operation concepts are implemented, which are used as an economic benchmark for evaluating the grid-serving concepts. Finally, the dimensioning of a Virtual Power Plant, including data on installed capacity and economic cost structures, is implemented. On the basis of this exemplary Virtual Power Plant, the algorithms are tested and the great benefit of the operational concepts as well as an economic viability (even without EEG subsidies) are demonstrated. Finally, the analyses provide a classification of the Virtual Power Plant operation in the grid operation management on the basis of a medium voltage test grid. For this purpose, the Cigré benchmark grid is parameterized purely with renewable energies and loads on the basis of statistical values of RE-dominated distribution grid operators. The influence of the operation management concepts is kept within limits and it is shown that the potential of such Virtual Power Plants is large and grid-compatible.

II Kurzfassung

Mit der Zunahme von dezentralen, volatilen erneuerbaren Energien steigt auch die Schwierigkeit zur Stabilisierung des Energiesystems Strom. Insbesondere durch den Wegfall von konventionellen Kraftwerken ist es notwendig, geeignete Steuerungskonzepte zu finden und Systemdienstleistungen auch aus erneuerbaren Energien bereitzustellen, um ein zuverlässiges und stabiles System zu gewährleisten. Die vorliegende Dissertation liefert mit dem Konzept des Virtuellen Kraftwerks einen Ansatz zur Bündelung von kleinen, dezentralen, erneuerbaren Energien-Anlagen der Mittel- und Niederspannung. Mit dem hier vorgestellten Virtuellen Kraftwerk wird der große Nutzen von gepoolten Anlagen in den Prozessen der Netzbetreiber aufgezeigt und das Gesamtverständnis des techno-ökonomischen Stromsystems erweitert. Darüber hinaus liefert diese Dissertation die Least-Squares-Kombiprognose zur Verbesserung der PV- und Wind-Einspeiseprognose und ein Konzept zur Day-Ahead Marktpreisabschätzung für den Spotmarkt. Diese sind wesentliche Prozesse der Betriebsführung des Virtuellen Kraftwerks, mit breitem Anwendungsfeld auch für Netzbetreiber.

Den Kernbeitrag stellt die Entwicklung und algorithmische Umsetzung von netzdienlichen Betriebsführungskonzepten für das Virtuelle Kraftwerk dar. Diese zielen auf die Maximierung der Bereitstellung von Regelleistung, Redispatchvermögen und auf die Einhaltung des Day-Ahead-Fahrplans ab. Zudem werden wirtschaftliche Betriebskonzepte umgesetzt, die als ökonomischer Maßstab zur Bewertung der netzdienlichen Konzepte herangezogen werden. Schließlich wird die Dimensionierung eines Virtuellen Kraftwerks, einschließlich der Daten zu installierter Leistung und wirtschaftlichen Kostenstrukturen, umgesetzt. Anhand dieses exemplarischen Virtuellen Kraftwerks werden die Algorithmen getestet und der große Nutzen der Betriebskonzepte sowie eine Wirtschaftlichkeit (auch ohne EEG-Förderung) nachgewiesen. Abschließend liefern die Analysen Anhand eines Mittelspannungstestnetzes eine Einordnung des Virtuellen Kraftwerkbetriebs in die Netzbetriebsführung. Zu diesem Zweck wird das Cigré-Benchmarknetz rein mit erneuerbaren Energien und Lasten auf Basis von statistischen Werten von EE-dominierten Verteilnetzbetreibern parametrisiert. Der Einfluss der Betriebsführungskonzepte hält sich dabei in Grenzen und es zeigt sich, dass das Potential von derartigen Virtuellen Kraftwerken groß und netzverträglich ist.

III Liste der Veröffentlichungen

Journal

- 2016** Zürn, H., Tenfen, D., Rolim, J., Richter, A., Hauer, I., *Electrical energy demand efficiency efforts in Brazil, past, lessons learned, present and future - a critical review*, In: Renewable & sustainable energy reviews: an international journal - Amsterdam [u.a.]: Elsevier Science, 1997, Bd. 67.2017, S. 1081-1086, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.037>
- 2018** A. Richter, I. Hauer and M. Wolter, *Algorithms for Technical Integration of Virtual Power Plants into German System Operation*, In: Advances in science, technology and engineering systems journal: (ASTESJ) - Walnut CA, United States: ASTES Publishers, Bd. 3.2018, 1, S. 135-147, DOI: 10.25046/aj030117
- 2020** T. Schröter, A. Richter, J. Götze, A. Naumann, J. Gronau and M. Wolter, *Substation Related Forecasts of Electrical Energy Storage Systems: Transmission System Operator Requirements*, 2020 Journal Energies 13 (23), 6207, DOI: <https://doi.org/10.3390/en13236207>

Herausgeberschaft, Statusbericht, DIN SPEC

- 2014** Herausgeberschaft: Z. A. Styczski, A. Richter, P. Kühne *Consumer control in smart grids - proceedings of the second ELECON Workshop*, October 28 - 29, 2014, Institute of Electrical Energy Systems, Otto von Guericke University Magdeburg, Germany, In: Magdeburg: Univ., 2014, 1. Aufl., 101 S., graph. Darst., Kt., 21 cm - (Res electricae Magdeburgenses; 62); Kongress: ELECON Workshop 2 (Magdeburg: 2014.10.28-29)
- 2018** M. Wolter, F. Beyrau, E. Tsotsas, C. Klabunde, J. Dancker, N. Gast, T. Schröter, F. Schulz, J. Rossberg, A. Richter, *Intelligentes Multi-Energie-System (SmartMES) - Statusbericht der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg zum Verbundprojekt*, In: Magdeburg: Otto-von-Guericke-Universität, 2018, XII, 159 Seiten, Illustrationen, Diagramme, 21 cm - (Res electricae Magdeburgenses; Band 74); Kongress: Statusseminar 1 (Magdeburg : 2018.03.28)
- 2020** DIN SPEC 91410-1:2020-07, Energieflexibilität – Teil 1: *Flexibilitätsbereitstellung für die Engpassbewirtschaftung von Stromnetzen – Anforderungen an die freiwillige Teilnahme von Anbietern an einer Flexibilitätsplattform*, Ausgabedatum 2020-07, DOI: <https://dx.doi.org/10.31030/3165667>

Konferenzbeiträge

- 2014** A. Richter, V. Vega-Garcia and I. Hauer, *Electricity Consumers Profiling – German load profiles*, In: Consumer control in smart grids: proceedings of the second ELECON Workshop, October 28 - 29, 2014, Institute of Electrical Energy Systems, Otto von Guericke University Magdeburg, Germany - Magdeburg: Univ., S. 38 - 45; Congress: ELECON Workshop 2 (Magdeburg: 2014.10.28-29)
- 2014** V. Vega-Garcia, V. Gouin, A. Richter and N. Kagan, *Analysis of the impact of the FIFA World Cup Brazil 2014 games on overall consumer behaviors*, In: Consumer control in smart grids: proceedings of the second ELECON Workshop, October 28 - 29, 2014, Institute of Electrical Energy Systems, Otto von Guericke University Magdeburg, Germany - Magdeburg: Univ., S. 17 - 28; Congress: ELECON Workshop 2 (Magdeburg: 2014.10.28-29)
- 2015** A. Richter und I. Hauer, *Lastabwurfkonzept auf Basis von Jahresmittelwerten*, In: Power and Energy Student Summit (PESS) 2015 - Dortmund, 2015, Art. P01.8, insgesamt 6 S., DOI: <http://dx.doi.org/10.17877/DE290R-7681>
- 2015** A. Richter, I. Hauer, Z. A. Styczynski und M. Wolter, *Investigation of a new average value based load shedding concept to secure critical infrastructures in case of emergency*, In: International Conference on Problems of Critical Infrastructures integrating 6th Conference of International Institute for Critical Infrastructures with 6th International Conference on Liberalization and Modernization of Power Systems: Saint Petersburg, Russia, June 25-27, 2015 - IEEE PES, S. 41-48 ; [Kongress: 6th International Conference on Liberalization and Modernization of Power Systems, Saint Petersburg, Russia, June 25-27, 2015]
- 2015** A. Richter, I. Hauer, Z. A. Styczynski und M. Wolter, *Transformer suitability for a successful load shedding in the TSO control area*, In: International ETG Congress 2015: die Energiewende; blueprints for the new energy age; proceedings; November 17 - 18, 2015, World Conference Center, Bonn - Berlin [u.a.]: VDE Verlag; [Kongress: International ETG Congress 2015, November 17 - 18, 2015, Bonn]
- 2016** D. de Campos, E.A.C. Aranha Neto, R.C. Fernandes I. Hauer and A. Richter, *Optimal tariff system for integration of distributed resources based on a comparison of Brazil's and Germany's system*, In: 2016 IEEE Symposium Series on Computational Intelligence (SSCI): proceedings: 6-9 December 2016, Athens, Greece/ IEEE Symposium Series on Computational Intelligence - Piscataway, NJ: IEEE, 2016 . - 2016, insges. 8 S., DOI: 10.1109/SSCI.2016.7849854
- 2017** A. Richter, C. Ziegler, N. Moskalenko und M. Wolter, *Das Virtuelle Kraftwerk als gewinnorientierter Akteur mit verteilnetzunterstützendem Potential*, In: Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien: 4. OTTI-Konferenz : 31. Januar/01. Februar

- 2017, Steigenberger Hotel am Kanzleramt, Berlin - Regensburg: OTTI, insges. 6 S.; [Konferenz: 4. OTTI-Konferenz, Berlin, 31. Januar/01. Februar 2017]
- 2017** C. Klabunde, N. Moskalenko, A. Richter, I. Hauer und M. Wolter, *Referenzarchitektur für die Integration von Energiespeichern in den Energiemarkt*, In: Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien: 4. OTTI-Konferenz : 31. Januar/01. Februar 2017, Steigenberger Hotel am Kanzleramt, Berlin - Regensburg: OTTI, insges. 6 S. ; [Konferenz: 4. OTTI-Konferenz, Berlin, 31. Januar/01. Februar, 2017]
- 2017** A. Richter, N. Moskalenko, I. Hauer, T.Schröter and M. Wolter, *Technical integration of virtual power plants into German system operation*, In: 2017 14th International Conference on the European Energy Market (EEM): 6-9 June 2017, Dresden, Germany - [Piscataway, NJ]: IEEE, insges. 6 S., DOI: 10.1109/EEM.2017.7981876
- 2017** A. Richter, C. Klabunde, M. Wolter and J. Gronau, *Renewable Energy Forecasting Optimization for System Operator and Trader*, n: 2017 IEEE Power and Energy Society General Meeting: 16-20 July 2017 - [Piscataway, NJ]: IEEE, insges. 5 S., DOI: 10.1109/PESGM.2017.8274067
- 2017** D. Westermann, M. Wolter, P. Komarnicki, S. Schlegel, R. Schwerdfeger, A. Richter and B. Arendarski, *Control strategies for a fully RES based power system*, In: International ETG Congress 2017: die Energiewende: blueprints for the new energy age: proceedings: November 28-29, 2017, World Conference Center, Bonn - Berlin: VDE Verlag, S. 25-30 - (ETG-Fachbericht; 155); [Kongress: International ETG Congress 2017, Bonn, November 28 - 29, 2017], ISBN: 978-3-8007-4505-0
- 2018** T. Schröter, A. Richter und M. Wolter, *Development of methods for an optimized infeed forecast of renewable energies*, In: 2018 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS): June 24-28, 2018, Boise, Idaho, USA: conference proceedings - Piscataway, NJ: IEEE, DOI: 10.1109/PMAPS.2018.8440472
- 2018** C. Ziegler, A. Richter, I. Hauer und M. Wolter, *Technical integration of virtual power plants enhanced by energy storages into German system operation with regard to following the schedule in intra-day*, In: 2018 53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC): 4th-7th September 2018, Glasgow, United Kingdom; proceedings - [Piscataway, NJ]: IEEE, DOI: 10.1109/UPEC.2018.8541969
- 2018** A. Richter und M. Wolter, *Under-frequency load shedding in the European interconnection system - a multi-country model for UFLS analyzation under the impact of renewables*, 2018 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON): 3-7

- June 2018 - [Piscataway, NJ]: IEEE, insges. 6 S., DOI: 10.1109/ENERGYCON.2018.8398796
- 2019** A. Singh und A. Richter, *Development of an economic power plant optimization model for profit maximization*, In: Power and Energy Student Summit 2019 - 9 - 11 July 2019, Otto von Guericke University Magdeburg: conference program - Magdeburg: Universitätsbibliothek; Wolter, Martin, S. 159-164 - (Res electricae Magdeburgenses; Band 77), DOI: <https://doi.org/10.24352/UB.OVGU-2019-086>
- 2020** T. Schröter, A. Richter, M. Wolter, J. Gronau and A. Naumann, *Integrated Load and Infeed Forecast for the entire Value Chain in the Electric Energy Market*, 2020 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D), 1-5, DOI: 10.1109/TD39804.2020.9300014
- 2021** A. Richter, T. Schröter and M. Wolter, *Importance of TSO forecast in power system processes - challenges in load, generation, storage and sector coupling forecast*, In: ETG-Fb. 163: ETG-Kongress 2021: Das Gesamtsystem im Fokus der Energiewende 18. 19. Mai 2021, Online-Veranstaltung - Berlin: VDE VERLAG, 2021, Artikel 63, S. 402-407

IV Inhaltsverzeichnis

Vorwort	I
I Abstract	I
II Kurzfassung	II
III Liste der Veröffentlichungen	III
IV Inhaltsverzeichnis	VII
V Abbildungsverzeichnis	IX
VI Tabellenverzeichnis	XII
VII Symbolverzeichnis	XIV
VIII Abkürzungsverzeichnis	XVII
1 Einleitung	1
1.1 Motivation	1
1.2 Aufbau der Arbeit.....	2
2 Das Virtuelle Kraftwerk	5
2.1 Einordnung des Virtuellen Kraftwerks im Energiesystem Strom	6
2.2 Stand der Technik zu Betrieb und Funktion des Virtuellen Kraftwerks	8
2.2.1 Algorithmen.....	13
2.2.2 Kommunikation im VK.....	14
2.3 Akteurs Bedarfe und Beitrag der Dissertation zur Forschung	15
2.4 Abgrenzung und Voraussetzungen innerhalb der Dissertation	17
3 Methodische Voraussetzungen für den Betrieb des Virtuellen Kraftwerks..	19
3.1 Statistisches Mittelspannungsnetz	19
3.1.1 Ermittlung und Verteilung von Last und Erzeugung im Netzmodell	20
3.1.2 Definition von Erzeugungs- und Lastprofilen.....	24
3.2 Blindleistungsprofil- und Leistungsflussberechnung	25
3.2.1 Blindleistungsprofilberechnung	26
3.2.2 Leistungsflussberechnung	27
3.3 Least-Squares-Ansatz zur Verbesserung der Erzeugungsprognose	29
3.3.1 Methode.....	29
3.3.2 Evaluation der Methode	30
3.4 Konzept zur Strommarktpreisabschätzung	33
3.4.1 Aufbau des Strommarkts	34
3.4.2 Methode zur Day-Ahead-Markt-Preisabschätzung	37
3.4.3 Konzept zur strommarktumfassenden Marktpartizipation	41
3.5 Zusammenfassung technischer und ökonomischer Parameter des beispielhaften Virtuellen Kraftwerks.....	47

4	Day-Ahead- und Intraday- Betriebsführungskonzepte für Virtuelle Kraftwerke	50
4.1	Betriebsführungskonzepte	51
4.2	Wirtschaftliche Betriebskonzepte.....	52
4.2.1	Betriebskonzept Gewinnmaximierung	52
4.2.2	Regionalversorger	60
4.3	Netzdienliche Betriebskonzepte	61
4.3.1	Reaktive Einsatzplanung	61
4.3.2	Maximierung von Regelleistung	64
4.3.3	Maximierung Redispatchvermögen	65
4.4	Programmaufbau	66
5	Auswertung und Ergebnisse.....	69
5.1	Gesamtheitliche Auswertung der Betriebskonzepte.....	70
5.1.1	Vergleich gewinnorientierter Konzepte	77
5.1.2	Leistungsflexibilität im Vergleich.....	78
5.2	Exemplarische Tagesauswertung der Betriebskonzepte	80
5.2.1	Gewinnmaximierung	82
5.2.2	Reaktive Einsatzplanung	86
5.2.3	Regelleistung sowie Einfluss von Minimalgebot und Inkrement	88
5.2.4	Redispatchmaximierung und Regionalversorger	91
5.3	Auswertung der Netzzrückwirkung und Case Study	92
5.3.1	Allgemeine Netzzrückwirkungen.....	93
5.3.2	Blindleistungsflexibilität	96
5.3.3	Worst und Best Case in der Erzeugungsverteilung	99
5.3.4	Speichereinfluss.....	100
6	Zusammenfassung und Ausblick	103
7	Literaturverzeichnis.....	107
A	Leitungsparameter Erweitertes CIGRE-Benchmark Mittelspannungsnetzmodell.....	121
B	Installierte Leistung und Last im Mittelspannungsnetz.....	124

V Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	installierte erneuerbare Anlagenleistung nach Spannungsebene mit Stand April 2021 [3].....	2
Abbildung 2	VK-Gesamtkonzept der Dissertation mit Darstellung verschiedener Prozessebenen sowie Informationsaustausch innerhalb des VK sowie mit Akteuren außerhalb des VK.....	5
Abbildung 3	Darstellung der Zusammenhänge und Akteure des Energiesystem Strom	7
Abbildung 4	Übersicht zu Bedarfen verschiedener Akteure im Energiesystem Strom, die durch diese Dissertation adressiert werden	16
Abbildung 5	20-kV-Mittelspannungsnetz (Cigré Benchmarknetz, erweitert) [89] - [94]	20
Abbildung 6	Zufällige Verteilung der installierten Leistung auf eine Vielzahl von Knoten, exemplarisch im Bereich Kernstadt für die Spannungsebene MS/NS.....	23
Abbildung 7	Statische Auswertung pro Monat, Konzept der Kombiprognose mit Datenbasis und Datenlücke.....	31
Abbildung 8	Rollierende Auswertung, Konzept der Kombiprognose mit Datenbasis und Datenlücke.....	32
Abbildung 9	Übersicht wesentliche Produktmerkmale der in Deutschland ausgeschrieben Regelreservequalitäten; Primärregelleistung (PRL/FCR), Sekundärregelleistung (SRL/aFRR), und Minutenreserve (MRL/mFRR) aus [117].....	36
Abbildung 10	Dateneingang und Ergebnisse bei der Methode zur Abschätzung des DA-Marktpreises in Deutschland.....	39
Abbildung 11	Modellvalidierung des Deutschen DA-Marktes für den Zeitraum 01.06.2020 – 05.06.2020 als Stundenwerte (Abszisse); reale DA-Großhandelspreise - MCP (schwarz), Modellberechnungen - MCP (grün)	41
Abbildung 12	Konzept zur strommarktumfassenden Marktpartizipation.....	44
Abbildung 13	Bildung der Erzeugungsszenarien basierend auf den historischen Erzeugungsdaten mit Überleitung zur Marktpreis-Szenario-Matrix.....	45
Abbildung 14	Bildung der Marktpreis-Szenario-Matrix basierend auf den Erzeugungsszenarien und Marktpreisen	46
Abbildung 15	Zusammenfassung der entwickelten Betriebskonzepte	52
Abbildung 16	Programmaufbau mit Übersicht zu Eingangsdaten (grün), Berechnungen (grau) und Ergebnissen (gelb), einschließlich zugehöriger Kapitel	67

Abbildung 17	Gewinnvergleich der Betriebskonzepte auf Basis täglicher Gewinne für ein Jahr	73
Abbildung 18	Täglicher Gewinnvergleich der gewinnorientierten Betriebskonzepte für den Zeitraum 01.07.2019 – 30.06.2020	77
Abbildung 19	Flexibilität 1 tägliche Auswertung für den Zeitraum 01.07.2019 – 30.06.2020, im Kontext der Day-Ahead-Einspeiseprognose	79
Abbildung 20	Flexibilität 2 tägliche Auswertung für den Zeitraum 01.07.2019 – 30.06.2020, im Kontext der Day-Ahead-Einspeiseprognose	79
Abbildung 21	Prognostizierte Day-Ahaed-Einspeisung für den Referenztag – 22.04.2020	80
Abbildung 22	Prognostizierte Intraday- und Day-Ahead-Marktpreis für den Referenztag – 22.04.2020	81
Abbildung 23	Prognostizierte Regelleistungsmarktpreise für den Referenztag – 22.04.2020	82
Abbildung 24	Betriebskonzept Gewinnmaximierung – Vergleich Summe der prognostizierten Einspeisung vs. Summe der Fahrplanerzeugung für den Referenztag – 22.04.2020	83
Abbildung 25	Betriebskonzept Gewinnmaximierung – Darstellung der Leistungsbereitstellung an den Märkten und für Redispatch für den Referenztag – 22.04.2020	83
Abbildung 26	Betriebskonzept Gewinnmaximierung – Darstellung der Flexibilität 2, einschließlich der Unterscheidung für Leistungserhöhung (dunkelgrau) und -absenkung (hellgrau) für den Referenztag – 22.04.2020	84
Abbildung 27	Betriebskonzept Gewinnmaximierung – Darstellung der Leistungsscheiben je Viertelstunde in Anlehnung an den ERPP-Prozess für die ersten 52 Zeitschritte des Referenztages – 22.04.2020, wobei die Produkte P_PRL, P_SRL pos. und neg., P_MRL pos. nicht verwendet werden	86
Abbildung 28	Betriebskonzept Reaktive Einsatzplanung im Vergleich zu Betriebskonzept Gewinnmaximierung – Darstellung der Fahrpläne und der jeweils benötigten Ausgleichsenergie (ReBap) mit Bezug zur prognostizierten Einspeisung für den Referenztag – 22.04.2020	87
Abbildung 29	Vergleich des Einflusses von Minimalgebot und Angebotsinkrement des RL-Marktes auf die Tagesgewinne für die Betriebskonzepte Gewinnmaximierung, Max PRL, Max SRL pos und Max SRL neg für den Referenztag – 22.04.2020	88
Abbildung 30	Vergleich des Einflusses von Minimalgebot und Angebotsinkrement des RL-Marktes auf die Regelleistungsbereitstellung für die Betriebskonzepte	

	Gewinnmaximierung, Max PRL, Max SRL pos und Max SRL neg für den Referenztag – 22.04.2020	89
Abbildung 31	Betriebskonzepte Regionalversorger (gelb) und Redispatchmaximierung (grün) – Darstellung der Fahrpläne und der Leistungsbereitstellung für den Referenztag – 22.04.2020	91
Abbildung 32	Spannungsband an den 20-kV-Knoten des statistischen Mittelspannungsnetzes bei reiner Last ohne Erzeugung für den Referenztag 22.04.2020	93
Abbildung 33	Spannungsband an den 20-kV-Knoten des statistischen Mittelspannungsnetzes bei Last und Erzeugung nach dem Betriebskonzept Gewinnmaximierung für den Referenztag 22.04.2020	94
Abbildung 34	Leistung am Slack des statistischen Mittelspannungsnetzes bei Last (blau), Last und Erzeugung vor Optimierung (rot) und nach Optimierung (gelb) für das Betriebskonzept Gewinnmaximierung für den Referenztag 22.04.2020.....	95
Abbildung 35	Blindleistungsflexibilität der Anlagen des VK – Darstellung der täglich erzeugten Blindenergie für ein Jahr mit den Anlagenanforderungen nach VDE (lila) im Vergleich zur maximal möglichen Blindenergie nach Kapitel 3.2.....	96
Abbildung 36	Blindleistung am Slack des statistischen Mittelspannungsnetzes bei Last (blau), Last und Erzeugung mit Q nach VDE (rot), Last und Erzeugung mit max Q Verbrauch (gelb) sowie Last und Erzeugung mit max Q Erzeugung (lila) für den Referenztag 22.04.2020	97
Abbildung 37	Spannungsband an den 20-kV-Knoten des statistischen Mittelspannungsnetzes – Vergleich Blindleistungsbereitstellung nach VDE, maximale Blindleistungserzeugung und maximaler Blindleistungsverbrauch für den Referenztag 22.04.2020.....	98
Abbildung 38	Vergleich der maximalen und minimalen Spannung an ausgewählten Knoten des 20-kV-Mittelspannungsnetzes für den Referenztag 22.04.2020, unter Verwendung Best Case und Worst Case für die installierte EE-Leistung im Landnetz.....	100
Abbildung 39	Einfluss Speicher und zugehöriger PV-Strom im Eigenverbrauch auf den PV-Fahrplan des VK für das Betriebskonzept Gewinnmaximierung am Referenztag 22.04.2020	101
Abbildung 40	Darstellung des Speicherverhaltens mit Darstellung der PV-Einspeisung der Eigenverbrauchsanlagen, SoC der zugeordneten Speicheranlagen und dem Lastvergleich zwischen Lastverlauf mit Eigenverbrauch von PV und Speicherleistung (orange) sowie Last ohne den Einsatz von PV und Speichern (dunkelbraun) für den Referenztag 22.04.2020	102

VI Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Forschungsthemen zu VK.....	9
Tabelle 2	Internationale Optimierungsmethoden aus der Literatur [72].....	13
Tabelle 3	Kommunikationsstandards für intelligente Energiesysteme [81], [82]... 15	
Tabelle 4	statistisch identifizierte erneuerbare Energien nach Energieträger je Netzebene 2015 im 20-kV-Mittelspannungsnetz.....	22
Tabelle 5	Verteilung der installierten Leistung im statistischen Mittelspannungsnetz nach Energieträger	23
Tabelle 6	statistisch ermittelte maximale Last je Netzebene, je Netzbereich 2015 im 20-kV-Mittelspannungsnetz.....	24
Tabelle 7	Neue Kombiprognose (C_{LSA}) Wind und 50Hertz-Kombiprognose mit RMSE in % für die Jahre 2014 und 2015 sowie die Verbesserung der Dynamisierung gegenüber der Methode von 50Hertz	33
Tabelle 8	Neue Kombiprognose (C_{LSA}) PV und 50Hertz-Kombiprognose mit RMSE in % für die Jahre 2014 und 2015 sowie die Verbesserung der Dynamisierung gegenüber der Methode von 50Hertz	33
Tabelle 9	Eigenschaften Energy-Only-Market Bestandteile.....	34
Tabelle 10	Kosten Energy-Only-Market Bestandteile nach [116].....	35
Tabelle 11	Detailinformationen die bei der Programmierung berücksichtigt wurden	40
Tabelle 12	Märkte im Vergleich der Vorhersagehorizonte aufgrund von Market Closure Time	42
Tabelle 13	Gesicherte Anteil der deutschlandweiten Wind- und PV-Leistungseinspeisung und resultierende Abweichungen für verschiedene Sicherheitsniveau aus [129]	43
Tabelle 14	Kostenübersicht der Erzeugungsanlagen	47
Tabelle 15	Investitionskosten für das exemplarische VK runter gerechnet auf Investitionskosten pro Tag für 15 Jahre Laufzeit und 20 Jahre Laufzeit nach [130].....	48
Tabelle 16	Übersicht zu Kosten und technischen Rahmenbedingungen für Börse, Wind, PV und Biomasse als Grundlage zur Parametrierung der Algorithmen, einschließlich Variablenbezeichnung	49
Tabelle 17	Zusammenfassung der technischen Ergebnisse aller Betriebskonzepte für die Jahressimulation.....	72
Tabelle 18	Zusammenfassung der ökonomischen Ergebnisse aller Betriebskonzepte für die Jahressimulation	75
Tabelle 19	Relevanter Ausschnitt ERRP-Planungsdaten.....	85

Tabelle 20	20-kV-Mittelspannungsnetz – Leitungs- und Kabelparameter nach [89] - [94]	121
Tabelle 21:	Installierte Last und Erzeugung nach Knoten in kW, im Basisszenario	124

VII Symbolverzeichnis

A	Anbieterprognose
b	Messwerte
c	Kosten
C_{LSA}	Kombiprognose mit dem Least-Squares-Ansatz
f	minimaler Betriebspunkt
\underline{i}_k	Knotenströme
j	Laufvariable Knoten
j	4 Stundenblock
\mathbf{J}	Jacobi-Matrix
MCP	Market Clearing Price
P	Wirkleistung
p	Gewinn
Q	Blindleistung
r	Erlös
RL	Summe der Regelleistung
$RMSE$	Root Mean Square Error
S	Scheinleistung
\underline{s}_k	Knotenscheinleistung
SoC	Ladezustand
t	$\frac{1}{4}$ h-Zeitschritt eines Tages; $t \in 1 \dots 96$
\underline{u}_k	Knotenspannung
w	Gewichtung
\underline{Y}_{kk}	Knotenadmittanzmatrix
y	Inkrementgröße
Z	Leistungszeitreihe der Einspeisung

Griechische Symbole

φ	Phasenwinkel
δ	Spannungswinkel
η	Wirkungsgrad

Variable Indizes

<i>I</i>	Zeitintervall
<i>k</i>	Laufvariable Knoten
<i>i</i>	Laufvariable Zeitschritt
<i>m</i>	spezifischer Monat eines Untersuchungszeitraums
<i>d</i>	spezifischer Tag eines Untersuchungszeitraums

Deskriptive Indizes

auction	Auktionshandel
BAT	Batterie
ber	Berechnet
bio	Biomasseanlagen
forecast	Prognosewert
DC	Gleichanteil
deviation	Abweichung
ID	Intraday
IH	Intraday-Handel
inst	Installierte Leistung
ist	aktueller Wert
K	Knoten
Last	Last
local	lokal
loss	Verluste
LSA	Least-Squares-Ansatz
max	Maximum
min	Minimum
MRL	Minutenreserveleistung
ND	nächster Tag
neg	negativ
norm	normiert
Biomasse	Biomasseanlage
pos	positiv
PRL	Primärregelleistung

Prog	Prognose
pv	Photovoltaik
r	Bemessungsgröße
RD	Redispatch
reBAP	Bilanzausgleichsenergie
residual	Residualzeitreihe
RL	Regelleistung
SRL	Sekundärregelleistung
Start	Startzeitpunkt
T	Folgetag
VK	Virtuelles Kraftwerk
wind	Wind
50Hertz	50Hertz Regelzone

VIII Abkürzungsverzeichnis

ATC	Available Transfer Capability
BDEW	Bundeverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BK	Bilanzkreis
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BK6	Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur
C2RT	Close to Realtime
CGM	Common Grid Model
D-1	am Vortag des Erfüllungstages
D-2	zwei Tage vor Erfüllungstag
DA	Day-Ahead
DACF	Day-Ahead Congestion Forecast
DFD	Deterministic Frequency Deviations
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EIV	Einsatzverantwortlicher
EPEX	European Power Exchange
ERRP	ENTSO-E Reserve Resource Process
EU	Europäische Union
FC-CONS	Verbrauchsfahrpläne
FC-PROD	Einspeisefahrpläne
FP	Fahrplan
GEG	Gebäudeenergiegesetz
HOBA	Horizontaler Belastungsausgleich
HS	Hochspannung
ID	Intraday
IH	Intraday-Handel
IDCF	Intraday Congestion Forecast
IEC	International Electrotechnical Commission
IGM	Individual Grid Model
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
IT	Informationstechnik
LB	Untere Grenze
MC	Grenzkosten
MCO	Market Coupling Operator
MCP	Market Clearing Price
MOL	Merit Order List

MRL	Minutenreserve/ Tertiärregelleistung
MS	Mittelspannung
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NEMO	Nominated Electricity Market Operator
NS	Niederspannung
OPDE	Operational Planning Data Environment
OTC	Over the Counter
PRL	Primärregelleistung
PV	Photovoltaik
RD	Redispatch
RL	Regelleistung
RSC	Regional Security Coordinator
RZ	Regelzone
SRL	Sekundärregelleistung
TAB	Technische Anschlussbedingungen
UB	Obere Grenze
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.
VK	Virtuelles Kraftwerk
VNB	Verteilnetzbetreiber
WAPP	Weak Ahead Planning Process
50Hertz	50Hertz Transmission GmbH

1 Einleitung

1.1 Motivation

Das zukünftige Energiesystem in Deutschland und Europa wird durch erneuerbare Energien (EE) in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr geprägt sein. Insbesondere in Deutschland sind für diese Entwicklung die rechtlichen Grundlagen historisch gewachsen und fördern bzw. fördern den Einsatz erneuerbarer Energien speziell durch die Bereitstellung von Strom (siehe EEG und GEG). Dabei wird besonders der Bedarf an Strom durch vermehrten Einsatz von Wärmepumpen (Sektor Wärme) und durch Zunahme von Elektromobilität (Sektor Verkehr) steigen. Zudem scheiden immer mehr Großkraftwerke (Kernkraftausstieg bis Ende 2022 [1], Kohlekraftwerkausstieg bis spätestens 2038 [2]) zur Erzeugung von Strom aus dem Energiesystem aus. Dies hat zur Folge, dass fahrplanbasierte Leistungsbereitstellung sowie Flexibilität und Leistung zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus dem Energiesystem Strom verschwinden werden, wenn keine alternativen Akteure diese Aufgaben übernehmen.

Auch die Zunahme an volatiler dezentraler erneuerbarer Erzeugungsleistung führt nicht automatisch zum Ersatz der vorteilhaften Funktionalitäten von Großkraftwerken. Diese Funktionalitäten sind Fahrplanmeldung, sichere und planbare Leistungsbereitstellung, Bereitstellung von Systemdienstleistungen, Informations- und Kommunikationsaustausch mit Netzbetreibern, frei steuerbare Leistungsflexibilität und wettbewerbsbasierte Strompreisgestaltung. Erneuerbare Anlagen, vor allem die Anlagen in Mittel- und Niederspannung, stellen diese Funktionalitäten nicht bereit und lassen sich gleichzeitig nur schwer in der Erzeugungsleistung prognostizieren. Zudem erfolgt die Prognose durch Verteilnetzbetreiber sowie Übertragungsnetzbetreiber für ihre jeweiligen Netzgebiete, was einen zusätzlichen Aufwand in verschiedenen Prozessen wie z. B. Bilanzkreisabrechnung und Betriebsführung (Engpassermittlung) darstellt. Darüber hinaus ergibt sich aktuell keine oder nur wenig abrufbare Leistungsflexibilität aus diesen Anlagen. Abbildung 1 gibt eine Übersicht über die installierte Leistung je Spannungsebene. Diese verdeutlicht, dass sich ca. 62% der installierten Leistung an Erneuerbaren in der Mittelspannung oder tiefer befinden [3].

Das Ziel dieser Dissertation ist es daher, die Potentiale dezentraler EE-Anlagen zu heben. Um das Energiesystem der Zukunft zu stützen und funktional gestalten zu können, ist Flexibilität in den untersten Netzebenen essenziell. Dies lässt sich im Wesentlichen durch die Bündelung verschiedener dezentraler Anlagen innerhalb eines Virtuellen Kraftwerks (VK) erreichen. Von Interesse ist in diesem Zusammenhang der Vergleich systemstützender Betriebskonzepte gegenüber einem wirtschaftlichen Betrieb sowie die Auswirkungen einer zentralen Steuerung innerhalb einer statistischen Netzstruktur. Von Beginn an können Betriebsfahrpläne an den jeweiligen Netzbetreiber übermittelt werden, wodurch die Betriebsplanung und Betriebsführung von Netzbetreibern verbessert wird.

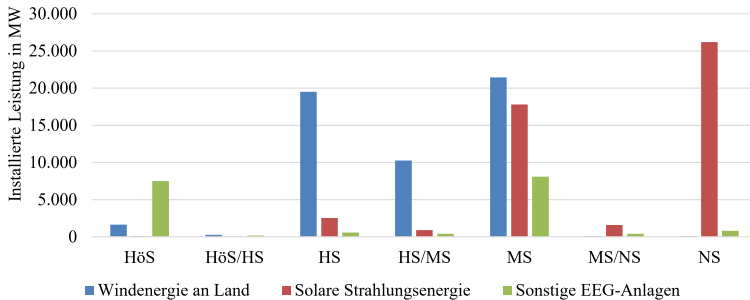


Abbildung 1 installierte erneuerbare Anlagenleistung nach Spannungsebene mit Stand April 2021 [3]

Zu untersuchende Kernaspekte und zentrale Ziele dieser Dissertation sind die Einordnung des VK in Prozesse des Energiesystems Strom, die techno-ökonomische Ausgestaltung eines VK und die Betrachtung von Planungsprozessen für den Betrieb des VK. Planungsprozesse umfassen die Erzeugungsprognose für die Einspeisung aus EE, die Marktbeteiligung und die Marktpreisabschätzung. Darüber hinaus soll die Frage betrachtet werden, ob und unter welchen wirtschaftlichen Bedingungen (das heißt ohne Förderung), ein Betrieb eines EE-dominierten VK möglich ist und wie viel Leistungsflexibilität aus einem VK bereitgestellt werden kann.

1.2 Aufbau der Arbeit

Die Entwicklung des aktuellen Energiesystems und der Blick auf das zukünftige System zeigen, dass konventionelle Kraftwerke zunehmend durch die Einspeisung dezentraler Anlagen verdrängt werden. Dies beinhaltet eine Zunahme volatil einspeisender erneuerbarer Erzeugungsanlagen bei gleichzeitigem Wegfall von Anlagen zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen und Leistungsflexibilität. Aus dieser gesamtsystemischen Situation ist es das Ziel dieser Arbeit, den Betrieb eines Virtuellen Kraftwerks auf Basis der Bündelung einer Vielzahl dezentraler erneuerbarer Energien Anlagen (in der Mittel- und Niederspannung) zu untersuchen.

Die Dissertation fokussiert daher die umfassende Analyse der Gesamtsystemanforderungen und Gesamtsystemoptimierung eines Virtuellen Kraftwerks (VK) als Kraftwerk bzw. eigenständigem Marktakteur, einschließlich der Berücksichtigung einer detaillierten 15-Minuten-Granularität. Innerhalb der Dissertation erfolgt eine Einordnung des VK in das Gesamtenergiesystem Strom, welche in dieser Form noch nicht erfolgt ist. Darüber hinaus liefert diese Arbeit eine umfassende techno-ökonomische Betrachtung von technischen Prozessen sowie der Entwicklung von Algorithmen zur optimalen Betriebsplanung. Der Fokus liegt insbesondere auf der Bündelung von sehr kleinen Anlagen der Nieder- und Mittelspannung innerhalb eines Virtuellen Kraftwerks. Dabei werden sowohl technische

Restriktionen, als auch Marktrestriktionen in der Entwicklung der Methoden eingehalten. Zudem erfolgt eine Rückkopplung der Auswirkungen der VK-Betriebskonzepte sowie ein Vergleich der VK-Betriebskonzepte innerhalb eines Testnetzes, welches die Möglichkeiten einer realitätsnahen Einordnung der Betriebsführungskonzepte aus Sicht eines Netzbetreibers bietet. Darüber hinaus können die entwickelten Methoden, Konzepte und Algorithmen ebenso Anwendung bei kleineren und mittleren Stadtnetzbetreibern finden und entsprechende technische sowie ökonomische Vorteile bieten. Die methodisch-algorithmischen Kernaspekte dieser Dissertation werden in insgesamt sechs Kapiteln bearbeitet und sind:

- Weiterentwicklung von Prognosen für die EE-Erzeugung, Day-Ahead-Markt Preisabschätzung und eine Multimarktbeteiligung,
- Entwicklung eines wirtschaftlichen Betriebskonzeptes mit Multimarktbeteiligung unter realen techno-ökonomischen Randbedingungen,
- Entwicklung von netzdienlichen Betriebsführungskonzepten und
- Ermittlung von Flexibilitätspotentialen für Wirk- und Blindleistung.

Nachdem in Kapitel 1 die Motivation und das Ziel dieser Arbeit präsentiert wurden, folgt in Kapitel 2 eine nähere Definition des Virtuellen Kraftwerks. Dieses zeigt zudem die besondere Bedeutung des VK innerhalb des Energiesystems Strom auf. Darüber hinaus wird in Kapitel 2 der aktuelle wissenschaftliche Stand zum Thema Virtuelle Kraftwerke eingeordnet, bisherige wissenschaftliche Erkenntnisse präsentiert und die Notwendigkeit weiterer Untersuchungen dargelegt. Abschließend erfolgt eine Abgrenzung der Arbeiten, die innerhalb dieser Dissertation durchgeführt werden.

Für den Betrieb und die Planung von Prozessen innerhalb des Virtuellen Kraftwerks werden in Kapitel 3 verschiedene methodisch notwendige Grundlagen erarbeitet. Zur Validierung der zu entwickelnden VK-Betriebsführungsalgorithmen wird im ersten Schritt ein statistisches Mittelspannungsnetz auf Basis des Cigré Benchmarknetzes parametrisiert und weiterhin notwendige Grundlagen zur Leistungsflussberechnung sowie Blindleistungscharakterisierung dargelegt. Darüber hinaus werden neue Methoden vorgestellt, um relevante VK-Prozesse wie EE-Erzeugungsprognose, Marktbeteiligung und Marktpreisabschätzung für den Day-Ahead-Markt gewährleisten zu können. Weiterhin werden in den verschiedenen Unterkapiteln die relevante Parametrierung sowie relevante technische und ökonomische Randbedingungen des VK vorgestellt.

Kapitel 4 stellt den algorithmischen Kern dieser Dissertation dar. Innerhalb dieses Kapitels werden die verschiedenen technischen netzdienlichen und ökonomischen Betriebsführungskonzepte beschrieben und deren Zielfunktion und Nebenbedingungen vorgestellt. Daran anschließend werden sowohl das im Rahmen der Arbeit entwickelte Programm als auch verschiedene Falluntersuchungen erläutert.

Innerhalb der Case Study in Kapitel 5 werden die entwickelten Algorithmen getestet und anhand des entwickelten Testnetzes verglichen. Des Weiteren wird ein Vergleich der Ergebnisse der verschiedenen Betriebsführungskonzepte anhand von z. B. verfügbarer Flexibilität und möglichem Gewinn dargelegt. Weitere Einflüsse, wie die Relevanz von Speichern und Marktrestriktionen, werden ebenfalls betrachtet.

Abschließend gibt Kapitel 6 eine Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse und Erkenntnisse dieser Dissertation.

2 Das Virtuelle Kraftwerk

Virtuelle Kraftwerke zielen darauf ab, den Gewinn zu maximieren, ihren Kunden einen zusätzlichen Nutzen anzubieten und Erzeugungskapazität zur Verfügung zu stellen, meist ohne eigene Anlagen zu errichten. Innerhalb des VK wird dabei eine IKT-Infrastruktur aufgebaut, um eine funktionale Kraftwerksumgebung herzustellen und die Steuerung dezentraler Anlagen zu gewährleisten. Die Auswahl geeigneter Betriebsführungskonzepte und Algorithmen ermöglicht es dem VK-Betreiber, den maximalen Nutzen für die Kunden (Besitzer von Erzeugungsanlagen oder Verbrauchern) und den Netzbetreibern zu erzielen.

Das Virtuelle Kraftwerk wird im Kontext dieser Dissertation als Zusammenschluss von verschiedenen konventionellen und/oder erneuerbaren Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicheranlagen verstanden. Das Virtuelle Kraftwerk ist dabei keiner Beschränkung in Anlagengröße und -anzahl unterlegen. Das Ziel dieses Zusammenschlusses ist es, den Strom zu bündeln und unter definierten Zielfunktionen (z. B. optimale Laststeuerung [4], optimale Marktteilnahme und Bereitstellung netzdienlicher Fahrweisen [5]) in das Stromnetz einzuspeisen [6]. Entsprechend der Motivation dieser Arbeit besteht dabei das größte ungenutzte Potential in der gezielten Nutzung von kleinen dezentralen erneuerbaren Anlagen, die aggregiert und zentral sowie funktional gesteuert werden. Durch diese Pooling können verschiedene Marktrestriktionen überwunden, eine größere systemunterstützende Gesamtwirkung erzielt und das Gesamtpotential eines Virtuellen Kraftwerks voll ausgeschöpft werden. Folgend werden dazu das zugrunde gelegte Gesamtkonzept eines Virtuellen Kraftwerks und der Stand der Technik sowie eine geeignete Abgrenzung bzw. Einschränkung des sehr weiten Themenfeldes vorgestellt. Zudem werden notwendige und relevante Aspekte für die Kommunikation in einem VK erläutert und das VK in der Kommunikation als Akteur im Energiesystem Strom eingeordnet. Grundsätzlich stellt sich das innerhalb dieser Dissertation fokussierte Gesamtkonzept des VK wie in Abbildung 2 dar.

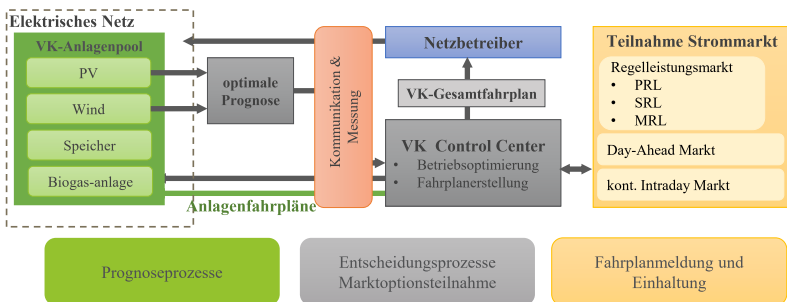


Abbildung 2 VK-Gesamtkonzept der Dissertation mit Darstellung verschiedener Prozessebenen sowie Informationsaustausch innerhalb des VK sowie mit Akteuren außerhalb des

VK

Abbildung 2 gibt einen Überblick zum Anlagenpool, betrachteten Prozessen sowie dem Zusammenspiel von Akteuren und Prozessen innerhalb und außerhalb des VK. Der betrachtete Anlagenpool besteht im Kern aus Photovoltaik (PV)-, Windenergie- und Biomasseanlagen (Biomassegas und Biomassemasse) unter Berücksichtigung von Speichern. Insbesondere die Prognoseprozesse, Marktteilnahmeprozesse, die Planung der optimalen Betriebsführung sowie Identifikation von Flexibilität und die Fahrplanerstellung sind Kernaspekte dieser Arbeit. Die Teilnahme am Strommarkt wird auf die Märkte für Regelleistung (RL), Day-Ahead-Handel und kontinuierlicher Intraday-Handel ausgerichtet.

2.1 Einordnung des Virtuellen Kraftwerks im Energiesystem Strom

Die Herausforderungen des sich ändernden Energiesystems vom konventionell geprägten Kraftwerkspark zu einem durch erneuerbare Anlagen charakterisierten Stromsystem liegt unter anderem darin, die Systemstabilität und die Systemzuverlässigkeit weiterhin auf einem sehr hohen Niveau zu halten (durchschnittliche Unterbrechungsdauer für Letztverbraucher 10,73 Minuten [7]). Dabei ist zunehmend problematisch, dass viele kleine Anlagen hinzukommen und Großkraftwerke aus dem System herausfallen, jedoch Systemdienstleistungen dieser Großkraftwerke weiterhin benötigt werden. Zudem bieten Großkraftwerke aufgrund von Pflichten zur Fahrplanmeldung und der großen gebündelten Leistung u. a. viel Planungsstabilität und Leistungsflexibilität im Netzbetrieb. Genau diese systemstützenden Eigenschaften gilt es weiterhin zu erhalten und u. a. durch Virtuelle Kraftwerke bereitzustellen. Diese Sicherheit, Zuverlässigkeit und die Funktionalität der Großkraftwerke wird innerhalb eines VK durch die Bündelung vieler kleiner volatiler Erzeugungsanlagen ermöglicht. Die im Rahmen der Dissertation entwickelte Abbildung 3 bietet eine Übersicht zur Einordnung des VK im Energiesystem Strom sowie einer Darstellung der Zusammenhänge zwischen Akteuren, Märkten und Prozessen. Für die Abbildung wurde folgende Farbsystematik gewählt: Grau unterlegt sind Märkte und Marktinformationsaustauschprozesse; Verteilnetzbetreiber-(VNB)-Prozesse sind gelb markiert; Übertragungsnetzbetreiber-(ÜNB)-Prozesse haben einen lila Hintergrund. Dazugehörige Informationsaustausche sowie Netzbetreiberprozesse sind in Grün abgebildet. Bilanzkreise, einschließlich Verbraucher und Erzeuger sind in Blau dargestellt.

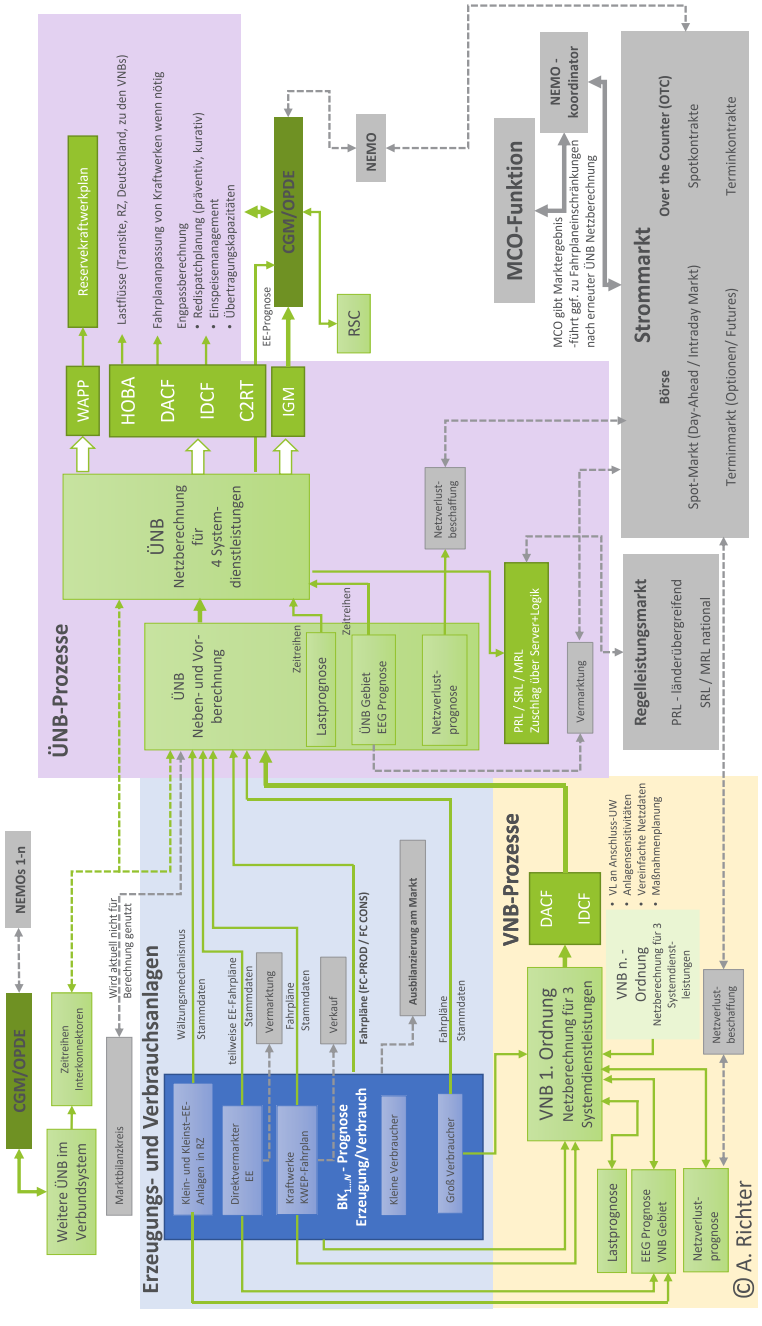


Abbildung 3 Darstellung der Zusammenhänge und Akteure des Energiesystem Strom

© A. Richter

Das VK ist in Abbildung 3 ein Akteur, der Anlagen innerhalb von Bilanzkreisen bündelt (dunkelblauer Hintergrund) und dabei Stammdaten, Fahrpläne, Leistungsflexibilität und Bilanzkreisfahrpläne für VNB und ÜNB bereitstellen kann. Dies ermöglicht sowohl den Anschluss-VNBs als auch dem Anschluss-ÜNB in erster Instanz eine verbesserte Last- und Erzeugungsprognose. Sowohl Markt als auch ÜNB haben dabei eine informationstechnische internationale Verbindung zur Gesamtmarktsteuerung (Nominated Electricity Market Operator (NEMO) und Market Coupling Operator (MCO)) und zur Verbundnetzsteuerung (Common Grid Model und Operational Planning Data Environment CGM/OPDE). An die verbesserte Last- und Erzeugungsprognose anschließend können insbesondere der Day-Ahead Congestion Forecast (DACF) und der Intraday Congestion Forecast (IDCF) verbessert durchgeführt werden und z. B. die Netzengpassplanung sowie Netzverlustbeschaffung optimiert werden. Diese Optimierung wirkt sich auch auf die nachgelagerte europäische Verbundnetzbetriebsplanung und Marktpreisermittlung am Spotmarkt aus. Ökonomisch betrachtet bietet das VK den Vorteil, dass weniger EEG-Mengen durch den ÜNB vermarktet werden müssen, weniger Abrechnungsprozesse zwischen VNB und ÜNB durch den Wälzungsmechanismus erfolgen und unter anderem der Wettbewerb und die Liquidität an Strom- und Regelleistungsmarkt erhöht werden. Der VK-Betreiber tritt dabei in der Rolle des Direktvermarkters auf und sorgt dadurch für mehr Wettbewerb am Energiemarkt, was langfristig zu einem ökonomischen Optimum für Verbraucher führen soll. Darüber hinaus bietet die Poolung von Anlagen die Möglichkeit zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt, um wegfallende konventionelle Kraftwerke zu ersetzen. Ohne diese Bündelung von kleinen volatilen Anlagen sind im Worst Case ausschließlich Stammdaten für „Klein- und Kleinst-EE-Anlagen“ verfügbar (hellblaue Darstellung, im oberen Teil in Abbildung 3). In der Gesamtheit bedeutet dies, dass mit dem Betrieb eines VK sowie dazugehöriger IKT-Prozesse die Gesamtheit des Energiesystems Strom betroffen ist und die Qualität des Betriebs des Energiesystems gehalten oder gehoben werden kann. Darüber hinaus ist es mit den in dieser Dissertation vorgestellten Methoden und Betriebskonzepten sowie den detaillierten Informationen zum Flexibilitätspotential möglich, in der Zukunft kostengünstige Verbraucherpreise, Netzdienlichkeit und Systemstabilität zu gewährleisten.

2.2 Stand der Technik zu Betrieb und Funktion des Virtuellen Kraftwerks

Zum aktuellen Stand, mit dem durch konventionelle Anlagen dominierten Energieerzeugungssystem, wird die Erbringung von Flexibilität durch Systemdienstleistungen, wie Regelleistung und Redispatchvermögen, vorrangig im Hoch- und Höchstspannungsnetz ermöglicht. Die Bereitstellung in diesen Spannungsebenen wird zumeist durch konventionelle Anlagen und große EE-Anlagen gewährleistet und ist für diese Spannungsebenen technisch sowie gesetzlich geregelt. Verschiedene Konzepte zu den Themen technisch und ökonomisch optimiertem Betrieb von VK wurden bereits erforscht. Eine

Verbesserung der Voraussetzungen zur Erbringung von Regelleistung, auch in den unteren Spannungsebenen, findet nur langsam statt. Eine beispielhafte Entwicklung ist die Anpassung des Verfahrens zur Ausschreibung von Regelleistung entsprechend BK6-15-158 [8] zum 12.07.2018 sowie folgende Entwicklungen mit BK6-10-097 [9], BK6-18-006 [10] und BK6-18-019 [11]. Diese beschreiben die Reduktion der technischen Markteintrittsbarrieren zum Vorteil von EE-Anlagen. Insbesondere die Novellierung des NABEG mit den regulatorischen Anpassungen zum Redispatch 2.0 zeigen die Notwendigkeit der Erfassung von kleinen Anlagen innerhalb der Netzbetreiberprozesse, aber auch die Tendenz zukünftig alle Erzeugungsanlagen genau zu erfassen. Aber es zeigt auch die Prozess- und IT-bezogenen Herausforderungen vieler Anlagen mit einer Leistung von 100 kW und größer aufzunehmen, Einsatzverantwortliche zu definieren oder gar die Datenverwaltung innerhalb der Netzbetreiber für die Anlagenbetreiber zu übernehmen. Unter anderem daran zeigt sich die Relevanz dieser Dissertation, die die Bündelung und Planung von kleinen Anlagen und somit informationstechnische und planerische Vorteile für Netzbetreiber nach sich zieht.

Bei der Betrachtung des Gesamtsystems kann festgehalten werden, dass der Beitrag von Erneuerbaren Energien zur Stabilität, vor allem in den unteren Spannungsebenen, noch deutlich erweiterbar ist. So bestanden und bestehen für VK keine Betriebsführungskonzepte, die innerhalb der Mittel- und Niederspannungsebene, mit Hilfe gebündelter EE-Anlagen, die Bereitstellung von Systemdienstleistungen und Fahrplänen fokussieren und maximieren sowie anschließend eine wirtschaftliche Vermarktung nach sich ziehen [12], [13], [14], [15], [16], [17]. Zudem betrachten bisherige VK-Konzepte zumeist die Einbindung von gut steuerbaren konventionellen Anlagen [18], [19], welche innerhalb dieser Untersuchungen ausgeschlossen und von einem EE-dominierten Energiesystem ausgegangen wird. Dieses EE-dominierte System bedarf jedoch umso mehr der Bereitstellung von systemdienlichen Konzepten, da die Gewährleistung von zuverlässigem und sicherem Netzbetrieb sowie der Systemstabilität durch konventionelle Anlagen nicht mehr gegeben sind. Weiterhin lässt sich festhalten, dass sich bereits viele Untersuchungen mit Optimierungsmethoden für VK-Betriebskonzepte befasst haben, wie in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1 Forschungsthemen zu VK

Schwerpunkt	Inhalte	Literatur
Regionale Virtuelle Kraftwerke	<ul style="list-style-type: none"> • Aggregation von Haushalten in regionale VK • Technischer Stand (2018) von Energieanlagen, welche befähigt sind zu einem VK zusammengefasst zu werden. Außerdem Vorstellung von Geschäftsmodellen und Funktionen 	[20, 21]
Geschäftsmodelle von regionalen	<ul style="list-style-type: none"> • Präsentationen für die Integration von spezifischen Geschäftsmodellen mit Hinterlegung von Optimierungsmodellen des Betriebs 	[22, 23]

Virtuellen Kraftwerken		
Simulation Virtueller Kraftwerke auf Verteilnetzebene	<ul style="list-style-type: none"> • Analyse des Verhaltens der Energieanlagen auf Haushaltsebene sowie deren Einfluss auf die Verteilnetze. Simulation über Python. 	[24]
Geschäftsmodelle und Stand der Technik	<ul style="list-style-type: none"> • Aggregatoren, gebündelte Energie und Leistung wird vermarktet • VK-Betreiber, die Anlagenbetrieb optimieren und Energie und Leistung für den Aggregator verfügbar machen • Anbieter von Offer and Demand Response, deren Anlagen durch den VK-Betreiber optimiert werden und die Energie und Leistung an den Aggregator liefern 	[20]
Untersuchungen zur Flexibilität in urbanen und Großstädtischen Gebieten mit VK	<ul style="list-style-type: none"> • Identifizierung und Nutzung von Flexibilitäten innerhalb eines Virtuellen Kraftwerks mit großstädtischen Strukturen • Potentialanalyse von Flexibilitätsoptionen in urbanen Quartieren, Verteilnetz Wuppertal • Flexibilitätsoptionen in urbanen Gebieten im Mittelspannungsnetz 	[25, 26, 27]
Technische Optimierung	• Optimale Planung von Wirk- und Blindleistung	[28, 29, 30]
	• Netzspannungsregelung durch erneuerbare Energien integrierte Quellen	[31, 32, 33]
	• Steuerung und Analyse des Leistungsflusses	[34, 35, 36, 37]
	• Frequenzsteuerungsprobleme mit VKW-Unterstützung	[38, 39, 40, 41, 42];
	• Elektrische Energiespeicherung - Dimensionierung, Lokalisierung und Management in einem VK	[43, 44, 45]
	• Rolle auf dem Energiemarkt, in Deutschland und der EU	[46, 47, 48] [49, 50]
	• Energiemanagement in einem VK	[51, 52, 53]

Jedoch lässt sich konstatieren, dass bisher keine umfassenden Gesamtsystemanforderungen und -optimierungen hinsichtlich des VKs als Kraftwerk, einschließlich detaillierter 15-Minuten-Granularität, betrachtet wurden. Innerhalb der Untersuchungen werden insbesondere die Gesamtheit aus VK als Marktakteur (Kraftwerk) mit Planungsprozessen (Fahrplanerstellung) in unteren Netzebenen, mögliche Betriebsführungskonzepte und der Einfluss auf das Netz betrachtet. Viele bisherige Untersuchungen im Kontext Virtueller Kraftwerke behandelten zudem nur einzelne Thematiken wie:

- Die Optimale Laststeuerung:
 - Lastmanagement aus Endkundensicht zur Minimierung der Stromrechnung. [54], [55], [56], [57]
 - Lastmanagement aus Systemsicht zur Reduzierung von Lastspitzen. [54], [57], [58], [59]
 - Die Zusammensetzung eines VK sowie die optimale Dimensionierung von Erzeugungsanlagen und Speichersystemen, was für die VK -Betrachtung als System zur Bündelung von bestehenden Anlagen nicht zielführend ist. [60], [61], [62], [63], [64], [65]
 - Die Bereitstellung von Regelleistung, jedoch nur aus technischer Sicht ohne Berücksichtigung von detaillierten Marktaspekten und Rahmenbedingungen. [57]
 - Einen Optimalen Last- und Erzeugungsausgleich, bei dem das VK nicht als reines Kraftwerk und nicht vorrangig aus EE-Anlagen betrieben wird. Ziel dieser Anwendung ist es, Verbrauch und Erzeugung möglichst günstig ins Gleichgewicht zu bringen. [66]
 - Die aktive Nutzung eines VK mit dem Ziel der Erhaltung der technischen Stabilität wie Spannungsstabilität [67] und die Steuerung des Netzzustandes durch dezentrale Anlagen [67] ist nicht Bestandteil dieser Arbeit. Diese Thematik wird innerhalb der Dissertation aufgrund der Fokussierung auf marktwirtschaftliches Verhalten und der geltenden Rahmenbedingungen für Mittel- und Niederspannung nicht näher betrachtet. Entsprechende technische Anschlussbedingungen (TAB 2008 – Mittelspannung und TAB 2007 bzw. TAB 2019 – Niederspannung) wurden jedoch berücksichtigt und es wird davon ausgegangen, dass beim Anschluss neuerer Anlagen die VDE AR-N 4105 bzw. VDE AR-N 4110 eingehalten wurden.
 - Die Modellierung des VK-Marktverhaltens:
 - Das Virtuelle Kraftwerk wird in [6] mit energiemarktbasiertem Verhalten konzeptionell vorgestellt, jedoch nicht als generisches Modell mit definiertem Algorithmus bzw. nicht als Algorithmus mit möglichem systemdienlichem Verhalten und anschließender Marktoptimierung betrachtet. Weiterhin findet der Intraday-Handel mit der $\frac{1}{4}$ h-Betrachtung keine Berücksichtigung in der kombinierten Optimierung mit dem Day-Ahead- und Regelleistungsmarkt. Dadurch werden technische Restriktionen wie Leistungsgradienten im Zusammenspiel mit Marktanforderungen nicht hinreichend berücksichtigt.
 - In [18], [68], [69], erfolgt eine Analyse des VK im Kontext des strategischen Bieterverhaltens bzw. der Fahrplanplanung am Energiemarkt.
 - In [68] wird das Marktverhalten zwischen vielen VK, innerhalb eines Marktes, untersucht. Zusammenfassend beschreibt diese Arbeit eine Mischung aus Aufgaben des Bilanzkreisbetreibers mit Erhaltung der Bilanz aus Last und Erzeugung sowie der Bewertung bzw. Kombination von VK-Fahrplänen, unter dem Einfluss der EE-Volatilität zur Gewährleistung der Systembilanz. Darüber
-

hinaus wird ein Algorithmus für preissignal- bzw. anreizbasiertes Demand Response vorgestellt. Diese Arbeit unterscheidet sich wesentlich darin, dass kein Energiemarkt berücksichtigt bzw. modelliert wird und dass das VK nicht als Akteur der Energieerzeugung mit möglichen Betriebsführungskonzepten betrachtet wird.

- [69] beschreibt die Day-Ahead Marktteilnahmeoptimierung des VK, jedoch ausschließlich im 1 h-Raster. Dadurch wird unter anderem der Intraday-Markt vernachlässigt. Ziel dieser Untersuchung war die Bestimmung von Konfidenzintervallen auf Basis der unsicheren Einspeisung von Windanlagen und des unsicheren Verlaufs der Day-Ahead-Marktpreise. Gleichzeitig wurden Demand Response und Energiespeichersysteme verwendet, um Unsicherheiten auszugleichen. Die Arbeit unterscheidet sich wesentlich von den Zielen dieser Dissertation, da vor allem die Optimierung der Day-Ahead-Preisvorhersage bzw. Day-Ahead-Marktpartizipation, unter Unsicherheit, im Fokus steht.
- [18] beschreibt eine optimale Marktteilnahme im Kontext von Regelleistungs- und Day-Ahead-Markt jedoch ausschließlich im 1-h-Raster und ohne Berücksichtigung des Intraday-Marktes. Zudem wird in [18] der Fokus auch auf Demand Response gelegt sowie ein Band für Unsicherheitsfaktoren in der Wetter- und Marktpreisvorhersage berücksichtigt, welche außerhalb der hier dargestellten Ziele liegen. Weiterhin finden technische Restriktionen wie mögliche Leistungsgradienten auf Last- und Erzeugungsseite keine Berücksichtigung.

In [70] und [71] werden hingegen detailliertere Modellierungsansätze mit Bezug zur Gesamtsystembetrachtung und unter Berücksichtigung des Energiemarktes untersucht. [70] erarbeitet insbesondere den betriebswirtschaftlichen Einsatz von Speichern innerhalb eines stündlichen Marktverhaltens. Darüber hinaus behandelt diese Untersuchung im Wesentlichen die Fragestellungen nach der Entwicklung des Anteils von Speichern im Gesamtenergiemarkt, deren Partizipation in den jeweiligen Märkten sowie die Dimensionierung von Speichern. Die Doktorarbeit [71] behandelt Virtuelle Kraftwerke und mögliche Konzepte zum Ausgleich von Ausfällen dezentraler Anlagen bzw. Prognoseungenauigkeiten. Diese Konzepte werden innerhalb der Untersuchung auf Basis von Methoden der verteilten künstlichen Intelligenz (holonische Multiagentensysteme) modelliert. Im Vergleich dazu wird in dieser Arbeit das Konzept der Reaktiven Einsatzplanung (die Einhaltung des Fahrplans) erstmalig algorithmisch aufgegriffen. Dabei werden Fahrplanabweichungen von jeder einzelnen Anlage betrachtet und über sogenannte Fahrplanmanager wird versucht, die Fahrplanabweichungen des Gesamtkonstrukts von Anlagen über verschiedene Kaskaden von Hierarchien auszugleichen. Innerhalb dieser wissenschaftlichen Untersuchungen gibt es jedoch klare Differenzen zum Ziel der vorliegenden Dissertation. Diese bestehen in der Vernachlässigung des Energiemarkts (Regelleistungsmarkt, Day-

Ahead-Markt und Intraday-Markt), der Erstellung von gezielten Fahrplänen und dessen jeweiliges Zusammenspiel mit einer möglichen Reaktiven Einsatzplanung. Zudem wird innerhalb des Ansatzes in [71] die lokale Qualität der Anlagen analysiert, optimiert und versucht, Abweichungen zu minimieren. Zum einen setzt dies einen hohen Kommunikations- und Rechenaufwand voraus, da jede Anlage sehr detailliert (einschließlich aller Nebenprozesse wie Wärmeerzeugung) erfasst werden muss, was für eine große Anzahl an technischen Anlagen an Grenzen stößt. Zum anderen tritt innerhalb der hier durchgeführten Untersuchungen ein VK als Aggregator auf und fokussiert den Gesamtfahrplan im Kontext der Vermarktung.

2.2.1 Algorithmen

Auch im Bereich der algorithmischen Optimierung gibt es eine Vielzahl von untersuchten Themen. Tabelle 2 gibt eine Übersicht zu möglichen Algorithmen. Kernunterscheidungen dieser Dissertation zu den vorgestellten Themen sind, dass diese Abhandlung vornehmlich netzdienliche Betriebsführungskonzepte sowie die gesamtheitlichen Prozesse des VK betrachtet und dabei einzelne Algorithmen zur Planung und Optimierung präsentiert. Dabei wird Flexibilität aufgezeigt, die zukünftig mit ökonomischem Gegenwert durch den VK-Betreiber oder kleinen Netzbetreiber angeboten werden kann.

Tabelle 2 Internationale Optimierungsmethoden aus der Literatur [72]

Optimierungstechniken	Attribute in Virtuellen Kraftwerken	Literatur
Partikelschwarmoptimierung	Steuerung des Stromflusses und Regelung von Spannung und Frequenz zur Kostensenkung, Verbesserung des stationären Verhaltens und der Leitungsverluste	[50, 73]
Gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung	Nutzung zur Senkung der Stromerzeugungskosten, Minimierung des Kohlendioxidausstoßes, Verbesserung des Lastausgleichs und der Zuverlässigkeit	[50, 74]
Backtracking Such-Algorithmus	Optimierung des Leistungsflusses, Senkung der Erzeugungskosten, Verbesserung der Zuverlässigkeit und bessere Planung	[50, 74]
Lagrange relaxationsbasierte Mechanismen	Koordinierung dezentraler VKs mit Hilfe von Wirk- und Blindleistungsfluss	[50], [75]
Imperialistischer Wettbewerbsalgorithmus	Regulierung der Verlustleistung und Minimierung der Energieerzeugungskosten	[50], [76]
Zwei-Stufen Optimierungsmodell	Verwaltung der Leistung von Energieressourcen zur Anpassung an Echtzeitschwankungen in der Erzeugung und Minimierung der Differenz zwischen tatsächlicher und prognostizierter Leistung unter Nutzung des maximalen Potentials der erneuerbaren Energiequellen	[77]

Modellprädiktiver Steuerungsalgorithmus	Steuerung konfigurierbarer Wechselrichter und Verwaltung der Wasserstoffherzeugung und des Wasserstoffverbrauchs in inselförmigen Multigeneratorsystemen, Optimierung von Mehrzielfunktionen und Senkung der Betriebskosten von Energiespeichersystemen	[78], [79]
Adaptive robuste Optimierung	Lösung für die Selbstplanung eines VK, das auf den Strommärkten handelt	[80]
Ameisen- und genetischer Algorithmus	Senkung der Stromerzeugungskosten, Minimierung des CO ₂ -Fußabdrucks, Verbesserung des Lastausgleichs und der Zuverlässigkeit	[50], [75]

Die in der vorliegende Arbeit aufgezeigten Konzepte sind unter dem Gesichtspunkt zu betrachten, dass der VK-Betreiber einen individuellen Marktakteur darstellt. Das bedeutet in Abgrenzung zu Tabelle 2, dass Themen wie optimale Stromsteuerung im Netz, CO₂-Einsparung, Verbesserung der Zuverlässigkeit der Stromlieferung für Verbraucher, Wasserstoffherzeugung und allgemein Themen zur Verbesserung der Qualität des Netzbetriebs nicht von Relevanz sind. Darüber hinaus findet die gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung Anwendung für die Methoden der Betriebsführungskonzepte. Für die Verbesserung der Erzeugungsprognose wird ein Least-Squares-Ansatz und für die Abschätzung der Day-Ahead-Marktpreise ein analytischer Lösungsweg verwendet.

2.2.2 Kommunikation im VK

Für den Betrieb eines Virtuellen Kraftwerks wird innerhalb dieser Dissertation eine funktionierende Kommunikations- und Informationsinfrastruktur vorausgesetzt. Für die Betriebsführung ist es wesentlich, dass jederzeit auf die einzelnen Anlagen zugegriffen werden kann, damit der Fahrplan eingehalten, Regelleistung bei Abruf bereitgestellt und weitere Netzbetreiberanforderungen (wie die Bereitstellung von Redispatchleistung) erfüllt werden können. Darauf aufbauend besteht ein Bedarf an einfachem Datenaustausch und standardisierten Kommunikationsprotokollen, die durch alle Anlagen und im VK-Control-Center verarbeitet werden können. Tabelle 3 stellt eine Übersicht zu typischen Kommunikationsstandards dar, die in intelligenten Energiesystemen, wie dem VK, zur Kommunikation verwendet werden können. Alle diese Standards werden für eine funktionierende Kommunikation des VK-Control-Centers (mit Mess- und Steuergeräten) mit dem Markt sowie mit Netzbetreibern benötigt.

Tabelle 3 Kommunikationsstandards für intelligente Energiesysteme [81], [82]

Inhalt des Standards	Standard
Fernsteuerung	IEC 60870, IEC 371
Kommunikationssystem mit Unterstationen	IEC 61850
System Interfaces für Distribution Management Systems	IEC 61968
Energiemarktkommunikation	IEC 62325
Datenaustausch mit Messsystemen / Elektrizitätsmessung	IEC 62051 / IEC 62056
Anwendungen für Energiemanagementsysteme	IEC 61970 / 61969

Der Vollständigkeit halber werden nachfolgend aktuelle Forschungen in dem Bereich dargestellt. Hintergrund ist dabei das Gesetz zur Digitalisierung in der Energiewende (2016), welches erste Rahmenbedingungen für IT-Leitsysteme festgelegt sowie einen Handlungsbedarf innerhalb des Themenfeldes Kommunikation und Informationsaustausch angestoßen hat. Themenfelder sind dabei u. a. Rahmenbedingungen von Erzeugungsanlagen im Netz und Screening relevanter Technologien im Kontext von Kommunikationsschnittstellen und deren Normung [20]. Insbesondere Schnittstellen und Standards sowie Informationen, Smart-Metering und Datenschutz sind im Rahmen von VK und generell beim Pooling aktuelle Themen der Energiewende [83], [84]. In [85] erfolgt eine Beschreibung der Anforderungen und der Topologie von smarten Technologien in Bezug zur Energiewirtschaft. Letztendlich präsentiert [83] Anforderungen an IT-Leitsysteme für einen sicheren Betrieb in Bezug auf mögliche Angriffsflächen, was zukünftig eines der Hauptthemen für den Betrieb und die Steuerung von gepoolten Anlagen darstellen wird.

2.3 Akteurs Bedarfe und Beitrag der Dissertation zur Forschung

Der Stand der Technik offenbart einige offene Untersuchungsfelder, welche innerhalb dieser Arbeit betrachtet werden. Dabei ist festzustellen, dass die Bündelung von Funktionalitäten einzelner Erzeugungsblöcke nicht unmittelbar ähnliche Betriebskonzepte wie bei konventionellen Kraftwerken gewährleistet. So gibt es zum Beispiel bisher kein Betriebskonzept für VK, dass die Beseitigung kritischer Situationen in den Netzen von ÜNB und VNB mit Anlagen aus der Nieder- und Mittelspannung heraus unterstützt. Darum befasst sich diese Abhandlung mit der Frage, wie VK in das aktuelle deutsche Stromsystem integriert werden und ihre vorteilhaften Eigenschaften genutzt werden können. Der Beitrag zu aktuellen Forschungsthemen lässt sich wie folgt zusammenfassen und ergibt sich unter anderem aus den in Abbildung 4 aufgeführten Bedarfen:

- verbessertes Verständnis für das Energiesystem Strom,
- verbesserte Erzeugungsprognose für PV- und Windkraft-Anlagen,
- verbesserte umfassende Planungskonzepte für die Teilnahme am Energiemarkt,
- betriebswirtschaftliche Planung unter Identifikation einer realen Kostenstruktur,

- systemstützende technische Betriebskonzepte für die Bereitstellung von Regelleistung, Redispatchleistung sowie Leistungsflexibilität für Wirk- und Blindleistung,
- neue Konzepte für die Einhaltung des Day-Ahead-Fahrplans im Intraday,
- Bereitstellung verlässlicher Fahrpläne anhand von Betriebskonzepten,
- Entwicklung einer statistisch parametrisierten Mittelspannungsnetzstruktur, die ausschließlich EE-Anlagen als Erzeugungsanlagen aufweist und
- Rückkopplung von VK-Betriebskonzepten auf eine statistisch parametrisierte Netzstruktur.

In Abbildung 4 fasst die mit den Untersuchungen dieser Arbeit adressierten Bedarfe der Akteure im Energiesystem Strom zusammen. Die (Weiter-)Entwicklung von VK Planungs- und Betriebsmethoden liefern einen Beitrag für ein stabiles und zuverlässiges Energiesystem. Wesentliche Aspekte sind dabei für die Netzbetreiber z. B. die Leistungsflexibilität und deren Bereitstellungsmenge sowie der -zeitpunkt. Darüber hinaus bieten Virtuelle Kraftwerke die Möglichkeit, die Marktliquidität bei Wegfall konventioneller Anlagen hoch zu halten. Global betrachtet kann das VK als wettbewerblicher Anbieter Strom gewinnbringend für Erzeugungsanlagen vermarkten (als Einsatzverantwortlicher (EIV)) und gleichzeitig kostengünstig für Verbraucher anbieten, da sich Kostenersparnisse gegenüber dem Betrieb von Einzelanlagen ergeben.

<p style="text-align: center;">Bedürfnisse Erzeuger und Verbraucher</p> <p>Erzeuger</p> <ul style="list-style-type: none"> • gewinnbringender Verkauf von Strom • kleine Prosumer: möglichst geringer Eingriff auf Anlagen <p>Verbraucher</p> <ul style="list-style-type: none"> • kostengünstige Stromversorgung • zuverlässige Stromversorgung bei sich ändernder Erzeugungsstruktur • kein Eingriff in Komfort ohne große monetäre Entschädigung 	<p style="text-align: center;">ÜNB-Bedarfe</p> <ul style="list-style-type: none"> • Leistungsflexibilität • verfügbare Redispatchleistung • verfügbare Regelleistung bei Wegfall großer Kraftwerke • Fahrpläne von EE-Anlagen mit definiertem EIV für eine verbesserte Netzbetriebsführung • externe Vermarktung und Steuerung von insbesondere kleinen EE-Anlagen • möglichst geringe Fahrplanabweichungen zwischen Prognose und IST-Einspeisung
<p style="text-align: center;">VNB-Bedarfe</p> <ul style="list-style-type: none"> • Leistungsflexibilität • verfügbare Redispatchleistung • verbesserte Netzzustandsidentifikation insbesondere in unteren Netzebenen • verbesserte Prognose • Fahrpläne von EE-Anlagen mit definiertem EIV für eine verbesserte Netzbetriebsführung 	<p style="text-align: center;">Strommarkt Bedarfe</p> <ul style="list-style-type: none"> • gleichbleibende bzw. erhöhte Marktliquidität • verfügbare Leistung bei Wegfall großer Kraftwerke • möglichst viele Marktteilnehmer für geringe Marktmanipulation

Abbildung 4 Übersicht zu Bedarfen verschiedener Akteure im Energiesystem Strom, die durch diese Dissertation adressiert werden

2.4 Abgrenzung und Voraussetzungen innerhalb der Dissertation

Die allgemeine Definition eines Virtuellen Kraftwerks findet innerhalb dieser Dissertation Anwendung. Jedoch ist es zum Verständnis und zur Nachvollziehbarkeit der Analysen und Entwicklungen der vorliegenden Abhandlung notwendig, weitere Anforderungen und Aspekte zu definieren und Einschränkungen festzulegen. Diese sind nachfolgend aufgeführt:

1. Der Begriff „Virtuelles Kraftwerk“ beschreibt eine Ressource bzw. einen Akteur zur Flexibilisierung des Energiesystems. Mit diesem Begriff ist ein Akteur im Energiesystem Strom gemeint, der eine Aggregation von Ressourcen vornimmt und diese ganzheitlich optimiert.
 2. Die betrachteten Erzeugungsanlagen innerhalb des VK fokussieren ausschließlich die erneuerbaren Energieanlagen für Wind, PV und Biomasse.
 3. Wärmegeführte Prozesse werden nicht weiter berücksichtigt.
 4. Kommunikationsprozesse und die entsprechenden Protokolle zwischen VK und Netzbetreiber bzw. zwischen VK und Markt werden vorausgesetzt und nicht weiter betrachtet. Im Kern steht vielmehr, welche Informationen, wie z. B. Fahrpläne, ausgetauscht werden müssen.
 5. Es wird vorausgesetzt, dass sich die betrachteten Anlagen innerhalb einer Regelzone und in räumlicher bzw. geografischer Nähe zueinander innerhalb eines definierten Mittelspannungsnetzes befinden. Die geografische und räumliche Nähe ist dabei keine zwingende Notwendigkeit für die Betriebsführungskonzepte. Diese Einschränkung dient ausschließlich der Rückkopplung der Betriebsführungskonzepte auf eine Netzstruktur.
 6. Innerhalb des VK spielen Speicher nur eine untergeordnete Rolle. Deren Einfluss und mittelfristige Notwendigkeit sowie Wirtschaftlichkeit wurden in Studien, wie der Agora Speicherstudie [86], als unwesentlich dargestellt. Jedoch werden Speicher am Rande betrachtet und können ggf. die verfügbare Leistung der PV-Anlagen reduzieren.
 7. Alle technischen und ökonomischen Werte beruhen auf recherchierten öffentlich zugänglichen Quellen und können somit in der Realität abweichen.
 8. Es ist nicht das Ziel dieser Arbeit, eine Optimierung des Netzbetriebs bzw. von Netzparametern zu bewirken. Das parametrisierte Netzmodell dient ausschließlich der Rückkopplung der Information des Einflusses von Betriebskonzepten.
 9. Für die optimierte Einsatzplanung werden Netzbetreiberanforderungen und Marktanreize berücksichtigt, die (Stand heute) nicht maßgeblich in den Prozess der betriebswirtschaftlichen Fahrweise Berücksichtigung finden. Dabei werden
-

vorhergehende Prozesse, wie z. B. Einspeiseprognose, Marktpreisabschätzung und Anlagenparameter separat analysiert und deren Zusammenspiel abgebildet.

10. Alle wirtschaftlichen Berechnungen werden unter der Prämisse eines Wettbewerbsmarktes durchgeführt, in dem es keine Förderung für Erneuerbare Energien in irgendeiner Form gibt. Das bedeutet z. B., dass es keine EEG-Förderung bei der Direktvermarktung oder eine EEG-Direktförderung für kleine Privatanlagen gibt.
-

3 Methodische Voraussetzungen für den Betrieb des Virtuellen Kraftwerks

Im Folgenden werden wesentliche Methoden und Modellierungen vorgestellt, die zum einen Vorbedingungen für die Planungs- bzw. Betriebsführungsprozesse innerhalb eines VK sind. Zum anderen wird die methodische Charakterisierung und Auslegung eines Mittelspannungsnetzes dargelegt, welche als Grundlage zur Überprüfung der Auswirkungen der entwickelten Algorithmen dienen. Zu diesem Zweck werden weiterhin Lastflussberechnungsgrundlagen aufgezeigt und Blindleistungsvorgaben präsentiert. Wesentlich werden Bemessungsleistung und Erzeugungsprofile als Prognosezeitreihen, für die Energieträger Wind, PV und Biomasse unter Voraussetzung von Annahmen definiert. Folgende Schwerpunkte werden in Kapitel 3 betrachtet:

- In Unterkapitel 3.1 wird ein statistisches Netzmodell entwickelt, welches dazu dienen soll, Netzeinflüsse der EE-Anlagen bzw. der VK-Betriebskonzepte analysieren zu können. Weiterhin werden die installierte Leistung (EE und Last) bestimmt sowie Erzeugungsprofile für Last, Wind und PV erzeugt.
- In Unterkapitel 3.2 werden die Möglichkeiten der Dimensionierung der Blindleistung sowie Leistungsflussberechnungsgrundlagen dargelegt, um den Einfluss der VK-Betriebskonzepte auf das Mittelspannungsnetz prüfen zu können.
- Unterkapitel 3.3 beschreibt eine im Rahmen der Dissertation entwickelte Methode wie die EE-Day-Ahead-Erzeugungsprognose für die VK-Betriebsplanung verbessert werden kann.
- Abschließend präsentiert Unterkapitel 3.4 eine im Rahmen der Arbeit entwickelte Methode zur Abschätzung der Day-Ahead-Marktpreise sowie ein Konzept zur strategischen Teilnahme an verschiedenen Märkten.

3.1 Statistisches Mittelspannungsnetz

Auf Basis der Situation, dass keine realen Daten zur installierten Leistung (Last und EE) sowie deren Verteilung für ein reales Netz vorliegen, wird folgend das Vorgehen zur Parametrierung eines Testnetzes beschrieben. Dieses Vorgehen beruht auf [87] sowie [88] und wurde dort bereits teilweise dargestellt.

Für die Betrachtung der Auswirkungen der VK-Betriebsführungskonzepte innerhalb von Netzstrukturen wird das Cigré-Benchmarknetz [89] herangezogen. Dieses wurde mit

Hilfe verschiedener Studien erweitert [90], [91], [92], [93], [94] und in MATLAB implementiert. Es repräsentiert ein 20-kV-Mittelspannungsnetz mit den Bereichen Stadt, Stadtrand und Land. In Abbildung 5 ist das entsprechende Netzmodell mit möglichen Verknüpfungen zu erneuerbaren Anlagen und den unterlagerten Niederspannungsnetzen abgebildet. Das Netz besteht sowohl aus Kabel- als auch aus Freileitungsabschnitten sowie fünf möglichen Trennstellen. Das Netz ist mit der überlagerten 110-kV-Spannungsebene über vier Transformatoren verbunden, welche jeweils eine Scheinleistung von 12,5 MVA aufweisen. Die Verteilung von Last und Erzeugung auf die Knoten kann individuell parametrisiert werden. Die unterlagerte Niederspannungsebene mit den entsprechenden Lasten und Erzeugung wird als Aggregat in den Knoten zusammengefasst. Eine Parametrierung wird nachstehend näher erläutert. Die thermischen Grenzströme in der Mittelspannung wurden entsprechend [93] für Freileitungen mit 350 A parametrisiert und für Kabel mit 319 A. Weitere Details zur Parametrierung der Kabel und Freileitungen sind im Anhang A hinterlegt.

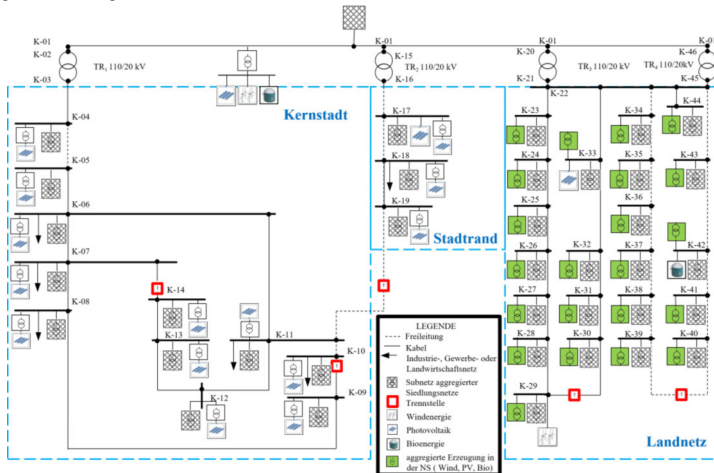


Abbildung 5 20-kV-Mittelspannungsnetz (Cigré Benchmarknetz, erweitert) [89] - [94]

3.1.1 Ermittlung und Verteilung von Last und Erzeugung im Netzmodell

Die im Netzmodell implementierte installierte Leistung aus erneuerbaren Energien beruht auf öffentlich zugänglichen Daten und stellt ein statistisches Basisszenario dar. In [95] wurden 20 verschiedene Flächennetzbetreiber mit hohem Anteil erneuerbarer Energie identifiziert. Die Daten dieser Netzbetreiber zu installierter EE-Leistung und Last wurden ausgewertet, um die installierte Leistung von Erneuerbaren für das Modellnetz zu

definieren. Einschränkend werden an dieser Stelle ausschließlich die Flächennetzbetreiber betrachtet. Vor dem Hintergrund der Abbildung eines VK mit hohem Anteil an EE-Anlagen innerhalb einer Netzregion ist dies für die Darstellung von möglichen Netzeffekten von großer Relevanz. Für die Analyse der Flächennetzbetreiber wurden die jeweiligen Netzstrukturdaten für das Jahr 2015 analysiert und ausgewertet. Auf Basis der Anzahl der Entnahmestellen je Spannungsebene und der dazugehörigen installierten Leistung an Erzeugungsanlagen je Typ des jeweiligen Netzbetreibers, wurde ein Mittelwert der installierten EE-Leistung berechnet. Darauf aufbauend wurde ein übergeordneter Mittelwert für alle Flächennetzbetreiber, für jede Entnahmestelle, je Spannungsebene und Erzeugungstyp berechnet. Mit weiteren Berechnungsschritten konnte dann die ermittelte statistische installierte EE-Leistung sowie eine ermittelte Last auf das Modellnetz übertragen werden. Die detaillierten Ergebnisse zur Verteilung von installierter Last und Erzeugung sind im Anhang B dargestellt. Zusammenfassend stellt sich das Vorgehen zur Verteilung der installierten Erzeugungsleistung wie folgt dar:

- Aus den Strukturdaten der Flächennetzbetreiber werden zuerst die Anzahl der Entnahmestellen für die Netzebenen HS/MS, MS und MS/NS ermittelt.
 - Je Netzbetreiber wird die installierte Leistung an Erneuerbaren für die Netzebenen HS/MS, MS, MS/NS und NS identifiziert und gesondert nach Energieträger aufgeschlüsselt und anschließend ein Durchschnittswert ermittelt. Bei der Ermittlung der installierten Leistung werden die Netzebenen MS/NS und NS aggregiert, da beide eine Wirkung auf das Mittelspannungsnetzmodell haben. Tabelle 4 präsentiert die resultierende Übersicht.
 - Die berechnete, durchschnittliche installierte EE-Leistung je Entnahmestelle wird anschließend mit der Anzahl der maximal möglichen Entnahmeknoten multipliziert, um die gesamte installierte EE-Leistung für das Mittelspannungsnetz zu berechnen. Für HS/MS werden vier mögliche Entnahmestellen definiert, da es vier Transformatoren gibt. Für die Mittelspannungsanschlüsse wird davon ausgegangen, dass EE-Anlagen mit größerer Leistung einen hohen Platzbedarf aufweisen und somit eher im Landnetz mit 22 Knoten installiert sind. Abschließend werden für die MS/NS (einschließlich NS) alle in Frage kommenden Knoten (36) berücksichtigt.
 - Im nächsten Schritt wurden die Erneuerbaren Energiequellen Wasser bzw. Klär-, Gruben- und Deponiegas vernachlässigt, da diese einen vernachlässigbar kleinen Anteil ausmachen und sehr regionalspezifisch auftreten.
 - Abschließend wird die Leistung aus Erneuerbaren im Netzmodell aufgeteilt. Dazu wurde die Annahme getroffen, dass die in den Netzebenen MS sowie MS/NS+NS
-

installierte Solarleistung zu 30% im Netzgebiet Stadt (10%) bzw. Stadtrand (20%) des Netzmodells installiert ist. Die verbleibenden 70% der Solarleistung sind im Landnetz installiert. Es gilt für die Energieträger Solar, Biomassegas, Wind, dass diese aufgrund z. B. von Platzbedarf hauptsächlich in ländlichen Regionen auftreten und somit im Landnetz des Netzmodells implementiert werden.

- Eine Aufteilung der installierten Leistungen auf die einzelnen Knoten erfolgt auf Basis einer Zufallsverteilung.

Tabelle 4 statistisch identifizierte erneuerbare Energien nach Energieträger je Netzebene 2015 im 20-kV-Mittelspannungsnetz

Energieträger	Netzebene		
	HS/MS	MS	MS/NS + NS
Biomassegas/Biomassemasse	0 kW	105,93 kW	12,25 kW
PV	0 kW	249,24 kW	10905,92 kW
Wind	2714,52 kW	789,86 kW	0,32 kW

Die spezifische weitere Verteilung der Erzeugungsleistung auf die Knoten erfolgt in zwei differenzierten Verteilungsszenarien. In Verteilungsszenario I wird die installierte Leistung möglichst gleichmäßig auf die Knoten in den verschiedenen Netzbereichen Kernstadt, Stadtrand und Land verteilt. In Verteilungsszenario II wird die Leistung konzentriert auf möglichst wenige Knoten sowie auf Knoten, die physikalisch möglichst weit weg von der HS/MS-Übergabe sind. Damit stellt Verteilungsszenario II eine Art Worst Case dar. Ausgangspunkt sind die in Tabelle 4 aufgeführten Werte sowie statistisch typische Bemessungsleistungen von Transformatoren in verschiedenen Netzgebieten nach [96] und typische Leistungsklassen nach [97]. Dabei definieren Transformatorbemessungsleistungen die obere Grenze (*UB*) an einem Knoten, die nicht überschritten werden soll. Untere Grenzen (*LB*) je Knoten wurden klein gewählt. Die gewählten Werte für *UB* und *LB* sind nachstehend aufgeführt.

- Wertebereich HS/MS: wurde nicht vorgegeben. Gesamte Leistung wird an einem Knoten installiert.
- Wertebereich MS: 720 kW – 5000 kW
- Wertebereich MS/NS: 0 kW – 570 kW
- Wertebereich MS/NS – Last: Land 0 kW – 570 kW, Stadt 62,5 kW – 1440 kW

Die detaillierte finale Aufschlüsselung der Erzeugungsleistung auf Spannungsebene und Ort im Netz stellt sich wie folgt in Tabelle 5 dar.

Tabelle 5 Verteilung der installierten Leistung im statistischen Mittelspannungsnetz nach Energieträger

Bemessungsleistung in kW	Energieträger, Ort und Spannungsebene der Installation im Netz
0,00	HSMS_PV
2714,52	HSMS_Wind;
0,00	HSMS_Biomasse;
681,62	MSNS_PV_STADT
2726,48	MSNS_PV_Stadtrand;
62,31	MS_PV_Stadtrand;
7497,82	MSNS_PV_Land;
186,93	MS_PV_Land;
0,32	MSNS_Wind_Land;
789,86	MS_Wind_Land;
12,25	MSNS_Biomasse_Land;
105,93	MS_Biomasse_Land

Die aufgezeigten Werte je Spannungsebene sowie die Verfahrensweise wird äquivalent für die Verteilung der Last angewendet. Mathematisch erfolgt die Verteilung der Leistung zufällig unter den genannten Bedingungen, wie exemplarisch für den Bereich Kernstadt (Spannungsebene MS/NS) nachstehend dargestellt. Für das Verteilungsszenario II wird ausschließlich die Anzahl respektive Auswahl der möglichen Knoten eingegrenzt. Der Korrekturfaktor in Abbildung 6 dient der Begrenzung der zufälligen Verteilung der installierten Leistung auf die am Anfang statistisch ermittelte installierte Leistung je Erzeugungstyp bzw. Last ($P_{inst.}$).

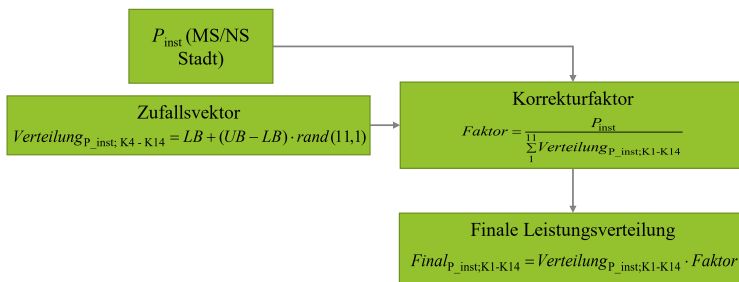


Abbildung 6 Zufällige Verteilung der installierten Leistung auf eine Vielzahl von Knoten, exemplarisch im Bereich Kernstadt für die Spannungsebene MS/NS

Die im Netzmodell implementierte Last beruht auf der Auswertung der öffentlich zugänglichen Daten der Flächen-Verteilnetzbetreiber [95]. Die ermittelte Last stellt zum einen den Durchschnittswert der Mittelspannungsebene für die ausgewerteten Verteilnetzbetreiber dar und wurde aus den Netzbetreiberstrukturdaten Jahreshöchstlast und Anzahl der Entnahmestellen je Spannungsebene ermittelt. Es wird dabei davon ausgegangen, dass jede HS/MS-Entnahmestelle zu einem Mittelspannungsnetz zugeordnet werden kann. Um die Gesamtlast für das Netzmodell zu ermitteln, wurde je Netzbetreiber die Jahreshöchstlast für die HS/MS-Entnahmestellen durch die Anzahl der Entnahmestellen dividiert. Der Gesamtdurchschnitt aller ausgewerteten Netzbetreiber ergibt eine maximale mögliche Jahreshöchstlast von 6566,3 kW je Entnahmestelle. Das Modellnetz weist vier Entnahmestellen auf, sodass sich eine maximale Jahreshöchstlast von 26265,2 kW für das Netzmodell ergibt. Die Last wird dabei zu gleichen Teilen auf Landnetz und Stadtnetz (Kernstadt und Stadtrand) aufgeteilt. Tabelle 6 präsentiert die resultierende Aufteilung der maximalen Last auf die entsprechenden Spannungsebenen und Netzgebiete.

Tabelle 6 statistisch ermittelte maximale Last je Netzebene, je Netzbereich 2015 im 20-kV-Mittelspannungsnetz

Last	Netzebene		
	HS/MS	MS	MS/NS + NS
Gesamt	0 kW	6000 kW	20265,2 kW
Kernstadt/Stadtrand	0 kW	5000 kW	8132,6 kW
Land	0 kW	1000 kW	12132,6 kW

3.1.2 Definition von Erzeugungs- und Lastprofilen

Für eine genaue Abbildung des Netzverhaltens sowie für die weiterführenden Betriebskonzeptoptimierungen in den Abschnitten 4 und 5 ist es essenziell, Erzeugungsprofile für Wind und PV zu hinterlegen sowie entsprechende Lastprofile zu implementieren. Diese werden als ¼-h-Werte hinterlegt. Die maximal möglichen Erzeugungsprofile für Wind und PV müssen im Vorhinein hinterlegt werden, da diese wetterabhängig bzw. prognoseabhängig sind. Dem entgegen sind Biomasse-Anlagen gut steuerbar, werden im ersten Schritt mit maximal möglicher Leistungsabgabe modelliert und erst aus dem Ergebnis der Betriebsführungskonzepte in ihren Arbeitspunkten angepasst.

Für die Erzeugungsprofile von Wind und PV wurden auf Basis der Datenquelle [98] installierte Leistung und Prognosezeitreihen für die Regelzone 50Hertz für den Zeitraum vom 01.07.2019 – 30.06.2020 heruntergeladen. Aus den Verhältnisgleichungen von der Bemessungsleistung im VK ($P_{r,VK,pv/wind}$) zur Bemessungsleistung der Regelzone 50Hertz

($P_{r,50\text{Hertz,pv/wind}}$) sowie der Zeitreihen für die Prognose in der 50Hertz Regelzone ($Z_{50\text{Hertz,Prog,pv/wind}}$) können Prognosezeitreihen für das VK ($Z_{\text{VK,pv/wind}}$), für Wind und PV, abgeleitet werden (Formel (3.1) und (3.2)).

$$Z_{\text{VK,pv}} = \frac{P_{r,\text{VK,pv}}}{P_{r,50\text{Hertz,pv}}} Z_{50\text{Hertz,Prog,pv}} \quad (3.1)$$

$$Z_{\text{VK,wind}} = \frac{P_{r,\text{VK,wind}}}{P_{r,50\text{Hertz,wind}}} Z_{50\text{Hertz,Prog,wind}} \quad (3.2)$$

Mit der installierten Leistung von Wind und PV je Knoten k ($P_{r,\text{wind},k}$) sowie den VK-Prognosezeitreihen kann mit den Formeln (3.3) und (3.4) die Prognosezeitreihe je Knoten k ($Z_{\text{VK,pv/wind},k}$) berechnet werden.

$$Z_{\text{VK,pv},k} = \frac{P_{r,\text{pv},k}}{P_{r,\text{VK,pv}}} Z_{\text{VK,pv}} \quad (3.3)$$

$$Z_{\text{VK,wind},k} = \frac{P_{r,\text{wind},k}}{P_{r,\text{VK,wind}}} Z_{\text{VK,wind}} \quad (3.4)$$

Für die Implementierung der Lastprofile werden die BDEW-Standardlastprofile nach [99] und [100] verwendet. Weiterhin erfolgt für das Netzmodell eine Aufteilung der Last nach direktem Anschluss im Mittelspannungsnetz bzw. aggregierter Anschluss über MS/NS-Übergabestellen zum unterlagerten Netz. Diese Unterscheidung ist erforderlich und bedingt das Netzverhalten dahingehend, dass verschiedene Lastprofile für verschiedene Verbraucher hinterlegt werden. Darüber hinaus erfolgt eine zufällige Verteilung von möglichen Lastprofilen auf die Knoten. Vereinfachend wurden ausschließlich die Standardlastprofile H0, L0, G0, G3 und G5 verwendet. Diese lassen sich nach Sommer, Winter und Übergangszeit sowie nach Samstag, Sonntag und Wochentag unterscheiden.

3.2 Blindleistungsprofil- und Leistungsflussberechnung

Nachstehend werden notwendige Berechnungsregeln und Vorgaben für die Blindleistungsbereitstellung der Erzeugungsanlagen dargelegt. Die Begrifflichkeit der Blindleistungsbereitstellung bzw. der Maximierung der Blindleistung steht im Rahmen der Dissertation stellvertretend für Blindleistungsverbrauch und Blindleistungserzeugung, wobei in der Auswertung detaillierter auf die Begriffe eingegangen wird. Weiterhin werden die notwendigen Berechnungsgrundlagen der Leistungsflussberechnung vorgestellt. Diese beruhen innerhalb des Kapitels auf dem Verbraucherzählpfelsystem.

3.2.1 Blindleistungsprofilberechnung

Das Blindleistungsprofil ergibt sich für die EE-Erzeugungsanlagen nach entsprechenden regulatorischen Vorgaben (VDE-AR-N 4105) und ggf. nach Abstimmung mit dem Netzbetreiber. Für die Last und Erzeugungsanlagen wurden Kennwerte nach [101] ausgewählt. Für die Lasten in den Spannungsebenen MS und MS/NS wurde ein Verschiebungsfaktor $\cos(\varphi)=0,969$ für die Blindleistungsberechnung implementiert [101]. Für die Blindleistungsbereitstellung von Anlagen in der HS-Ebene wird in Anlehnung an den TransmissionCode 2007 [102] vereinfacht angenommen, dass ein geforderter Verschiebungsfaktor von $\cos(\varphi) = 0,9$ in Abhängigkeit von der installierten Leistung zu jedem Zeitpunkt bereitgestellt wird. Eine Ausnahme gilt für die Leistungsbereitstellung unterhalb von 10 % der Nennleistung. In diesem Fall entfällt die Bereitstellung von Blindleistung.

Für die Erzeugungsanlagen in den Spannungsebenen MS und MS/NS wurden zwei Unterscheidungen getroffen. Zum einen wurde die aktuell gültige VDE-AR-N 4105 implementiert, sodass für die Leistung (P_k) zu jedem Zeitpunkt t in Bezug zur Bemessungsleistung ($P_{r,k}$) an Knoten k für die Spannungsebene MS/NS gilt:

$$\cos(\varphi) = 1 \quad \text{für } P_k(t) / P_{r,k} > -0,5 \quad (3.5)$$

$$\cos(\varphi) = 0,1 \cdot P_k(t) / P_{r,k} + 1,05 \quad \text{für } -0,5 \leq P_k(t) / P_{r,k} \leq -1, \quad \varphi \geq 0,95 \quad (3.6)$$

Zum anderen wurde für die Spannungsebene MS die VDE-AR-N 4110 berücksichtigt und mit nachstehenden Gleichungen angewendet:

$$\cos(\varphi) = 1 \quad \text{für } P_k(t) / P_{r,k} > -0,5 \quad (3.7)$$

$$\cos(\varphi) = 0,2 \cdot P_k(t) / P_{r,k} + 1,1 \quad \text{für } -0,5 \leq P_k(t) / P_{r,k} \leq -1, \quad \varphi \geq 0,9 \quad (3.8)$$

Auf Basis der in Unterkapitel 3.1 ermittelten Leistung je Knoten sowie der ermittelten Profile ist es möglich, die Blindleistung je Spannungsebene an jedem Knoten $Q_k(t)$ zu berechnen:

$$Q_k(t) = P_k(t) \cdot \tan(\arccos(\cos(\varphi))) \quad (3.9)$$

Die maximale Bereitstellung der Blindleistung kann nach [103] unter Umständen auch in der Nacht erfolgen. Dazu sind die Voraussetzungen in der Art zu schaffen, dass die Erzeugungsanlage elektrisch vom Wechselrichter getrennt werden und weiterhin ein Softwareupdate durchgeführt wird. Ein wesentliches Problem ist dabei die hardwareseitige Anpassung, die ggf. erst in zukünftigen Anlagen eine Anwendung findet. Daher wurde nach [104] ausschließlich die maximale Blindleistungsbereitstellung ab 20% der

Einspeisung in Betracht gezogen. Diese würde ausschließlich eine Softwareänderung erfordern und ließe sich somit verhältnismäßig einfach umsetzen. Die maximale Blindleistungsbereitstellung aus den Erzeugungsanlagen, unabhängig der Spannungsebene wurde wie folgt berechnet, wobei die Bemessungsscheinleistung $S_{r,k} = 1,1 \cdot P_{r,k}$ ist:

$$Q_k(t) = 0 \text{ für } |P_k(t)| < 20\% \cdot S_{r,k} \quad (3.10)$$

$$|Q_k(t)| > 0 \text{ für } |P_k(t)| \geq 20\% \cdot S_{r,k} \quad (3.11)$$

$$|Q_{k,\max}(t)| = \sqrt{S_{r,k}^2 - P_k^2(t)} \quad (3.12)$$

Auf Basis der ermittelten Wirkleistung (Erzeugungsprofile) und Blindleistungsprofile ist es nun möglich auf Basis von [104] die Verluste am Wechselrichter zu berechnen und die ermittelten (Prognose-)Erzeugungsprofile um die möglichen Verluste zu reduzieren und die reale Leistungsbereitstellung für die anschließenden Betriebsführungskonzepte zu ermitteln. Insbesondere mit der Unterscheidung nach VDE-AR-N 4105 und maximaler Blindleistungsbereitstellung ist dies ein wesentlicher Aspekt. Dabei entsprechen die ermittelten Leistungsprofile je Knoten und Energieträger aus Kapitel 3.1 $P_k(t)$ den Wechselrichterleistungen $P_{DC,k}(t)$. Dabei gilt für die Verlustleistung, in Prozent, in Abhängigkeit von der aktuellen Scheinleistung ($P_{\text{loss}}(S(t))$) nach [104]. Die Abhängigkeit der Verluste von der Scheinleistung in Gleichung (3.14) wurde auf Basis der Untersuchungen in [104] angewendet. In den Untersuchungen wurden u. a. die Verluste eines Wechselrichters auf Basis von Blind- und Wirkleistungseinspeisung ermittelt und in eine Abhängigkeit zur Scheinleistungseinspeisung gesetzt.

$$P_{\text{loss}}(S(t)) = \frac{1 - \eta(S(t))}{\eta(S(t))} \cdot S(t) \quad (3.13)$$

$$P_{\text{loss}} = 0,0003 \cdot S^2 + 0,0176 \cdot S + 0,739 \quad (3.14)$$

Die ermittelten Verluste müssen anschließend vom berechneten Erzeugungsprofil abgezogen werden, sodass anschließend die möglichen Erzeugungsprofile für die Betriebsführungskonzepte bestehen bleiben. Die resultierenden Blindleistungsprofile und Erzeugungsprofile können nun im Netzmodell und für die Planung der Betriebsführung verwendet werden.

3.2.2 Leistungsflussberechnung

Die Berechnung von Spannungen und Leistungen im Beispielnetz erfolgt durch das Newton-Raphson-Verfahren [105]. Das Newton-Raphson-Verfahren ist ein

Tangentenverfahren zur numerischen Nullstellenbestimmung nichtlinearer Gleichungen und ermöglicht eine schnelle Berechnung. Dabei werden sowohl Lastknoten als auch Erzeugungsknoten durch PQ -Knoten nachgebildet. PQ -Knoten sind durch konstante Wirk- und Blindleistungswerte gekennzeichnet, wohingegen ihre Spannungswinkel- und -beträge variabel sind. Konventionelle Generatoren werden nicht berücksichtigt, da diese im Netz nicht vorkommen. Der Slack im Netzmodell ist die Übergabestelle zum überlagerten Netz an Knoten 1, der elementar ist, um später die Jacobi-Matrix zu invertieren und eine Singularität der Matrix zu vermeiden. Der Slack stellt einen Bilanzknoten mit der Möglichkeit zur Leistungsentnahme bzw. Leistungseinspeisung dar, an dem Spannungsbetrag und Spannungswinkel konstant gehalten werden. Grundlage der Leistungsflussberechnung stellt die nichtlineare Gleichung zur Berechnung der Knotenscheinleistungen $\underline{s}_{K,ber}$ dar. Die Knotenadmittanzmatrix \underline{Y}_{KK} beschreibt sowohl die Netzstruktur als auch die Betriebsmittelparame-ter. Die Variable \underline{u}_K (als Diagonalmatrix ausgedrückt \underline{U}_K) entspricht den zu berechnenden Knotenspannungen.

$$\underline{s}_{K,ber} = 3 \underline{U}_K \underline{Y}_{KK}^* \underline{u}_K^* \quad (3.15)$$

Da es sich bei dem Newton-Raphson-Verfahren um ein Verfahren zur numerischen Nullstellensuche handelt, muss das nichtlineare Gleichungssystem entsprechend angepasst werden. Aus diesem Grund wird ein gegebener bzw. gemessener Knotenscheinleistungsvektor $\underline{s}_{K,ist}$ in das Gleichungssystem integriert, welcher dem Ist-Zustand des Netzes entspricht. Für den Ist-Zustand werden Knotenwirk- und Knotenblindleistung als Eingangsgrößen aus ermitteltem EE- und Lastprofil sowie aus dem Blindleistungsprofil vorgegeben. Die Differenz aus nach Gleichung (3.15) berechneten Scheinleistungen und dem Ist-Zustand ergibt den Fehlervektor, der iterativ durch Anpassen der Knotenspannungen, abzüglich einer hinreichend kleinen Toleranz, auf null gebracht werden soll. Um eine Berechnung mit komplexen Größen zu vermeiden, erfolgt zudem eine Auftrennung der Scheinleistungen in Wirk- und Blindleistungen:

$$\Delta \underline{s}_K = \begin{bmatrix} \Delta p_K \\ \Delta q_K \end{bmatrix} = 3 \left[\begin{array}{c} \text{Re} \left\{ \underline{U}_K (\underline{Y}_{KK} \underline{u}_K)^* \right\} \\ \text{Im} \left\{ \underline{U}_K (\underline{Y}_{KK} \underline{u}_K)^* \right\} \end{array} \right] - \underbrace{\begin{bmatrix} p_{K,ist} \\ q_{K,ist} \end{bmatrix}}_{\text{gegebene Knotenscheinleistungen}} = 0 \quad (3.16)$$

Summe aller Leistungszu- und -abflüsse

Im ersten Schritt wird das Gleichungssystem durch die Taylorreihen-Entwicklung linearisiert und die Jacobi-Matrix \underline{J} gebildet wie in Gleichung (3.17) dargestellt:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta p}{\partial \delta} & \frac{\partial \Delta p}{\partial \mathbf{u}} \\ \frac{\partial \Delta q}{\partial \delta} & \frac{\partial \Delta q}{\partial \mathbf{u}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta \mathbf{u} \end{bmatrix} = \mathbf{J} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta \mathbf{u} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta p_K \\ \Delta q_K \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

Durch Vorgeben geeigneter Startwerte (z. B. Flat Start) können nun \mathbf{J} und die rechte Seite der Gleichung (3.17) berechnet und mit darauffolgender Invertierung von \mathbf{J} ein neuer Spannungsvektor berechnet werden. Diese Berechnung ist Teil einer Iteration, die so lange durchgeführt wird, bis die vorgegebene Toleranz erreicht wird.

3.3 Least-Squares-Ansatz zur Verbesserung der Erzeugungsprognose

Ein wesentlicher Bestandteil der Betriebsführung und -planung von Virtuellen Kraftwerken sowie von Netzbetreibern ist die Erzeugungsprognose. Im Rahmen der Dissertation wurde in [106] eine verbesserte Day-Ahead-Erzeugungsprognose für Wind und PV entwickelt. Dabei wurde in Anlehnung an Netzbetreibererzeugungsprognosen davon ausgegangen, dass Leistungsprognosen von Anbietern für Wind- und PV-Erzeugung eingekauft werden. Die Anbieter verwenden dabei unterschiedliche Ansätze, Verfahren und Informationsquellen, sodass sie zu unterschiedlichen Ergebnissen kommen. Aus diesem Grund werden innerhalb des Verfahrens Einzelprognosen gewichtet und zu einer Kombileistungsprognose zusammengefasst. Das folgend vorgestellte Verfahren verfolgt das Ziel, eine optimale Gewichtung der Anbieterleistungsprognosen zu bestimmen, sodass eine möglichst gute Day-Ahead-Einspeiseprognose realisiert werden kann.

3.3.1 Methode

Wie in [106] dargestellt, ist es das Ziel des Least-Squares-Ansatz, die am besten passende Kurve für einen gegebenen Datensatz zu definieren, welche die kleinste quadratische Abweichung zwischen der Kombination der Anbieterprognosen und der eingetretenen Ist-Einspeisung widerspiegelt. Im Allgemeinen kann die Kurve durch eine Polynomfunktion $f(x)$ in Abhängigkeit vom gegebenen Datensatz der fluktuierenden Erzeugung wie in Gleichung (3.18) beschrieben werden.

$$f(x) = \sum_{n=0}^N a_n x^n \quad (3.18)$$

Das Ziel des Least-Squares-Ansatzes ist im nächsten Schritt die Summe der quadratischen Abweichung zwischen gegebenen Daten y_i und berechneter Kurve f_i , für ein definiertes Zeitintervall I zu minimieren.

$$\frac{\partial}{\partial a_n} \left[\sum_{i=1}^I (f_i - y_i)^2 \right] = 0 \quad (3.19)$$

Wird dieser allgemeine Ansatz nun auf die vorliegende Problemstellung, mit dem Ziel angewendet, eine Gewichtung für die Erzeugungsprognosen derart zu finden, dass die Kombinationen der Erzeugungsprognosen möglichst gleich der Ist-Einspeisung ist, dann folgt:

$$\min F(\mathbf{w}) = \min \sum_{i=1}^I (\mathbf{b}_i - \mathbf{A}_i \mathbf{w})^2 \quad (3.20)$$

Die Leistungsprognosen der Anbieter werden dabei durch die Matrix \mathbf{A} und die Ist-Einspeisung durch den Messvektor \mathbf{b} repräsentiert. Die Anzahl der Elemente in Anbietermatrix \mathbf{A} und Messvektor \mathbf{b} wird durch das Zeitintervall I definiert, welches die Anzahl der betrachteten $\frac{1}{4}$ h-Zeitschritte widerspiegelt. Dieses Zeitintervall kann dabei variabel gestaltet werden und z. B. einen Tag oder einen Monat betragen. Ziel ist es nun eine optimale Gewichtung \mathbf{w} , auf Basis von historischen Daten für \mathbf{b} und \mathbf{A} , innerhalb eines definierten Zeitintervalls zu finden.

Damit ist \mathbf{w} die optimale Gewichtung im Sinne der kleinsten Quadrate und repräsentiert eine Gewichtung für jeden Anbieter. Die Kombiprognose auf Basis des Least-Squares-Ansatzes (C_{LSA}) für den nächsten Tag kann anschließend mit den Anbieterleistungsprognosen des nächsten Tages (\mathbf{A}_{ND}) und mit den ermittelten transponierten Gewichten berechnet werden (vgl. Gleichung (3.21)).

$$C_{\text{LSA}} = \mathbf{A}_{\text{ND}} \cdot \mathbf{w} \quad (3.21)$$

3.3.2 Evaluation der Methode

Diese beschriebene Methodik wurde innerhalb einer Studie für den ÜNB 50Hertz Transmission GmbH (50Hertz) getestet und evaluiert. Die Datenbasis bestand aus Ist-Einspeisung für Wind und PV, sechs Anbieterprognosen und einer rudimentären statischen Kombiprognose der 50Hertz für die Jahre 2014 und 2015. Die Anbieterprognosen weisen unterschiedliche Genauigkeiten über das Jahr auf. Diese und die Ergebnisse der Kombiprognose sowie der Dynamisierung wurden dabei anhand des RMSE (Root Mean Square Error) bewertet (vgl. Gleichung (3.22)). Der RMSE ist eine Maßzahl zur Bewertung der Prognosegüte. Diese gibt an, wie stark eine Prognose im Mittel von den tatsächlichen Daten abweicht. Für die Untersuchung wurde der RMSE pro Tag berechnet und monatsweise auf die entsprechende installierte Leistung ($P_{\text{inst},m}$) bezogen. Der RMSE pro Jahr ergibt sich dann als Mittelwert der Tage eines Jahres. Die Berechnung des RMSE pro Tag ($RMSE_{\text{norm},d}$) ist nachstehend dargestellt. P_{prog} kann sowohl die Kombiprognose der

50Hertz als auch die Kombiprognose nach Least-Squares-Ansatz als auch die einzelnen Anbieterprognosen repräsentieren.

$$RMSE_{\text{norm}, d} = \frac{\sqrt{\frac{1}{96} \sum_{i=1}^{96} (\mathbf{b}(i) - P_{\text{Prog},i})^2}}{P_{\text{inst},m}} \quad (3.22)$$

Für die Bestimmung der optimalen Gewichtung ist es entscheidend, das Set an historischen Daten gut zu wählen und die Frage zu beantworten, ob die Gewichtung für jeden Tag neu berechnet wird -ein eher rollierender Ansatz- oder ob die Gewichtung für z. B. einen Monat konstant bleibt -statische Auswertung. Zudem war die Situation der Day-Ahead-Prognose bei Durchführung der Studie derart, dass Messwerte zur Ist-Einspeisung erst mit einem Monat Verzögerung (Datenlücke) vorlagen. Die Datenbasis beschreibt den Zeitraum in der Vergangenheit, der genutzt wird, um die Gewichtung aus Prognoseanbieterzeitreihen und Zählerwerten zu berechnen. Eine Datenbasis von drei Monaten hat sich als bester Zeitraum herausgestellt. Abbildung 7 und Abbildung 8 veranschaulichen zwei vornehmlich untersuchte Konzepte, wie die Gewichtung für die Bildung der Day-Ahead-Kombiprognose entweder für den jeweils nächsten Monat (statische Auswertung) oder für den jeweils nächsten Tag (rollierende Auswertung) festgelegt wurde. Abbildung 7 beschreibt die Auswertung pro Monat. Dabei gibt es eine definierte Datenbasis von drei Monaten sowie eine Datenlücke von einem Monat. Mit der Datenbasis wird eine optimale Gewichtung berechnet. Diese Gewichtung wird anschließend für den zu prognostizierenden Monat konstant angewendet und die Day-Ahead-Kombiprognose ermittelt. Ist das Ende des ersten zu prognostizierenden Monats erreicht und soll die optimale Gewichtung für den anschließenden Monat berechnet werden, so werden Datenbasis und Datenlücke um einen Monat weiter geschoben (vgl. Abbildung 7, gestrichelter roter, blauer und grüner Kasten).

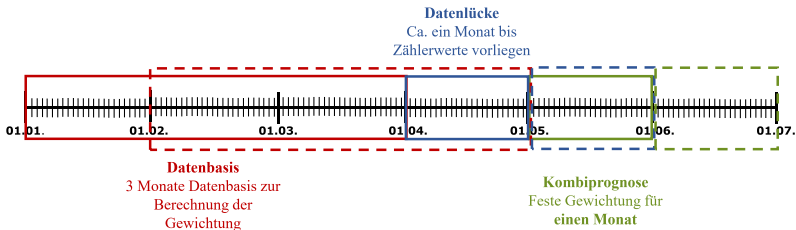


Abbildung 7 Statische Auswertung pro Monat, Konzept der Kombiprognose mit Datenbasis und Datenlücke

Abbildung 8 mit der rollierenden Auswertung unterscheidet sich in der Methodik gering von der Auswertung pro Monat. Die Datenbasis beträgt wiederum drei Monate und die Datenlücke besteht ebenfalls aus einem Monat. Der Unterschied zur ersten Vorgehensweise ist lediglich, dass die Gewichtung der Anbieter für jeden zu prognostizierenden Tag neu bestimmt wird. Dies bedeutet, dass mit Erreichen des Endes vom zu prognostizierenden Tag die Datenbasis und die Datenlücke um einen Tag weitergeschoben werden, um die Day-Ahead-Kombiprognose für den nächsten Tag mit neuen Gewichtungen anzuwenden (vgl. Abbildung 8, gestrichelter roter, blauer und grüner Kasten).

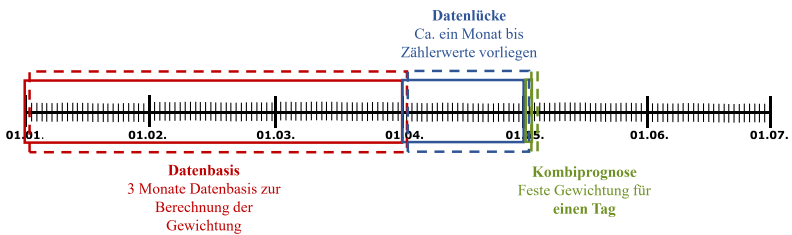


Abbildung 8 Rollierende Auswertung, Konzept der Kombiprognose mit Datenbasis und Datenlücke

Die nachstehend in Tabelle 7 und Tabelle 8 dargestellten Ergebnisse repräsentieren die Annahme, dass 50Hertz diese Methodik aktiv für die Day-Ahead-Prognose angewandt hätte (Bezeichnung „Neu“). Die Ergebnisse werden dabei mit der ursprünglichen Kombiprognose von 50Hertz (Bezeichnung „50Hertz“) auf Basis des RMSE verglichen. Die Ergebnisse liegen sowohl für die Wind-Kombiprognose (Tabelle 7) als auch für die PV-Kombiprognose (Tabelle 8) vor. Die Ergebnisse zeigen, dass der vorgestellte Least-Squares-Ansatz zu einer teilweise sehr deutlichen Verbesserung führt und eine statische monatsweise Anwendung zu den besten Ergebnissen führt und auch eine sehr gute Methode für VK-Betreiber sein kann.

Tabelle 7 Neue Kombiprognose (C_{LSA}) Wind und 50Hertz-Kombiprognose mit RMSE in % für die Jahre 2014 und 2015 sowie die Verbesserung der Dynamisierung gegenüber der Methode von 50Hertz

		rollierend	statisch monatsweise
RMSE	Neu	3,2398	3,195
in %	50Hertz	3,4387	3,4387
2014	Verbesserung	5,80%	7,10%
RMSE	Neu	3,8671	3,8494
in %	50Hertz	3,905	3,905
2015	Verbesserung	1,00%	1,40%

Tabelle 8 Neue Kombiprognose (C_{LSA}) PV und 50Hertz-Kombiprognose mit RMSE in % für die Jahre 2014 und 2015 sowie die Verbesserung der Dynamisierung gegenüber der Methode von 50Hertz

		rollierend	statisch monatsweise
RMSE	Neu	3,5294	3,5276
in %	50Hertz	3,715	3,715
2014	Verbesserung	5,00%	5,00%
RMSE	Neu	3,6161	3,5815
in %	50Hertz	3,8081	3,8081
2015	Verbesserung	5,00%	6,00%

Die Methode der Kombination von Anbieterprognosen wurde aufbauend auf den hier dargestellten Erkenntnissen innerhalb eines Forschungsprojektes bearbeitet, weiterentwickelt und verbessert sowie in verschiedenen Publikationen veröffentlicht [107], [108], [109]. Darüber hinaus gibt [110] den aktuellsten Überblick zum Stand des Themas der Kombiprognose und zeigt den Nutzen der Kombiprognose anhand verschiedener Methoden und historischer Werte auf.

3.4 Konzept zur Strommarktpreisabschätzung

Ein wesentlicher Bestandteil bei der Planung der Marktpartizipation ist die Preisabschätzung. Da dies nicht Hauptziel dieser Dissertation ist, wird nicht auf alle Aspekte des Strommarktes eingegangen. Folgend wird im Detail eine Methode vorgestellt, welche

dazu dient, den Day-Ahead-Preis im europäischen Kontext abzuschätzen. Weiterhin wird ein Konzept zur strommarktumfassend Marktpartizipation präsentiert.

3.4.1 Aufbau des Strommarkts

Der deutsche Strommarkt lässt sich wie folgt darstellen und kann rein praktisch nicht mehr als rein deutscher, sondern eher als europäischer Strommarkt betrachtet werden. Die einzelnen Strommarktbestandteile die im Sinne der Untersuchungen relevant sind, sind nach [111]:

- Energy-Only-Market
 - Spot-Markt
 - Day-Ahead (DA)
 - Intraday (ID)
 - Außerbörslicher Handel (OTC)
- Markt für Regelreserve
 - Primärregelleistung
 - Sekundärregelleistung
 - Minutenreserveleistung

Die Eigenschaften der Energy-Only-Market-Bestandteile sind nachstehend aufgeführt und beinhalten sowohl Informationen zu Produkteigenschaften als auch zu Kosten bei einer Marktteilnahme. Diese werden in der Modellierung der Betriebsführungskonzepte verwendet. Es ist zu beachten, dass sowohl Intraday- als auch Day-Ahead-Markt europäisch gekoppelte Märkte sind, die einen Handel und eine Preisbildung über den deutschen Markt hinaus ermöglichen [112], [113]. Tabelle 9 gibt einen Überblick zu technischen und organisatorischen Eigenschaften der relevanten Märkte des Energy-Only-Market. Tabelle 10 präsentiert die Kostenstruktur bei Teilnahme an den Märkten mit direkter und indirekter Teilnahme. Indirekte Teilnahme bedeutet, dass aufgrund technischer Komplexität und möglicher Kosten das Handeln durch den Stromversorger übernommen wird, was an dieser Stelle jedoch nicht von größerer Relevanz ist. Der OTC stellt den klassischen bilateralen Handel zwischen Strom verkaufender und kaufender Partei dar und kann über die Börse abgewickelt werden, muss jedoch nicht.

Zudem wird die Intraday-Auktion nicht weiter betrachtet, da sie im Sinne dieser Arbeit keine technischen bzw. ökonomischen Vorteile bringt. So schließt die Intraday-Auktion ebenfalls am Vortag und weist zudem höhere Gebühren auf.

Tabelle 9 Eigenschaften Energy-Only-Market Bestandteile

	Produktgröße	Gate closure time	Information
Intraday-Handel(EPEX) [112], [114]	¼ h –Produkte	Ab 16 Uhr Vortag bis 5 min vor t0(nur in der selben Marktzone)	Pay as bid-Verfahren, IT-Anbindung und Infra- struktur notwendig

	Produktgröße	Gate closure time	Information
	min 0,1 MWh		
Intraday-Auktion(EPEX) [112], [114]	¼ h –Produkte	Bis 15 Uhr Vortag	Merit-Order-Prinzip, IT-Anbindung und Infrastruktur notwendig
Day-Ahead-Auktion(EPEX) [113], [114]	Stunden- und Blockprodukte	Bis 12 Uhr Vortag	Merit-Order-Prinzip, IT-Anbindung und Infrastruktur notwendig
	min 0,1 MWh		
OTC [115]	bilateral abgestimmt	Bis 15 min vor t0	

Tabelle 10 Kosten Energy-Only-Market Bestandteile nach [116]

	Markteintrittspreis direktes Mitglied/indirektes Mitglied	Jahrespreis direktes Mitglied/indirektes Mitglied	Handelsgebühren
DA und ID	25000 €/5000 €		
DA Auktion und kont. ID		10000 €/5000 €	
DA-Auktion			0,04 €/MWh
ID Auktion			0,07 €/MWh
ID kontinuierlich			0,09 €/MWh
Trade registration on ID kontinuierlich			0,1 €/MWh
EPEX SPOT Trading System (ETS) Standard Access		8000 €	

Neben den klassischen Märkten zum Kauf und Verkauf ist der Regelle Energiemarkt ein wesentlicher Aspekt, welcher der Systemsicherheit dient und eine wirtschaftliche Betriebsführung eines VK ermöglichen kann. Dabei war die Ausgestaltung des deutschen Regelle Energiemarktes in den letzten Jahren von vielen Veränderungen geprägt wie in Abbildung 9 dargestellt [117].

Die folgenden wesentlichen technischen Aspekte entsprechend [118] charakterisieren die Regelle Leistungsqualitäten:

Primärregelung (PRL):

- volle Aktivierung innerhalb 30 Sekunden oder ± 200 mHz Frequenzabweichung
- solidarische Bereitstellung durch alle synchron im ENTSO-E-Gebiet verbundenen ÜNB
- mindestens 0 min bis 15 min verfügbar, in voller Höhe
- automatische Aktivierung bei Abweichung von der Sollfrequenz, im Normalfall 50 Hz, unter Beachtung eines Totbandes

Sekundärregelleistung (SRL):

- „energetischer Ausgleich der Regelzone und Frequenzregelung
- unmittelbare automatische Aktivierung durch den betroffenen ÜNB
- vollständige Erbringung innerhalb von maximal 5 min“ [118]

Minutenreserve (MRL):

- „Abruf der Minutenreserve über eine gemeinsame Merit-Order-List mittels MOLS seit 2012 (elektronisches Abrufverfahren)
- vollständige Aktivierung binnen 15 Minuten
- abzudeckender Zeitraum pro Störung $t > 15$ min bis 4 Viertelstunden bzw. bis zu mehreren Stunden bei mehreren Störungen“ [118]

In Abbildung 9 werden FCR, aFRR und mFRR stellvertretend für PRL, SRL und MRL verwendet, wobei FCR auch die Momentanreserve beinhaltet. Für die gibt es in Deutschland noch keinen Markt.

	FCR			aFRR		mFRR	
	bis 01.07.2019	01.07.2019-01.07.2020	ab 01.07.2020	bis 12.07.2018	seit 12.07.2018	bis 12.07.2018	seit 12.07.2018
Ausschreibungszeitraum	wöchentlich	montags bis freitags D-2	täglich D-1	wöchentlich	täglich D-1	wöchentlich	täglich D-1
Produktzeitscheiben	Woche	Tag	6 x 4-Stundenblöcke	HT: Mo-Fr, 8-20 h, NT: restliche Zeit	6 x 4-Stundenblöcke	6 x 4-Stundenblöcke	
Produktdifferenzierung	keine (symmetrisches Produkt)			positive / negative aFRR		positive / negative mFRR	
Mindestgebotsgröße	1 MW			5 MW	1 MW ¹⁶	5 MW	1 MW ¹⁷
Angebotsinkrement	1 MW			1 MW		1 MW	
Vergabe	Leistungspreis-Merit-Order			Leistungspreis-Merit-Order		Leistungspreis-Merit-Order	
Vergütung	pay-as-bid (Leistungspreis)	pay-as-cleared (Leistungspreis)	pay-as-cleared (Leistungspreis)	pay-as-bid (Leistungspreis und Arbeitspreis)		pay-as-bid (Leistungspreis und Arbeitspreis)	

Abbildung 9 Übersicht wesentliche Produktmerkmale der in Deutschland ausgeschrieben- en Regelreservequalitäten; Primärregelleistung (PRL/FCR), Sekundärregelleistung (SRL/aFRR), und Minutenreserve (MRL/mFRR) aus [117]

Mit den hier dargestellten wesentlichen Aspekten des Energiemarktes kann eine Modellierung diverser Betriebsführungskonzepte im Kapitel 4 umgesetzt werden. Diese beruht für PRL auf der täglichen Produktzeitscheibe. Die SRL und MRL werden in einer ersten Analyse mit einem Minimalgebot von 5 MW und einer 4 h-Produktzeitscheibe modelliert.

3.4.2 Methode zur Day-Ahead-Markt-Preisabschätzung

Mit diesem Kapitel wird eine im Rahmen der Dissertation entwickelte Methode präsentiert, die es ermöglicht den DA-Marktpreis im europäischen Verbundsystem abzuschätzen. Diese Methode ermöglicht es jedoch nicht, wie es im Marketcoupling-Algorithmus durchgeführt wird, die Sensitivitäten der Kraftwerke mit zu berücksichtigen. Auf Basis der vorgestellten Methode kann es verschiedenen Akteuren im Energiesystem Strom ermöglicht werden, eine genauere Prognose der DA-Marktpreise durchzuführen. Entscheidend ist dabei die zur Verfügung stehende Datenbasis. Wesentlicher Ausgangspunkt sind die Daten des EWI Merit Order Tool [119]. Dieses Tool liefert unter anderem Grenzkosten und Bemessungsleistung für die deutsche konventionelle Kraftwerksliste. Weitere verwendete Daten sind:

- der Bericht zur Mindesterzeugung in Deutschland, um Must-run Kraftwerke abzuschätzen [120],
- die verfügbaren Daten der ENTSO-E Transparency Plattform [121] für verschiedene Länder
 - installierte Leistung nach Erzeugungstyp
 - Available Transfer Capability (ATC)
 - erneuerbare Einspeisung für Wind, PV, Biomasse-Energie und Wasserkraft
 - Gesamtlast der Länder
 - aus Daten gemitteltes Pumpspeicherprofil für Österreich

Darüber hinaus wurde eine Gruppierung nach Art der Kraftwerke für die deutsche Kraftwerksliste durchgeführt. Dabei wurden die rund 550 konventionellen Kraftwerke in Gruppen aufgeteilt und jeweils durch ein gleichartiges Kraftwerk ersetzt, welches die Summe der einzelnen Bemessungsleistungen aufweist. Die Gruppierung erfolgte derart, dass letztlich 43 Kraftwerksgruppen entstanden sind. Die Gruppierung erfolgte dabei anhand der Kriterien gleicher Erzeugungstyp und geringer Differenz (z. B. bis zu 0,30 €/MWh) in den Grenzkosten. Eine Gruppierung erfolgt, da im weiteren Verlauf der Methode eine Normierung der installierten Leistung der Kraftwerke eines Typs auf die gesamte installierte Leistung eines Erzeugungstyps der Kraftwerksliste stattfindet. Diese normierte Kraftwerksleistung ermöglicht es, die Kraftwerksliste auf die jeweilige Bemessungsleistung je Erzeugungstyp der Länder zu beziehen und anzuwenden. Anhand der

deutschen Kraftwerksliste bzw. anhand der gruppierten deutschen Kraftwerksliste kann anschließend mit Hilfe der installierten Leistung in jedem Land ein Kraftwerkspark für jedes Land definiert werden. Die Gruppierung lässt eine Reduktion der Anzahl der Kraftwerke zu, sodass die Anzahl der Kraftwerke eines Typs deutlich verringert wird. Diese Gruppierung wird immer dann angewendet, wenn ein Land eine im Verhältnis zur deutschen installierten Erzeugungsleistung geringere installierte Erzeugungsleistung (80% oder kleiner) aufweist. Dies hat den Zweck, realitätsnahe Kraftwerksgrößen zu hinterlegen und es zu vermeiden, dass z. B. zehn Braunkohlekraftwerke mit 80 MW, anstatt eines Kraftwerkes mit 800 MW in der Kraftwerksliste eines Landes hinterlegt wird. Diese vereinfachenden Annahmen wurden getroffen, da ein genauer länderspezifischer Kraftwerkspark und länderspezifische Subventionen (mit Blick auf Grenzkosten) nicht bekannt sind. Zudem kann davon ausgegangen werden, dass die Errichtung von konventionellen Kraftwerken, technologisch keine großen Unterschiede aufweist, da es ausgereifte Technologien sind, die von weltweit agierenden Unternehmen errichtet werden. Dies führt dazu, dass relativ gleiche Grenzkosten und gleiche technische Charakteristika für die Kraftwerke angenommen werden können.

Insgesamt wurde die Methode anhand der Datenbasis für den Zeitraum vom 01.06.2020 bis 05.06.2020 getestet und validiert. Innerhalb des gewählten Zeitraums sind Marktpreise teilweise negativ, sodass dies für die entwickelte Methode eine besondere Herausforderung darstellt. Zudem ist die Datenbasis nicht immer vollständig für alle bei der ENTSO-E aufgeführten Länder. Das hat zur Folge, dass die Methode insgesamt auf maximal 25 Länder angewendet wird, um den DA-Preis für Deutschland abzuschätzen. Dabei sind zudem Inseln und die Region Finnland, Norwegen und Schweden von der Betrachtung ausgenommen.

Methode

Eine Voraussetzung zur Anwendung der Methode ist, dass der Anwender in der Lage ist Erzeugungsprognosen für EE-Einspeisung sowie Prognosen für den Lastverlauf aufzustellen. Innerhalb der Methode wurde angenommen, dass genau diese Daten vorliegen. Dafür wurden die Daten für Last und EE-Erzeugung der ENTSO-E transparency platform verwendet. Abbildung 10 präsentiert das grundsätzliche Eingangsdaten- und Ausgangsdaten-Schemata für die entwickelte Methode, einschließlich der relevanten Daten. Mit Hilfe der installierten Leistung je Erzeugungstyp der jeweiligen Länder und mit Hilfe der Daten des Kraftwerksparks aus Deutschland wird für jedes Land die Merit-Order-List (MOL) erstellt. Anschließend erfolgt eine Festlegung der Must-Run-Kraftwerke für jedes Land. Im nächsten Schritt der Methode wird je Viertelstundenzeitpunkt eines Tages eine gemeinsame Merit-Order-List für alle betrachteten Länder erstellt. Dabei werden die verfügbare EE-Einspeisung sowie Must-Run-Leistung priorisiert berücksichtigt.

Anschließend wird die Erzeugungsleistung auf die Länder aufgeteilt. Unter Berücksichtigung der länderspezifischen Last, must-run Kapazität und der ATC wird berechnet, wieviel Im- bzw. Export im jeweiligen Land erfolgen wird und welcher Preis sich einstellt. Damit die Restriktionen – Must-Run-Kraftwerke müssen laufen oder ATC dürfen nicht überschritten werden – eingehalten werden erfolgt eine Anpassung der Im- bzw. Exporte eines Landes so lange bis alle Restriktionen eingehalten sind. Wenn eine Anpassung erfolgt, wird der neue Market Clearing Price (MCP) für das entsprechende Land berechnet. Weitere Detailinformationen zu Annahmen und Randbedingungen zur methodischen Ausarbeitung sind in Tabelle 11 zusammengefasst. Zusätzlich stellt die methodische Indikation von negativen Marktpreisen, bei Vernachlässigung von individuellem Bieterverhalten, eine wesentliche Herausforderung für das Modell dar. Dies wurde mit Hilfe einer Look-Up-Table gelöst, die unter bestimmten Marktbedingungen Anwendung findet und somit einen Hinweis für extreme Marktsituationen liefert.

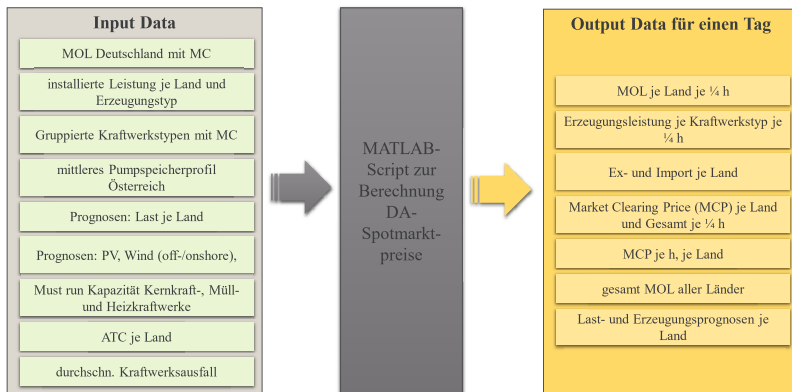


Abbildung 10 Dateneingang und Ergebnisse bei der Methode zur Abschätzung des DA-Marktpreises in Deutschland

Tabelle 11 Detailinformationen die bei der Programmierung berücksichtigt wurden

Zusammengefasste wesentliche Randbedingungen
<ul style="list-style-type: none"> • Annahme eines perfekten Marktes, sodass Gebotspreis = Grenzkosten • Vernachlässigung von strategischem Bieterverhalten • länderspezifische Subventionen wurden nicht berücksichtigt und können eine starke Auswirkung auf die Höhe der Preisgebote haben • alle Annahmen aus dem EWI-Tool wurden übernommen, insbesondere mit Bezug auf durchschnittliche Ausfallraten von Kraftwerken • Must-Run-Kraftwerke sind: Müll-, Heiz- und Kernkraftwerke • Merit-Order wird auf Basis von Viertelstunden-Produkten erstellt • Erzeugungsleistung, insbesondere von konventionellen Kohle-, Kernkraft-, Gas- und Öl-Kraftwerken, wird auf maximal 90% gesetzt, da Kapazität meist nicht auf 100% gefahren wird, um z.B. Reserve für Regelleistung vorzuhalten • physikalische Netzberechnungen werden vernachlässigt • ATC werden als maximale Werte angenommen • nicht alle Systeminformationen, die real berücksichtigt werden, sind verfügbar • gleichzeitiger Im- und Export eines Landes ist nicht möglich • gleichzeitiger Export bzw. Import zwischen benachbarten Ländern ist ausgeschlossen

Validierung

Für die Validierung der Methode wurde wie beschrieben auf öffentlich zugängliche Daten zurückgegriffen. Zudem wurden die Großhandelspreise (Day-Ahead-Markt) für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg für den Zeitraum 01.06.2020 – 05.06.2020 heruntergeladen [122]. Aus dem Modell wurde ebenfalls für Deutschland die Preise stundenweise ermittelt. Abbildung 11 zeigt den Vergleich zwischen Modellergebnis und realen Großhandelspreisen. Wesentliche Herausforderung für diese Methode ist die Vorhersage schwieriger (MCP unterhalb der Grenzkosten), respektive negativer Marktpreissituationen, wie sie z. B. im gewählten Validierungszeitraum auftreten. Die Schwierigkeit einer genauen Preisabschätzung tritt besonders in Situationen mit hohem Angebot (MCP unter 20 €/MWh) bzw. großer Nachfrage (MCP über 40 €/MWh) auf, welche jedoch in Korrelation mit den genannten Randbedingungen wie z. B. Must-Run-Kraftwerke zu betrachten ist. Abbildung 11 zeigt, dass das Modell, bis auf benannte Situationen, sehr gut funktioniert.

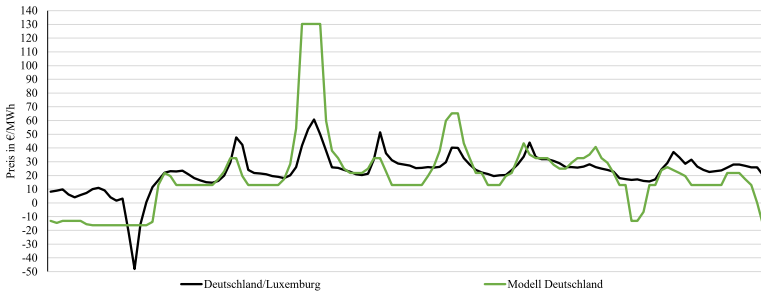


Abbildung 11 Modellvalidierung des Deutschen DA-Marktes für den Zeitraum 01.06.2020 – 05.06.2020 als Stundenwerte (Abszisse); reale DA-Großhandelspreise - MCP (schwarz), Modellberechnungen - MCP (grün)

Um die Validierung detaillierter zu überprüfen wird mit Hilfe von Gleichung (3.23) der $RMSE$ für den betrachteten Zeitraum von fünf Tagen (120 h) berechnet, wobei MCP_{PROG} die MCP des Modells darstellen und MCP_{Markt} die realen Großhandelspreise. Der $RMSE$ beträgt für den gewählten Zeitraum 2,15.

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{120} \sum_{i=1}^{120} (MCP_{PROG}(i) - MCP_{Markt}(i))^2} \quad (3.23)$$

Weiterhin weisen die Mittelwerte für Modell- (20,14 €/MWh) und Großhandelspreise (22,82 €/MWh) eine geringe Differenz innerhalb des betrachteten Zeitraums auf, sodass das vorgestellte Modell eine gute Methode darstellt, um eine Day-Ahead-Marktpreisabschätzung durchzuführen. Jedoch sollten in einem nächsten Entwicklungsschritt extreme Preise wie z. B. negative Preise, mit individuellem Händlerverhalten besser berücksichtigt werden. Dazu muss ggf. ein anderer erster methodischer Schritt verwendet werden, der nicht die Merit-Order List verwendet, sondern unter anderem spieltheoretische Ansätze mitberücksichtigt. Dies ist nicht Fokus dieser Arbeit. Im Rahmen der Untersuchungen wurde jedoch die Frage nach einem Konzept für eine strommarktumfassende Marktpartizipation aufgeworfen und festgestellt, dass dies bisher nicht detailliert betrachtet wurde. Folgend wird daher ein grundsätzliches Konzept einer marktübergreifenden Planung zur Teilnahme an verschiedenen Märkten vorgestellt.

3.4.3 Konzept zur strommarktumfassenden Marktpartizipation

Ein optimales Konzept zur strommarktübergreifenden Planung bei der jeweiligen Beteiligung an unterschiedlichen Märkten ist ein Faktor, der insbesondere bei der Betriebsoptimierung von Virtuellen Kraftwerken ein technisch und finanziell entscheidender Faktor

sein kann. Die Kernfrage in diesem Zusammenhang ist, an welchem Markt kann mit wie viel Leistung zu welchem Zeitpunkt teilgenommen werden. Die Märkte, die in diese Betrachtung fallen, sind PRL-, SRL- und MRL-Markt sowie der Spotmarkt. Kernherausforderungen sind dabei die systemkritischen Anforderungen der Regelleistung, die unter allen Umständen erbracht werden muss und die unterschiedlichen Planungshorizonte (Market Closure Time) der Märkte (vgl. Tabelle 12), die möglichst mit hohem Anteil volatiler EE-Anlagen bedient werden sollen. Dies erfordert ein komplexes Konzept, welches am Ende möglichst gute MCP-Erwartungswerte für die verschiedenen Märkte liefern soll.

Aktuell existieren nur wenige Studien die eine kombinierte Marktbeitilgung in Betracht ziehen. Thematisch werden dabei nicht alle Märkte in Kombination betrachtet wie z. B. in [123], [124], [125], [126], [127] bzw. die gesamte verfügbare Leistung an einem Markt angeboten [128]. Darüber hinaus werden Risiko- und Unsicherheitseinschätzungen für die Regelleistungsmarktbeitilgung thematisiert [125], [128], [129].

Tabelle 12 Märkte im Vergleich der Vorhersagehorizonte aufgrund von Market Closure Time

Markt	Market Closure Time	Vorhersagehorizont
PRL	8 Uhr D-1	16 – 40 h
SRL	9 Uhr D-1	15 – 39 h
MRL	10 Uhr D-1	14 – 38 h
DA	12 Uhr D-1	12 – 36 h
ID	5min D-0	5 min – 24 h

Keine Studie berücksichtigt eine Beteiligung an allen benannten Märkten mit Teilmengen der verfügbaren Leistung. Zudem werden aufgrund von teilweise langfristigen Prognosehorizonten, für die Bereitstellung der Leistung aus Erneuerbaren Anlagen, Sicherheitsniveaus eingeführt. Dies kann eine Überschätzung bzw. Unterschätzung einer reinen Prognosezeitreihe verbessern. Das ist insbesondere für die Regelleistungsmarktteilnahme entscheidend, da der Prognosehorizont deutlich mehr als einen Tag überschreitet. Somit ergibt sich bei der Betrachtung und Entwicklung eines neuen Konzepts zur Marktpartizipation die Notwendigkeit, die volatile Einspeisung aus Erneuerbaren Energien detailliert zu berücksichtigen. Wie im Kapitel 3.3 vorgestellt sind genaue Prognosen u. a. durch Kombination verschiedener Anbieterprognosen möglich. Jedoch steigt das Risiko der Fehlprognose mit steigendem Prognosehorizont. Die Gate Closure Time der einzelnen Märkte (Tabelle 12) definieren dabei den Zeithorizont für die Prognose. Vor dem Hintergrund der volatilen erneuerbaren Leistungseinspeisung ist es insbesondere von großer Systembedeutung, die am Regelleistungsmarkt angebotene Leistung sicher bereitstellen zu können. Daher ist der konzeptionelle Ansatz, dass mit Zuverlässigkeitsniveaus

gearbeitet werden sollte. Nach [129] kann in Abhängigkeit des Prognosehorizonts ein definierter Anteil der prognostizierten PV- und Windleistung als sicher verfügbar abgeschätzt werden. Tabelle 13 präsentiert die entsprechende Übersicht zu Zuverlässigkeitsniveaus und dem zugehörigen gesicherten Anteil der Erzeugungsleistung für Wind und PV Einspeiseprognose. Das Zuverlässigkeitsniveau beschreibt, welcher Anteil der Wind und PV- Prognose für den Folgetag zuverlässig prognostiziert werden kann und somit eine Überschätzung der Prognose ausgeschlossen ist. Auf Basis gemessener Daten und der Prognosen wurden wahrscheinlichkeitsbasierte Zuverlässigkeitsniveaus gebildet [129]. Der in der Studie verwendete Prognosehorizont betrug maximal 16 – 40 h. Insbesondere bei Windeinspeisung ist ab einem Prognosehorizont von 26 h und größer kein Unterschied in der Prognosequalität festzustellen. Diese Sicherheitsniveaus können konzeptionell verwendet werden, um die verschiedenen Marktteilnahmen zu optimieren und gesicherte Leistungsanteile insbesondere in den Regelleistungsmärkten zu berücksichtigen.

Tabelle 13 Gesicherter Anteil der deutschlandweiten Wind- und PV-Leistungseinspeisung und resultierende Abweichungen für verschiedene Sicherheitsniveau aus [129]

Zuverlässigkeitsniveau in %	Gesicherter Anteil an der Gesamteinspeisung ohne Berücksichtigung des Vorhersagehorizonts und der Prognosehöhe in %		Gesicherter Anteil an der Gesamteinspeisung mit Berücksichtigung des Vorhersagehorizonts und der Prognosehöhe in %	
	Wind	PV	Wind	PV
90,00	64	88	77	89
95,00	53	83	70	84
99,00	34	68	56	73
99,90	20	46	39	59
99,99	10	20	32	56

Konzept:

Das Konzept beruht auf der Verwendung historischer Daten mit dem Ziel einer Szenarienburgung. Die Datengrundlage muss herangezogen werden aus Regelleistungsmarkt (PRL, SRL und MRL) und Spot-Markt (DA und ID) sowie historische Erzeugungsdaten für Wind und PV. Zudem werden z. B. Abrufmengen für den Regelleistungsmarkt mitverwendet. Darüber hinaus müssen für Wind und PV die Prognosen für das VK und das deutsche Marktgebiet vorliegen, damit eine Marktbeteiligung geplant werden kann. Abbildung 12 präsentiert das Konzept mit allen Eingangsdaten und Verarbeitungsschritten.

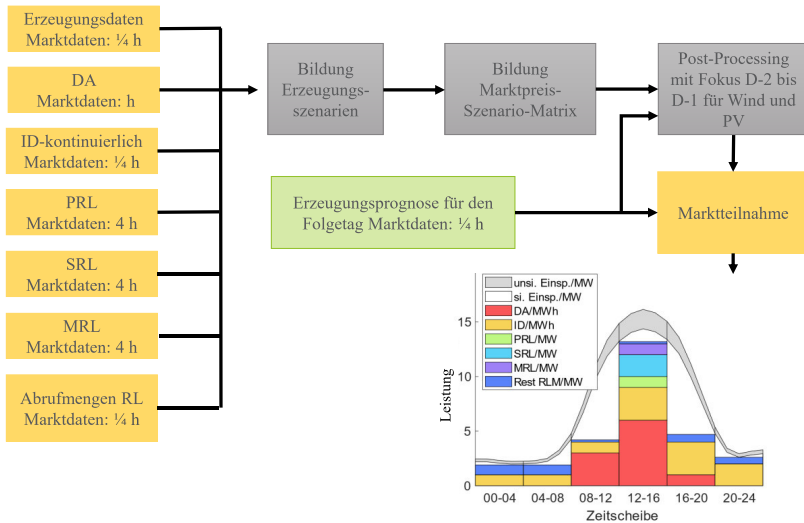


Abbildung 12 Konzept zur strommarktumfassenden Marktpartizipation

Das Konzept beruht im ersten Schritt auf der Bildung von Erzeugungsszenarien. Anschließend wird innerhalb des Konzeptes die Marktpreis-Szenario-Matrix gebildet (vgl. Abbildung 13 und Abbildung 14). Die Marktpreis-Szenario-Matrix ordnet dabei individuell z. B. einem Niedrig-Wind- und Niedrig-PV-Erzeugungsszenario die historischen Marktpreise für jeden Markt zu, wie im Detail in Abbildung 14 dargestellt. Darüber hinaus können in Abhängigkeit der Erzeugungsszenarien erwartete Arbeitspreise des Regelleistungsmarktes ermittelt werden. Dies erfolgt auf Basis von Abrufwahrscheinlichkeiten, die wiederum aus der Erzeugungssituation abgeleitet werden. Diese werden zusätzlich den Marktpreiserwartungswerten zugeordnet. Abschließend muss ein Post-Processing stattfinden, welches z. B. durch Künstliche Intelligenz Marktdaten und Erzeugungsdaten der vergangenen z. B. zwei bis vier Tage stärker berücksichtigt. Eine Marktbeteiligung kann nun anhand der prognostizierten Erzeugungsleistung und anhand des maximal zu erwartendem Marktpreis bzw. anhand einer sinnvollen Risikosteuerung zwischen den Märkten erfolgen. Dabei wird die verbleibende unsichere Einspeiseleistung am kontinuierlichen ID-Markt gehandelt, sofern diese noch verfügbar ist.

Abbildung 13 präsentiert exemplarisch wie aus den benannten historischen Daten für verschieden starke Erzeugungsleistung aus Wind und PV zuerst Erzeugungsszenarien gebildet werden. Anschließend können die Szenarien mit unterschiedlichen Wind- und PV-Intensitäten den resultierenden Marktpreisen für die verschiedenen Märkte zugeordnet

werden. Die Erzeugungsszenarien werden dafür im Vorhinein definiert, sodass beispielhaft für PV eine Erzeugungsleistung von 0 MW bis 1000 MW, bezogen auf den gesamten Markt, als niedrige Erzeugung deklariert wird.

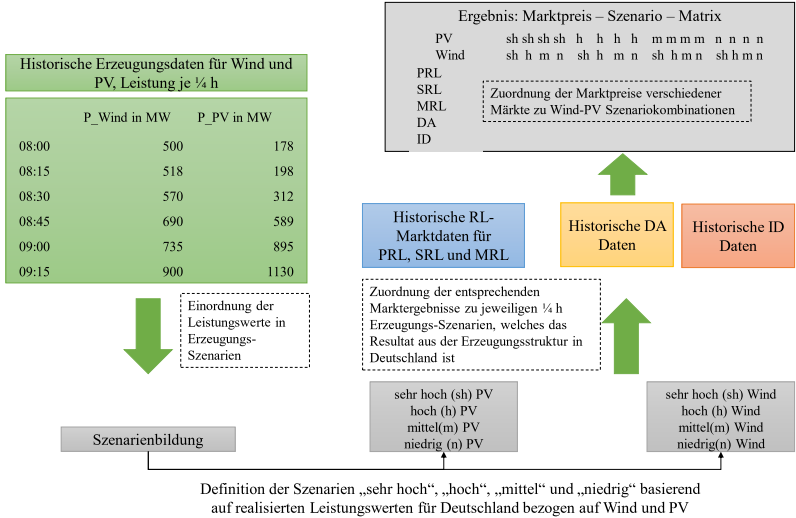


Abbildung 13 Bildung der Erzeugungsszenarien basierend auf den historischen Erzeugungsdaten mit Überleitung zur Marktpreis-Szenario-Matrix

Abbildung 14 zeigt die detaillierte Zuordnung der Erzeugungsszenarien zu Märkten und Marktpreisen, wobei dies im ¼-h-Werten durchgeführt werden muss, um letztlich die Wahl zwischen z. B. ID- und PRL-Markt zu ermöglichen. Dieser Vorgang muss für eine Datenbasis von z. B. einem Jahr für jede Viertelstunde durchgeführt werden, sodass für jeden Markt eine Marktpreis-Szenario-Matrix existiert. Die Marktentscheidung wird abschließend anhand der Marktpreiserwartungswerte als Mittelwert eines 4-h-Blocks getroffen. Das Resultat für jeden Markt ist, dass für eine definierte Erzeugungskombination aus Wind- und PV-Prognose ein Marktpreiserwartungswert auf Basis historischer Daten ermittelt werden kann. Die Marktbeitragsleistung erfolgt anhand der sicheren prognostizierten Einspeisung durch Zuhilfenahme von Tabelle 13. Unsichere Leistung kann für den ID-Handel genutzt werden.

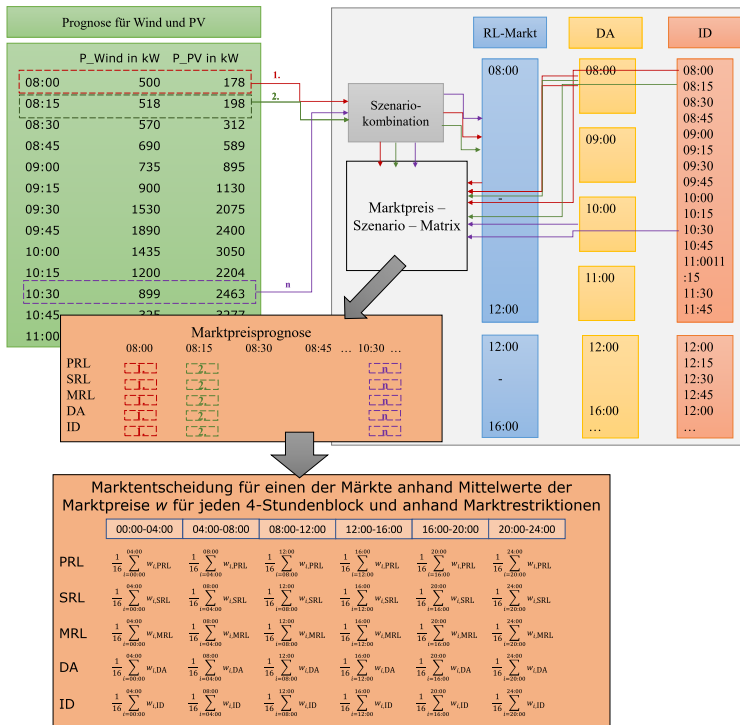


Abbildung 14 Bildung der Marktpreis-Szenario-Matrix basierend auf den Erzeugungsszenarien und Marktpreisen

Das vorgestellte Konzept bietet die Möglichkeit für VK-Betreiber eine marktübergreifende planerische Optimierung durchzuführen, Erzeugungsanlagen optimal einzusetzen und die Gewinne zu maximieren. Ein wesentlicher Vorteil ist die einfache Struktur bis zur Marktpreis-Szenario-Matrix, sodass langfristige Markteffekte berücksichtigt werden können. Darüber hinaus sind kurzfristige Effekte durch das Post-Processing abgedeckt und die Möglichkeit der Steuerung des Risikos bietet jedem Anwender eine individuelle Möglichkeit Präferenzen (risikoavers/risikoaffin) einfließen zu lassen. Eine Anwendung und Optimierung des Konzepts muss jedoch in anschließenden wissenschaftlichen Untersuchungen erfolgen und überschreitet den Rahmen dieser Dissertation.

3.5 Zusammenfassung technischer und ökonomischer Parameter des beispielhaften Virtuellen Kraftwerks

Für die weiteren Arbeiten innerhalb der Algorithmenentwicklung in Kapitel 4 und für die Betrachtung der Ergebnisse in Kapitel 5 ist es notwendig, verschiedene allgemeingültige sowie spezifische technische und ökonomische Randbedingungen zu definieren. In Abschnitt 3.4.1 werden die zu berücksichtigenden Voraussetzungen und Rahmenbedingungen von Spot- und Regelleistungsmarkt beschrieben. Darüber hinaus definiert sich die gesamte installierte Erzeugungsleistung des Virtuellen Kraftwerks aus den Daten des statistischen Mittelspannungsnetzes in 3.1 mit 118,18 kW Biomasse, 11155,16 kW PV und 3504,7 kW Wind. Tabelle 14 gibt eine Übersicht zu variablen und fixen Kosten der Erzeugungsanlagen, welche innerhalb dieser Arbeit verwendet werden. Dabei wird immer die eher pessimistische obere Preisgrenze verwendet, da Kosten für z. B. Personal, Servertechnik und ggf. eine Leitwarte für das Virtuelle Kraftwerk nicht separat definiert werden können. In verschiedenen Quellen wird davon ausgegangen, dass dies in den variablen sowie jährlichen fixen Kosten enthalten ist [130], [131], [132].

Tabelle 14 Kostenübersicht der Erzeugungsanlagen

	Variable Kosten in €/kWh	Jährliche fixe Kosten in €/kW
Windenergieanlagen [133]	0,0241 – 0,0268	69,2 – 78,7
Photovoltaikanlagen [130]	0,015	24,00 - 56,00
Biomassemassenanlagen [130]	0,03	66,67 – 133,33

Neben den Kosten für den Betrieb der Anlage können ebenfalls Investitionskosten in € je kW definiert werden, die in der späteren ökonomischen Auswertung bzw. auch bei der Planung der Errichtung eines VK berücksichtigt werden müssen. Mit den mittleren Daten aus [130] können nachstehende Investitionskosten (siehe Tabelle 15) für das betrachtete VK bestimmt werden. Anhand dieser Werte und dem erwarteten Ertrag je Technologie kann eine optimale Zusammensetzung des VK erreicht werden. Mit den Investitionskosten in € pro Tag bezogen auf eine geplante Laufzeit von 20 Jahren, 15 Jahren oder kürzer ist es möglich die Wirtschaftlichkeit eines Vorhabens einzuschätzen. Die Investitionskosten pro Tag berechnen sich aus den gesamten Investitionskosten geteilt durch die Summe der Tage der geplanten Laufzeit.

Tabelle 15 Investitionskosten für das exemplarische VK runter gerechnet auf Investitionskosten pro Tag für 15 Jahre Laufzeit und 20 Jahre Laufzeit nach [130]

	Investkosten in € je kW	Installierte Leistung in kW	Investitionsko sten in €	Investkosten in € pro Tag bei 20 Jahren Laufzeit	Investkosten in € pro Tag bei 15 Jahren Laufzeit
Biomasse	3000	118,18	354'540	48,57	64,76
PV	700	11155,16	7'808'612	1069,67	1426,23
Wind	1750	3504,70	6'133'255	840,17	1120,22

Die in der Parametrierung der Algorithmen verwendeten Planungszeitreihen für Spotmarkt und Regelleistungsmarkt beruhen auf historischen Werten. In der Verwendung der Case-Studies wird vereinfacht davon ausgegangen, dass dies die resultierenden Prognosezeitreihen sind und somit in die Optimierung mit eingehen. Darüber hinaus werden in der Basisannahme die ID-Marktpreise nur mit 90% des realen Marktwertes in die Optimierung aufgenommen. Dies soll eine planerische Unsicherheit widerspiegeln und den ID-Preis nicht optimistischer einschätzen als er ggf. am Vortag betrachtet wird. Weiterhin werden zeitlich zu den Marktpreisen zugehörige skalierte Prognosezeitreihen des ÜNB 50Hertz Transmission GmbH für die PV- und Windenergieanlagen verwendet (siehe 3.1). Darüber hinaus werden für die in den nächsten Kapiteln 4 und 5 vorgestellten Betriebskonzepte „Regionalversorger“ und „Reaktive Einsatzplanung“ folgende vorbereitende Annahmen getroffen. Der angenommene relativ günstige Regionalversorgererlös beträgt ohne Steuern und Abgaben 7 ct/kWh. Diese Annahme beruht auf der Grundlage von [134] in dem für 2021 für die durchschnittlichen Kosten für Beschaffung, Vertrieb und Marge ein Wert von 7,91 ct/kWh berechnet wurde. Die Abweichung der Prognosen von day-ahead zu intraday für Wind und PV wird zufallsbasiert modelliert, wobei die maximale Abweichung 7% der maximalen Leistung beträgt. Dies wird in der Reaktiven Einsatzplanung verwendet, um eine Optimierung auf Basis der Day-Ahead-Optimierung mit veränderten Werten für Wind und PV im Intraday vorzunehmen. Tabelle 16 gibt abschließend eine Zusammenfassung über technische Vorgaben und ökonomischen Randbedingungen die innerhalb der Parametrierung der Algorithmen verwendet werden. Die Tabelle beinhaltet Informationen zu PV-, Wind- und Biomasseanlagen sowie zur Strombörse. Insbesondere zur Biomasseanlage werden zusätzliche Informationen wie z. B. zum Leistungsgradient für die Bereitstellung von Regelleistung sowie zu Arbeitspunkten gegeben.

Tabelle 16 Übersicht zu Kosten und technischen Rahmenbedingungen für Börse, Wind, PV und Biomasse als Grundlage zur Parametrierung der Algorithmen, einschließlich Variablenbezeichnung

	Bezeichnung	Wert	Erklärung
Börse	c Stromboerse	0,04	variable Handelsgebühren (Day-Ahead-Auktion) in €/MWh
	c Stromboersefix	18000	jährliche fixe Handelsgebühren (Day-Ahead-Auktion + kont. IH) in €/Jahr
	P Aukmin	0,1	minimale Kontraktgröße in der Day-Ahead-Auktion in MWh
	c Intraday	0,09	variable Handelsgebühren (kont. Intraday-Handel, originator) in €/MWh
	P kontIHmin	0,1	minimale Kontraktgröße im kont. Intraday-Handel in MWh
Wind	f Windmin	0	minimaler Betriebspunkt der Windanlagen in % von P_inst-Wind
	f Windmax	100	maximaler Betriebspunkt der Windanlagen in % von P_inst-Wind
	c Wind	0,0268	variable Kosten der Windanlagen in €/kWh
	c Windfix	78,7	jährliche fixe Kosten der Windanlagen in €/(kW·Jahr)
PV	f PVmin	0	minimaler Betriebspunkt der PV-Anlagen in % von P_instPV
	f PVmax	100	maximaler Betriebspunkt der PV-Anlagen in % von P_instPV
	c PV	0,015	variable Kosten der PV-Anlagen in €/kWh
	c PVfix	56	jährliche fixe Kosten der PV-Anlagen in €/(kW·Jahr)
Biomasse	f Biomassemin	40	minimaler Betriebspunkt der Biomasseanlagen in % von P_instBiomasse
	f Biomassemax	100	maximaler Betriebspunkt der Biomasseanlagen in % von P_instBiomasse
	f BiomassePRL	20	Anteil der Biomasseanlagen, der PRL-fähig ist in % von P_instBiomasse
	P BiomasseStart	50	Leistung der Biomasseanlagen in t = 0 in % von P_instBiomasse
	dP_BiomassePos	10	maximale positive Leistungsänderung pro Minute in %/min von P_instBiomasse
	dP_BiomasseNeg	10	maximale negative Leistungsänderung pro Minute %/min von P_instBiomasse
	c Biomasse	0,03	variable Kosten der Biomasseanlagen in €/kWh
	c Biomassefix	133,33	jährliche fixe Kosten der Biomasseanlagen in €/(kW·Jahr)

4 Day-Ahead- und Intraday- Betriebsführungskonzepte für Virtuelle Kraftwerke

Kapitel 4 beschreibt die entwickelten Betriebskonzepte, die sowohl netzdienlich als auch betriebswirtschaftlich motiviert sein können. Darüber hinaus wird innerhalb des Kapitels auf den Aufbau der Programmstruktur eingegangen, mit der verschiedene Case Studies berechnet werden. Die für die Umsetzung gewählte Softwareumgebung ist MATLAB. Die Entwicklung von Optimierungsalgorithmen für die Day-Ahead- und Intraday-Planung erfolgt vor dem Hintergrund, dass ein geeigneter Solver innerhalb von MATLAB gewählt werden muss. Dafür wird die anwendungsspezifische Zielfunktion, die minimiert oder maximiert wird, unter Berücksichtigung verschiedener Nebenbedingungen aufgestellt. Die Nebenbedingungen ergeben sich aus den in Kapitel 3 beschriebenen technischen sowie ökonomischen Charakteristika. In der Dissertation wird für den spezifischen Anwendungsfall die gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung (MILP) zur Lösung des Optimierungsproblems verwendet. Der entsprechend genutzte Solver ist *intlinprog*. Dies ergibt sich daraus, dass die Zielfunktion, unabhängig vom Betriebskonzept linear ist und einige Nebenbedingungen, wie die Teilnahme zur Regelleistung diskrete, ganzzahlige Werte annehmen. Weiterhin sind z. B. die Entscheidungsvariablen der Wirkleistungserzeugung der EE-Anlagen durch reelle Zahlen gekennzeichnet. Ferner ist es notwendig, mit binären Variablen logische Entscheidungen zu modellieren. Auf Basis dieser exemplarisch dargestellten Eigenschaften für Zielfunktion und Nebenbedingungen wird anhand der MATLAB „Optimization Decision Table“ [135] der Solver *intlinprog* für die Optimierung gewählt. Zu Beginn wird die Zielfunktion entsprechend der Gewinnmaximierung definiert und implementiert. Anschließend werden die verschiedenen technischen und wirtschaftlichen Ober- und Untergrenzen sowie lineare Nebenbedingungen mit aufgenommen. Schließlich müssen noch die ganzzahligen Nebenbedingungen und binären Entscheidungen mit integriert werden. Der Solver findet entweder durch die Anwendung des Simplex-Algorithmus oder mit Hilfe der linearen Optimierung ohne ganzzahlige Nebenbedingungen eine erste, vereinfachte Startlösung. Konnte das Problem gelöst werden, ist der Algorithmus beendet, was jedoch aufgrund der Komplexität selten zutrifft. Wenn das Problem nicht gelöst werden kann, so dient diese Lösung als Startlösung, um mit Hilfe von Branch and Bound eine exakte Lösung zu definieren. Die Methode Branch and Bound berücksichtigt alle Nebenbedingungen und Ungleichheiten durch die Generierung von Teilproblemen und findet schließlich die beste Lösung, wenn diese Lösung innerhalb eines definierten Toleranzbereichs zu den anderen Lösungen liegt.

4.1 Betriebsführungskonzepte

Die in dieser Dissertation entwickelten und modellierten Betriebsführungskonzepte verfolgen den Zweck der Netzdienlichkeit. Eine Netzdienlichkeit für den Netzbetreiber wird im ersten Schritt schon dadurch erreicht, dass Fahrpläne für dezentral volatil einspeisende Anlagen erstellt werden, indem diese aggregiert, zentral gesteuert und optimiert werden. Zudem ist es mit jedem Fahrplan möglich, Flexibilitätspotentiale zu identifizieren. Dies kann z. B. die Differenz zwischen maximal möglicher Einspeisung und dem optimierten Fahrplan – Leistungsanhebung – oder die Differenz zwischen optimiertem Fahrplan und minimaler Einspeisung – Leistungsabsenkung – sein. Dabei ist die Bereitstellung von Systemdienstleistungen zu beachten. Die Aggregation der Leistung der Anlagen, das sogenannte Pooling, ermöglicht zudem die Bereitstellung von Regelleistung aus Erneuerbaren Energien. Basierend auf dieser grundsätzlichen Netzdienlichkeit werden folgend die Konzepte vorgestellt. Diese Konzepte wurden bereits teilweise oder ganz innerhalb des Journals „*Algorithms for Technical Integration of Virtual Power Plants into German System Operation*“ [136] präsentiert und sind im Rahmen der Dissertation entstanden. Diese Konzepte sind nicht nur auf VK-Betreiber, sondern auch auf kleinere Stadtnetz- bzw. Stadtwerkbetreiber anwendbar. Das VK bzw. der VK-Betreiber wird dabei stellvertretend benannt.

Grundsätzlich werden die Konzepte in die zwei Hauptgruppen „Netzdienliche Betriebskonzepte“ und „Wirtschaftliche Betriebskonzepte“ eingeteilt. Netzdienliche Betriebskonzepte sind die Bereitstellung von Primärregelleistung, positiver und negativer Sekundärregelleistung und die Vorhaltung von positivem und negativem Redispatchvermögen. Weiterhin wird mit der reaktiven Einsatzplanung ein Konzept vorgeschlagen, welches zur Einhaltung der day-ahead gemeldeten Fahrpläne beiträgt in dem im Intraday, nach Änderung der Prognosen, diese möglichst nicht mehr verändert werden. Auf der anderen Seite stehen die wirtschaftlichen Betriebskonzepte mit einer klassischen Gewinnmaximierung und dem Konzept als Regionalversorger. Abbildung 15 fasst die entsprechende Unterteilung mit den jeweils zugehörigen Betriebskonzepten zusammen. Ergebnis ist immer ein Fahrplan, der beschreibt, wie Leistung mit welchem Erzeugungstyp bereitgestellt wird und wie groß die Beteiligung am jeweiligen Markt ist. Gleichzeitig werden die Kosten, Erlöse und Gewinne der jeweiligen Fahrweise ausgegeben. Alle Betriebskonzepte werden nach der Beschreibung in Kapitel 4 innerhalb der Case Studies in Kapitel 5 anhand von technischen und ökonomischen Werten verglichen.

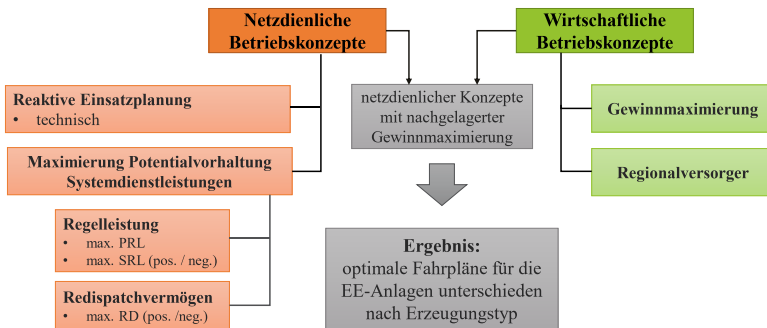


Abbildung 15 Zusammenfassung der entwickelten Betriebskonzepte

4.2 Wirtschaftliche Betriebskonzepte

Das Kernziel eines VK-Betreibers in einem Marktsystem ist es immer, den Gewinn zu maximieren, unabhängig von der operativen Situation im Stromnetz. Dabei definieren die regulatorischen und technischen Rahmenbedingungen sowie die Ausgestaltung des Marktes und der Markteintrittsbarrieren die maximal möglichen Gewinne. Zudem kann es entscheidend sein, die Art der Anlagenpoolzusammensetzung zu optimieren. Dies ist jedoch ein vorgelagerter Optimierungsschritt der innerhalb der Untersuchungen nicht näher betrachtet wird. Daher wird von dem in Kapitel 3 vorgegebenen Anlagenportfolio ausgegangen. Weiterhin wird davon ausgegangen, dass der VK-Betreiber vollen Zugriff auf jede Anlage hat und alle Kosten zu tragen hat. Es wird an dieser Stelle die Annahme getroffen, dass keine weiteren Kosten für z. B. die Miete für PV-Flächen auf Gebäuden, Freiflächen für größere PV und Windenergieanlagen oder den Aufbau der Steuerungs- und Kommunikationstechnik anfallen. Zum einen wurden relativ hohe Kosten für die Anlagen angenommen, die diese Kosten teilweise mit abdecken sollen. Zum anderen ist es nicht möglich, eine valide zeitlich und örtlich unabhängige Marktrecherche durchzuführen, die statistisch wiedergibt, wie viel Kosten potentiell für die Miete der genannten Flächen anfallen können. Aus den Methoden und Ergebnissen lässt sich jedoch ableiten, wie viel eine solche Miete maximal kosten darf.

4.2.1 Betriebskonzept Gewinnmaximierung

Ziel dieses Betriebskonzeptes ist es, den Gewinn auf Basis von aktuellen Informationen zu Marktdaten (Gewinne, englisch profit p) und der Marktbeteiligung in Form von Leistung P für den Regelleistungsmarkt ($p_{PRL/SRL/MRL} / P_{PRL/SRL/MRL}$), Day-Ahead-Auktion

($p_{\text{auction}} / p_{\text{auc}}$) ($p_{\text{auction}} / P_{\text{wind/pv/bio, auc}}$) und kontinuierlichem Intraday-Handel (IH) ($p_{\text{IH,T}} / P_{\text{wind/pv/bio, IH,T}}$) zu maximieren. Die Day-Ahead-Maximierung wird für den Folgetag durchgeführt, wobei sich die Planung zur Teilnahme am kontinuierlichen Intraday-Handel auch auf den Folgetag (Index: T) bezieht. Die Zielfunktion ergibt sich somit als Maximierung des Gesamtgewinns aus der Maximierung der Summe der Einzelgewinne bei der Verteilung der verfügbaren Leistung auf die verschiedenen Verkaufsoptionen wie in Gleichung (4.1) dargestellt. Die Maximierung erfolgt dabei für einen Tag unter Berücksichtigung der Prognosen der Einspeiseleistung der Erzeugungsanlagen ($P_{\text{wind/pv, forecast}}$), der installierten Leistung und verschiedener weiterer Nebenbedingungen für jeden Viertelstundenzeitschritt t eines Tages. Dies resultiert für jeden Tag in einem optimalen Erzeugungsfahrplan für jeden Erzeugungstyp (P_{wind} , P_{pv} und P_{bio}).

$$\begin{aligned}
 \max f(p) = & p_{\text{wind}}(t) \cdot P_{\text{wind}}(t) + p_{\text{pv}}(t) \cdot P_{\text{pv}}(t) + p_{\text{bio}}(t) \cdot P_{\text{bio}}(t) \\
 & + p_{\text{auction}}(t) \cdot P_{\text{wind, auc}}(t) + p_{\text{auction}}(t) \cdot P_{\text{pv, auc}}(t) \\
 & + p_{\text{auction}}(t) \cdot P_{\text{bio, auc}}(t) \\
 & + p_{\text{IH,T}}(t) \cdot P_{\text{wind, IH,T}}(t) + p_{\text{IH,T}}(t) \cdot P_{\text{pv, IH,T}}(t) \\
 & + p_{\text{IH,T}}(t) \cdot P_{\text{bio, IH,T}}(t) \\
 & + p_{\text{PRL}}(t) \cdot P_{\text{PRL}}(t) \\
 & + p_{\text{SRL, pos}}(t) \cdot P_{\text{SRL, pos}}(t) + p_{\text{SRL, neg}}(t) \cdot P_{\text{SRL, neg}}(t) \\
 & + p_{\text{MRL, pos}}(t) \cdot P_{\text{MRL, pos}}(t) + p_{\text{MRL, neg}}(t) \cdot P_{\text{MRL, neg}}(t)
 \end{aligned} \tag{4.1}$$

Für die weitere Berechnung sind die nachstehend aufgeführten wichtigsten Nebenbedingungen (4.2) – (4.47) dargestellt. Diese beschreiben u. a. zu berücksichtigende Kosten, technische Betriebspunkte und die Einhaltung von durch die Märkte gegebene Zeitscheiben.

- Die Gewinnberechnung (Gleichungen (4.2) - (4.6)) basiert auf der Berechnung der marktabhängigen Erlöse (r) und den Kosten (c) für die jeweilige Marktbeteiligung sowie den Kosten, die für den Betrieb der Anlagen anfallen. Diese Kosten für die Anlagen schließen variable und jährlich fixe Kosten ein. Dies wird ebenfalls bei der Marktbeteiligung berücksichtigt.

$$p_{\text{wind}}(t) = -c_{\text{wind}} \tag{4.2}$$

$$p_{\text{pv}}(t) = -c_{\text{pv}} \tag{4.3}$$

$$p_{\text{bio}}(t) = -c_{\text{bio}} \tag{4.4}$$

$$P_{\text{auction}}(t) = r_{\text{auction}}(t) - c_{\text{auction}} \quad (4.5)$$

$$P_{\text{IH,T}}(t) = r_{\text{IH,T}}(t) - c_{\text{IH,T}} \quad (4.6)$$

- Die minimale verfügbare Leistung aus den Erzeugungsanlagen für Wind, PV und Biomasse muss wie nachstehend (Formeln (4.7) - (4.9)) für die Optimierung bestimmt werden. Die Variablen $f_{\text{wind,min}}$, $f_{\text{pv,min}}$ und $f_{\text{bio,min}}$ setzen die unteren Grenzen für die minimale Erzeugungsleistung. Das Minimum für Wind und PV ist standardmäßig auf null gesetzt, wohingegen die minimale Erzeugungsleistung für Biomasse nebenprozessabhängig höher gesetzt wird. Ein Nebenprozess ist z.B. die Bereitstellung von Wärme.

$$f_{\text{wind,min}} \cdot P_{\text{wind,forecast}}(t) \leq P_{\text{wind}}(t) \quad (4.7)$$

$$f_{\text{pv,min}} \cdot P_{\text{pv,forecast}}(t) \leq P_{\text{pv}}(t) \quad (4.8)$$

$$f_{\text{bio,min}} \cdot P_{\text{bio,inst}} \leq P_{\text{bio}}(t) \quad (4.9)$$

- Der Leistungsgradient von Biomasseanlagen ist, ähnlich wie bei konventionellen Anlagen, nicht unendlich und damit begrenzt. Die maximale Änderungsrate für Leistungserhöhung und Leistungsreduzierung zwischen zwei aufeinander folgenden Zeitschritten wird beschrieben durch $f_{\Delta P_{\text{bio,pos}}}$ und $f_{\Delta P_{\text{bio,neg}}}$. Weiterhin ist zu beachten, dass für $t=1$ eine Einspeiseleistung für das vorherige Zeitintervall $t=0$ festgelegt werden muss, damit die maximal möglichen Rampen nicht überschritten werden. Dieser Startwert wird mit Hilfe von $f_{\text{bio,Start}} \cdot P_{\text{bio,inst}}$ ermittelt.

Erhöhung der Leistung für $t=1$:

$$P_{\text{bio}}(t) - f_{\text{bio,Start}} \cdot P_{\text{bio,inst}} \leq f_{\Delta P_{\text{bio,pos}}} \cdot P_{\text{bio,inst}} \quad (4.10)$$

Erhöhung der Leistung für $t=2$:

$$P_{\text{bio}}(t) - P_{\text{bio}}(t-1) \leq f_{\Delta P_{\text{bio,pos}}} \cdot P_{\text{bio,inst}} \quad (4.11)$$

Verringerung der Leistung für $t=1$:

$$f_{\text{bio,Start}} \cdot P_{\text{bio,inst}} - P_{\text{bio}}(t) \leq f_{\Delta P_{\text{bio,neg}}} \cdot P_{\text{bio,inst}} \quad (4.12)$$

Verringerung der Leistung für $t=2$:

$$P_{\text{bio}}(t-1) - P_{\text{bio}}(t) \leq f_{\Delta P_{\text{bio,neg}}} \cdot P_{\text{bio,inst}} \quad (4.13)$$

- Insbesondere für die Biomasseanlagen müssen aufgrund der technischen Charakteristika der Anlagen die Grenzen der Leistungsbereitstellung für Regelleistung definiert und berücksichtigt werden (siehe Formeln (4.14) bis (4.17)). Dabei kann nicht jede Anlage die technischen Anforderungen zur Bereitstellung von PRL erfüllen. Daher kann der Anteil der Biomasse-Anlagen zur Bereitstellung von PRL mit dem Faktor $f_{\text{bio,PRL}}$ begrenzt werden. Weiterhin muss die Leistungsbereitstellung von PRL und SRL derart definiert werden, dass die technische Anforderung der jeweiligen Regelleistung eingehalten wird. PRL muss innerhalb von 30 s und SRL innerhalb von 5 min bereitgestellt werden. $f_{dP_{\text{bio,pos}}}$ und $f_{dP_{\text{bio,neg}}}$ definieren dafür die maximal mögliche positive und negative Leistungsänderungsrate der Biomasseanlage innerhalb einer Minute.

Erbringung der PRL innerhalb von 30 s, positiv und negativ:

$$dP_{\text{bio,PRL,pos}}(t) \leq \frac{f_{dP_{\text{bio,pos}}}}{2} \cdot f_{\text{bio,PRL}} \cdot P_{\text{bio,inst}} \quad (4.14)$$

$$dP_{\text{bio,PRL,neg}}(t) \leq \frac{f_{dP_{\text{bio,neg}}}}{2} \cdot f_{\text{bio,PRL}} \cdot P_{\text{bio,inst}} \quad (4.15)$$

Erbringung der SRL innerhalb von 5 min, positiv oder negativ:

$$dP_{\text{bio,SRL,pos}}(t) \leq 5 \cdot f_{dP_{\text{bio,pos}}} \cdot P_{\text{bio,inst}} \quad (4.16)$$

$$dP_{\text{bio,SRL,neg}}(t) \leq 5 \cdot f_{dP_{\text{bio,neg}}} \cdot P_{\text{bio,inst}} \quad (4.17)$$

- Die Ungleichungen (4.18) bis (4.23) definieren die Nebenbedingungen zur maximal möglich Regelleistungsbereitstellung. Sie ergeben sich aus den Angaben zur Regelleistungsmarktbeschreibung, wobei eine Kernanforderung die Verfügbarkeit der jeweiligen Regelleistung für einen definierten Zeitraum ist. PRL muss kontinuierlich mit derselben Leistung über den Tag verfügbar sein, SRL sowie MRL müssen, unterteilt in 4 h-Produkte, kontinuierlich verfügbar sein. MRL und SRL können dabei zusätzlich in positive und negative Regelleistung unterschieden werden. Diese Berechnung erfolgt unter Berücksichtigung der verfügbaren Leistung aus den Erzeugungsanlagen, die sich aus der maximalen Anlagenleistung bzw. aus der Einspeiseprognose ergibt. Für die positiven und negativen Regelleistungen wird die Differenz aus den maximal möglichen Leistungen und der minimalen Leistung gebildet. Berücksichtigung finden zudem die Bedingungen für PRL und SRL der Biomasse-Anlagen.

PRL positiv und negativ:

$$\begin{aligned} P_{\text{PRL}}(t) \leq & P_{\text{wind,forecast}}(t) - P_{\text{wind}}(t) \\ & + P_{\text{pv,forecast}}(t) - P_{\text{pv}}(t) \\ & + dP_{\text{bio,PRL,pos}}(t) \end{aligned} \quad (4.18)$$

$$\begin{aligned} P_{\text{PRL}}(t) \leq & P_{\text{wind}}(t) - f_{\text{wind,min}} \cdot P_{\text{wind,forecast}}(t) \\ & + P_{\text{pv}}(t) - f_{\text{pv,min}} \cdot P_{\text{pv,forecast}}(t) \\ & + dP_{\text{bio,PRL,neg}}(t) \end{aligned} \quad (4.19)$$

SRL positiv und negativ:

$$\begin{aligned} P_{\text{SRL,pos}}(t) \leq & P_{\text{wind,forecast}}(t) - P_{\text{wind}}(t) \\ & + P_{\text{pv,forecast}}(t) - P_{\text{pv}}(t) \\ & + dP_{\text{bio,SRL,pos}}(t) \end{aligned} \quad (4.20)$$

$$\begin{aligned} P_{\text{SRL,neg}}(t) \leq & P_{\text{wind}}(t) \\ & - f_{\text{wind,min}} \cdot P_{\text{wind,forecast}}(t) \\ & + P_{\text{pv}}(t) \\ & - f_{\text{pv,min}} \cdot P_{\text{pv,forecast}}(t) \\ & + dP_{\text{bio,SRL,neg}}(t) \end{aligned} \quad (4.21)$$

MRL positiv und negativ:

$$\begin{aligned} P_{\text{MRL}}(t) \leq & P_{\text{wind,forecast}}(t) - P_{\text{wind}}(t) \\ & + P_{\text{pv,forecast}}(t) - P_{\text{pv}}(t) \\ & + P_{\text{bio,inst}} - P_{\text{bio}}(t) \end{aligned} \quad (4.22)$$

$$\begin{aligned} P_{\text{MRL}}(t) \leq & P_{\text{wind}}(t) - f_{\text{wind,min}} \cdot P_{\text{wind,forecast}}(t) \\ & + P_{\text{pv}}(t) - f_{\text{pv,min}} \cdot P_{\text{pv,forecast}}(t) \\ & + P_{\text{bio}}(t) - f_{\text{bio,min}} \cdot P_{\text{bio,inst}} \end{aligned} \quad (4.23)$$

- Die verfügbare Redispatchleistung kann ähnlich wie Regelleistung in positive und negative Leistung unterteilt werden. Anders als bei Regelleistung gibt es jedoch keine weiteren technischen Anforderungen zur Bereitstellung dieser Leistung. Die nachstehenden Ungleichungen (4.24) und (4.25) beschreiben das maximale positive

und negative Vermögen zur Bereitstellung von Redispatchleistung. Sie wird zudem nicht vergütet oder ist nicht auf einem Markt handelbar, sodass dies ein rein technisches Vermögen ist.

$$\begin{aligned} P_{RD,pos}(t) &\leq P_{wind,forecast}(t) - P_{wind}(t) \\ &\quad + P_{pv,forecast}(t) - P_{pv}(t) \\ &\quad + P_{bio,inst} - P_{bio}(t) \end{aligned} \quad (4.24)$$

$$\begin{aligned} P_{RD,neg}(t) &\leq P_{wind}(t) - f_{wind,min} \cdot P_{wind,forecast}(t) \\ &\quad + P_{pv}(t) - f_{pv,min} \cdot P_{pv,forecast}(t) \\ &\quad + P_{bio}(t) - f_{bio,min} \cdot P_{bio,inst} \end{aligned} \quad (4.25)$$

- Eine durch die Bestimmungen der Systemdienstleistungen vorgegebene Bedingung ist das Verbot des mehrfachen Angebots von ein und derselben Leistungsscheibe für verschiedene Regelleistungsprodukte und Redispatchleistung. Dies ist eine enorm wichtige technische Bestimmung, die unter anderem gewährleistet, dass das Energiesystem stabil betrieben werden kann, indem genügend Regelleistung zur Verfügung steht. Formeln (4.26) bis (4.31) beschreiben eben diese Nebenbedingungen zur Vermeidung der doppelten Nutzung von Leistungsscheiben.

$$RL_{pos}(t) = P_{PRL} + P_{SRL,pos,4h}(t) + P_{MRL,pos,4h}(t) \quad (4.26)$$

$$\begin{aligned} RL_{pos}(t) + P_{RD,pos}(t) &\leq P_{wind,forecast}(t) - P_{wind}(t) \\ &\quad + P_{pv,forecast}(t) - P_{pv}(t) \\ &\quad + dP_{bio,PRL,pos}(t) \end{aligned} \quad (4.27)$$

$$\begin{aligned} RL_{pos}(t) + P_{RD,pos}(t) &\leq P_{wind,forecast}(t) - P_{wind}(t) \\ &\quad + P_{pv,forecast}(t) - P_{pv}(t) \\ &\quad + P_{bio,inst} - P_{bio}(t) \end{aligned} \quad (4.28)$$

$$RL_{neg}(t) = P_{PRL}(t) + P_{SRL,neg,4h}(t) + P_{MRL,neg,4h}(t) \quad (4.29)$$

$$\begin{aligned} RL_{neg}(t) + P_{RD,neg}(t) &\leq P_{wind}(t) - f_{wind,min} \cdot P_{wind,forecast}(t) \\ &\quad + P_{pv}(t) - f_{pv,min} \cdot P_{pv,forecast}(t) \\ &\quad + dP_{bio,PRL,neg}(t) \end{aligned} \quad (4.30)$$

$$\begin{aligned}
RL_{\text{neg}}(t) + P_{\text{RD,neg}}(t) \leq & P_{\text{wind}}(t) - f_{\text{wind,min}} \cdot P_{\text{wind,forecast}}(t) \\
& + P_{\text{pv}}(t) - f_{\text{pv,min}} \cdot P_{\text{pv,forecast}}(t) \\
& + P_{\text{bio}}(t) - f_{\text{bio,min}} \cdot P_{\text{bio,inst}}
\end{aligned} \tag{4.31}$$

- Weiterhin gelten aufgrund der Regelleistungmarktbestimmungen die Anforderungen für eine minimale Gebotsgröße sowie eine definierte minimale Größe für ein Angebotsinkrement. Am Beispiel der Primärregelleistung Formel (4.32) wird die minimale Angebotsgröße durch $P_{\text{PRL,min}}$ beschrieben. $y_{\text{PRL}}(t)$ ist die binäre Variable, die definiert, ob die minimale Gebotsgröße eingehalten wurde. Ist diese Bedingung nicht eingehalten, so wird die PRL auf Null gesetzt. Die Berücksichtigung des Angebotsinkrements ist dabei bereits in der verfügbaren PRL-Leistung ($P_{\text{PRL}}(t)$) enthalten. Die Formeln können dabei entsprechend auf positive und negative SRL bzw. MRL angewendet werden (siehe (4.33) bis (4.46)), wobei minimale Gebots- und Inkrementgrößen je nach Art der Regelleistung individuell anpassbar sind.

$$P_{\text{PRL}}(t) - y_{\text{PRL}}(t) \cdot P_{\text{PRL,min}} \geq 0 \quad \forall t \tag{4.32}$$

$$P_{\text{SRL,pos}}(t) - y_{\text{SRL,pos}}(t) \cdot P_{\text{SRL,min}} \geq 0 \quad \forall t \tag{4.33}$$

$$P_{\text{SRL,neg}}(t) - y_{\text{SRL,neg}}(t) \cdot P_{\text{SRL,min}} \geq 0 \quad \forall t \tag{4.34}$$

$$P_{\text{MRL,pos}}(t) - y_{\text{MRL,pos}}(t) \cdot P_{\text{MRL,min}} \geq 0 \quad \forall t \tag{4.35}$$

$$P_{\text{MRL,neg}}(t) - y_{\text{MRL,neg}}(t) \cdot P_{\text{MRL,min}} \geq 0 \quad \forall t \tag{4.36}$$

- Zu den bereits benannten Nebenbedingungen ist die Berücksichtigung der Zeitscheiben entscheidend für eine realitätsnahe Regelleistungsbereitstellung. Die verschiedenen Regelleistungsarten sind für die Erbringung über mehrere Zeitscheiben hinweg als konstant zu betrachten. Dies ist bedingt durch die Marktvorgaben. Die PRL muss dabei über alle Zeitabschnitte des Tages konstant vorgehalten werden. Dazu wird die Leistung des ersten Zeitabschnittes ($t = 1$) mit allen anderen Zeitabschnitten ($2 \leq t \leq 96$) gleichgesetzt.

$$P_{\text{PRL}}(1) = P_{\text{PRL}}(t) \quad \forall t \geq 2 \tag{4.37}$$

Für MRL und SRL gilt hingegen eine konstante Leistung getrennt nach positiver und negativer Regelleistung für sechsmal 4-Stunden-Blöcke je Tag. Die entsprechenden Formeln sind (4.38) bis (4.42), einschließlich der Hilfsvariablen für Zeitschritt (i) innerhalb des jeweiligen 4-Stunden-Blocks (j). Die Leistung jedes

Zeitschritts wird mit der Leistung aller anderen Zeitschritte innerhalb eines 4-Stunden-Blocks gleichgesetzt.

$$P_{\text{SRL, pos}}(1+16(j-1)) = P_{\text{SRL, pos}}(i+16(j-1)) \quad \forall i, j \quad (4.38)$$

$$P_{\text{SRL, neg}}(1+16(j-1)) = P_{\text{SRL, neg}}(i+16(j-1)) \quad \forall i, j \quad (4.39)$$

$$P_{\text{MRL, pos}}(1+16(j-1)) = P_{\text{MRL, pos}}(i+16(j-1)) \quad \forall i, j \quad (4.40)$$

$$P_{\text{MRL, neg}}(1+16(j-1)) = P_{\text{MRL, neg}}(i+16(j-1)) \quad \forall i, j \quad (4.41)$$

$$\begin{aligned} 2 \leq i \leq 16 \\ 1 \leq j \leq 6 \end{aligned} \quad (4.42)$$

- Innerhalb der Dissertation besteht die Möglichkeit Strom am Spotmarkt entweder in der Day-Ahead-Auktion zu verkaufen oder Leistung für den kontinuierlichen Intraday-Handel (IH) vorzuhalten (siehe Gleichungen (4.43) bis (4.46)). Im Day-Ahead-Handel erfolgt das Angebot eines Stundenproduktes und für den Intraday-Handel werden 15-Minuten Produkte vorgehalten. Da es sich um einen Day-Ahead-Planungsprozess handelt, müssen die Day-Ahead- und Intraday-Marktpreise als prognostizierte Werte angenommen werden. Kernbedingung ist, dass ein Verkauf nur unter wirtschaftlichen Bedingungen stattfinden kann, d. h. die anfallenden Kosten für Verkauf am Markt und den Betrieb der Anlagen sind kleiner als die möglichen Erlöse.

$$P_{\text{wind}}(t) = P_{\text{wind, auc}}(t) + P_{\text{wind, IH, T}}(t) \quad (4.43)$$

$$P_{\text{pv}}(t) = P_{\text{pv, auc}}(t) + P_{\text{pv, IH, T}}(t) \quad (4.44)$$

$$P_{\text{bio}}(t) = P_{\text{bio, auc}}(t) + P_{\text{bio, IH, T}}(t) \quad (4.45)$$

$$\begin{aligned} P_{\text{wind}}(t) + P_{\text{pv}}(t) + P_{\text{bio}}(t) = & P_{\text{wind, auc}}(t) + P_{\text{wind, IH, T}}(t) \\ & + P_{\text{pv, auc}}(t) + P_{\text{pv, IH, T}}(t) \\ & + P_{\text{bio, auc}}(t) + P_{\text{bio, IH, T}}(t) \end{aligned} \quad (4.46)$$

- Die Beschreibung der Nebenbedingungen für die Zeitscheiben am Spotmarkt erfolgt in der Gleichung (4.47). Die Gleichung beschreibt die Teilnahme am Day-Ahead-Markt mit Stundengebotes innerhalb dessen die angebotene Leistung konstant bleibt. Die Leistung des ersten Zeitschritts muss gleich der Leistung der folgenden drei Zeitschritte eines Stundenblocks sein.

- i Variable für die Zeitschritte einer Stunde, in der die angebotene Leistung konstant sein muss ($2 \leq i \leq 4$)
- j Variable für die jeweilige Stunde, in der die angebotene Leistung konstant sein muss ($1 \leq j \leq 23$)

$$\begin{aligned} & P_{\text{wind, auc}}(1+4j) + P_{\text{PV, auc}}(1+4j) + P_{\text{bio, auc}}(1+4j) \\ & = P_{\text{wind, auc}}(i+4j) + P_{\text{PV, auc}}(i+4j) + P_{\text{bio, auc}}(i+4j) \end{aligned} \quad (4.47)$$

4.2.2 Regionalversorger

Das Konzept des Regionalversorgers ist ein bereits häufig praktiziertes Konzept. Dieses gewinnt jedoch an Relevanz in einem Virtuellen Kraftwerk, welches innerhalb eines lokal begrenzten Bereichs viele kleine, dezentrale, volatile Anlagen der Nieder- und Mittelspannung bündelt. Bisher wurde dieser Ansatz nur mit regionalen mittelgroßen konventionellen Kraftwerken im Bereich einiger weniger MW bis mehrere hundert MW praktiziert. Insbesondere Bürgerbeteiligungskonzepte oder kleinere Stadtnetzbetreiber können von einem derartigen auf EE-Anlagen basierendem System profitieren, bei dem ein günstiger Endkundenpreis bei gleichzeitigen Gewinnmöglichkeiten für den Betreiber realisierbar ist. Dafür wird für den Verkauf ein lokaler Erlöspreis ($p_{\text{local}}(t)$) von 7 ct/kWh angenommen (vgl. Kapitel 3.5). Weiterhin besteht die Möglichkeit, Regelleistung anzubieten. Die Erlöse und Kosten für die Beteiligung am Spotmarkt sowie die zugehörigen Nebenbedingungen aus der Gewinnmaximierung entfallen innerhalb dieser Betrachtung. Somit ergibt sich die angepasste Zielfunktion (4.48). Zusätzlich wurde die Restriktion (4.49) eingeführt, die sicherstellt das neben der Bereitstellung von RL nur so viel Energie aus den EE-Anlagen bereitgestellt wird, wie innerhalb der Lastprognose ($P_{\text{Lastprognose}}(t)$) für ein definiertes Netzgebiet benötigt wird. Diese Bedingung wurde eingeführt, um Energie lokal zu vermarkten und aus netztechnischer Sicht überlagerte Netzbetreiber nicht zu belasten. Dies kann z. B. in Regionen mit häufiger Netzüberlastung durch hohe Einspeisung von EE-Anlagen ein praktikables Konzept sein, um den Netzausbau auch „für die letzte kWh“ aus EE-Anlagen zu vermeiden. Zudem werden dadurch ggf. das Bilanzkreismanagement bzw. das Management eines Bilanzierungsgebiets vereinfacht. Darüber hinaus kann die nicht verwendete Energie des Fahrplans z. B. als Flexibilität gegenüber dem überlagerten Netzbetreiber vermarktet werden.

$$\begin{aligned}
\max f(p_{\text{local}}) = & p_{\text{wind}}(t) \cdot P_{\text{wind}}(t) + p_{\text{pv}}(t) \cdot P_{\text{pv}}(t) + p_{\text{bio}}(t) \cdot P_{\text{bio}}(t) \\
& + p_{\text{local}}(t) \cdot P_{\text{wind,local}}(t) + p_{\text{local}}(t) \cdot P_{\text{pv,local}}(t) + p_{\text{local}}(t) \cdot P_{\text{bio,local}}(t) \\
& + p_{\text{PRL}}(t) \cdot P_{\text{PRL}}(t) + p_{\text{SRL,pos}}(t) \cdot P_{\text{SRL,pos}}(t) + p_{\text{SRL,neg}}(t) \cdot P_{\text{SRL,neg}}(t) \\
& + p_{\text{MRL,pos}}(t) \cdot P_{\text{MRL,pos}}(t) + p_{\text{MRL,neg}}(t) \cdot P_{\text{MRL,neg}}(t)
\end{aligned} \tag{4.48}$$

$$P_{\text{Lastprognose}}(t) \geq P_{\text{wind,local}}(t) + P_{\text{pv,local}}(t) + P_{\text{bio,local}}(t) \tag{4.49}$$

4.3 Netzdienliche Betriebskonzepte

Netzdienliche Betriebskonzepte haben im Rahmen dieser Dissertation einen vorrangig technisch unterstützenden Charakter. Diese Konzepte dienen zum einen dazu, die Vortags gemeldeten Fahrpläne möglichst einzuhalten und Prognosefehler auszugleichen, indem eigene Anlagenflexibilität genutzt wird. Andererseits stellen die netzdienlichen Betriebskonzepte fokussiert Regelleistung und Redispatchvermögen bereit. Diese Konzepte sind in einem EE-dominierten Energiesystem ggf. notwendig, finden jedoch aus heutiger Sicht noch keine Anwendung. Darüber hinaus fehlen aktuell finanzielle Anreize, um diese Betriebskonzepte umzusetzen. Jedoch bietet diese Arbeit und die entsprechenden Algorithmen die Möglichkeit zukünftige Anreizsysteme geschickt zu definieren.

4.3.1 Reaktive Einsatzplanung

Mit der Durchführung der Day-Ahead-Planung wie in Kapitel 4.2 beschrieben erfolgt eine optimale Verteilung der prognostizierten Einspeiseleistung aus den EE-Anlagen auf die verschiedenen Märkte bzw. auf die Planung zum Verkauf am Intraday-Markt. Dabei sind nicht nur die Prognosen zu Marktpreisen mit Unsicherheiten behaftet, sondern insbesondere die Erzeugungsprognosen für Wind- und PV-Einspeisung. Innerhalb der Untersuchungen wird dabei ausschließlich auf die Schwankungen der Einspeiseprognose eingegangen und die Marktpreise werden vereinfacht wie prognostiziert angenommen. Die reaktive Einsatzplanung zielt an dieser Stelle auf die Einhaltung der geplanten und dem Netzbetreiber gemeldeten Day-Ahead-Fahrpläne ab. Ziel ist es mit der Vorhaltung von Leistung, Prognosefehler ausgleichen zu können und in erster Priorität die angebotene Regelleistung auf jeden Fall bereitstellen zu können. Grundsätzlich wird diese Aufgabe, in Bezug auf Marktfahrpläne, bereits beim Bilanzkreismanagement übernommen, in dem der Bilanzkreisverantwortliche dafür sorgt, dass Erzeugung bzw. Kauf mit Verbrauch bzw. Verkauf im Bilanzkreis ausgeglichen sind. Der Bilanzkreisverantwortliche gleicht die Bilanz durch den Kauf und Verkauf von Energie im Intraday-Handel aus. Jedoch besteht dort aktuell nicht der Zugriff auf Kraftwerke und es bieten sich große Vorteile bei der Ausbilanzierung, wenn die Unsicherheiten der gemeldeten Fahrpläne

entfallen, insbesondere bei der Betrachtung von Virtuellen Kraftwerken mit einem dominierenden Anteil volatiler Erzeugungsanlagen.

Die Basisanforderung für die Umsetzung dieses Betriebskonzeptes ist somit die Verfügbarkeit von Leistungsflexibilität innerhalb des Anlagenpools. Zu diesem Zweck wird nicht die gesamte prognostizierte Leistung innerhalb der Day-Ahead-Optimierung verplant, sondern ein geringerer Anteil. Innerhalb der Untersuchung wurde mit 97% der prognostizierten Leistung gerechnet. Es kann jedoch auch ein beliebiger anderer Wert verwendet werden. Darüber hinaus ist eine zufallsbasierte Berechnung zur Abweichung der Day-Ahead-Wind- und -PV-Prognose implementiert, welche für die Intraday-Einspeisung eine maximale Abweichung von 7% zur ursprünglichen Prognose umsetzt. Unter den benannten Bedingungen präsentiert Gleichung (4.50) die Zielfunktion der Reaktiven Einsatzplanung. Ziel ist es die Abweichung zur geplanten Marktbeteiligung zu minimieren. Dabei ist die Kernvoraussetzung, dass die Abweichung vom Regelreserveangebot ($P_{\text{deviation,RL,pos}}(t)$ und $P_{\text{deviation,RL,neg}}(t)$) verboten ist. Dies wird erreicht, indem ein fiktiver sehr großer ökonomischer Strafterm ($p_{\text{deviation,RL}}$) mit einem Wert von 10'000 €/MW eingeführt wird. Ist es nicht möglich die Abweichung zwischen Day-Ahead-Fahrplan und intraday aufgetretener Einspeisung durch die vorgehaltene Flexibilität einzuhalten, dann kann positive und negative Bilanzausgleichsenergie ($P_{\text{reBAP,pos}}(t)$ und $P_{\text{reBAP,neg}}(t)$) bezogen werden. Diese wird jedoch auch mit einem Strafterm (p_{reBAP}) belegt und der Strafterm stellt somit ein Maß zur Bewertung der Abweichung vom Fahrplan dar.

$$\begin{aligned} \max f(p, P) = & p_{\text{wind,IH}}(t) \cdot P_{\text{wind,IH}}(t) + p_{\text{pv,IH}}(t) \cdot P_{\text{pv,IH}}(t) + p_{\text{bio,IH}}(t) \cdot P_{\text{bio,IH}}(t) \\ & + p_{\text{reBAP}} \cdot P_{\text{reBAP,pos}}(t) + p_{\text{reBAP}} \cdot P_{\text{reBAP,neg}}(t) \\ & + p_{\text{deviation,RL}} \cdot P_{\text{deviation,RL,pos}}(t) + p_{\text{deviation,RL}} \cdot P_{\text{deviation,RL,neg}}(t) \end{aligned} \quad (4.50)$$

Neben den im Betriebskonzept Gewinnmaximierung genannten Bedingungen ist es notwendig, einige weitere wesentliche Nebenbindungen für die Reaktive Einsatzplanung einzuführen. Die nachstehende Gleichung (4.51) bewirkt, dass die Day-Ahead-Fahrpläne in der Anlagenoptimierung in den als real angenommenen Intraday-Einspeisebedingungen für Wind und PV ($P_{\text{wind,ID}}(t)$ und $P_{\text{pv,ID}}(t)$) berücksichtigt werden. Wenn dies nicht möglich ist, dann wird Ausgleichsenergie bezogen.

$$\begin{aligned} P_{\text{wind}}(t) + P_{\text{pv}}(t) + P_{\text{bio}}(t) = & P_{\text{wind,IH}}(t) \\ & + P_{\text{pv,IH}}(t) \\ & + P_{\text{bio,IH}}(t) \\ & + P_{\text{reBAP,pos}}(t) - P_{\text{reBAP,neg}}(t) \end{aligned} \quad (4.51)$$

Um die Einhaltung der Regelleistung zu gewährleisten, werden die nachstehenden Ungleichungen (4.52) bis (4.57) eingeführt. Innerhalb dessen stellen die Regelleistungen ($P_{\text{PRL}}(t)$, $P_{\text{SRL, pos}}(t)$, $P_{\text{SRL, neg}}(t)$, $P_{\text{MRL, pos}}(t)$ und $P_{\text{MRL, neg}}(t)$) keine Variablen mehr dar, sondern haben den aus der Day-Ahead-Planung ermittelten festen Wert. Zudem werden die Gleichungen zur Regelleistung aus der Gewinnmaximierung um die Terme $P_{\text{deviation, RL, pos}}(t)$ und $P_{\text{deviation, RL, neg}}(t)$ erweitert. Diese zeigen auf, um wie viel die positiven bzw. negativen Regelleistungen je Zeitschritt nicht eingehalten werden können.

Positiver und negativer Anteil PRL:

$$P_{\text{wind, forecast, IH}}(t) - P_{\text{wind, IH}}(t) + P_{\text{pv, forecast, IH}}(t) - P_{\text{pv, IH}}(t) + dP_{\text{bio, PRL, pos}} + P_{\text{deviation, RL, pos}}(t) \geq P_{\text{PRL}}(t) \quad (4.52)$$

$$P_{\text{wind, IH}}(t) - f_{\text{wind, min}} P_{\text{wind, forecast, IH}}(t) + P_{\text{pv, IH}}(t) - f_{\text{pv, min}} P_{\text{pv, forecast, IH}}(t) + dP_{\text{bio, PRL, neg}} + P_{\text{deviation, RL, neg}}(t) \geq P_{\text{PRL}}(t) \quad (4.53)$$

Positive und negative SRL:

$$P_{\text{wind, forecast, IH}}(t) - P_{\text{wind, IH}}(t) + P_{\text{pv, forecast, IH}}(t) - P_{\text{pv, IH}}(t) + dP_{\text{bio, SRL, pos}} + P_{\text{deviation, RL, pos}}(t) \geq P_{\text{SRL, pos}}(t) \quad (4.54)$$

$$P_{\text{wind, IH}}(t) - f_{\text{wind, min}} P_{\text{wind, forecast, IH}}(t) + P_{\text{pv, IH}}(t) - f_{\text{pv, min}} P_{\text{pv, forecast, IH}}(t) + dP_{\text{bio, SRL, neg}} + P_{\text{deviation, RL, neg}}(t) \geq P_{\text{SRL, neg}}(t) \quad (4.55)$$

Positive und negative MRL

$$P_{\text{wind, forecast, IH}}(t) - P_{\text{wind, IH}}(t) + P_{\text{pv, forecast, IH}}(t) - P_{\text{pv, IH}}(t) + P_{\text{inst, bio}} - P_{\text{bio, ID}}(t) + P_{\text{deviation, RL, pos}}(t) \geq P_{\text{MRL, pos}}(t) \quad (4.56)$$

$$P_{\text{wind, IH}}(t) - f_{\text{wind, min}} P_{\text{wind, forecast, IH}}(t) + P_{\text{pv, IH}}(t) - f_{\text{pv, min}} P_{\text{pv, forecast, IH}}(t) + P_{\text{bio, ID}}(t) - f_{\text{bio, min}} P_{\text{inst, bio}} + P_{\text{deviation, RL, neg}}(t) \geq P_{\text{MRL, neg}}(t) \quad (4.57)$$

Das Ergebnis der Reaktiven Einsatzplanung ist eine zuverlässige Fahrplanmeldung, welche die Aufgaben der Netzbetreiber unterstützt, ohne dabei einen großen Teil des ökonomischen Potentials zu verschwenden. Insbesondere für VK mit einem hohen Anteil volatiler Erneuerbarer Energien ist es somit möglich die Stabilität und Planbarkeit innerhalb des VK und für den Netzbetreiber zu gewährleisten. Jedoch benötigt dieses Konzept kleine regulatorische oder monetäre Anreize um die notwendige Flexibilität bereitzustellen und zu nutzen.

4.3.2 Maximierung von Regelleistung

Das Betriebskonzept zur Maximierung der Bereitstellung von Regelleistung kann in einem EE-dominierten Stromsystem von besonderer Relevanz sein, um die für die Systemstabilität benötigte Regelleistung zur Verfügung zu haben. In einem zukünftigen System, in dem Regelleistung, insbesondere Primärregelleistung, nicht mehr durch konventionelle Anlagen bereitgestellt werden kann, wird der Bedarf nach Anbietern steigen. Genau an dieser Stelle können Virtuelle Kraftwerke oder andere Poolingkonzepte für erneuerbare Energien von besonderem Interesse sein, um die benötigte Regelleistung zur Verfügung zu stellen und die Schwankungen zwischen Erzeugung und Last auszugleichen. Innerhalb des Betriebskonzeptes ist es das Ziel, die verfügbare Regelleistung zu Maximierung (Gleichung (4.58)) und dabei geltende Marktzugangsrestriktionen, wie technische Charakteristika zu Regelgeschwindigkeit und ökonomische Charakteristika zu minimalem Angebot und Angebotsinkrement einzuhalten. Die Menge der angebotenen Regelleistung ist dabei abhängig von der Größe des VK. Grundsätzlich wird jedoch an dieser Stelle die Betrachtung durchgeführt, dass ein Regelleistungsprodukt PRL, positive SRL oder negative SRL alleine maximiert wird und anschließend die verbleibende verfügbare Leistung je Zeitschritt am Spotmarkt gehandelt wird. Ausgangspunkt für diese Optimierung bilden wiederum die in Kapitel 4.2.1 aufgeführten Nebenbedingungen zur Gewinnmaximierung. Eine Maximierung der jeweiligen Regelleistung erfolgt, indem die Gewinne (p_{PRL} , $p_{\text{SRL, pos}}$ und $p_{\text{SRL, neg}}$) je nach zu maximierender Regelleistung fiktiv stark erhöht werden. Die Maximierung der Minutenreserveleistung ist dabei nicht von Interesse, da diese Regelleistung durch die kurzen Handelsfristen des kontinuierlichen Intraday-Handels stark an Bedeutung verloren hat. Einzig die Nebenbedingungen (4.59) bis (4.61) werden im Gegensatz zur Gewinnmaximierung hinzugefügt. Können diese Nebenbedingungen, durch weiterhin geltende Nebenbedingungen, nicht eingehalten werden die Minimalmengen auf null reduziert.

$$\begin{aligned}
 \max f(P_{\text{RL}}) = & p_{\text{wind}}(t) \cdot P_{\text{wind}}(t) + p_{\text{pv}}(t) \cdot P_{\text{pv}}(t) + p_{\text{bio}}(t) \cdot P_{\text{bio}}(t) \\
 & + p_{\text{auction}}(t) \cdot P_{\text{wind, auc}}(t) + p_{\text{auction}}(t) \cdot P_{\text{pv, auc}}(t) + p_{\text{auction}}(t) \cdot P_{\text{bio, auc}}(t) \\
 & + p_{\text{IH, T}}(t) \cdot P_{\text{wind, IH, T}}(t) + p_{\text{IH, T}}(t) \cdot P_{\text{pv, IH, T}}(t) + p_{\text{IH, T}}(t) \cdot P_{\text{bio, IH, T}}(t) \\
 & + p_{\text{PRL}} \cdot P_{\text{PRL}}(t) + p_{\text{SRL, pos}} \cdot P_{\text{SRL, pos}}(t) + p_{\text{SRL, neg}} \cdot P_{\text{SRL, neg}}(t) \\
 & + p_{\text{MRL, pos}}(t) \cdot P_{\text{MRL, pos}}(t) + p_{\text{MRL, neg}}(t) \cdot P_{\text{MRL, neg}}(t)
 \end{aligned} \tag{4.58}$$

$$P_{\text{PRL}}(t) \geq P_{\text{min, PRL}} \tag{4.59}$$

$$P_{\text{SRL,pos}}(t) \geq P_{\text{min,SRL,pos}} \quad (4.60)$$

$$P_{\text{SRL,neg}}(t) \geq P_{\text{min,SRL,neg}} \quad (4.61)$$

4.3.3 Maximierung Redispatchvermögen

Mit dem Konzept zur Maximierung des Redispatchvermögens wird die Bereitstellung von Redispatchleistung aus Erneuerbaren Energien thematisiert. Dafür ist es entscheidend, die räumliche Zuordnung der Anlagen in einer hinreichenden Form zu gewährleisten. Mit der Zuordnung der Anlagen innerhalb eines Mittelspannungsnetzes bzw. innerhalb eines Mittelspannungsnetzgebietes wäre diese Zuordnung hinreichend genau und eine Bereitstellung aus einem Netzgebiet heraus möglich. So kann dieses Betriebskonzept auch als Dienstleistung durch kleinere Verteilnetzbetreiber sinnvoll sein. Zudem geht das hier vorgestellte Konzept über die Regelungen des Redispatch 2.0 hinaus, bei dem nur Anlagen mit einer installierten Leistung von größer 100 kW berücksichtigt werden. Mit dem hier gewählten Ansatz wird das Redispatchvermögen aller Anlagen genutzt.

Die Zielfunktion (4.62) dieses Betriebskonzeptes ist die Maximierung des positiven ($RD_{\text{pos}}(t)$) oder negativen ($P_{\text{RD,neg}}(t)$) Redispatchvermögens. Dabei ist dies ein rein technisches Betriebskonzept für das es aktuell noch keine finanziellen Anreize gibt. Daher wird die Zielfunktion um die fiktiven Gewinne $p_{\text{RD,pos}}$ und $p_{\text{RD,neg}}$ für positive und negative Redispatchleistungsvorhaltung erweitert. Ein Vorteil der Methodik der fiktiven Gewinne zur Maximierung des technischen Bedarfs ist, dass unter gegebenen Marktbedingungen minimal notwendige monetäre Anreize identifiziert werden können, um einen Redispatchmarkt auszugestalten.

$$\begin{aligned} \max f(P_{\text{RD}}) = & p_{\text{wind}}(t) \cdot P_{\text{wind}}(t) + p_{\text{pv}}(t) \cdot P_{\text{pv}}(t) + p_{\text{bio}}(t) \cdot P_{\text{bio}}(t) \\ & + p_{\text{auction}}(t) \cdot P_{\text{wind, auc}}(t) + p_{\text{auction}}(t) \cdot P_{\text{pv, auc}}(t) + p_{\text{auction}}(t) \cdot P_{\text{bio, auc}}(t) \\ & + p_{\text{IH,T}}(t) \cdot P_{\text{wind,IH,T}}(t) + p_{\text{IH,T}}(t) \cdot P_{\text{pv,IH,T}}(t) + p_{\text{IH,T}}(t) \cdot P_{\text{bio,IH,T}}(t) \\ & + p_{\text{PRL}}(t) \cdot P_{\text{PRL}}(t) + p_{\text{SRL,pos}}(t) \cdot P_{\text{SRL,pos}}(t) + p_{\text{SRL,neg}}(t) \cdot P_{\text{SRL,neg}}(t) \\ & + p_{\text{MRL,pos}}(t) \cdot P_{\text{MRL,pos}}(t) + p_{\text{MRL,neg}}(t) \cdot P_{\text{MRL,neg}}(t) \\ & + p_{\text{RD,pos}} \cdot P_{\text{RD,pos}}(t) \\ & + p_{\text{RD,neg}} \cdot P_{\text{RD,neg}}(t) \end{aligned} \quad (4.62)$$

Mit der Maximierung des Redispatchvermögens müssen zusätzliche Nebenbedingungen eingeführt werden. Formeln (4.63) bis (4.66) zeigen die zusätzlichen Restriktionen, die einzuhalten sind, um die maximal verfügbare Redispatchleistung zu identifizieren. Die

Ungleichungen (4.63) und (4.64) präsentieren die unteren Grenzen für die Maximierung der jeweiligen Redispatchleistung. Für die Maximierung der positiven Redispatchleistung wird die untere Schranke $P_{\min, \text{RD}, \text{pos}}$ Null gesetzt und bei Maximierung der negativen Redispatchleistung wird die untere Schranke $P_{\min, \text{RD}, \text{neg}}$ Null gesetzt. Mit den Ungleichungen (4.65) und (4.66) kann anschließend die maximale verfügbare positive oder negative Leistung für jeden Zeitschritt berechnet werden.

$$P_{\text{RD}, \text{pos}}(t) \geq P_{\min, \text{RD}, \text{pos}}(t) \quad \forall t \quad (4.63)$$

$$P_{\text{RD}, \text{neg}}(t) \geq P_{\min, \text{RD}, \text{neg}}(t) \quad \forall t \quad (4.64)$$

$$\begin{aligned} P_{\text{RD}, \text{pos}}(t) &= P_{\text{wind}, \text{forecast}}(t) - P_{\text{wind}}(t) \\ &\quad + P_{\text{pv}, \text{forecast}}(t) - P_{\text{pv}}(t) \\ &\quad + P_{\text{bio}, \text{inst}} - P_{\text{bio}}(t) \end{aligned} \quad (4.65)$$

$$\begin{aligned} P_{\text{RD}, \text{neg}}(t) &= P_{\text{wind}}(t) + P_{\text{pv}}(t) \\ &\quad + P_{\text{bio}}(t) - f_{\text{bio}, \text{min}} \cdot P_{\text{bio}, \text{inst}} \end{aligned} \quad (4.66)$$

4.4 Programmaufbau

Mit der Entwicklung der Betriebsführungskonzepte und den dazugehörigen Algorithmen in den Kapiteln 4.1 bis 4.3 wird an dieser Stelle der Programmaufbau vorgestellt. Abbildung 16 zeigt die Abfolge aus verwendeter Datengrundlage, Berechnungen und ausgegebenen Ergebnissen.

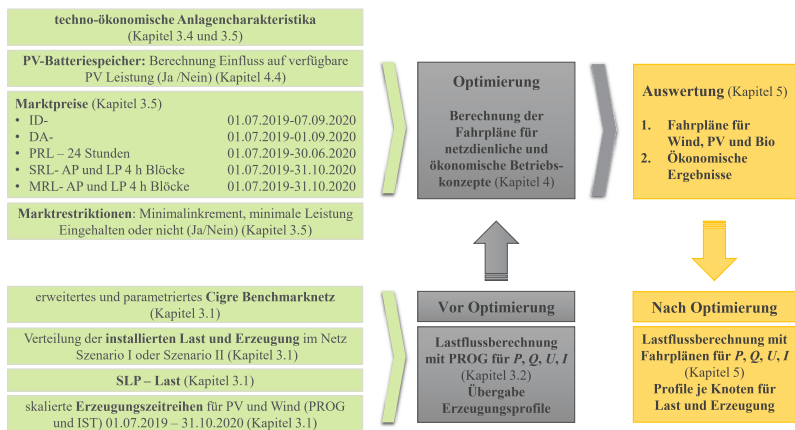


Abbildung 16 Programmaufbau mit Übersicht zu Eingangsdaten (grün), Berechnungen (grau) und Ergebnissen (gelb), einschließlich zugehöriger Kapitel

Der Programmaufbau verdeutlicht die notwendigen Arbeiten und methodischen Grundlagen in den dazugehörigen Kapiteln. Die obere Hälfte beschreibt die Optimierung als Kerninhalt der Dissertation. Die Optimierung verwendet technische und vor allem ökonomische Eingangsdaten um, abhängig vom Betriebskonzept, optimale Fahrpläne und ökonomische Ergebnisse zu erhalten. Einzig die Erzeugungszeitreihen kommen als Einfluss auf die Optimierung aus der Testnetzbeschreibung. Diese können auch ohne Testnetz in die Optimierung integriert werden. Jedoch wird an dieser Stelle der Einfluss von Verlusten in den Erzeugungszeitreihen mit berücksichtigt. In der unteren Hälfte der Abbildung 16 ist die Testnetzkomponente repräsentiert. Es werden die Fahrpläne (vor und nach Optimierung) im Netz zu den Anlagen zugeordnet, sodass sich die Rückkopplung und der Einfluss von Betriebskonzepten in einer Netzstruktur abbilden und überprüfen lassen. Aus dem Programmaufbau ist zudem ersichtlich, dass es drei Komponenten gibt, die beeinflusst werden können und deren Ergebnisse innerhalb von Subcase-Studies in Kapitel 5 vorgestellt werden. Dies sind die Aspekte, ob Marktrestriktionen, wie Minimalinkrement und minimale Leistung eingehalten werden und wie die installierte Last und Erzeugung im Netz verteilt ist (Szenario I und Worst Case - Szenario II). Zuletzt ist in den Algorithmen auch die Möglichkeit enthalten, den Einfluss von PV-Batteriespeichern auf die verfügbare und vermarktete PV-Einspeisung zu untersuchen. Die PV-Batteriespeicher dienen dabei ausschließlich dem Eigenverbrauch und werden nicht in die Optimierung integriert. Weiterhin sind diese Speicher ausschließlich mit PV-

Hausdachanlagen kombiniert und nur die residual verbleibende PV-Leistung kann durch das VK vermarktet werden.

Die Modellierung des Speicherverhaltens in Kombination mit PV-Hausdachanlagen wurde im Rahmen der Dissertation durchgeführt und in „*Substation Related Forecasts of Electrical Energy Storage Systems: Transmission System Operator Requirements*“ [137] vorgestellt. Das bekannteste Speicherkonzept wird dabei umgesetzt. Sobald ein Überschuss aus PV-Leistung vorliegt, wird diese den Speicher so lange laden, bis dieser voll ist (siehe Gleichung (4.67)). Anschließend wird der Speicher immer dann entladen, sobald die Last des Hauses größer ist als die Erzeugung. Vereinfacht wird in der Case-Study angenommen, dass 30% der Haushalte einen entsprechenden PV-Speicher haben, der genau dieses geschilderte Betriebsverhalten aufweist. In der Gleichung (4.67) ist $P_{\text{Last}}(t)$ die Last der Haushalte mit Batteriespeicher, $P_{\text{pv,BAT}}(t)$ die Erzeugung aus den PV-Hausdachanlagen, die in Kombination mit einem Batteriespeicher betrieben werden. $P_{\text{BAT,residual}}(t)$ ist abschließend die überschüssige PV-Leistung, um den Speicher zu laden oder die Last, die nicht durch die PV-Einspeisung gedeckt werden kann.

$$P_{\text{BAT,residual}}(t) = P_{\text{Last}}(t) - P_{\text{pv,BAT}}(t) \quad (4.67)$$

Das Batteriemangement ist weiterhin mit den folgenden Charakteristika ausgelegt:

- die maximale Lade- und Entladeleistung wird durch die Wechselrichterleistung begrenzt
- das Verhältnis von Wechselrichterkapazität zu Batteriekapazität zu Bemessungsleistung ist 1 zu 1
- wenn die Last oder PV-Erzeugung größer als die Wechselrichterleistung sind, dann verbleibt eine Residuallast $P_{\text{BAT,residual}}(t)$
- Entladung der Batterie findet nur zum Zweck der Eigenversorgung statt
- es wird die Batterie entladen, so lange genug Kapazität im Batteriespeicher vorhanden ist und $P_{\text{Last}}(t) > P_{\text{pv,BAT}}(t)$ ist
- es wird die Batterie geladen, so lange genug freie Kapazität im Batteriespeicher vorhanden ist und $P_{\text{Last}}(t) < P_{\text{pv,BAT}}(t)$ ist
- der Ladezustand wird für jeden Zeitschritt neu berechnet
- der maximale Ladezustand (SoC) beträgt 0,98 und der minimale 0,2

Die drei geschilderten Subcase-Studies werden neben den Hauptergebnissen folgend in Kapitel 5 vorgestellt.

5 Auswertung und Ergebnisse

Nachdem in den vorherigen Kapiteln alle wesentlichen Grundlagen dargelegt und die Betriebskonzepte vorgestellt wurden, werden in diesem Kapitel verschiedene Ergebnisse und Auswertungen präsentiert. Für die Berechnung wird ein Jahr anhand realer Daten simuliert und die Eingangsdaten entsprechend des dritten Kapitels verwendet. Der betrachtete Zeitraum ist der 01.07.2019 – 30.06.2020. Mit Betrachtung des langen Zeitraums kann sichergestellt werden, dass die Ergebnisse nicht nur Tendenzen liefern, sondern reale Rückschlüsse zulassen. Eine Jahressimulation mit Berechnung der Ergebnisse für alle Betriebskonzepte dauert auf dem verwendeten Rechner ca. 35 h. Dies wurde mit einem Lenovo Thinkpad mit 8 GB (RAM) und einem Prozessor Intel(R) Core(TM) i5-8250U CPU @ 1,60 GHz innerhalb der Softwareumgebung MATLAB durchgeführt. Die Berechnung eines Tages dauert ca. zehn Minuten. Die nachfolgenden Auswertungen geben einen Überblick über die Betriebskonzepte auf Basis von technischen und ökonomischen Werten. Dabei werden folgende Auswertungen vorgestellt:

- Gesamtheitliche Auswertung der Betriebskonzepte auf Basis von Jahreswerten
 - Vergleich gewinnorientierter Konzepte
 - Leistungsflexibilität im Vergleich

- Exemplarische Tagesauswertung verschiedener einzelner Betriebskonzepte anhand des 22.04.2020 mit den Analysen für
 - Gewinnmaximierung
 - Reaktive Einsatzplanung
 - Regelleistung sowie Einfluss von Minimalgebot und Inkrement
 - Redispatchmaximierung und Regionalversorger

- Auswertung der Netzzrückwirkung der Betriebskonzepte auf das entwickelte statistische Mittelspannungsnetz und Case Study
 - Allgemeine Netzzrückwirkungen
 - Blindleistungsflexibilität
 - Worst und Best Case in der Erzeugungsverteilung
 - Speichereinfluss

5.1 Gesamtheitliche Auswertung der Betriebskonzepte

Innerhalb der ersten Auswertung werden alle Betriebskonzepte anhand der Ergebnisse der Jahressimulation verglichen. Dabei werden ökonomische und technische Aspekte bewertet. Der Vergleich der vor allem technisch unterstützenden Konzepte erfolgt im direkten Vergleich mit dem Konzept Gewinnmaximierung. Mit dem Vergleich der ökonomischen Werte wird eine Möglichkeit geschaffen, zu identifizieren, wie viele finanzielle Einbußen das jeweils technische Betriebskonzept im Verhältnis zur Gewinnmaximierung mit sich bringt. Dies gestattet die Bewertung und Definition eines möglichen ökonomischen Anreizes durch Markt oder Regulator, um die jeweilige netzdienliche Betriebsweise zu fördern.

Mit Betrachtung der Ergebnisse kann festgestellt werden, dass es keine allgemeingültige Definition von Flexibilität gibt. Somit werden im Rahmen der Dissertation zwei mögliche Varianten der Flexibilität betrachtet und ausgewertet. Variante 1 – Flexibilität 1 ist die innerhalb eines Tages variable Energiemenge als Differenz aus maximaler Prognose-Einspeisung der Anlagen abzüglich der im Fahrplan verwendeten Energie für Regelleistung und Markt. Ein Resultat dieser strikten Betrachtung ist, dass mit dieser Variante weniger Flexibilität abgerufen werden kann, da auch die Marktfahrpläne als unveränderlich gelten. Variante 2 – Flexibilität 2 wird definiert als die Differenz aus prognostizierter Einspeisung und der Vorhaltung von Regelleistung. Damit wird eine weniger restriktive Flexibilitätsbestimmung gefunden, die einen größeren Spielraum für die Anpassung von Leistung innerhalb des Fahrplans des VK zulässt. Die Ergebnisse der Unterscheidung der Flexibilität werden nachfolgend in verschiedenen Auswertungen nochmals aufgegriffen. Tabelle 17 präsentiert die zusammenfassende Auswertung der Betriebskonzepte und vergleicht technische Charakteristika. Folgende Eigenschaften werden im Rahmen der Zusammenfassung ausgewertet:

- DA-Energieprognose in MWh: Ist die Jahressumme der täglich maximal verfügbaren Energiemenge für die Verwendung in der Optimierung, als Summe der DA-Einspeiseproggnose und der maximalen Kapazität aus den Biomasse-Anlagen.
 - FP Energie in MWh: Ist die Jahressumme der für die Optimierung fest verplanten DA-Energiemenge eines Tages für DA- und ID-Marktbeteiligung sowie für Regelleistung. Eine Ausnahme gilt für das Betriebskonzept Redispatchmaximierung. Dort wird die geplante Redispatchmenge mit in der FP-Energie berücksichtigt, da genau dieses Angebot maximiert werden soll.
 - nutzbare Flexibilität 1 des VK in MWh: Ist die Differenz aus maximaler Prognose-Einspeisung der Anlagen abzüglich FP-Energie für Regelleistung und Markt
 - nutzbare Flexibilität 2 des VK in MWh: Ist die Differenz aus maximaler Prognose-Einspeisung der Anlagen abzüglich FP-Energie für Regelleistung.
-

- Bereitstellung RD in MWh: Ist die Summe der Energie, die sowohl für positive als auch negative Redispatchleistungsbereitstellung innerhalb eines Tages genutzt werden kann, aufsummiert für ein Jahr.
- Bereitstellung neg. SRL in MWh: Ist die Summe der vorgehaltenen Energie für negative Sekundärregelleistung für ein Jahr. Es wird die Summe der Energie der Tagesfahrpläne gebildet.
- Bereitstellung pos. SRL in MWh: Ist die Summe der vorgehaltenen Energie für positive Sekundärregelleistung für ein Jahr. Es wird die Summe der Energie der Tagesfahrpläne gebildet.
- Bereitstellung PRL in MWh: Ist die Summe der vorgehaltenen Energie für die angebotene Primärregelleistung für ein Jahr. Es wird die Energie aus der Summe der Leistungswerte aus den Tagesfahrplänen gebildet.
- Bereitstellung Q_VDE nach Opti. in Mvar: Ist die Summe der Blindenergie, die nach aktuellen technischen Vorgaben, nach der Optimierung aus den Anlagen innerhalb eines Jahres bereitgestellt wird.

Mit Betrachtung der Ergebnisse in Tabelle 17 wird deutlich, dass mit Nutzung der ökonomisch dominierten Betriebskonzepte – Gewinnmaximierung und reaktive Einsatzplanung – die Nutzung der Energie für den Fahrplan am geringsten ausfällt. Das hat sowohl ökonomische Gründe, wie zu geringe Marktpreise, als auch technische Gründe bei der reaktiven Einsatzplanung. Innerhalb der reaktiven Einsatzplanung wird ein kleiner Teil der Energiemenge für den Ausgleich der volatilen Einspeisung vorgehalten. Weiterhin ist ersichtlich, dass die meiste Energie für die Maximierung der Redispatchleistung verwendet werden kann. Dies liegt daran, dass es nur geringe technische Restriktionen und keine Marktrestriktionen für die Bereitstellung gibt. Einzig die Minimalleistung der Biomasseanlagen sorgt dafür, dass Prognose und Fahrplan einen geringen Unterschied aufweisen. Für die Maximierung der Regelleistung wird eine geringfügig größere Energiemenge für den Fahrplan verwendet als für das Betriebskonzept der Gewinnmaximierung. Ursache ist, dass im ersten Schritt das Angebot der jeweiligen Regelleistung, unter Einhaltung von Inkrement und Minimalgebot, maximiert und anschließend die noch zur Verfügung stehende Energie vermarktet wird.

Tabelle 17 Zusammenfassung der technischen Ergebnisse aller Betriebskonzepte für die Jahressimulation

Auswertung / Szenario	Day-Ahead Energieprognose in MWh	FP Energie in MWh	nutzbare Flexibilität 1 des VK in MWh	nutzbare Flexibilität 2 des VK in MWh	Bereitstellung RD in MWh	Bereitstellung neg. SRL in MWh	Bereitstellung pos. SRL in MWh	Bereitstellung PRL in MWh	Bereitstellung Q_VDE nach Opti. in MVar
Gewinnmaximierend	17.986	15.989	1.997	17.566	17.060	272	40	-	7.265
Regionalversorger	17.986	16.899	1.087	17.058	16.609	576	-	-	7.678
max. PRL	17.986	16.011	1.976	17.494	16.916	272	40	72	7.267
max. pos. SRL	17.986	16.297	1.689	16.478	15.974	-	1.508	-	6.976
max. neg. SRL	17.986	16.305	1.682	16.354	15.848	1.632	-	-	7.310
max. pos. RD	17.986	17.572	-	17.572	17.572	-	-	-	100
max. neg. RD	17.986	17.572	-	17.572	17.572	-	-	-	8.281
reaktive Einsatzplanung	17.986	15.365	2.621	17.618	17.195	244	20	-	7.506

Wie zu erwarten war, zeigt die Zusammenfassung in Tabelle 16 Übersicht zu Kosten und technischen Rahmenbedingungen für Börse, Wind, PV und Biomasse als Grundlage zur Parametrierung der Algorithmen, einschließlich Variablenbezeichnung Tabelle 17, dass entsprechend der Betriebskonzepte die jeweilige Leistung maximiert wird. Es wird insbesondere für die Regelleistungsbereitstellung im Vergleich zur Gewinnmaximierung deutlich, dass es zum einen möglich ist, viel mehr Regelleistung aus den erneuerbaren Anlagen bereit zu stellen, es jedoch mangelnde Marktanreize gibt. Zum anderen zeigt sich der Einfluss der Vorhaltung von Energie aus der reaktiven Einsatzplanung auf die Teilnahme am Regelleistungsmarkt. Schließlich ist festzuhalten, dass Primärregelleistung unter normalen Umständen mit einer 24 h Vorhaltung nicht angeboten wird, jedoch eine Bereitstellung möglich wäre. Neben den Ergebnissen in der Tabelle hat sich gezeigt, dass die Teilnahme am Tertiärregelleistungsmarkt nicht zwingend unbedeutend ist und somit nicht ausgeschlossen werden kann. Für das Betriebskonzept erfolgt in Summe eines Jahres eine Bereitstellung von 40 MWh positiver Minutenreserve und 68 MWh negativer Minutenreserve. Für die Reaktive Einsatzplanung sind dies 20 MWh positive und 84 MWh negative Minutenreserve. Aufgrund des dominanten Anteils der Beteiligung am Spotmarkt im Verhältnis zur Regelleistungsmarktbeteiligung ist die nutzbare Flexibilität 2 aller VK-Betriebskonzepte sehr hoch. Das heißt, durch die Bündelung der volatilen Einspeisung, innerhalb des VK, können innerhalb eines Jahres aus 17.986 MWh volatil einspeisender Anlagen 17.566 MWh planbare Flexibilität 2 genutzt und unter Umständen dem Netzbetreiber als verfügbare Leistungsflexibilität zugänglich gemacht werden.

Darüber hinaus wird dem Netzbetreiber der Vorteil gegeben, dass je nach Betriebskonzept ein Fahrplan gemeldet wird, der eine deutlich verbesserte Planbarkeit auf Seiten der Netzbetreiber gewährleistet. Wird jedoch die Definition der Flexibilität 1 verwendet, so zeigt sich bei reduziertem Markteingriff eine um den Faktor 8 bis 9 verringerte verfügbare Flexibilität. Unter der Voraussetzung, dass die gemeldeten Fahrpläne z. B. durch das Konzept der reaktiven Einsatzplanung auch eingehalten werden, ist diese Flexibilität ggf. zukünftig auch hinreichend für einen sicheren Netzbetrieb. Zudem ermöglicht die Erfassung vieler kleiner volatiler Anlagen innerhalb des VK die Reduktion der erzeugungsseitigen Unsicherheiten bei der netzbetreiberseitigen Netzbetriebsführung. Damit wäre ein großer Bedarf an Flexibilität gar nicht mehr notwendig und Prozesskosten bei der Bilanzkreisbewirtschaftung sowie bei der Netzengpassbewirtschaftung könnten reduziert werden.

Die ökonomischen Eigenschaften sind von ausschlaggebender Bedeutung zur Bewertung der Betriebskonzepte und für die Bewertung des Betriebs eines Kraftwerks. Abbildung 17 präsentiert die Gewinnauswertung der verschiedenen Betriebskonzepte mit Hilfe eines Boxplots, in dem die täglichen Gewinne eines Jahres ausgewertet wurden.

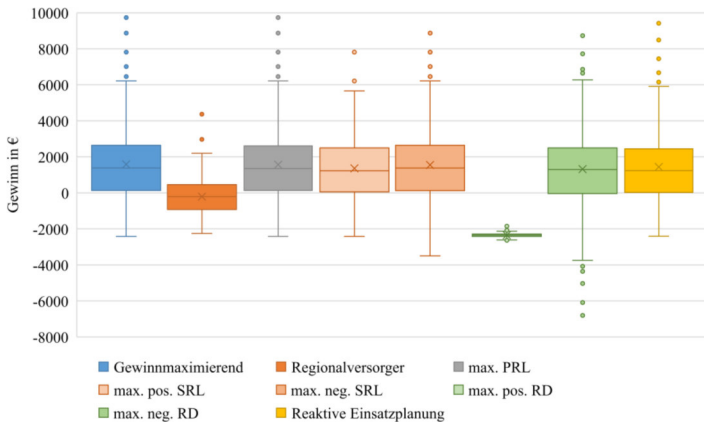


Abbildung 17 Gewinnvergleich der Betriebskonzepte auf Basis täglicher Gewinne für ein Jahr

Der arithmetische Mittelwert ist jeweils gekennzeichnet durch das X im Kasten. Der Median ist charakterisiert durch den horizontalen Strich in der Mitte des Kastens und zeigt, dass 50% der Werte kleiner gleich diesem Wert sind. Die Grenze zum unteren Quartil beschreibt die Unterkante der Box und repräsentiert somit, dass 25% der Werte kleiner

gleich diesem Wert sind und die Oberkante der Box beschreibt das obere Quartil bei dem 75% der Werte kleiner gleich diesem Wert sind. Alle weiteren Daten, die zu einer Box gehören, stellen den Bereich bis zum Minimal- bzw. Maximalwert dar. Ausreißer sind durch einzelne Punkte gekennzeichnet. Aus der Abbildung 17 wird deutlich, dass der Mittelwert und der Median für alle Betriebskonzepte, außer für Regionalversorger und für max. pos. Redispatch, im positiven Bereich liegen und somit ein Gewinn erzielt werden kann. Darüber hinaus gibt es viele vor allem positive Ausreißer. Ein Ausreißer mit rund 22.750 € Gewinn wurde der Übersichtlichkeit halber nicht mit abgebildet und betrifft alle Betriebskonzepte außer Regionalversorger und max. pos. Redispatch. Für alle diese benannten Betriebskonzepte kann auch kein großer Gewinnunterschied für den Bereich zwischen 25% und 75% Quartil festgestellt werden. Dies lässt sich insbesondere dadurch begründen, dass der Regelleistungsmaximierung eine Gewinnmaximierung nachgelagert ist und dass aufgrund von geltenden Marktrestriktionen die für die Regelleistung maximierte Energie einen verhältnismäßig kleinen Anteil hat. Zudem muss in diesem Zusammenhang festgehalten werden, dass für die Maximierung der Regelleistung die realen Regelleistungmarktpreise bei der Ermittlung des Gewinns mitberücksichtigt wurden. So wurde beispielhaft erst die positive SRL maximiert und mit dem entsprechend real geltenden Marktpreis bewertet und die Restenergie gewinnmaximierend optimiert. Bei Betrachtung zur Maximierung negativer Redispatchleistung ist es ebenfalls so, dass die Erzeugungsleistung maximiert wird, damit bei Abruf eine Einsenkung erfolgen kann. Das bedeutet, dass Energie erst einmal gewinnbringend vermarktet werden kann. Im Gegensatz dazu sind die Konzepte positive Redispatchmaximierung und max. pos. SRL schlechter bzw. geringfügig schlechter gestellt, da eine Leistungsvorhaltung zur Steigerung der Leistungseinspeisung der Anlagen, im Fall eines Abrufs, erfolgt. Diese Energie kann auch in der Zeit, in der Sie nicht abgerufen wird, nicht vermarktet werden. Das bedeutet, dass die Betriebskonzepte einen (für max. pos. RD deutlich) größeren ökonomischen Anreiz bedürfen. Abbildung 17 zeigt abschließend für alle Konzepte, dass es nicht möglich ist, für jeden Tag einen Gewinn zu erzielen. Auch mit den im Mittel gewinnbringenden Konzepten zeigt sich, dass bis zu 25% der Tage dieses betrachteten Jahres ein Verlust entsteht. Insbesondere für das Konzept des Regionalversorgers zeigt sich, dass 7 ct/kWh nicht hinreichend sind. Die folgende Tabelle 18 präsentiert im Detail den ökonomischen Vergleich der Betriebskonzepte als Ergebnis der Jahressimulation. Zum Verständnis der Tabelle werden erforderliche Begriffe der Auswertung nachstehend erläutert.

- Energiebedarf zur FP-Einhaltung in MWh: Ist die Summe der Energie, die innerhalb eines Jahres benötigt wird, um Prognosefehler im Intraday auszugleichen.
-

- **Kosten in €:** Ist die Summe der Kosten über ein Jahr, die innerhalb eines Tages für den Betrieb der Anlagen (fixe und variable Kostenanteile) sowie für die Teilnahme an den Märkten anfallen.
- **Erlöse in €:** Ist die Summe der Erlöse über ein Jahr, die innerhalb eines Tages durch die Teilnahme an den Märkten anfallen.
- **Gewinn in €:** Der Gewinn ergibt sich als Summe der Tagesgewinne eines Jahres. Der Gewinn innerhalb eines Tages ist die Differenz aus Erlösen für Marktbeteiligungen bzw. Verkauf von Leistung und Energie abzüglich der täglichen Kosten.
- **Kosten mit Investkost in € auf 20 Jahre/ 15 Jahre:** Das ist die Summe der Kosten für ein Jahr, bestehend aus der Summe der oben genannten täglichen Kosten und einem täglichen Investitionskostenanteil aus Tabelle 15, Kapitel 3.5.

Tabelle 18 Zusammenfassung der ökonomischen Ergebnisse aller Betriebskonzepte für die Jahressimulation

Auswertung Szenario	Day-Ahead Energieprognose in MWh	FP Energie in MWh	Energie- bedarf zur FP- Einhaltung in MWh	Kosten in €	Erlöse in €	Gewinn in €	Kosten mit Investkost. in € auf 20 Jahre	Kosten mit Investkost. in € auf 15 Jahre
Gewinn- maximierend	17.986	15.989	530	1.256.693	1.834.362	577.669	1.952.089	2.190.362
Regional- versorger	17.986	16.899	530	1.253.837	1.197.448	-56.388	1.949.981	2.188.254
max. PRL	17.986	16.011	530	1.255.327	1.828.037	572.710	1.950.727	2.189.000
max. pos. SRL	17.986	16.297	530	1.238.230	1.737.247	499.017	1.933.726	2.171.999
max. neg. SRL	17.986	16.305	530	1.262.878	1.828.128	565.250	1.958.256	2.196.529
max. pos. RD	17.986	17.986	530	957.333	99.418	- 857.915	1.654.075	1.892.348
max. neg. RD	17.986	17.986	530	1.297.363	1.779.586	482.224	1.992.652	2.230.925
Reaktive Einsatz- planung	17.986	15.365	38	1.243.484	1.768.056	524.572	1.938.933	2.177.206

Tabelle 18 zeigt insbesondere auf, dass die Kosten für die Betriebskonzepte ähnlich hoch sind und Jahresgewinne - außer für die Konzepte Regionalversorger und max. pos. - RD erzielt werden können, wobei für das Konzept Gewinnmaximierung der größte Gewinn erzielt wird. Mit Wegfall der Marktteilnahmekosten war zu erwarten, dass die Kosten für das Betriebskonzept Regionalversorger deutlich geringer ausfallen als für das Betriebskonzept Gewinnmaximierung. Dies hat sich jedoch nicht bestätigt, da sich, durch die höhere Einspeisung der Anlagen, die gestiegenen variablen Kosten ausgewirkt haben. Grundsätzlich kann auch für das Konzept max. pos. RD festgestellt werden, dass die geringeren Kosten durch die Vorhaltung der Leistung ohne aktiven Betrieb erzielt werden.

Weiterhin ist hervorzuheben, dass das Konzept Reaktive Einsatzplanung ein sinnvolles Konzept sowohl aus ökonomischer als auch aus technischer Sicht sein kann. Die Gewinne sind zwar deutlich geringer, jedoch wird durch den deutlich reduzierten Energiebedarf zur Fahrplanhaltung ein neu zu bewertender, technischer Mehrwert geschaffen, der unter anderem den Aufwand bei der Bilanzkreisbewirtschaftung reduziert und die Planungssicherheit bei der netzbetreiberseitigen Betriebsführung stark verbessert. Schlussfolgernd kann zu den Gewinnunterschieden festgestellt werden, dass nur geringe finanzielle Anreize gesetzt werden müssen, sodass aus EE-Anlagen im Rahmen eines VK ein Anteil an Regelleistung bereitgestellt wird. Dadurch könnten wegfallende konventionelle Anlagen kompensiert werden, ohne die Volkswirtschaft durch große Markteingriffe zu belasten. Darüber hinaus können die kleinen volatilen EE-Anlagen einen Beitrag liefern, welche sonst aufgrund ihrer volatilen Einspeisung eher eine Ursache für den Bedarf von Regelleistung sind. Vorgaben können z.B. durch fixe zu erbringende RL-Anteile im niedrigen einstelligen Prozentbereich in Abhängigkeit der Erzeugungssituation ausgearbeitet werden. Dies würde unter Einordnung in aktuelle Marktbedingungen mit 300 €/MWh am Spotmarkt auch dazu führen, dass bei Wegfall von konventionellen Anlagen ein nicht zu hoher Regelleistungspreis entsteht. Zudem zeigen die Ergebnisse, dass Regelleistung, trotz der maximierenden Betriebskonzepte, weniger Angeboten werden kann als erwartet. Begründet liegt dies sehr wahrscheinlich in den geltenden Marktbedingungen. Diese Annahme wird in 5.2.3 nochmals näher betrachtet. Unter der Voraussetzung, dass keine EEG-Förderung oder andere Subvention stattfinden, ist es eine überraschende Erkenntnis, dass ein hoher Gewinn bei Berücksichtigung von variablen und jährlich fixen Kosten möglich ist. Jedoch muss dies auch unter Berücksichtigung der Investitionskosten eingeordnet werden. Wenn die jährlichen Erlöse mit jährlichen Kosten einschließlich der jährlichen Investitionskosten verrechnet werden, ergibt sich ein jährlicher Verlust bis rund 117.000 € für 20 Jahre und 350.000 € für eine Investitionsdauer von 15 Jahren. In Abhängigkeit der VK-Zusammensetzung kann dieser Verlust ggf. noch verringert werden. Es zeigt sich, dass ohne Förderung eine Marktpreiserhöhung in einem EE-dominiertem System standfinden wird (vgl. Abb. 5 in [138]) oder EE-Anlagen weniger gebaut werden (siehe auch [139]). Gleichzeitig muss dieses Ergebnis jedoch in den Kontext der aktuellen Marktsituation eingeordnet werden. Eine Förderung der Marktbeteiligung für EE-Anlagen insbesondere für z. B. VK-Anlagen mit dem bestehenden Konzept für Direktvermarkter ist auch langfristig sinnvoll, da die Investitionskosten durch steigende Personalkosten langfristig nicht deutlich geringer werden. Darüber hinaus werden die konventionellen Technologien seit Jahrzehnten in Deutschland mit Milliardensummen subventioniert, sodass diese den Marktpreis künstlich drücken, den Strommarkt stark verzerren und eine Wirtschaftlichkeit durch EE-Anlagen ohne Förderung schwer erreicht werden kann. Beispielhaft sind an dieser Stelle die Subventionen für Gas- und Kohlekraftwerke [140] sowie für Kernkraftwerke [141] [142] zu nennen. Für die Kernkraft wurde u.a. durch das

Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung zum Stand des Jahres 2007 eine Unterstützung von rund 2000 € je kW installierte Leistung berechnet [142]. Diese Subvention erfolgt natürlich nicht nur in Deutschland, sondern in ganz Europa, sodass dies ebenfalls den Spotmarktpreis reduziert und eine größere Wirtschaftlichkeitsbarriere für die Vermarktung von EE-Anlagen bedeutet. Exemplarisch kann hier die Electricité de France angeführt werden, die mit 85% Beteiligung regelmäßig den konventionell dominierten Kernkraftpark Frankreichs finanziell unterstützt [143] [144].

5.1.1 Vergleich gewinnorientierter Konzepte

Abbildung 18 präsentiert einen detaillierten Blick auf die täglichen Gewinne für den Zeitraum vom 01.07.2019 bis 30.06.2020 (Tage 1 - 365) für die Betriebskonzepte Gewinnmaximierung, reaktive Einsatzplanung und Regionalversorger.

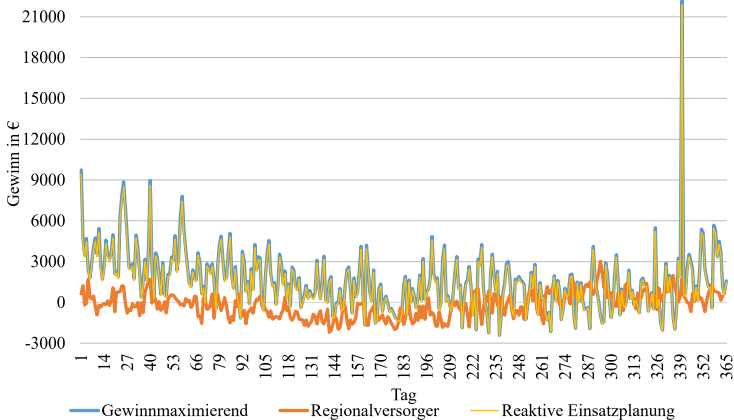


Abbildung 18 Täglicher Gewinnvergleich der gewinnorientierten Betriebskonzepte für den Zeitraum 01.07.2019 – 30.06.2020

In Abbildung 18 sind saisonale Effekte, insbesondere mit Bezug auf den Sommer und trotz eines großen PV-Anteils schwach zu erkennen. Speziell für das Konzept Regionalversorger mit gleichbleibender Vergütungsstruktur kann für die Sommermonate Juli bis September 2019 (Tage 1-92) ein wiederkehrender Wechsel zwischen Gewinn und Verlust festgestellt werden. Für die Monate Mai bis Juni 2020 (Tage 304-365) hingegen ist eine eher positive Gewinntendenz festzustellen, was an einer höheren PV- und Windeinspeisung für diesen Zeitraum liegt. Grundsätzlich ist mit einer Vergütung von 7 ct/kWh kein durchgängig hoher Gewinn zu erwirtschaften und im Vergleich zu den marktbezogenen Betriebskonzepten wird in fast allen Fällen ein schlechteres Ergebnis erzielt. Somit muss für

dieses Konzept ein optimaler Erzeugungspreis eher um die 10 ct/kWh gewählt werden, um ein mit dem Konzept Gewinnmaximierung vergleichbares Ergebnis zu erzielen und lokal Verbraucher mit Energie zu versorgen. Bei Betrachtung der Reaktiven Einsatzplanung ist die reduzierte Einspeiseleistung in den täglichen Gewinnen erkennbar und liegt knapp unterhalb der Gewinnmaximierung. Bei detaillierter Auswertung des Betriebskonzeptes Gewinnmaximierung zeigt sich trotz eines um 10% reduzierten ID-Preises, dass ca. 176 MWh am DA-Markt und 15.733 MWh am ID-Markt gehandelt werden. Monetär bedeutet dies ein Gewinn von ca. 2.870 € am DA-Markt und ca. 1.820.468 € am ID-Markt. Aus ökonomischer Sicht ist die Teilnahme am ID-Markt deutlich besser zu bewerten und ggf. eine Teilnahme am DA-Markt langfristig nicht mehr zu forcieren. Bei einer erneuten Berechnung der Ergebnisse für das Betriebskonzept Gewinnmaximierung, unter der Bedingung, dass der ID-Preis 70% des realen Marktpreises beträgt, ergibt sich keine stark veränderte Aufteilung auf die Märkte. 235 MWh (Gewinn rund 4190 €) werden am DA-Markt und 15.473 MWh (Gewinn rund 1.410.060 €) am ID-Markt gehandelt. Der Gesamtgewinn für das Betriebskonzept sinkt stark um rund 400.000 € auf 173.674,8 €. Auch mit Auswertung dieser Ergebnisse unter Verwendung dieses geringeren ID-Marktpreises zeigt sich, dass die Teilnahme am DA-Markt als Erzeuger mit den hier gegebenen Daten nicht zielführend ist.

5.1.2 Leistungsflexibilität im Vergleich

Die Flexibilität in den zwei Varianten wurde bereits näher erläutert. Neben der Jahresauswertung erfolgt hier ein Vergleich der Betriebskonzepte Gewinnmaximierung und Reaktive Einsatzplanung sowie der Flexibilitätsansätze anhand von Tageswerten. Resümiert wurde bereits, dass die Bewertung Flexibilität mit Variante 1, bei der auch die Spotmarktteilnahme fix ist, weniger Flexibilität bietet, jedoch mehr Planungssicherheit gibt. Abbildung 19 zeigt sehr deutlich die durch die reaktive Einsatzplanung täglich verfügbare Flexibilität 1, welche die Flexibilität der Gewinnmaximierung übersteigt.

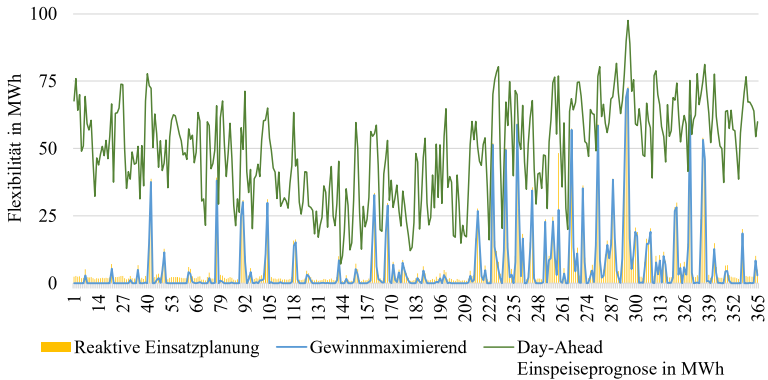


Abbildung 19 Flexibilität 1 tägliche Auswertung für den Zeitraum 01.07.2019 – 30.06.2020, im Kontext der Day-Ahead-Einspeiseprognose

Zudem wird in Abbildung 19 sehr deutlich, dass auch mit dieser sehr strikten Flexibilitätsdefinition zu einem Drittel des Jahres relativ viel Energie variabel verfügbar ist, teilweise sogar genauso viel wie mit Flexibilität 2. Zur besseren Einordnung der Flexibilität wurde zudem die tägliche Einspeiseprognose hinzugefügt, die verdeutlicht, dass ein großer Teil der Energie an den Märkten platziert wurde und für das Konzept Gewinnmaximierung teilweise keine Flexibilität mehr verfügbar ist. Im Gegensatz dazu zeigt Abbildung 20 die Flexibilität 2, bei der das Flexibilitätspotential der Reaktiven Einsatzplanung, definitionsbedingt, meist unter dem der Gewinnmaximierung zurückbleibt.

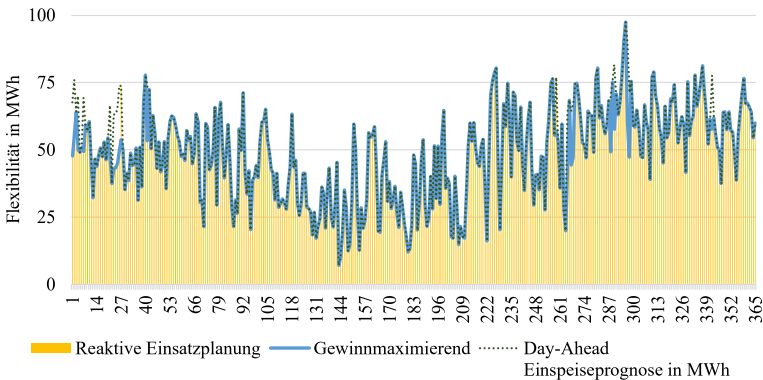


Abbildung 20 Flexibilität 2 tägliche Auswertung für den Zeitraum 01.07.2019 – 30.06.2020, im Kontext der Day-Ahead-Einspeiseprognose

Zudem kann anhand dieser Abbildung 20 abgelesen werden, dass nur ein geringer Anteil der Energie der Prognose am Regelleistungsmarkt platziert wurde, da dies die einzige Komponente ist, die die Flexibilität einschränkt. Darüber hinaus verdeutlicht Abbildung 20 sehr gut, welches technische Potential in den hier vorgestellten Betriebskonzepten liegt, um insbesondere volatile Anlagen aus den unteren Spannungsebenen zu bündeln, mit Fahrplänen die Planungssicherheit zu erhöhen und gleichzeitig für das Netz benötigte Flexibilität zur Verfügung zu stellen.

5.2 Exemplarische Tagesauswertung der Betriebskonzepte

Innerhalb des Kapitels 5.2 erfolgt eine Einzelauswertung der modellierten Betriebskonzepte. Um die Funktionalität detailliert zu betrachten und aufzuzeigen, wird die Auswertung anhand des Referenztages 22.04.2020 mit einer hohen prognostizierten Einspeisung durchgeführt. Zu Beginn dieses Unterkapitels werden die relevanten Eingangsdaten wie Einspeisung über den Tag (Abbildung 21), Spotmarktpreise (Abbildung 22) und Regelleistungsmarktpreise (Abbildung 23) dargestellt. Darüber hinaus werden besondere Aspekte wie die Fahrplangestaltung und die Auswirkung des Regelleistungssinkrement näher beleuchtet.

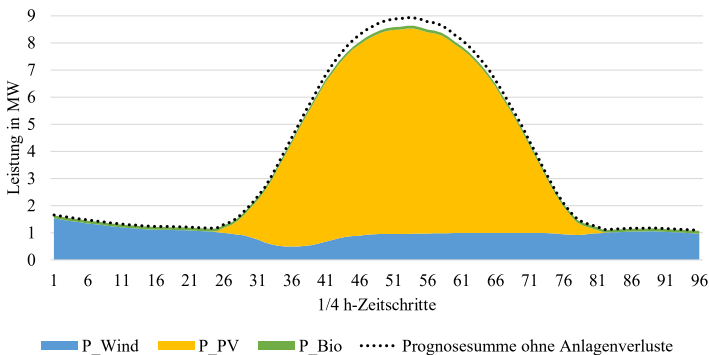


Abbildung 21 Prognostizierte Day-Ahead-Einspeisung für den Referenztag – 22.04.2020

Abbildung 21 zeigt die prognostizierte Leistung unter Berücksichtigung der berechneten Anlagenverluste als Flächen auf, die in Summe die für den Fahrplan maximal verfügbare Leistung darstellen. Dabei wird deutlich, dass der Anteil der Biomasse-Anlagen nicht sehr hoch ist und als schmales Band konstant über den Tag verfügbar ist. Weiterhin ist sehr deutlich die PV-Glocke sowie der dominierende Anteil in der Mitte des Tages zu erkennen. Über den Tag kann konstant eine Leistung von rund 1 MW zur Verfügung

gestellt werden. Die maximale Einspeisung beträgt rund 8,5 MW in der Mitte des Tages um ca. 13 Uhr. Diese prognostizierte Leistung stellt nun den Ausgangspunkt für die Optimierungskonzepte dar und ist folgend die Basis für die Auswertung in den Kapiteln 5.2.1 bis 5.2.4. Darüber hinaus zeigt die schwarz gepunktete Linie die Summe der maximalen Einspeiseprognose, für den Fall, dass Verluste der Anlagen nicht berücksichtigt werden. Für den hier gezeigten Tag sind das in der Spitze ca. 0,3 MW Leistung, die durch Berücksichtigung von Anlagenverlusten weniger verfügbar sind. Insbesondere für größere VK ist es somit wichtig Anlagenverluste durch Blindleistungsbereitstellung (siehe Kapitel 3.2) für die Optimierung mit zu berücksichtigen.

Abbildung 22 präsentiert die Preisverläufe für ID- und DA-Markt des Referenztages. Es zeigt sich, dass viel EE-Einspeisung, mit vorrangig PV-Leistung im gesamten Marktgebiet, Einfluss auf den DA-Preis hat. Insbesondere zur Zeit der maximalen PV-Einspeisung fällt der Preis deutlich und wird sogar negativ. Darüber hinaus verdeutlicht das Diagramm die große Volatilität im ID-Markt und es zeigt sich auch für diesen Referenztag, dass im Mittel der Preis am ID-Markt (17,19 €/MWh) weit über dem DA-Preis (1,97 €/MWh) liegt.

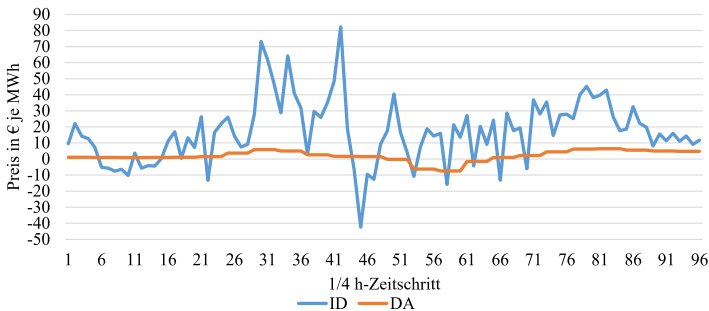


Abbildung 22 Prognostizierte Intraday- und Day-Ahead-Marktpreis für den Referenztag – 22.04.2020

Abbildung 23 vervollständigt die Darstellung der Eingangsdaten für den Referenztag und präsentiert die Regelleistungmarktpreise im Tagesverlauf. Es kann gemutmaßt werden, dass aufgrund der hohen EE-Einspeisung um die Mittagszeit, die Preise für negative SRL und MRL angestiegen sind. Damit können kurze Leistungspeaks der EE-Einspeisung des gesamten Marktgebiets, welche in den ¼ h-genauen Fahrplänen nicht abbildbar sind, ausgeglichen werden. Da die Nachfrage nach negativer RL mit großer volatiler Einspeisung korreliert, treibt das zu diesem Zeitpunkt den Preis nach oben.

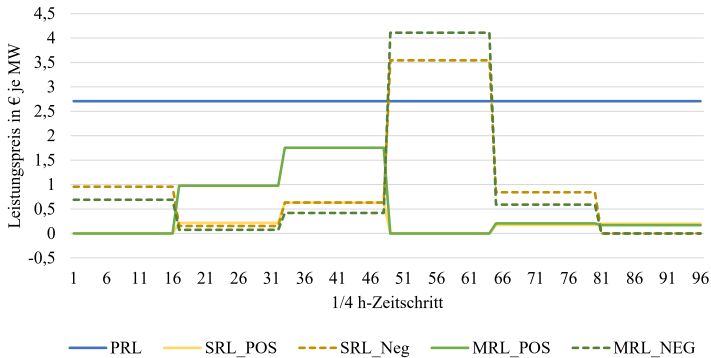


Abbildung 23 Prognostizierte Regelleistungsmarktpreise für den Referenztag – 22.04.2020

5.2.1 Gewinnmaximierung

Das Betriebskonzept Gewinnmaximierung ist unter normalen Umständen das gewählte Betriebsführungskonzept jedes Anlagenbetreibers. Dieses bietet bereits wesentliche netzdienliche Vorteile, sofern es dazu kommt, dass insbesondere kleine Anlagen der Nieder- und Mittelspannung, auch unterhalb der 100 kW, gebündelt werden, einen Fahrplan liefern und abrufbare Flexibilität ermöglichen. Abbildung 24 präsentiert den resultierenden Fahrplan als Optimierungsergebnis aus der Summe der prognostizierten Einspeisung und den gegebenen Marktdaten. Dabei wurde die Fläche der prognostizierten Einspeisung mit der Fläche der Summe FP-Erzeugung überlagert. Deutlich hervorgehoben ist, dass teilweise die verfügbare Leistung wie zwischen Zeitschritt 6 und 16 nicht genutzt wird, da der Preis an allen Märkten nicht hoch genug ist, um einen ökonomisch vorteilhaften Verkauf zu gewährleisten.

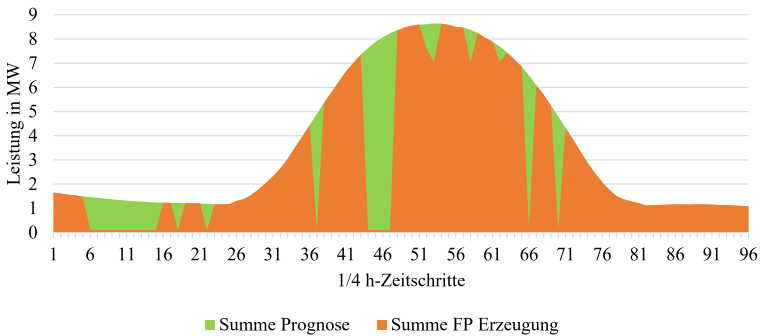


Abbildung 24 Betriebskonzept Gewinnmaximierung – Vergleich Summe der prognostizierten Einspeisung vs. Summe der Fahrplanerzeugung für den Referenztag – 22.04.2020

Abbildung 25 zeigt die Leistungsbereitstellung für die Optionen Spotmarkt und Regelleistungsmarkt sowie die mögliche positive (P_RD pos) und negative (P_RD neg) Redispatchbereitstellung, aufbauend auf dem oben vorgestellten Fahrplan. PRL, positive SRL, negative SRL und positive MRL werden nicht mit dargestellt, da keine Beteiligung für den Referenztag stattfindet.

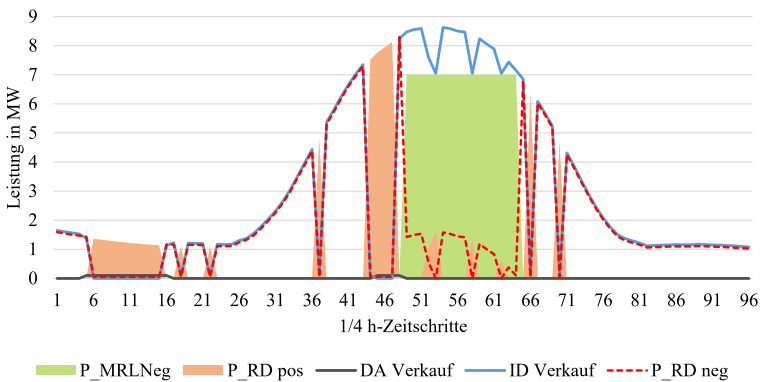


Abbildung 25 Betriebskonzept Gewinnmaximierung – Darstellung der Leistungsbereitstellung an den Märkten und für Redispatch für den Referenztag – 22.04.2020

Zu erkennen ist in der Abbildung 25, dass ein DA-Marktverkauf (schwarze Linie), aufgrund der geringen Preise und aufgrund der Minimalleistung der Biomasseanlagen nur in zwei Zeitperioden vorkommt. Redispatchleistung für P_RD pos (hell orange Fläche) und

P_{RD} neg (gestrichelte rote Linie) sind zu einem Großteil der Zeit durch die Spotmarktteilnahme geprägt. Erwartungsgemäß ist der Anteil an P_{RD} pos deutlich geringer, da die Bereitstellung nur möglich ist, wenn Leistung der Anlagen nicht aktiviert ist. Schlussendlich erfolgt in der Mitte des Tages noch eine Regelleistungsbereitstellung für negative MRL (P_{MRLneg} , grüne Fläche), die das negative RD-Vermögen reduziert. Zudem verdeutlicht dieser RL-Block, dass für den Referenztag unter gegebener Einspeisung und den geltenden Marktbedingungen (5 MW Minimalgebot), nur zu diesem 4-Stunden-Block in der Mitte des Tages ein RL-Angebot möglich ist.

Nachdem die vorherigen zwei Abbildungen das Betriebsverhalten und die Marktbeteiligung verdeutlicht haben, bietet Abbildung 26 eine Einordnung der Flexibilität, die für den Referenztag verfügbar sein kann. In Abbildung 26 wird die Flexibilität 2 (siehe Beschreibung in Kapitel 5.1) als graue Fläche und die Fahrplanerzeugung in orange dargestellt. Dabei wird die Flexibilität 2 in mögliche Leistungserhöhung (dunkel grau) und Leistungsabsenkung (hellgrau) unterteilt.

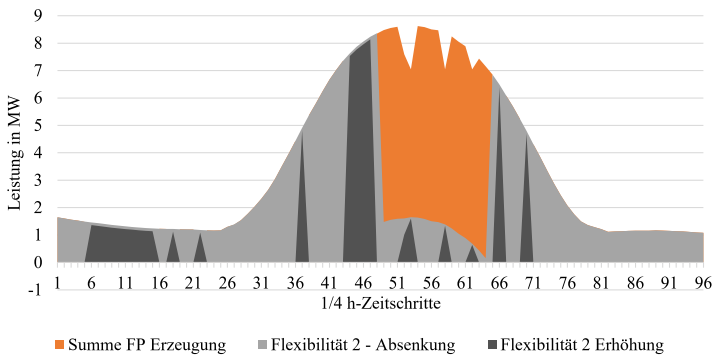


Abbildung 26 Betriebskonzept Gewinnmaximierung – Darstellung der Flexibilität 2, einschließlich der Unterscheidung für Leistungserhöhung (dunkelgrau) und -absenkung (hellgrau) für den Referenztag – 22.04.2020

Aus der Abbildung 26 kann auch die Flexibilität 1 abgelesen werden. Im Sinne der Flexibilität 1 sind ausschließlich die dunkelgrauen Flächen die verfügbare Flexibilität. Es zeigt sich deutlich die reduzierte nutzbare Flexibilität aufgrund der Regelleistung in der Mitte des Tages. Darüber hinaus offenbart die Abbildung eine enorme technische Flexibilität im Verlauf eines Tages, die Netzbetreiber in einem zunehmend volatilen System unterstützen kann, sofern eine sinnvolle finanzielle Kompensation gegenüber dem VK-Betreiber, bei Abruf von Flexibilität gewährleistet werden kann. Anders ist die Situation, wenn der VK-Betreiber gleichzeitig lokaler Netzbetreiber ist und die Flexibilität

gegenüber seinem überlagerten Netzbetreiber anbieten oder seine eigenen Betriebsführungsprozesse optimieren kann.

Ein entscheidender netzdienlicher Vorteil des VK ist zudem die Möglichkeit zur Bereitstellung von Fahrplänen und Leistungsscheiben in Anlehnung an den ERRP (ENTSO-E Reserve Resource Process). Im Rahmen des BK6-13-200 [145] sind Kraftwerksbetreiber dazu verpflichtet, für technische Ressourcen mit einer Nettonennleistung von mindestens 10 MW und mit Anschluss in einer Netzebene größer gleich 110 kV Planungsdaten an ihren EIV zu übermitteln. Gemäß ERRP sendet der EIV (D-1) bis spätestens 14:30 Uhr die Daten, für alle in den Stammdaten hinterlegten technischen Ressourcen, an den zuständigen ÜNB. Planungsänderungen erfolgen nach 14:30 Uhr in Form einer untertägigen Aktualisierung. Für erneuerbare Energien hingegen ist aktuell keine Datenmeldung notwendig. Jedoch ändert sich dies aktuell mit Bezug auf Redispatch 2.0 mit dem auch RD-bezogene Planungsdaten für sämtliche Anlagen größer 100 kW erfasst oder durch den Netzbetreiber prognostiziert werden. Das VK-Konzept erweitert somit aktuelle Entwicklungen, kann universal auf alle Poolgrößen angewendet werden, erfasst darüber hinaus kleinere Anlagen und könnte entsprechende weitere Planungsdaten bereitstellen. Tabelle 19 präsentiert den relevanten Ausschnitt an ERRP-Planungsdaten, der bereits mit dieser Dissertation erfasst werden kann. Abbildung 27 verdeutlicht dazugehörig die Zeitscheiben und die entsprechenden Planungsdaten für einen Ausschnitt des Referenztages.

Tabelle 19 Relevanter Ausschnitt ERRP-Planungsdaten

Bezeichnung	Bedeutung
PROD	Produktion
+RDV	Positive einsetzbare Leistung für Redispatchmaßnahmen
-RDV	Negative einsetzbare Leistung für Redispatchmaßnahmen
+PRL	Leistungsvorhaltung positive Primärregelleistung
-PRL	Leistungsvorhaltung negative Primärregelleistung
+SRL	Leistungsvorhaltung positive Sekundärregelleistung
-SRL	Leistungsvorhaltung negative Sekundärregelleistung
+MRL	Leistungsvorhaltung positive Minutenreserveleistung
-MRL	Leistungsvorhaltung negative Minutenreserveleistung

Neben den bereits bekannten Planungsdaten liefert Abbildung 27 eine zusätzliche Größe je $\frac{1}{4}$ h-Zeitschritt. Dies ist die Flexibilität, die zukünftig in einem sich änderndem System von großem Wert sein kann. Zudem zeigt die Abbildung den Verkauf an DA- und ID-Markt, was in realen Fahrplänen als Summe in PROD übermittelt wird, da dies ein unternehmerisches Geheimnis darstellt.

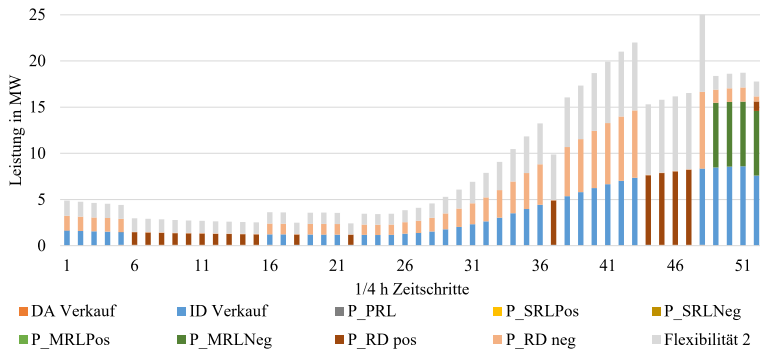


Abbildung 27 Betriebskonzept Gewinnmaximierung – Darstellung der Leistungsscheiben je Viertelstunde in Anlehnung an den ERRP-Prozess für die ersten 52 Zeitschritte des Referenztages – 22.04.2020, wobei die Produkte P_PRL, P_SRL pos. und neg., P_MRL pos. nicht verwendet werden

5.2.2 Reaktive Einsatzplanung

Die Reaktive Einsatzplanung als Konzept zur sicheren Fahrplangestaltung mit großem Anteil kleiner volatiler Anlagen kann das Mittel der Wahl sein, um mit großer Sicherheit am Regelleistungsmarkt zu partizipieren und zukünftig als regulatorische Vorgabe die Arbeit der Netzbetreiber zu vereinfachen. Vorteile bietet dieses Konzept insbesondere auch für kleine Netzbetreiber, die gleichzeitig lokal Strom verkaufen. Es kann sich Flexibilität freigehalten werden, die im Intraday zur Haltung des Fahrplans und zum Ausgleich von Last- und Erzeugungsprognosefehlern genutzt wird, ohne hohen ID-Preisen unterlegen zu sein. Abbildung 28 präsentiert für den Referenztag 22.04.2020 die Unterschiede zwischen den Konzepten Reaktiver Einsatzplanung und Gewinnmaximierung, wobei für die Reaktive Einsatzplanung 3% der prognostizierten Einspeisung als Ausgleich für Prognosefehler vorgehalten werden.

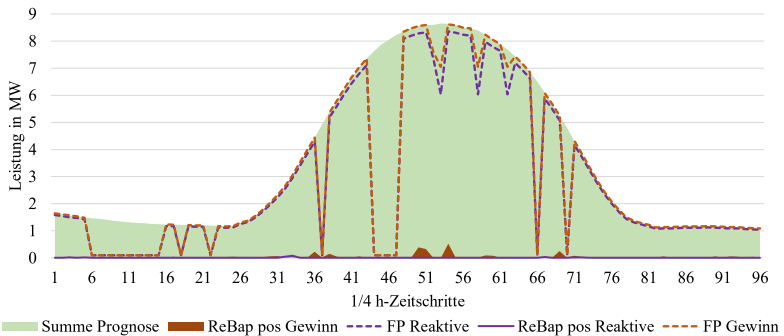


Abbildung 28 Betriebskonzept Reaktive Einsatzplanung im Vergleich zu Betriebskonzept Gewinnmaximierung – Darstellung der Fahrpläne und der jeweils benötigten Ausgleichsenergie (ReBap) mit Bezug zur prognostizierten Einspeisung für den Referenztag – 22.04.2020

Die im Intraday zur Haltung des DA-Fahrplans benötigte Ausgleichsenergie für das Konzept Gewinnmaximierung (ReBap pos Gewinn) und für die Reaktive Einsatzplanung (ReBap pos Reaktive) unterscheiden sich deutlich. Für die Gewinnmaximierung ist im Fahrplan eine Energie von rund 72,1 MWh geplant und es kommt zu einer Abweichung über den Tag von rund 0,77 MWh, was relativ wenig ist. Für die Reaktive Einsatzplanung ergibt sich nach der Optimierung eine geplante Fahrplanenergie von rund 69,08 MWh, welche 4,2% weniger ist als die Energie für das Betriebskonzept Gewinnmaximierung. Weiterhin verdeutlicht Abbildung 28, dass die 3% Leistungsvorhaltung, insbesondere um den Zeitschritt 33, auch für die Reaktive Einsatzplanung nicht ausreichen. Insgesamt werden geringe 0,057 MWh Ausgleichsenergie über den Tag benötigt. Resümierend kann somit festgehalten werden, dass deutlich weniger Ausgleichsenergie benötigt wird, Flexibilität vorgehalten wird und dies durchaus sinnvoll ist, um Regelleistungsangebote abzusichern. Jedoch ist ein negativer Aspekt, dass durch Optimierung der Marktteilnahme nicht nur 3% weniger Energie genutzt werden, sondern wie für den Referenztag aufgezeigt, deutlich mehr ökonomisches Potential ungenutzt bleibt. Dabei stehen dann rund 2723 € Gewinn für die Reaktive Einsatzplanung gegenüber rund 2925 € Gewinn für das Konzept Gewinnmaximierung, was rund 7% weniger ist. Daher müssen Anreize - entweder regulatorischer Art oder ökonomischer Art - groß genug sein, um entsprechende Leistung für Prognosefehler vorzuhalten.

5.2.3 Regelleistung sowie Einfluss von Minimalgebot und Inkrement

Kapitel 5.1 hat bereits eine relativ geringe Bereitstellung von Regelleistung über das Jahr aufgezeigt. Maßgeblich ist dies durch die bestehenden Marktrestriktionen – Minimalgebot und Regelleistungsinkrement – bedingt. An dieser Stelle wird darauf verwiesen, dass ein Betriebskonzept zur Maximierung der RL eine nachgelagerte ökonomische Optimierung beinhaltet, sofern noch prognostizierte Leistung verfügbar ist. Abbildung 29 stellt den Tagesgewinn auf der Ordinate und die jeweiligen Betriebskonzepte auf der Abszisse mit der Abstufung des Minimalgebots dar.

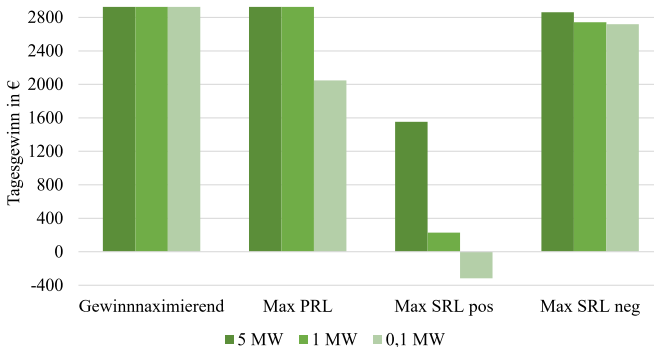


Abbildung 29 Vergleich des Einflusses von Minimalgebot und Angebotsinkrement des RL-Marktes auf die Tagesgewinne für die Betriebskonzepte Gewinnmaximierung, Max PRL, Max SRL pos und Max SRL neg für den Referenztag – 22.04.2020

Abbildung 29 verdeutlicht für die Regelleistungsprodukte, dass mit kleiner werdender Markteintrittsbarriere mehr Regelleistung angeboten werden kann und damit die nachgelagerte ökonomische Optimierung an Einfluss auf den Gewinn verliert. Zudem zeigt die Abbildung, dass die Maximierung von Regelleistung, insbesondere die Vorhaltung von positiver Regelleistung, einen deutlich stärkeren Anreiz braucht, damit sich Anlagenbetreiber für diese Leistungsvorhaltung entscheiden. So ist für ein Minimalgebot von 0,1 MW ein Verlust bei Maximierung der positiven Regelleistung zu erwarten. Negative Regelleistung bietet hingegen den Vorteil, dass die Energie parallel am Spotmarkt vermarktet werden kann und nur bei Bedarf eingesenkt wird. Abbildung 30 gibt in Abhängigkeit von Minimalgebotsgröße und Angebotsinkrement einen Vergleich darüber, mit welchem Betriebskonzept wie viel FP-Energie day-ahead insgesamt aktiv eingespeist wurde und welche sowie wie viel Regelleistung bei dem jeweiligen Betriebskonzept geplant ist.

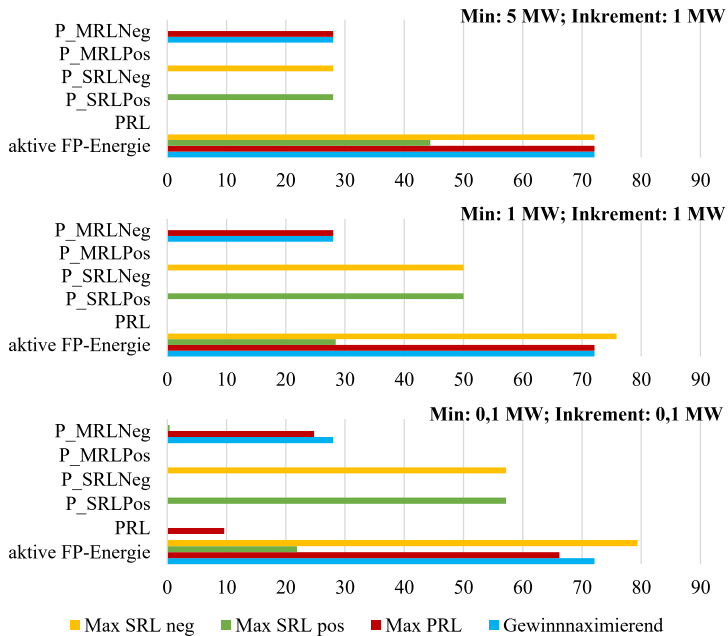


Abbildung 30 Vergleich des Einflusses von Minimalgebot und Angebotsinkrement des RL-Marktes auf die Regelleistungsbereitstellung für die Betriebskonzepte Gewinnmaximierung, Max PRL, Max SRL pos und Max SRL neg für den Referenztag – 22.04.2020

In Abbildung 30 ist auf der Abszisse die tägliche geplante Energie in MWh abgetragen und auf der Ordinate die jeweilige angebotene Regelleistung sowie die gesamte geplante FP-Energie für den Referenztag. Unterschieden werden die RL-Marktrestriktionen in drei Varianten von oben nach unten mit Minimalgebot (Min) und Angebotsinkrement (Inkrement) in:

1. Min 5 MW; Inkrement 1 MW
2. Min 1 MW; Inkrement 1 MW
3. Min 0,1 MW; Inkrement 0,1 MW.

Für die vier benannten Betriebskonzepte wird nun überprüft, welchen Einfluss die jeweilige Marktrestriktionsvariante auf die Bereitstellung von RL im Fahrplan hat. Die gelben Balken stehen für das Betriebskonzept Max SRL neg, die grünen für Max SRL pos, die roten für Max PRL und die blauen für Gewinnmaximierung. Für das Betriebskonzept Gewinnmaximierung zeigt sich über alle Varianten hinweg, dass unverändert negative

MRL angeboten wird. Somit wurde für diesen Tag das Optimum unabhängig von den angepassten RL-Marktregeln gefunden. Werden nun die Betriebskonzepte zur Maximierung der RL betrachtet, so sind Veränderungen festzustellen. Für das Betriebskonzept Max PRL ist erst eine Änderung ab einem Minimalgebot und einem Inkrement von 0,1 MW zu erkennen. Vorher verhält sich das Betriebskonzept wie die Gewinnmaximierung. Dies ist dadurch bedingt, dass das Angebot über ein Tag konstant sein muss und die Einspeiseprognose (vgl. Abbildung 24) im Minimum ca. 1 MW ist. Mit der Variante 0,1 MW (Min und Inkrement) wird jedoch PRL angeboten und es verringert sich die angebotene negative MRL. Ein weiteres Angebot von weiterer RL erfolgt nicht, da die negative MRL, neben dem Spotmarkt, die wirtschaftlichste Variante darstellt. Durch die Vorhaltung von PRL, die entsprechend einen positiven Anteil zur Leistungsvorhaltung hat, verringert sich die aktive FP-Energie. Für die Vorhaltung von negativer und positiver SRL zeigt sich für den Referenztag eine größere Bereitstellung der jeweiligen RL mit kleiner werdendem Inkrement und Minimalgebot. Zudem werden unabhängig von der Inkrementgröße und dem Minimalgebot neben positiver, für Max SRL pos, bzw. negativer, für Max SRL neg, keine weiteren Regelleistungen angeboten. Mit diesen beiden Betriebskonzepten zur Maximierung der jeweiligen Regelleistung kann zudem die meiste Regelleistung angeboten werden, wobei negative SRL den Vorteil hat, dass Energie aktiv im Fahrplan genutzt und gleichzeitig am Spotmarkt gehandelt werden kann.

Aus Netzbetreiber- und VK-Sicht sollte ein möglichst kleines Minimalgebot und Inkrement für den RL-Markt gewählt werden. Dadurch kann auch bei kleinem EE-Angebot entsprechende Leistung vorgehalten und Angeboten werden, selbst aus Anlagen der Mittel- und Niederspannung. Große Anlagen sind durch Poolingkonzepte nicht mehr zwingend notwendig, um RL anzubieten. Mit regulatorischen Anreizen und/oder richtigen Marktanreizen können somit mittelfristig konventionelle Anlagen ersetzt werden, in dem die Leistungsvorhaltung u. a. mit Anlagen aus den untersten Spannungsebenen gewährleistet wird. Eine entsprechende systemische Marktanpassung ist auch nicht sonderlich komplex und die Aufnahme von weiteren Akteuren im Gebotsverfahren kein großer Kostenfaktor. Jedoch bringt eine Markterweiterung durch Verringerung der RL-Marktbarrieren eine andere Problematik mit sich, bei der Kosten und Nutzen abgewogen werden müssen bzw. es mehr Automatisierung bedarf. Dies sind die Themen Präqualifikation und Abrechnung. Würden Markteintrittsbarrieren herabgesetzt, so würden wahrscheinlich mehr Anlagenbetreiber eine Teilnahme am RL-Markt in Erwägung ziehen, die alle präqualifiziert werden müssen und deren Erbringung tendenziell durch den Netzbetreiber auch überprüft werden muss. Dies kann zu deutlich erhöhtem Aufwand und Kosten auf Seiten der Netzbetreiber führen. Insbesondere am Beispiel der SRL mit Abrechnung der erbrachten Regelarbeit ist entsprechende Messtechnik und zudem Abrechnungsaufwand notwendig. Volkswirtschaftlich müsste daher eine Überprüfung des Nutzens von

verringertem Minimalgebot und Inkrement gegen den systemischen Nutzen gehalten werden. Alternativ könnte auch ein reiner Leistungspreis für SRL eingeführt oder ein rechts-sicheres automatisiertes System zur Abrechnung entwickelt werden.

5.2.4 Redispatchmaximierung und Regionalversorger

In diesem letzten Unterkapitel 5.2.4 zur detaillierten Betrachtung der Betriebskonzepte werden das Betriebskonzept zur Maximierung der Redispatchleistung und das Konzept Regionalversorger für den Referenztag 22.04.2020 in Abbildung 31 analysiert.

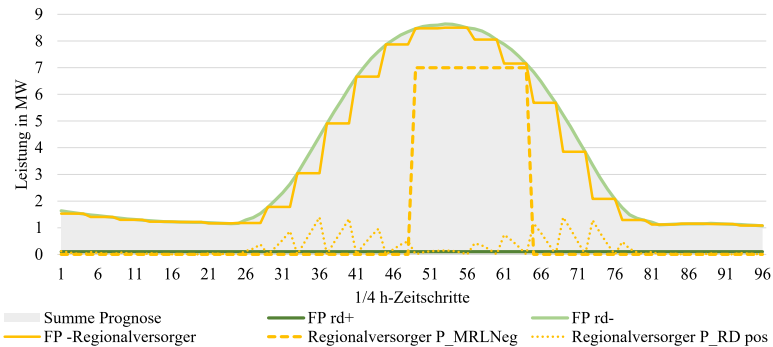


Abbildung 31 Betriebskonzepte Regionalversorger (gelb) und Redispatchmaximierung (grün) – Darstellung der Fahrpläne und der Leistungsbereitstellung für den Referenztag – 22.04.2020

Abbildung 31 gibt mit der grauen Fläche die Summe der Prognose und ordnet die Betriebskonzepte ein. Für die Maximierung der Leistung für einen positiven Redispatch (FP rd+, dunkelgrüne Linie), ist erwartungsgemäß zu erkennen, dass die Minimaleistung der Biomasseanlagen eingehalten und weiterhin keine Leistung aktiv von den Anlagen eingespeist wird. Für die Maximierung der negativen Redispatchleistung (FP rd-, hellgrüne Linie) wird entsprechend der Erwartung das Maximum der Prognoseleistung als Fahrplan aktiv eingespeist und kann bei Bedarf abgesenkt werden. Die Betriebskonzepte sind somit vollständig erfüllt, einzig ein wirtschaftlicher und regulatorischer Anreiz besteht noch nicht, kann jedoch zumindest für einzelne Zeitscheiben entstehen, wenn z. B. ein Art Flexibilitätsmarkt entsteht, an dem auch kleine Netzbetreiber, für regelmäßige Netzengpässe im überlagerten Netz, Leistung bereit stellen. Wird nun das Betriebskonzept Regionalversorger (gelbe Linien, FP- durchgehend, RD-Vermögen-gepunktet, RL-Angebot-gestrichelt) betrachtet, zeigt sich ebenfalls eine möglichst maximale Einspeisung. Für die maximale Einspeisung über den Tag entsprechend der Prognose gibt es zwei Ursachen. Zum einen ist die Erzeugung im Verhältnis zur Netzlast innerhalb des Testnetzes zu

gering, sodass kein Überschuss der Einspeisung entsteht und somit keine Einsenkung zur Bedarfsdeckung der Last notwendig ist. Zum anderen ist es für den Regionalversorger laut Nebenbedingungen notwendig, möglichst viel Last durch die eigenen Anlagen zu decken. Darüber hinaus werden die variablen und fixen Tageskosten der Anlage an diesem Tag durch den Festpreis von 7 ct/kWh gedeckt. Des Weiteren zeigt sich, dass auch der Regionalversorger Regelleistung anbieten kann, tendenziell aber eher negative RL, so lange kein enormer Leistungsüberschuss im Verhältnis zur Last besteht. Insbesondere in den Tagesflanken der PV dominierten Einspeisung zeigt sich, dass der Fahrplan eine Stufung enthält. Diese ist bedingt dadurch, dass das Betriebskonzept in Anlehnung an realen Netzbetrieb eine 0,1 MWh-FP-Planungsstufung hat. Ein realer Regionalversorger (VK oder kleiner Stadtnetzbetreiber) plant entsprechend der Vorgaben des Systems in diskreten Schritten, um z. B. Energie entsprechend des Bedarfs am DA-Markt nachzukaufen. Dadurch entstehen freie Kapazitäten, die ein Angebot von positivem Redispatchvermögen ermöglichen. Das Konzept des Regionalversorgers kann lokal zielführend sein, um lokal ausbalancierte Netze zu ermöglichen und den Aufwand für z. B. Spannungshaltung für den überlagerten Netzbetreiber zu reduzieren. Zudem birgt dies die Möglichkeit der regionalen Akzeptanz von Erneuerbaren Energien bei gleichzeitig geringem Endverbraucherpreis.

5.3 Auswertung der Netzzrückwirkung und Case Study

Anschließend an die Kapitel 5.1 und 5.2 in denen die ökonomischen und technischen Ergebnisse der Betriebskonzepte ausgewertet und zusammengefasst wurden, wird innerhalb dieses Kapitels der Fokus auf die Betrachtung des Netzes und spezieller Cases gelegt. Die Auswertungen beziehen sich in der Basis auf das Betriebskonzept Gewinnmaximierung und erfolgen bei einer Tagesauswertung für den Referenztag 22.04.2020. Ziel dieser Auswertung ist es, Aspekte wie den Speichereinfluss und die Maximierung der Blindleistungsbereitstellung einzuordnen und den Einfluss des VK-Betriebs auf das Mittelspannungsnetz bewerten zu können. Im Ausgangszustand, das heißt nur unter Berücksichtigung der Last ohne Einspeisung, ergibt sich für die einzelnen Knoten das in Abbildung 32 dargestellte Spannungsband. An der Abszisse sind die einzelnen Knoten des 20-kV-Mittelspannungstestnetzes aufgetragen und an der Ordinate die Spannung. Die Knoten 1, 2, 15, 20 und 46 repräsentieren die Oberspannungsseite des Trafos mit Übergabe zum 110-kV-Netz. Da die Spannungsebene (110 kV) außerhalb des relevanten Bereichs liegt, wurde die Spannung der Übersichtlichkeit halber auf 20 kV festgesetzt.

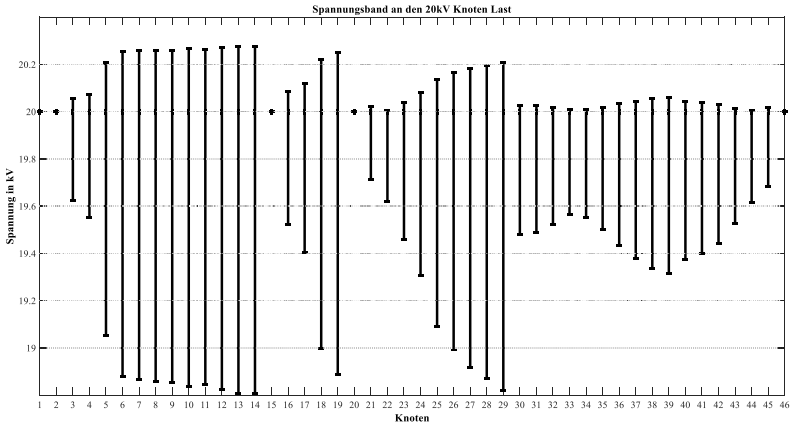


Abbildung 32 Spannungsband an den 20-kV-Knoten des statistischen Mittelspannungsnetzes bei reiner Last ohne Erzeugung für den Referenztag 22.04.2020

Die Knoten 3 bis 14 verdeutlichen den Kernstadtbereich mit einer größeren Last, die Knoten 16 bis 19 den Stadtrand und die Knoten 21 bis 45 die zwei Maschen des Landnetzes (vgl. Abbildung 5). Die schwarze Linie mit Anfangs- und Endpunkt an jedem Knoten repräsentiert für einen Tag das Spektrum an auftretenden Spannungen, wobei das untere Ende die Minimalspannung des Tages und das obere Ende die maximale Spannung des Tages darstellt. Die Grafik verdeutlicht, dass die statistische Auslegung der Last aus Kapitel 3.1 für das Netz angewendet werden kann und die Spannung innerhalb des zulässigen Richtwertes von $\pm 10\%$ der Nennspannung bleibt. Zudem wird verdeutlicht, dass Knoten mit großer Last (Stadt/ Stadtrand) oder Knoten mit großer Entfernung zum Slack einen verhältnismäßig größeren Spannungsabfall aufweisen als Knoten mit kleiner Last und/oder kurzen Entfernungen.

5.3.1 Allgemeine Netzurückwirkungen

Für den 22.04.2020 ist in Abbildung 33 das Spannungsband für das Betriebskonzept Gewinnmaximierung, unter Einhaltung der Vorgaben des VDE zur Blindleistungserbringung, dargestellt.

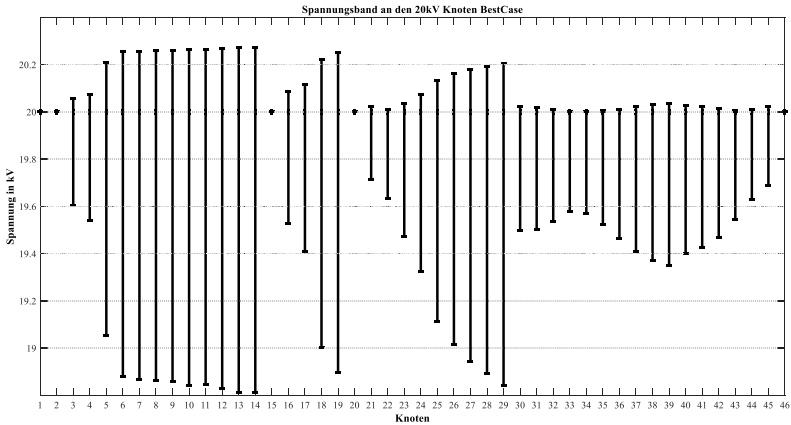


Abbildung 33 Spannungsband an den 20-kV-Knoten des statistischen Mittelspannungsnetzes bei Last und Erzeugung nach dem Betriebskonzept Gewinnmaximierung für den Referenztag 22.04.2020

Für diesen Tag gibt es, gemessen an der installierten Leistung, viel EE-Einspeisung. Bei genauer Betrachtung ist das Ergebnis, dass insbesondere an den Knoten 37 bis 41 die untere Spannungsgrenze im Vergleich zu Abbildung 32 (nur Last) leicht angehoben wird. Eine identifizierbare Anhebung der oberen Spannungsgrenzen im Vergleich zum reinen Lastfall ist hingegen nicht festzustellen. Somit kann festgehalten werden, dass die Last einen deutlich größeren Einfluss hat, da diese eine größere installierte Leistung aufweist und kontinuierlich wesentlich höher ist, als die Erzeugung. Zur detaillierten Überprüfung möglicher Spannungsanhebungen an den Knoten wurden die täglichen Spannungsverläufe an den Knoten analysiert. Das Ergebnis ist, dass die PV-Einspeisung, insbesondere in den Morgen- und Abendstunden zu Zeiten mit geringerer Last, keinen Einfluss auf eine Spannungsanhebung aufweist, da Sie zu diesem Zeitpunkt nicht einspeist. Zudem deckt sich die große PV-Einspeisung in der Mitte des Tages mit der relativ hohen Last. Abbildung 34 hebt das beschriebene Verhalten ebenfalls hervor. In der Abbildung 34 ist die Leistung am Slack im Verbraucherzählpfeilsystem im zeitlichen Verlauf des Referenztages abgebildet.

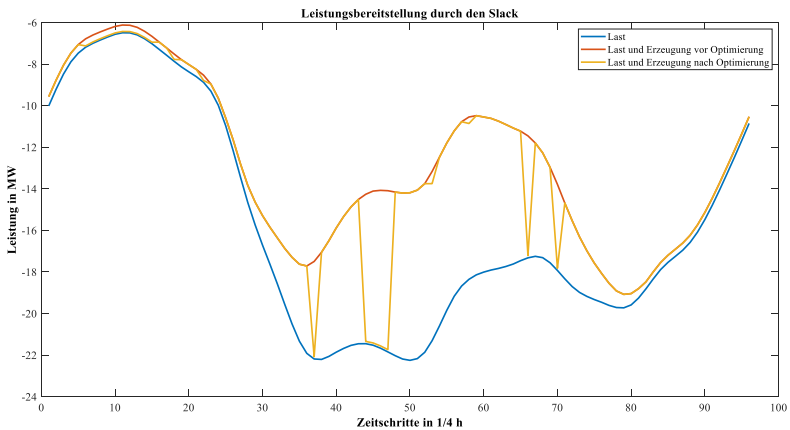


Abbildung 34 Leistung am Slack des statistischen Mittelspannungsnetzes bei Last (blau), Last und Erzeugung vor Optimierung (rot) und nach Optimierung (gelb) für das Betriebskonzept Gewinnmaximierung für den Referenztag 22.04.2020

Zu erkennen ist in Abbildung 34, dass über den ganzen Tag, unabhängig von der Leistung der EE-Anlagen, eine Leistungsbereitstellung am Slack erfolgen muss. Die rote Linie zeigt die Kombination aus Last und maximaler Erzeugung im Netz. Somit ist der Bereich zwischen blauer Kennlinie (Last ohne Erzeugung) und roter Kennlinie der mögliche Arbeitsbereich der verschiedenen Betriebskonzepte. Für die Gewinnmaximierung (gelbe Linie) ist der Einfluss des VK einschließlich des Betriebsverhaltens dargestellt. Insbesondere in der Mitte des Tages sind die vom Spotmarktpreis getriebenen Fahrplansprünge deutlich zu erkennen.

Grundsätzlich ergeben sich in dieser Betrachtung, unabhängig vom Betriebskonzept keine Probleme beim Betrieb dieses Mittelspannungsnetzes, sodass die Betriebskonzepte aus Netzsicht nicht kritisch zu bewerten sind. Des Weiteren erfolgt durch die Einspeisung eine Deckung der großen Last in der Mitte des Tages, sodass der Strombezug vom überlagerten Netz reduziert werden kann. Jedoch können sich bei Betrachtung des Leistungsverlaufs nach Optimierung kritische Aspekte bei der Bilanzkreisbewirtschaftung entwickeln. Durch die verhältnismäßig großen Sprünge im Betriebsverhalten des VK muss entsprechend der BKV ggf. mehr Arbeit und Geld investieren, um seinen Bilanzkreis auszugleichen. Globaler betrachtet wird nicht nur das in der Dissertation fokussierte VK so betrieben, sondern viele Anlagen am Markt (insbesondere EE-Anlagen) werden auf entsprechende Preissignale reagieren. Daraus und aus der Tatsache, dass EE-Anlagen einen großen Leistungsgradienten fahren können, ergeben sich unter aktuellen Regeln

zukünftig vermehrt Frequenzprobleme. Verwiesen sei daher auf die Problematik der Frequenzsprünge zum Stunden- und Viertelstundenwechsel mit den Deterministic Frequency Deviations (DFD) [146]. Diese DFD gilt es, globaler zu betrachten und zukünftig entsprechende Regeln für Kraftwerke jeglicher Art zu definieren.

5.3.2 Blindleistungsflexibilität

Abbildung 35 präsentiert die in Kapitel 3.2 dargelegte nutzbare Blindleistungsflexibilität, die durch die Anlagen des VK-bereitgestellt werden kann. Für den Testzeitraum von einem Jahr sind die tägliche Blindenergie der Anlagen nach VDE und der Betrag der maximal mögliche Blindenergie (zur besseren Übersichtlichkeit) jedes Tages dargestellt.

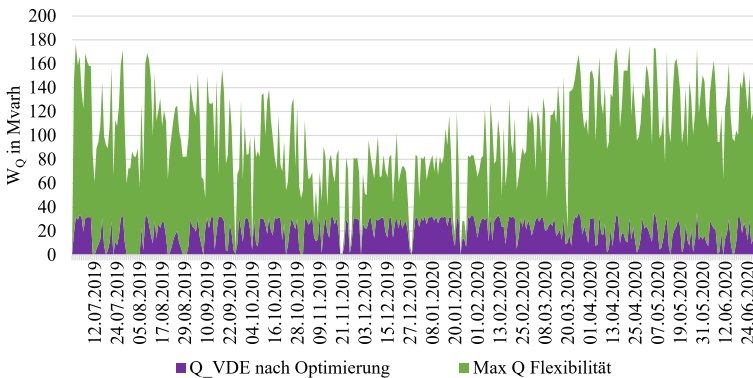


Abbildung 35 Blindleistungsflexibilität der Anlagen des VK – Darstellung der täglich erzeugten Blindenergie für ein Jahr mit den Anlagenanforderungen nach VDE (lila) imVergleich zur maximal möglichen Blindenergie nach Kapitel 3.2

Es zeigt sich, dass ein möglicher Bedarf nach Blindleistungsflexibilität durch eine geänderte Regelung der Anlagen netzdienlich bereitgestellt wird. Mit diesem viel größerem Potential der Blindenergie können ggf. Leitungsverluste im Netz optimiert werden und der lokale Netzbetrieb ohne große netzbetreiberseitige Investitionen verbessert werden. Einzig der Zugriff auf die Anlagen durch die Netzbetreiber oder intelligente Netzregler muss dafür zukünftig sichergestellt werden. Dabei ist festzuhalten, dass im Mittel- und insbesondere im Niederspannungsnetz die Steuerung der Blindleistung wesentlich weniger Effekte hat als die Steuerung der Wirkleistung. Jedoch kann dies in einem Zukunftssystem mit deutlich mehr EE-Anlagen eine nützliche Stellschraube sein. Ergänzend zu Abbildung 35 hebt Abbildung 36 detailliert die Möglichkeit zur Maximierung der Blindleistungsbereitstellung (lila) und des Blindleistungsverbrauchs (gelb) innerhalb eines Tages hervor.

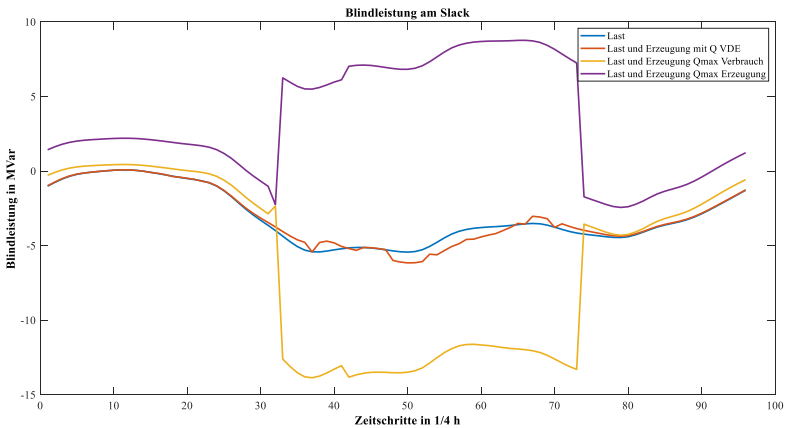


Abbildung 36 Blindleistung am Slack des statistischen Mittelspannungsnetzes bei Last (blau), Last und Erzeugung mit Q nach VDE (rot), Last und Erzeugung mit max Q Verbrauch (gelb) sowie Last und Erzeugung mit max Q Erzeugung (lila) für den Referenztag 22.04.2020

Abbildung 36 präsentiert die Blindleistungsbereitstellung bzw. den Blindleistungsbezug am Slack im Tagesverlauf für den Referenztag mit großer EE-Einspeisung. Dabei wird ein enormes Potential bei der Maximierung der Blindleistung durch das VK in der Mitte des Tages, bedingt durch die große Anzahl an PV-Anlagen, verdeutlicht. Jedoch sei an der Stelle darauf hingewiesen, dass diese Maximierung auch größere Verluste an den Anlagen nach sich zieht und es ökonomisch gesehen aktuell keinen Sinn ergibt, die Anlagen in den technisch möglichen Maxima zu betreiben, da auch von einem größeren Verschleiß auszugehen ist. Abbildung 36 zeigt somit den Beitrag des VK bzw. des Mittelspannungsnetzes zur Blindleistungsflexibilität auf. Dabei muss nicht zwangsläufig das gesamte VK diese Flexibilität bereitstellen, sondern es kann auch eine strangbasierte Bereitstellung (siehe auch Abbildung 37) erfolgen um Netzbetreiber z. B. zukünftig bei Spannungsproblemen zu unterstützen. Darüber hinaus kann mit dem VK die Spannungshaltung am Trafo zum überlagerten 110-kV-Netz positiv beeinflusst werden. Dies kann den Ersatz von Transformatoren mit begrenzter Spannungsstufung vermeiden bzw. kann die Betriebsführung mit der Netzengpassbeseitigung volkswirtschaftlich positiv beeinflussen. In Abbildung 37 ist für den Referenztag der Einfluss der Maximierung des Blindleistungsverbrauchs bzw. der Blindleistungserzeugung als Spannungsband an jedem Knoten im Vergleich zu den Vorgaben des VDE abgebildet.

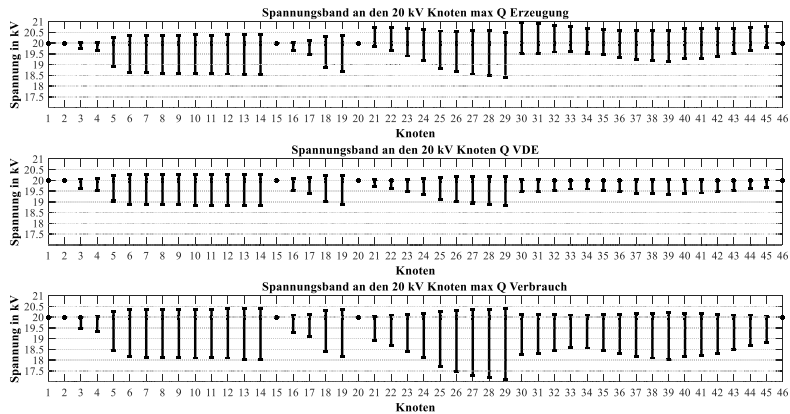


Abbildung 37 Spannungsband an den 20-kV-Knoten des statistischen Mittelspannungsnetzes – Vergleich Blindleistungsbereitstellung nach VDE, maximale Blindleistungserzeugung und maximaler Blindleistungsverbrauch für den Referenztag 22.04.2020

Die Abbildung zeigt, dass es durch die Maximierung der Blindleistung einen großen Einfluss an den Knoten des Stadtrandes (Knoten 18 und 19) und des Landnetzes (Knoten 21-45) gibt. Dies ist dadurch begründet, dass ein Großteil der Erzeugungsanlagen und damit das Potential der Blindleistungsflexibilität im Stadtrand bzw. Landnetz verortet und dabei gleichzeitig die Last relativ gering ist. So ist im Vergleich zur Blindleistungsbereitstellung nach VDE für die Maximierung der Blindleistungserzeugung die maximale Spannung um bis zu rund 1 kV angehoben. Gleichzeitig ist für diesen Fall auch zu bemerken, dass die untere Spannungsgrenze z. B. an Knoten 39 um ca. 0,2 kV niedriger ist. Es zeigt sich somit für die Blindleistungsbereitstellung bzw. Blindleistungsverbrauch, dass das Spannungsband in den Maxima deutlich angehoben bzw. herabgesetzt werden kann. Nun ist dies noch in den Betrieb der Anlagen einzuordnen. Wenn die Verluste der Anlagen durch einen großen Blindleistungsverbrauch, zuzüglich zum maximalen Blindleistungsverbrauch, die reale Wirkleistungseinspeisung überschreiten erfolgt eine starke Reduktion der Spannung am Knoten. Dies wäre der Fall z. B. zu Beginn eines Tages wenn insbesondere die PV-Anlagen anfangen einzuspeisen. Das heißt, es sollte möglichst nicht zu diesem Zeitpunkt der maximale Blindleistungsverbrauch erfolgen, damit die Spannung am Knoten nicht weiter absinkt. Gleiches gilt für die maximale Blindleistungserzeugung bei maximaler Wirkleistungseinspeisung. Zu diesem Zeitpunkt wird zumeist die Spannung am Knoten bereits angehoben und mit maximaler Blindleistungsbereitstellung wird dieser Effekt noch verstärkt. Auch für diesen Fall ist es am Knoten nicht unbedingt sinnvoll Blindleistung maximal zu erzeugen. Global gesehen muss dies jedoch nicht nur auf

den Knoten bezogen werden, sondern ein Optimum für das gesamte Netz ermittelt werden. Gleiches gilt bei Betrachtung der Maximierung des Blindleistungsverbrauchs. Auch dafür zeigt Abbildung 37 den Einfluss des Blindleistungsverbrauchs an den Knoten auf. Jedoch zeigt sich über fast alle Knoten des Mittelspannungsnetzes, dass die untere Spannungsgrenze deutlich, teilweise mehr als 2 kV, im Vergleich zu den Vorgaben des VDE herabgesetzt wurde. Auch im Stadtnetzbereich wirkt sich der Einfluss der wenigen PV-Anlagen aus. Das Ergebnis ist, dass die Spannungsgrenzen mit -10% zur Nennspannung nicht mehr gehalten werden. Damit ist aus technischer Sicht von einer pauschalen Maximierung des Blindleistungsverbrauchs abzusehen.

5.3.3 Worst und Best Case in der Erzeugungsverteilung

Ein Aspekt der innerhalb der Case Studies untersucht wird, ist die Frage, ob die Verteilung der installierten EE-Leistung im Netz einen signifikanten Einfluss hat. Dafür wurde die Unterscheidung Best Case, Ausgangszustand wie bisher beschrieben, mit dem hier definierten Worst Case verglichen. Für den Best Case gilt eine relativ gleichmäßige Verteilung der EE-Anlagen auf alle Knoten im Landnetz. Im Worst Case hingegen wurde im Landnetzbereich die installierte Leistung weitestgehend an einzelnen Knoten gebündelt und möglichst an die physikalisch weitest entfernten Punkte der Schleifen verteilt. Somit bündelt sich die Erzeugung im Landnetz an den Knoten 27, 28, 30, 31 und 38-41 (siehe Abbildung 5 – Mittelspannungsnetz). Abbildung 38 präsentiert für den Vergleich von Best Case und Worst Case die minimalen und maximalen Spannungen an ausgewählten Knoten, bei Betrachtung des Referenztages. Beispielhaft sind dabei Knoten 31 und 38 hervorzuheben. An Knoten 38 wurde die installierte Leistung mit Worst Case-Betrachtung von 330,5 kW auf 1150 kW angehoben und an Knoten 31 von 170 kW auf 1541 kW. In der Abbildung 38 sind jedoch über alle Knoten hinweg nur marginale Unterschiede bei Betrachtung von minimaler und maximaler Knotenspannung festzustellen, sodass festgehalten werden kann, dass der Ort der installierten EE-Leistung innerhalb des Mittelspannungsnetzes lediglich einen geringen Einfluss hat und die Betriebsführung des Netzbetreibers nicht beeinflussen sollte. Dies bietet für den VK-Betreiber die Möglichkeit, vor allem nach ökonomisch vorteilhaften Gesichtspunkten die Standorte von Anlagen festlegen zu können und nur wenig netzseitige Restriktionen fürchten zu müssen. Einzig Betriebsmittel wie Transformatoren dürfen nicht zu stark belastet werden. Zudem kann aus Netzsicht das volle Potential der netzdienlichen Betriebskonzepte weiterverfolgt werden und ggf. ein Pooling mit bestehenden und neuen Anlagen erfolgen, wenn der Betreiber z.B. ein kleiner regionaler Netz-/Stadtnetzbetreiber ist.

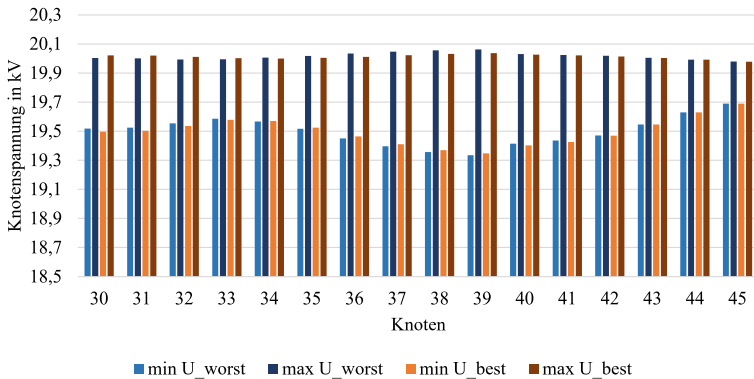


Abbildung 38 Vergleich der maximalen und minimalen Spannung an ausgewählten Knoten des 20-kV-Mittelspannungsnetzes für den Referenztag 22.04.2020, unter Verwendung Best Case und Worst Case für die installierte EE-Leistung im Landnetz

5.3.4 Speichereinfluss

Als letzte Case Study werden die Einflüsse von PV-Speicheranlagen für den Hauseigenverbrauch auf die VK-Betriebsführung untersucht. Hintergrund ist, dass PV-Anlagenbesitzer ihren überschüssigen Strom an das VK verkaufen und den Rest selbst verbrauchen bzw. zwischenspeichern. Die Frage, die sich dabei stellt, ist ob sich ein großer Einfluss auf die Betriebsführung des VK ergibt. Zudem lässt sich bei einer Jahressimulation für den Betreiber des VK abschätzen, was geboten werden sollte, damit ein finanzieller Anreiz für die Hauseigentümer entsteht, seine Dachfläche für eine PV-Anlage an das VK zu vermieten oder Reststrom zu verkaufen. Abbildung 39 vergleicht für den 22.04.2020 die Ergebnisse mit und ohne Eigenverbrauchsspeicher im Betriebskonzept Gewinnmaximierung mit Bezug auf PV-Prognose und PV-Fahrplan.

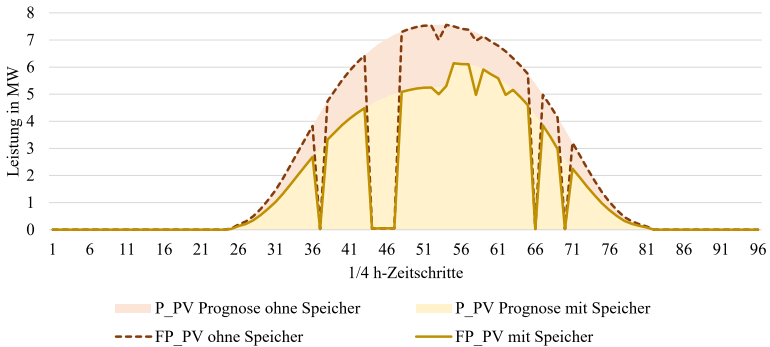


Abbildung 39 Einfluss Speicher und zugehöriger PV-Strom im Eigenverbrauch auf den PV-Fahrplan des VK für das Betriebskonzept Gewinnmaximierung am Referenztag 22.04.2020

Wie zu erwarten war, ergibt sich für das VK eine stark reduzierte verfügbare Energie. Die Einschnitte durch Marktgegebenheiten bleiben jedoch bestehen und es ergibt sich mit Berücksichtigung von Speichern ein nahezu identischer, reduzierter Fahrplan für die PV-Einspeisung durch das VK. Eine nicht unbedingt zu erwartende Änderung ist jedoch die positiv gerichtete Speicherflanke um Zeitschritt 55. Diese zeigt den Moment in dem die Speicher vollgeladen sind. Dabei ist davon auszugehen, dass Speicher eher selten eine intelligente Speicherprogrammierung besitzen und einspeichern sobald PV-Überschuss vorhanden ist (vgl. Kapitel 4.4). Das bedeutet, dass alle Speicher einer Region (hier das Mittelspannungsnetz) auch tendenziell gleichzeitig vollgeladen sind und der Überschuss im VK wieder vermarktet werden kann. Findet keine Vermarktung im VK statt, so ergibt sich eine Rückspeisung in das Netz, die durch den Netzbetreiber prognostiziert werden muss. Die Ergebnisse zeigen zudem, dass durch den Eigenverbrauch der PV-Speicher bei den Hausbesitzern, der Gewinn des VK 1786 € für den Referenztag beträgt. Ohne Speicher lag der Gewinn bei 2925 €. Das heißt, die Einbuße in der PV Einspeisung führt an diesem Tag zu einem um mehr als 38% schlechterem Ergebnis. Da PV-Anlagen in Kombination mit Speichern relativ teuer in der Anschaffung sind und die aktuellen Käufer eher idealistisch als ökonomisch getrieben sind, ist es eher unrealistisch einen für das VK sinnvollen Preis zu definieren, um die Dachflächen dieser Eigenheimbesitzer zu mieten. Wahrscheinlicher ist es, Dachflächen von Mehrfamilienhäusern zu mieten, bei denen das ökonomische Interesse beim Eigentümer liegt, der zumeist jedoch nicht mit in diesen Häusern wohnt und somit kein persönliches Interesse an der Nutzung des eigenerzeugten Stromes hat.

Abbildung 40 präsentiert zur Vervollständigung die Betriebsweise des Speichers in Bezug zu Last und PV-Einspeisung. Dargelegt wird in der Abbildung die anteilige Last der Haushalte mit PV-Hausdach- und Speicheranlagen sowie die anteilige PV-Einspeisung. Darüber hinaus wird der Speicherladezustand (blaue Fläche) und der Vergleich der Last mit (orange Linie) und ohne Speicher (braune Linie) abgebildet. Die Abbildung verdeutlicht insbesondere die durch Speicher und PV-Einspeisung direkt reduzierte Last, den Zeitpunkt 55 zu dem die Speicher vollgeladen sind und einen steilen Lastanstieg, wenn die Speicher wieder entladen sind.

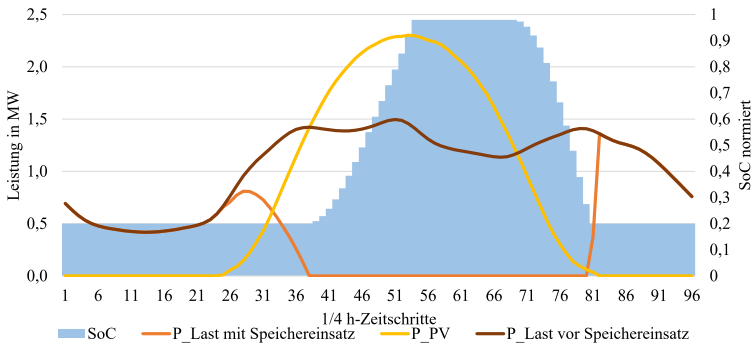


Abbildung 40 Darstellung des Speicherverhaltens mit Darstellung der PV-Einspeisung der Eigenverbrauchsanlagen, SoC der zugeordneten Speicheranlagen und dem Lastvergleich zwischen Lastverlauf mit Eigenverbrauch von PV und Speicherleistung (orange) sowie Last ohne den Einsatz von PV und Speichern (dunkelbraun) für den Referenztag 22.04.2020

Zusammenfassend sind kritische Netzauswirkungen durch den Betrieb von Speichern und dem VK-Betrieb nicht zu erwarten, da sich die Leistung am Slack weiterhin zwischen maximaler EE-Einspeisung und ausschließlich Last bewegt. Bei einem hohen Anteil an Speichern im lokalen Netz und viel PV-Einspeisung ist jedoch vermehrt darauf zu achten, dass häufiger PV-Gradienten in der Mitte des Tages und Lastgradienten am Ende des Tages entstehen können.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Mit dieser Dissertation und den Arbeiten in der methodischen Entwicklung konnte ein inhaltlicher wissenschaftlicher Fortschritt in Bezug auf kleine und Kleinst-EE-Anlagen innerhalb eines VK erzielt werden. Inhaltlich wird die Thematik des Beitrags von kleinen dezentralen EE-Anlagen zum (EE-dominierten) Energiesystem Strom im VK-Verbund verfolgt. Aspekte wie die Bereitstellung von Leistungsflexibilität im Rahmen eines fahrplanbasierten Betriebs sowie die ökonomische Situation werden, ohne die Verwendung von Einspeisevergütungen, untersucht und präsentiert. Neben einer Übersicht zum Stand der Technik in Betrieb, Aufbau und Funktionsweise von Virtuellen Kraftwerken liefert diese Arbeit dafür eine Übersicht und einen detaillierten Einblick in die Prozesse sowie Prozessebenen eines VK (siehe Kapitel 2), welche grundsätzlich auf alle Kraftwerke übertragbar sind. Darüber hinaus erweitert diese Abhandlung in Kapitel 2 das Verständnis des Gesamtsystems Stroms, angefangen bei lokalen Bilanzkreisprozessen über Netzbetreiberinformationsaustausch bis hin zu Prozessen der europäischen Netz- und Marktkopplung. Dabei werden Relevanz und Notwendigkeit des ordentlichen Zusammenspiels zwischen Akteuren und der Netzbetriebsführung, mit den Netzberechnungen als Resultat des Betriebs von Kraftwerken, Erzeugungsanlagen und Lasten aufgezeigt. Mit diesen Voraussetzungen wird u. a. in Kapitel 2 dargelegt, dass die Poolung von EE-Anlagen aus der Mittel- und Niederspannung noch nicht näher betrachtet wurde und die Bedarfe verschiedener Akteure (VNB, ÜNB, Markt, Erzeuger und Verbraucher) mit einem VK bedient werden können. Mit der Entwicklung von Betriebskonzepten im Rahmen dieser Dissertation werden somit dominierende Bedarfe der Netzbetreiber wie Planungssicherheit, Leistungsflexibilität, Regelleistung und Prognoseverbesserung adressiert. Ergänzend dazu werden durch den Betrieb des VK und die Ausarbeitungen u. a. die Forderungen nach gewinnbringender Vermarktung (Erzeuger), kostengünstige und zuverlässiger Stromversorgung (Verbraucher) sowie nach gleichbleibender Marktliquidität und stabilen Marktverhältnissen (Strommarkt, Netzbetreiber, Erzeuger und Verbraucher) fokussiert.

Zudem werden in Kapitel 3 die zur Betriebsführung eines VK notwendigen Vorprozesse weiterentwickelt. Die Prozesse, die im Rahmen der Dissertation näher betrachtet und methodisch optimiert werden, sind die DA-Prognose der EE-Einspeisung und die DA-Prognose der Marktbeitragsleistung. Für die Durchführung der DA-Einspeiseprognose für Wind- und PV-Anlagen liefert diese Arbeit einen Least-Squares-Ansatz, welcher eine optimierte Kombination von Anbieterprognosen gewährleistet und somit die Kombination der Anbieterprognosen besser ist, als die jeweilige Prognose eines einzelnen Anbieters. Diese Methode wurde anhand realer Daten der 50Hertz geprüft. Es hat sich dabei für die Jahre

2014 und 2015 für die PV-Prognose eine Verbesserung von bis zu 7,1% und für die Windprognose eine Verbesserung von bis zu 6% ergeben. Für die Optimierung der Marktpreisprognose wurde ein Modell zur Day-Ahead-Marktpreisabschätzung entwickelt, welches für Deutschland anhand exemplarischer Daten, auch bei negativen Preisen, ein gutes Ergebnis mit einem RMSE von 2,15 € liefert. Darüber hinaus wurde ein konzeptioneller Ansatz zur optimierten Multimarktbeteiligung entwickelt, welcher day-ahead eine gute Einschätzung von Regelleistungs- und Spotmarkt geben soll. Dieses Konzept ermöglicht eine geplante gewinnoptimierte Beteiligung an Regelleistungs- und Spotmarkt, unter Berücksichtigung der volatilen Einspeisung aus EE-Anlagen. Neben diesen Methoden werden die ökonomischen Randbedingungen, wie ermittelte realitätsnahe Kostenstruktur des VK und Strommarktbedingungen, präsentiert. Darüber hinaus werden weitere relevante Berechnungsgrundlagen vorgestellt und insbesondere das anerkannte 20-kV-Mittelspannungsnetz (Cigré Benchmarknetz) auf Basis von deutschen VNB-Daten, unter Verwendung von entwickelten Randbedingungen, neu parametrisiert. Dabei ist das Netz rein auf Basis von EE-Anlagen und Lasten ausgelegt und liefert damit eine Berechnungsgrundlage und einen Beitrag für Untersuchungen im EE-dominierten System. Als Ergebnis dieser Parametrisierung ergibt sich weiterhin eine gesamte installierte Leistung von EE-Anlagen von 14,778 MW, welche in den VK-Betriebsführungskonzepten und den Untersuchungen als Ausgangspunkt genutzt wird. Zudem präsentiert die Arbeit nicht nur Algorithmen für das VK, sondern ermöglicht mit Rückkopplung zum parametrisierten Mittelspannungsnetz die Analyse der Auswirkungen des VK-Betriebs auf die Netzbetriebsführung, welche in den Ergebnissen Berücksichtigung finden.

Den Kern der Dissertation bilden die entwickelten VK-Betriebskonzepte, die algorithmisch umgesetzt und deren Ergebnisse anhand von Testdaten für Märkte und EE-Einspeisung (01.07.2019 – 30.06.2020) verglichen werden. Gemeinsam haben die Betriebsführungskonzepte die Erstellung eines $\frac{1}{4}$ -h-Fahrplan, der in Anlehnung an den ERRP-Prozess, verlässliche Planungsdaten an den Netzbetreiber liefert. Somit wird aus einer Vielzahl an kleinen volatilen ungesteuert einspeisenden EE-Anlagen ein Kraftwerk gebildet, welches mehr Fahrplatreue mit sich bringt, Fahrpläne und verbesserte Prognosen aufwandsreduziert an den Netzbetreiber liefert und Flexibilitätspotential in einer relevanten sowie für den Netzbetrieb nutzbaren Größenordnung ermöglicht. Die entwickelten Konzepte lassen sich in zwei Kategorien einordnen. Diese sind wirtschaftliche Betriebskonzepte (Gewinnmaximierung und Regionalversorger) sowie netzdienliche Betriebskonzepte (Reaktive Einsatzplanung, Maximierung Regelleistung und Maximierung Redispatchvermögen). Das Betriebskonzept der Gewinnmaximierung ist ein wirtschaftliches Betriebskonzept mit Multimarktbeteiligung unter realen techno-ökonomischen Randbedingungen, welches als Referenz für alle Betriebskonzepte dient. Dieses Konzept weist über den Betrieb eines Jahres einen hohen Gewinn durch eine dominante

Beteiligung am Intraday-Markt, auch ohne EEG-Fördermechanismen, aus. Einzig die Investitionskosten können nicht komplett mit dem Gewinn abgedeckt werden, sodass eine Basiserkenntnis ist, dass aufgrund von Subventionierung von konventionellen Anlagen eine Förderung für EEG-Anlagen bestehen bleiben sollte, um VK betriebswirtschaftlich sinnvoll zu betreiben und konkurrenzfähig zu halten sowie den Endverbraucherpreis niedrig zu halten. Auch die netzdienlichen Betriebskonzepte zeigen, abgesehen von den Investitionskosten, kleinere Gewinne über ein Jahr auf und bieten wie beabsichtigt gleichzeitig die Möglichkeit die entsprechende Leistung wie Regelleistungsprodukte oder Redispatchvermögen vermehrt bereitzustellen. Dies wird dann sinnvoll, wenn ein EE-dominiertes System durch Wegfall von konventionellen Kraftwerken einen Bedarf nach verschiedenen Produkten zur sicheren und stabilen Netzbetriebsführung, Spannungshaltung und Frequenzhaltung hat. Insbesondere die mögliche Leistungsflexibilität und Blindleistungsflexibilität, die sich außerhalb der Fahrplanprodukte durch nicht voll ausgenutzte Anlagen ergeben, kann einen Beitrag zu einem stabilen Energiesystem sein und wird im Rahmen der Arbeit aufgezeigt. Sofern sich ein (Markt-)Anreiz für diese Leistungs- und Blindleistungsflexibilität entwickelt, könnten diese im Bezug zum ERRP in die Fahrplanmeldung mit aufgenommen werden. Insbesondere das netzdienliche Betriebskonzept der reaktiven Einsatzplanung kann durch gezielte Leistungsvorhaltung aufzeigen, dass Gewinn erzielt wird und gleichzeitig verschiedene Markt und netzdienliche Aspekte adressiert werden. So kann aus VK-Sicht die Marktbeteiligung am Regelleistungsmarkt abgesichert werden und auch das Bilanzkreismanagement kann mit verringertem Aufwand betrieben werden, da die angekündigten Fahrpläne eingehalten werden. Auf Netzbetreiberseite bietet dies eine enorme Planungssicherheit und erleichtert Planungs- und Betriebsführungsprozesse in einem zunehmend volatilen Energiesystem. Neben den Ergebnissen für ein Jahr liefert diese Dissertation auch eine Referenztagauswertung. Mit diesen Auswertungen kann unter anderem der Einfluss von PV-Anlagen mit zugehörigem Speicher (im Eigenverbrauch) auf die VK-Optimierung dargelegt werden. Insbesondere große Erzeugungs- und Lastgradienten bei Erreichen des vollen Ladezustandes und bei Erreichen des komplett leeren Ladezustandes können, bei hohem Speicheranteil, die Betriebsführung strapazieren. Darüber hinaus wurde der Einfluss des Regelleistungsinkrements und des Minimalgebots untersucht. Es zeigt sich, dass das VK erst mit einem Inkrement und Minimalangebot von 1 MW und weniger sinnvoll in den Regelleistungsmarkt insbesondere PRL-Markt integrieren lassen. Insbesondere bei durchschnittlichen Wetterverhältnissen ist die Hürde von 1 MW zu groß.

Zusammenfassend wird ein Forschungsbeitrag im Bereich der Betriebsführung für gebündelte Erneuerbare Anlagen geleistet. Dabei werden Weiterentwicklungen und Algorithmen für das gesamtheitliche Energiesystemverständnis und für die Day-Ahead EE-Einspeiseproggnose sowie für die Strommarktbeteiligung präsentiert. Darüber hinaus

liefert diese Arbeit reale Kostenstrukturen und Randbedingungen zum Betrieb eines VK sowie kraftwerksbezogene Planungsprozessübersichten. Mit diesen Informationen wurden im Rahmen der Arbeit netzdienliche und betriebswirtschaftliche Betriebskonzepte entwickelt und algorithmisch umgesetzt. Diese ermöglichen eine Einschätzung des Beitrags zur Leistungs- und Blindleistungsflexibilität sowie zur Stabilität und Zuverlässigkeit durch EE-Analgen innerhalb eines Virtuellen Kraftwerks. Zudem wurde der Einfluss des VK-Betriebs durch die Weiterentwicklung eines 20-kV-Mittelspannungstestnetzes überprüft und der Systembeitrag evaluiert.

Fortfolgend und ergänzend zu den Entwicklungen der Themen der vorgestellten Untersuchungen müssen künftig insbesondere EE-Prognose und Multimarktbeteiligung weiter betrachtet werden. Weiterhin sollten volkswirtschaftlich sinnvolle Anreizsysteme für die in dieser Dissertation entwickelten Betriebskonzepte und für die Bereitstellung von Flexibilität entwickelt werden. Daneben können für ein EE-dominiertes Energiesystem weitere Betriebskonzepte wie z. B. die Momentanreservebereitstellung aus EE-Anlagen fokussiert sowie die maximale Belastbarkeit und die sinnvolle Ausnutzung von Nieder- und Mittelspannungsnetzen hinsichtlich der installierten Leistung von EE-Anlagen analysiert werden. Weiterhin müssen zwingend die Thematik der bezahlbaren elektrisch basierten Wärmebereitstellung sowie der saisonalen thermische Speicher in die Betrachtung des Betriebs von EE-Anlagen und daraus folgend in die Gesamtsystembetrachtung mit aufgenommen werden. Darüber hinaus sollten Anreize definiert werden wie EE-Kraftwerke im europäischen Wettbewerbsmarkt (Spotmarkt und Regelleistungsmarkt) keinen Marktnachteil im Vergleich zu konventionellen erleiden. Zudem muss dies derart entwickelt werden, dass auch die Strompreise für Industrie und Verbraucher annehmbar bleiben, insbesondere vor dem Hintergrund, dass E-Mobilität und Wärmepumpen einen deutlichen Lastanstieg verursachen werden.

7 Literaturverzeichnis

- [1] Die Bundesregierung, „Ausstieg aus der Kernkraft,“ [Online]. Available: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/energiewende/energie-erzeugen/ausstieg-aus-der-kernkraft-394280>. [Zugriff am 19 11 2021].
- [2] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Kohleausstieg und Strukturwandel,“ [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Wirtschaft/kohleausstieg-und-strukturwandel.html>. [Zugriff am 19 11 2021].
- [3] Bundesnetzagentur, *EEG in Zahlen 2019 (Stand: 19.04.2021)*, Bonn: Bundesnetzagentur, 2021.
- [4] K. E. Bakari und W. L. Kling, *Virtual power plant: An Answer to increasing distributed generation*, Gothenburg, Sweden: IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT), 2010.
- [5] D. Pudjianto, C. Ramsay und G. Strbac, *Virtual power plant and system integration of distributed energy resources*, IET renewable power generation , 2007.
- [6] S. You, C. Træholt und B. Poulsen, *Developing Virtual Power Plant for Optimized Distributed Energy Resources Operation and Integration*, Kgs. Lyngby, Denmark: Technical University of Denmark (DTU), 2010.
- [7] Bundesnetzagentur, *Pressemitteilung "Versorgungsunterbrechungen Strom 2020", 23.08.2021*, Bonn: Bundesnetzagentur, 2021.
- [8] Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6, Az.: BK6-15-158, Bonn: Bundesnetzagentur, 13.06.2017.
- [9] Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6, Az. BK6-10-097, Bonn: Bundesnetzagentur, 12.04.2011.
- [10] Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6, Az. BK6-18-006, Bonn: Bundesnetzagentur, 13.12.2018.
- [11] Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6, Az. BK6-18-019, Bonn: Bundesnetzagentur, 08.05.2018.
- [12] PwC, *Virtuelle Kraftwerke als wirkungsvolles Instrument für die Energiewende*, PricewaterhouseCoopers AG (pwc), 2012.
- [13] B. D.-F. e. al., *Brennstoffzellen und Virtuelle Kraftwerke – Energie-, umwelt- und technologiepolitische Aspekte einer effizienten Hausenergieversorgung*, Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 2009.

- [14] Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG), Smart Distribution 2020 – Virtuelle Kraftwerke in Verteilungsnetzen, Frankfurt a. M.: VDE, 2008.
- [15] Next Kraftwerke GmbH., *Praxisbeispiel Virtuelles Kraftwerk: Flexibilität aus erneuerbaren Energien und Industrieprozessen*, Next Kraftwerke GmbH., 2014.
- [16] Sahand Ghavidel, Li Li, Jamshid Aghaei, Tao Yu und Jianguo Zhu, *A review on the virtual power plant: Components and operation systems*, Wollongong, NSW, Australia: Conference POWERCON, doi:10.1109/POWERCON.2016.7754037, 2016.
- [17] R.-A. H. u. E. G. Seyyed Mostafa Nosratabadi, „A comprehensive review on microgrid and virtual power plant concepts employed for distributed energy resources scheduling in power systems,“ *Journal Renewable and Sustainable Energy Reviews* 67, p. 341–363, 2017.
- [18] Ali Ghahgharaee Zamani, Alireza Zakariazadeh and Shahram Jadid, „Day-ahead resource scheduling of a renewable energy based virtual power plant,“ *Journal Applied Energy*, 169, <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.02.011>, pp. pp. 324-340, 2016.
- [19] M. R. a. L. Baringo, „Strategic Bidding for a Virtual Power Plant in the Day-Ahead and Real-Time Markets: A Price-Taker Robust Optimization Approach,“ *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 31, NO. 4.*, July 2016.
- [20] VISE, „Definitiorische Grundlagen und erste Erkenntnisse,“ k.A., 2018.
- [21] M. Schönfisch, A. Lilienkamp und D. Titze, „Aggregation von Haushalten in (regionalen) virtuellen Kraftwerken. Regulatorische Rahmenbedingungen und Hürden,“ *Abschlussbericht Forschungsgruppe Smart Energy. NRW*, 2020.
- [22] J. Fleer, „Geschäftsmodelle und Aggregationskonzepte für Regionale Virtuelle Kraftwerke,“ Köln, 2019.
- [23] J. Wagner, M. Schönfisch, A. Lilienkamp, S. Birk, J. Fleer und G. Holtz, „Mögliche Geschäftsmodelle eine Regionalen Virtuellen Kraftwerks. Eine modellbasierte Netz- und Markt Betrachtung,“ 2020.
- [24] S. Birk, P. Lehnen, L. Petersen, G. Wise und T. Schneiders, „VPPlib - Ein Werkzeug für die Simulation Virtueller Kraftwerke auf Verteilnetzebene,“ *16. Symposium Energieinnovation, 12.-14.02.2020, Graz/Austria, 4–40*, 2020.
- [25] A. S. H. Hobert, „Identifizierung und Nutzung von Flexibilitäten innerhalb eines Virtuellen Kraftwerks mit großstädtischen Strukturen - Zusammenfassung,“ *Bergische Universität Wuppertal*, 2018.

- [26] A. Hobert, *Untersuchung des Potenzials von FLEXibilitätsoptionen in urbanen Quartieren anhand eines Verteilnetzes in Wuppertal*, Wuppertal: Bergische Universität Wuppertal, 2020.
- [27] A. Hobert, *Exemplary study of an urban districts as flexibility option in medium voltage*, Wuppertal: Bergische Universität Wuppertal, 2021.
- [28] B. K. Jha, A. Singh, A. Kumar, R. K. Misra und D. Singh, „Phase unbalance and PAR constrained optimal active and reactive power scheduling of Virtual Power Plants (VPPs),“ *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 125, 106443, 2021.
- [29] C. Fang, X.-L. Hu, X. I. Yang, Y.-J. Tian und H.-J. Wang, „Coordination and Optimization of Multi-region Building Virtual Power Plant with Photovoltaic and Wind-power Units,“ *DEStech Transactions on Engineering and Technology Research*, 2020.
- [30] M. Vahedipour-Dahraie, H. Rashidizadeh-Kermani, M. Shafie-Khah und J. P. S. Catalão, „Risk-Averse Optimal Energy and Reserve Scheduling for Virtual Power Plants Incorporating Demand Response Programs,“ *IEEE Trans. Smart Grid* 12, 2, 1405–1415, 2021.
- [31] E. Dall’Anese, S. S. Guggilam, A. Simonetto, Y. C. Chen und S. V. Dhople, „Optimal Regulation of Virtual Power Plants,“ *IEEE Trans. Power Syst.* 33, 2, 1868–1881, 2018.
- [32] H. Ishihara, K. Nada, M. Tanaka, S. Inoue, A. Kuwata und T. T., „A Voltage Control Method for Power Distribution Lines Utilizing Dispersed Customer Resources,“ *In 2020 22nd European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'20 ECCE Europe)*, 1–8. DOI=10.23919/EPE20ECCEurope43536.2020.9215963, 2020.
- [33] P. Moutis, P. S. Georgilakis und H. N.D., „Voltage Regulation Support Along a Distribution Line by a Virtual Power Plant Based on a Center of Mass Load Modeling,“ *IEEE Trans. Smart Grid* 9, 4, 3029–3038, 2018.
- [34] D. Pudjianto, P. Djapic, G. Strbac, B. Stojkovska, I. Martinez und A. R. Ahmad, „Integration of distributed reactive power sources through Virtual Power Plant to provide voltage control to transmission network,“ *Guidelines for the submission of the final paper. 25th International Conference on Electricity Distribution 2019, Paper n° 2055*, 2019.
- [35] D. Kaczorowska, J. Rezmer, T. Sikorski und P. Janik, „Application of PSO algorithms for VPP operation optimization,“ *Renewable Energy and Power Quality Journal* 17, 91–96, 2019.

- [36] K. Konara, M. Kolhe und A. Sharma, „Power flow management controller within a grid connected photovoltaic based active generator as a finite state machine using hierarchical approach with droop characteristics,“ *Renewable Energy* 155, 1021–1031, 2020.
- [37] M. M. Haque, P. Wolfs und S. Alahakoon, „Active Power Flow Control of Three-Port Converter for Virtual Power Plant Applications,“ *In 2020 IEEE International Conference on Power Electronics, Smart Grid and Renewable Energy (PESGRE2020)*, 1–6. DOI=10.1109/PESGRE45664.2020.9070350, 2020.
- [38] J. Bilbao, E. Bravo, C. Rebollar, C. Varela und O. Garcia, „Virtual Power Plants and Virtual Inertia,“ *In Microgrid Architectures, Control and Protection Methods*, 2020.
- [39] J. Ali und F. Silvestro, „Conventional Power Plants to TSO Frequency Containment Reserves - A Competitive Analysis for Virtual Power Plant's Role,“ *n 2019 IEEE 5th International forum on Research and Technology for Society and Industry (RTSI)*, 6–11. DOI=10.1109/RTSI.2019.8895540, 2019.
- [40] P. P. Dey, D. C. Das, A. Latif, S. M. S. Hussain und T. S. Ustun, „Active Power Management of Virtual Power Plant under Penetration of Central Receiver Solar Thermal-Wind Using Butterfly Optimization Technique,“ *Sustainability* 12, 17, 6979, 2020.
- [41] W. Zhong, M. A. A. Murad, M. Liu und F. Milano, „Impact of Virtual Power Plants on Power System Short-Term Transient Response,“ *Electric Power Systems Research* 189, 106609, 2020.
- [42] H. H. Alhelou, P. Siano, M. Tipaldi, R. Iervolino und F. Mahfoud, „Primary Frequency Response Improvement in Interconnected Power Systems Using Electric Vehicle Virtual Power Plants,“ *World Electric Vehicle Journal* 11, 2020.
- [43] N. Han, X. Wang, S. Chen, L. Cheng, H. Liu, Z. Liu und Y. Mao, „Optimal Configuration of Energy Storage Systems in Virtual Power Plants Including Large-scale Distributed Wind Power,“ *IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci.* 295, 42072, 2019.
- [44] J. Sun, X. Li und H. Ma, „Study on Optimal Capacity of Multi-type Energy Storage System for Optimized Operation of Virtual Power Plants,“ *In 2018 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, 2989–2993. DOI=10.1109/CICED.2018.8592048, 2018.
- [45] A. Michiorri, J. Lugaro, N. Siebert, R. Girard und G. Kariniotakis, „Storage sizing for grid connected hybrid wind and storage power plants taking into account forecast errors autocorrelation,“ *Renewable Energy* 117, 380–392, 2018.

- [46] D. Candra, K. Hartmann und M. Nelles, „Economic Optimal Implementation of Virtual Power Plants in the German Power Market,“ *Energies* 11, 2365, 2018.
- [47] F. Heimgaertner, U. Ziegler, B. Thomas und M. Menth, „A Distributed Control Architecture for a Loosely Coupled Virtual Power Plant,“ *In 2018 IEEE International Conference on Engineering, Technology and Innovation (ICE/ITMC), 1–9. DOI=10.1109/ICE.2018.8436321*, 2018.
- [48] M. Loßner, D. Böttger und T. Bruckner, „Economic assessment of virtual power plants in the German energy market — A scenario-based and model-supported analysis,“ *Energy Economics* 62, 125–138, 2017.
- [49] B. Moreno und G. Díaz, „The impact of virtual power plant technology composition on wholesale electricity prices: A comparative study of some European Union electricity markets,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 99, 100–108, 2019.
- [50] T. Sikorski, M. Jasiński, E. Ropuszyńska-Surma, M. Węglarz, D. Kaczorowska, P. Kostyla, Z. Leonowicz, R. Lis, J. Rezmer, W. Rojewski, M. Sobierajski, J. Szymańda, D. Bejmert, P. Janik und B. Solak, „A Case Study on Distributed Energy Resources and Energy-Storage Systems in a Virtual Power Plant Concept: Technical Aspects,“ *Energies* 13, 12, 3086, 2020.
- [51] S. Yin, Q. Ai, Z. Li, Y. Zhang und T. Lu, „Energy management for aggregate prosumers in a virtual power plant: A robust Stackelberg game approach,“ *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 117, 105605, 2020.
- [52] D.-A. Ciupageanu, L. Barelli, A. Ottaviano, D. Pelosi und G. Lazaroiu, „Innovative power management of hybrid energy storage systems coupled to RES plants: The Simultaneous Perturbation Stochastic Approximation approach,“ *In 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe), 1–5. DOI=10.1109/ISGTEurope.2019.8905775*, 2019.
- [53] A. Mears und J. Martin, „Fully Flexible Loads in Distributed Energy Management: PV, Batteries, Loads and Value Stacking in Virtual Power Plants,“ *Engineering* 6, 2020.
- [54] N. Ruiz, I. Cobelo, und J. Oyarzabal, „A Direct Load Control Model for Virtual Power Plant Management,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, 2 (2009), pp. pp. 959-966, 2009.
- [55] A. H. Mohsenian-Rad und A. L. Garcia, „Optimal Residential Load Control with Price Prediction in Real-Time Electricity Pricing Environments,“ *IEEE Transactions Smart grid*, 2, pp. pp. 120 -133, 2010.

- [56] L. Goel, Q. Wu and P. Wang, „Fuzzy logic-based direct load control of air conditioning loads considering nodal reliability characteristics in restructured power systems,“ *Electric Power System Research*, 1, pp. 98-107, 2010.
- [57] Tae-Hwan Jin, Herie Park, Mo Chung, Ki-Yeol Shin, Aoife Foley and Liana Cipcigan, „Review of Virtual Power Plant Applications for Power System Management and Vehicle-to-Grid Market Development,“ *The Transactions of the Korean Institute of Electrical Engineers*, 65(12), doi:10.5370/KIEE.2016.65.12.2251, 2016.
- [58] Z. Luo , R. Kumar , J. Sottile, and J. C. Y., „An MILP formulation for load-side demand control,“ *Electric Power Components and Systems*, 9, pp. 935-949, 1998.
- [59] M. H. Nehrir and B.J. LaMeres, „A multiple-block fuzzy logic-based electric water heater demand-side management strategy for leveling distribution feeder demand profile,“ *Electric Power System Research*, 3, pp. 225-230, 2000.
- [60] S.Teleke, M. E. Baran, S, Bhattacharya and Alex Q. Huang, „Optimal Control of Battery Energy Storage for Wind Farm Dispatching,“ *IEEE Transactions on Power Delivery*, 3, pp. 787-794, 2010.
- [61] S. Grillo, M. M. Massucco and F. Silvestro, „ Optimal Management Strategy of a Battery-Based Storage System to Improve Renewable Energy Integration in Distribution Networks,“ *IEEE Transactions on Smart grid*, 2 , pp. 950-958, 2012.
- [62] C. Chen, S. Duan, T. Cai, B. and L. G. Hu, „Optimal Allocation and Economic Analysis of Energy Storage System in Microgrids,“ *IEEE Transactions on electronics*, 10, pp. 2762-2773, 2011.
- [63] H. Sugihara, K. Yokoyama, O. Saeki, and K. T. T. Funaki, „Economic and Efficient Voltage Management Using Customer-Owned Energy Storage Systems in a Distribution Network With High Penetration of Photovoltaic Systems,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, 1 , pp. 102-111, 2013.
- [64] Y. Yuan, Q. Lil, and W. Wang, „Optimal operation strategy of energy storage unit in wind power integration based on stochastic programming,“ *IET Renewable Power Generetaion* 2, pp. 194-201, 2011.
- [65] S. Ghavidel, L. Li, J. Aghaei, T. Yu and J. Zhu, *A review on the virtual power plant: Components and operation systems*, Wollongong, NSW: IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON), pp. 1-6. doi:10.1109/POWERCON.2016.7754037, 2016.
- [66] I.G. Kamphuis, J.K. Kok and C.J.Wamer, *Massive Coordination of Residential Embedded Electricity Generation and Demand Response using Power Matcher Approach*, EEDAL, 2006.

- [67] F. Bignucolo, R. Caldón and V. Prandoni, *The Voltage Control on MV Distribution Networks with Aggregated DG Units (VPP)*, UPEC, 2006.
- [68] Y. Wang, X. Ai, Z. Tan, L. Yan and S. Liu, „Interactive Dispatch Modes and Bidding Strategy of Multiple Virtual Power Plants Based on Demand Response and Game Theory,“ *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 1, doi:10.1109/TSG.2015.2409121 , pp. pp. 510-519, Januar 2016.
- [69] M. Rahimiyani and L. Baringo, „Strategic Bidding for a Virtual Power Plant in the Day-Ahead and Real-Time Markets: A Price-Taker Robust Optimization Approach,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 4, doi:10.1109/TPWRS.2015.2483781 , pp. pp. 2676-2687, July 2016.
- [70] P. M. Pfeifroth, *Dissertation: Modellierung der Einsatzplanung funktionaler Stromspeicher für Strom- und Regelleistungsmärkte*, München: Technische Universität München, 2015.
- [71] M. Tröschel, *Dissertation: Aktive Einsatzplanung in holonischen Virtuellen Kraftwerken*, Oldenburg: Universität Oldenburg, 2010.
- [72] S. Tasmin, N. Hosseizadeh, M. Apel und G. Ameer, „How VPPs Facilitate the Integration of Renewable Energy Sources in the Power Grid and Enhance Dispatchability - A Review,“ *Australasian Universities Power Engineering Conference*, 2020.
- [73] Z. Liang, Q. Alsafasfeh, T. Jin, H. Pourbabak und W. Su, „Risk-Constrained Optimal Energy Management for Virtual Power Plants Considering Correlated Demand Response,“ *IEEE Trans. Smart Grid* 10, 2, 1577–1587, 2019.
- [74] M. G. M. Abdolrasol, M. A. Hannan, A. Mohamed, U. A. U. Amiruldin, I. B. Z. Abidin und M. N. Uddin, „An Optimal Scheduling Controller for Virtual Power Plant and Microgrid Integration Using the Binary Backtracking Search Algorithm,“ *IEEE Trans. on Ind. Applicat.* 54, 3, 2834–2844, 2018.
- [75] D. Papadaskalopoulos, D. Pudjianto und G. Strbac, „Decentralized Coordination of Microgrids With Flexible Demand and Energy Storage,“ *IEEE Trans. Sustain. Energy* 5, 4, 1406–1414, 2014.
- [76] M. J. Kasaei, M. Gandomkar und J. Nikoukar, „Optimal management of renewable energy sources by virtual power plant,“ *Renewable Energy* 114, 1180–1188, 2017.
- [77] P. L. S. X. W. Guo, „Optimal dispatching of electric-thermal interconnected virtual power plant considering market trading mechanism,“ *Journal of Cleaner Production*, vol. 279, p. 123446, 2020.

- [78] A. Cecilia, J. Carroquino, V. Roda, R. Costa-Castelló und F. Barreras, „Optimal Energy Management in a Standalone Microgrid, with Photovoltaic Generation, Short-Term Storage, and Hydrogen Production,“ *Energies* 13, 6, 1454, 2020.
- [79] X. Wang, L. Li, A. Palazoglu, N. H. El-Farra und N. Shah, „Optimization and control of offshore wind farms with energy storage systems,“ *IFAC-PapersOnLine* 51, 18, 862–867, 2018.
- [80] A. Baringo, L. Baringo und J. M. Arroyo, „Day-Ahead Self-Scheduling of a Virtual Power Plant in Energy and Reserve Electricity Markets Under Uncertainty,“ *IEEE Trans. Power Syst.* 34, 3, 1881–1894, 2019.
- [81] CEN/CENELEC/ETSI Joint Working Group, „Standards for Smart Grids - Final Report,“ CEN/CENELEC/ETSI, 2011.
- [82] e. a. Dilan Sahin, „Smart Grid Technologies: Communication 1st ELECON Workshop, 41 Technologies and Standards,“ *Transactions on Industrial Informatics*, vol. 7 no. 4, pp. pp. 529 - 540, November 2011.
- [83] M. Stübs, M. Blochberger, H. Federrath, R. P. Pein, E. Kirsch und R. Tschepart, „Modellierung von Sicherheitsschichten und -zonen für eine sichere IKT-Infrastruktur in Energie-Effizienz-Verbänden. Verteilte STeuerungen im intelligenten STromnetz sicher und resilient gestalten,“ k.A., 2019.
- [84] N. Hellmuth und E.-M. Jakobs, „Informiertheit und Datenschutz beim Smart Metering,“ in *Energiewirtschaft* 44, 1, 15-29, Aachen, 2020.
- [85] T. Schneiders, S. Birk und T. Rehm, „Qou Vadis Smart Energy - Entwicklungspfade smarterer Technologien der Energiewirtschaft,“ in *16. Symposium Energieinnovation*, 12.-14.02.2020, Graz/Austria, 4-40, Graz, 2020.
- [86] Agora Energiewende, *Stromspeicher in der Energiewende - Untersuchungen zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz*, Agora Energiewende, 2014.
- [87] M. Wolter, F. Beyrau, E. Tsotsas, C. Klabunde, et al., *Intelligentes Multi-Energie-System (SmartMES) - Statusbericht der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg zum Verbundprojekt*, Magdeburg: Res electricae Magdeburgenses; Band 74, 2018.
- [88] 0325779A, 0325779B, 0325779C, 0325779D, *Abschlussbericht: Verbundprojekt "REGES" Optimale Betriebs- und Regelungsstrategien für das zuverlässige elektrische Energieversorgungssystem Deutschlands bei vollständiger Integration der Einspeisung aus erneuerbaren Energien im Zeithorizont 2030*, Deutsche National Bibliothek, 2018.
- [89] CIGRE Task Force C6.04, *Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources*, 2014.

- [90] K. Rudion, A.Orths, Z.A. Styczynski, K. Strunz, *Design of benchmark of medium voltage distribution network for investigation of DG integration*, IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2006, pp. 6 pp.-, doi: 10.1109/PES.2006.1709447, 2006.
- [91] BMWi Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Moderne Verteilnetze für Deutschland (Verteilnetzstudie),“ BMWi Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2014.
- [92] R. Barth, *Ökonomische und technisch-betriebliche Auswirkungen verteilter Elektrizitätserzeugung in Verteilungsnetzen – eine modellgestützte Analyse am Beispiel eines Mittelspannungsnetzes*, Stuttgart: Universität Stuttgart, IER, Januar 2013.
- [93] H. Alt, *Energieerzeugung und Verteilung Fach Nr. 55610, Hilfsblatt 44 – Netzdaten Leitung und Kabel*, Hochschule Aachen.
- [94] D. Spiertz, *Info-Brief Nr. 20 - Kapazität von Leitungen*, Nürnberg: A. Eberle GmbH & Co. KG.
- [95] A. Moser, *Zukünftige Herausforderungen für Verteilnetzbetreiber*, Bonn: RWTH Aachen, November 2013.
- [96] G. Gunther, *Analyse von Niederspannungsnetzen und Entwicklung von Referenznetzen*, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), DOI: 10.5445/IR/1000045150, 2014.
- [97] ISMET AG, „Drosseln + Mittelspannungstransformatoren,“ [Online]. Available: https://www.ismet.de/fileadmin/05_unternehmen/07_downloads/5_ismet_dl_mitte_lspannung.pdf. [Zugriff am 13 Januar 2021].
- [98] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „SMARD-Strommarktdaten,“ [Online]. Available: <https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten>. [Zugriff am 02 Februar 2021].
- [99] VDEW, *Repräsentative VDEW Lastprofile (M-32/99)*, Frankfurt (main): VDEW, 1999.
- [100] O. Kalab, *Standardisierte Lastprofile*, Wirtschaftskammer OÖ, Aug. 2011.
- [101] A. Hoffmann, *Blindleistungsbereitstellung aus dezentralen Photovoltaik-Anlagen*, Darmstadt: Technische Universität Darmstadt, 2015.
- [102] H. Berndt, M. Hermann, H. Kreye und H. D. e. al., *TransmissionCode 2007*, Berlin: Verband der Netzbetreiber VDN - e.V. beim VDEW, 2007.
- [103] Sandia National Laboratories, „Energy Systems integration Group, Reactive Power Capability and Interconnection Requirements for PV and Wind Plants,“ [Online].

- Available: https://www.esig.energy/wiki-main-page/reactive-power-capability-and-interconnection-requirements-for-pv-and-wind-plants/#Reactive_Capability_or_Requirements_for_Wind_and_Solar_PV_Generators. [Zugriff am 6 11 2020].
- [104] M. Braun, *Provision of Ancillary Services by Distributed Generators; Technological and Economic perspective*, Kassel: Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V. Erneuerbare Energien und Energieeffizienz / Renewable Energies and Energy Efficiency Band 10/ Vol. 10, 2008.
- [105] B. R. Oswald, *Berechnung von Drehstromnetzen: Berechnung stationärer und nichtstationärer Vorgänge mit symmetrischen Komponenten und Raumzeigern ; mit 57 Tabellen und 32 durchgerechneten Beispielen.*, Wiesbaden: 2. Aufl. Springer Vieweg , 2013, .
- [106] C. K. M. W. André Richter, *Renewable energy forecasting optimization for system operator and trader*, Chicago: 2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting, DOI: 10.1109/PESGM.2017.8274067, 2017.
- [107] T. Schröter, A. Richter und M. Wolter, *Development of methods for an optimized infeed forecast of renewable energies*, Boise, Idaho, USA: 2018 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), DOI: 10.1109/PMAPS.2018.8440472, June 24-28, 2018.
- [108] A. R. J. G. J. G. A. N. Tamara Schröter, „Substation related forecasts of electrical energy storage systems - transmission system operator requirements, <https://doi.org/10.3390/en13236207>,” *MDPI Energies: open-access journal of related scientific research, technology development and studies in policy and management*, p. 26 Seiten, 23 November Volume 13(2020).
- [109] Otto-von-Guericke Universität, Fraunhofer IFF Magdeburg, 50Hertz Transmission GmbH, Siemens AG, *Projekt ILEP-Entwicklung einer dynamischen Integrierten Last- und Erzeugungs- Prognose; FKZ: 0350027*, Magdeburg, 2018-2021.
- [110] D. Nikodinoska, M. Käso, F. Müsgens, „Solar and wind power generation forecasts using elastic net in time-varying forecast combinations,” *Applied Energy, Volume 306*, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117983>., ISSN 0306-2619, p. 17 Seiten, 2022.
- [111] Next Kraftwerke GmbH, „Next-Kraftwerke,” [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt>. [Zugriff am 18 10 2021].
- [112] Next Kraftwerke GmbH, „Next-Kraftwerke Intraday-Handel,” [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/intraday-handel>. [Zugriff am 18 10 2021].

- [113] Next Kraftwerke GmbH, „Next Kraftwerke Day-Ahead-Handel,“ [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 18 10 2021].
- [114] DIHK - Deutscher Industrie- und Handelskammertag; EFET Deutschland - Verband Deutscher Energiehändler e.V, *Strombeschaffung und Stromhandel; Hintergründe, Herausforderungen, Hinweise*, Berlin, Brüssel: DIHK und EFET, Januar 2020.
- [115] Next Kraftwerke GmbH, „Next-Kraftwerke OTC-Handel,“ [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/otc-handel>. [Zugriff am 18 10 2021].
- [116] EPEX SPOT, *EPEX SPOT Operational Rules*, EPEX SPOT, 11. März 2020 .
- [117] Consentec GmbH, „Beschreibung von Konzepten des Systemausgleichs und der Regelreservemärkte in Deutschland,“ Deutsche regelzonenverantwortliche Übertragungsnetzbetreiber, Aachen, 07. Mai 2020.
- [118] 4 deutsche Übertragungsnetzbetreiber, „Regelleistung.NET,“ [Online]. Available: <https://www.regelleistung.net/ext/static/technical>. [Zugriff am 18 10 2021].
- [119] Simon Schulte, Fabian Arnold, David Schlund, *Dokumentation Ewi Merit-Order Tool 2020*, Köln: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI), März 2020.
- [120] Bundesnetzagentur, *Bericht über die Mindesterzeugung 2019*, Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Oktober 2019.
- [121] European Transmission System Operators (TSOs) ENTSO-E, „Entsoe Transparency Plattform,“ Designed and Developed by Unicorn Systems a.s, [Online]. Available: <https://transparency.entsoe.eu/dashboard/show>. [Zugriff am 04 08 2021].
- [122] Bundesnetzagentur, „SMARD Strommarktdaten,“ [Online]. Available: <https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten>. [Zugriff am 01 09 2021].
- [123] P. Hou, G. Yang, P. Enevoldsen, et al., *Cooperation of Offshore Wind Farm with Battery Storage in Multiple Electricity Markets*, Glasgow: 53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC), September 2018.
- [124] A. M. G. K. u. A. L. S. Camal, *Short-term forecast of automatic frequency restoration reserve from a renewable energy based virtual power plant*, Torino, Italy: IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), doi: 10.1109/ISGT-Europe.2017.8260311, September 2017.
- [125] S. Camal, A. Michiorri und G. Kariniotakis, *Optimal Offer of Automatic Frequency Restoration Reserve From a Combined PV/Wind Virtual Power Plant*, IEEE Trans.

- Power Syst., Jg. 33, Nr. 6, S. 6155–6170, doi:10.1109/TPWRS.2018.2847239, 2018.
- [126] F. Ocker, K.-M. Ehrhart and M. Ott, *Bidding strategies in Austrian and German balancing power auctions*, WIREs Energy Environ, vol. 7, no. 6, e303, doi:10.1002/wene.303, 2018.
- [127] M. Bohlayer, M. Fleschutz, M. Braun, et al., *Energy-intense production-inventory planning with participation in sequential energy markets*, Applied Energy, vol. 258, p. 113954, doi:10.1016/j.apenergy.2019.113954., 2020.
- [128] D. J. Swider, *Simultaneous bidding in day-ahead auctions for spot energy and power systems reserve*, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 29, no. 6, pp. 470–479, doi:10.1016/j.ijepes.2006.11.005., 2007.
- [129] M. K. A. Magdowski, *Prognose der Day-Ahead Wind- und Photovoltaikstromerzeugung – Einflussgrößen und Zuverlässigkeit*, Z Energiewirtsch vol. 41, no. 1, pp. 57–71, doi:10.1007/s12398-016-0190-7., 2017.
- [130] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, „Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien 2018,“ Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, März 2018.
- [131] A. Schröder, F. Kunz, J. Meiss, R. Mendelevitch, C. von Hirschhausen, *Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050*, Berlin: DIW- Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, ISSN 1861-1532, Julie 2013.
- [132] IRENA - International Renewable Energy Agency, *Renewable Power Generation Costs in 2017*, Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, ISBN 978-92-9260-040-2, 2018.
- [133] Deutsche Windguard, Anne-kathrin Wallasch, Silke Lüers, Knud Rehfeldt, „Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland - Update,“ Bundesverband WindEnergie e.V. und VDMA Power Systems, Varel, Dezember 2015.
- [134] Bundesnetzagentur, „Preise und Tarife - Tarife und Bestandteile - Wie setzt sich der Strompreis zusammen,“ [Online]. Available: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/PreiseTarife/start.html>. [Zugriff am 08 12 2021].
- [135] MathWorks, „Optimization Decision Table,“ The MathWorks, Inc., [Online]. Available: <https://de.mathworks.com/help/optim/ug/optimization-decision-table.html>. [Zugriff am 30 11 2021].
- [136] A. Richter, I. Hauer and M. Wolter, *Algorithms for Technical Integration of Virtual Power Plants into German System Operation*, Walnut CA, United States: Advances

- in science technology and engineering systems journal: (ASTESJ), ASTES Publishers, Bd. 3.2018, 1, S. 135-147, DOI:10.25046/aj030117, 2018.
- [137] T. Schröter, A. Richter, J. Götze, A. Naumann, J. Gronau and M. Wolter, *Substation Related Forecasts of Electrical Energy Storage Systems: Transmission System Operator Requirements*, Journal Energies 13 (23), 6207, DOI: <https://doi.org/10.3390/en13236207>, 2020.
- [138] F. M. Werner Antweiler, „On the long-term merit order effect of renewable energies,“ *Energy Economics*; <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105275>., Juli 2021.
- [139] F. Müsgens, „Equilibrium prices and investment in electricity systems with CO₂-emission trading and high shares of renewable energies,“ *Energy Economics: ISSN 0140-9883*; <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2018.07.028>., p. Volume 86, 2020.
- [140] Bundesministerium der Finanzen, „27. Subventionsbericht des Bundes 2017 - 2020,“ Bundesministerium der Finanzen, Berlin, 2019.
- [141] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, „Bundesregierung und Energieversorger verständigen sich auf finanziellen Ausgleich und Beilegung aller Rechtsstreitigkeiten zum Atomausstieg,“ [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/03/20210305-bundesregierung-und-energieversorger-verstaendigen-sich-auf-finanziellen-ausgleich-und-beilegung-aller-rechtsstreitigkeiten-zum-atomausstieg.html>. [Zugriff am 18 01 2022].
- [142] J. Diekmann, M. Horn, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), „Fachgespräch zur Bestandsaufnahme und methodischen Bewertung vorliegender Ansätze zur Quantifizierung der Förderung erneuerbarer Energien im Vergleich zur Förderung der Atomenergie in Deutschland,“ Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) e.V., Berlin, Mai 2007.
- [143] U. Leuschner, „Französischer Staat stützt EDF mit fünf Milliarden Euro,“ [Online]. Available: <https://www.udo-leuschner.de/energie-chronik/160405.htm>. [Zugriff am 18 01 2022].
- [144] V. Kiel, „Was ist mit Frankreichs Atomreaktoren los?,“ DER SPIEGEL (online), [Online]. Available: <https://www.spiegel.de/wissenschaft/technik/atomkraft-was-ist-mit-frankreichs-kernreaktoren-los-a-ad1f8a26-5db6-4637-b5b8-52d4e3ecb440>. [Zugriff am 18 01 2022].
- [145] Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6, *Az. BK6-13-200*, Bonn: Bundesnetzagentur, 16.04.2014.

- [146] ENTSO-E, „Report on Deterministic Frequency Deviations,“ ENTSO-E, Brüssel, Belgien, November 2019.

A Leitungsparameter Erweitertes CIGRE-Benchmark Mittelspannungs- netzmodell

Tabelle 20 20-kV-Mittelspannungsnetz – Leitungs- und Kabelparameter nach [89] - [94]

fbus	tbus	r	x	b	status	Länge in km	Bemerkung	R in Ohm /km	X in Ohm/km	C in nF/km
1	2	0,00515	0,00315	1,38E-06	1	0,10	Freileitung	0,306	0,35	11
2	3	0,095	0,955288	0	1		Trafo 1			
3	4	0,0515	0,0315	0,000314	1	1,00	Kabel	0,206	0,126	250
4	5	0,408195	0,258735	3,52E-05	1	2,82	Freileitung	0,579	0,367	9,93
5	6	0,18122	0,124865	0,002294	1	4,42	Kabel	0,164	0,113	413
6	7	0,039955	0,018453	0,00031	1	0,61	Kabel	0,262	0,121	405
6	11	0,0559	0,037375	0,000466	1	1,30	Kabel	0,172	0,115	285
7	8	0,04956	0,01806	0,000289	1	0,56	Kabel	0,354	0,129	411
7	14	0,051818	0,016415	0,000552	0	0,49	Kabel; Trenner	0,423	0,134	285
8	9	0,12936	0,04851	0,000103	1	1,54	Kabel	0,336	0,126	285
9	10	0,01536	0,0078	0,000598	0	0,24	Kabel; Trenner	0,256	0,13	343
10	11	0,122745	0,051353	0,000141	1	1,67	Kabel	0,294	0,123	285
11	12	0,02712	0,0104	0,000264	1	0,32	Kabel	0,339	0,13	350
12	13	0,076808	0,025603	0,000125	1	0,77	Kabel	0,399	0,133	273
13	14	0,030278	0,010973	0,000175	1	0,33	Kabel	0,367	0,133	302
1	15	0,00515	0,00315	1,38E-06	1	0,10	Freileitung	0,306	0,35	11
15	16	0,095	0,955288	0	1		Trafo 2			
16	17	0,0765	0,0875	1,13E-05	1	1,00	Freileitung	0,306	0,35	9
17	18	0,411983	0,437655	5,53E-05	1	4,89	Freileitung	0,337	0,358	9
18	19	0,150995	0,091195	0,000939	1	2,99	Kabel	0,202	0,122	250
11	19	0,153	0,175	2,26E-05	0	2,00	Freileitung; Trenner	0,306	0,35	9

1	20	0,00765	0,00875	1,38E-06	1	0,10	Freileitung	0,306	0,35	11
20	21	0,095	0,95288	0	1		Trafo 3			
21	22	0,0765	0,0875	1,13E-05	1	1,00	Kabel	0,206	0,126	250
22	23	0,153	0,175	2,26E-05	1	2,00	Kabel	0,206	0,126	250
23	24	0,153	0,175	2,26E-05	1	2,00	Kabel	0,206	0,126	250
24	25	0,2295	0,2625	3,39E-05	1	3,00	Kabel	0,206	0,126	250
25	26	0,153	0,175	2,26E-05	1	2,00	Kabel	0,206	0,126	250
26	27	0,153	0,175	2,26E-05	1	2,00	Kabel	0,206	0,126	250
27	28	0,153	0,175	2,26E-05	1	2,00	Kabel	0,206	0,126	250
28	29	0,2295	0,2625	3,39E-05	1	3,00	Kabel	0,206	0,126	250
29	30	0,153	0,175	2,26E-05	0	2,00	Kabel; Trenner	0,206	0,126	250
31	30	0,2295	0,2625	3,39E-05	1	3,00	Kabel	0,206	0,126	250
32	31	0,2295	0,2625	3,39E-05	1	3,00	Kabel	0,206	0,126	250
33	32	0,206	0,126	0,001257	1	4,00	Kabel	0,206	0,126	250
22	33	0,1545	0,0945	0,000942	1	3,00	Kabel	0,206	0,126	250
22	34	0,103	0,063	0,000628	1	2,00	Freileitung	0,306	0,35	9
34	35	0,103	0,063	0,000628	1	2,00	Freileitung	0,306	0,35	9
35	36	0,1545	0,0945	0,000942	1	3,00	Freileitung	0,306	0,35	9
36	37	0,1545	0,0945	0,000942	1	3,00	Freileitung	0,306	0,35	9
37	38	0,1545	0,0945	0,000942	1	3,00	Freileitung	0,306	0,35	9
38	39	0,1545	0,0945	0,000942	1	3,00	Freileitung	0,306	0,35	9
39	40	0,1545	0,0945	0,000942	0	3,00	Freileitung; Trenner	0,306	0,35	9
41	40	0,1545	0,0945	0,000942	1	3,00	Freileitung	0,306	0,35	9
42	41	0,206	0,126	0,001257	1	4,00	Freileitung	0,306	0,35	9
43	42	0,2575	0,1575	0,001571	1	5,00	Freileitung	0,306	0,35	9
22	43	0,206	0,126	0,001257	1	4,00	Freileitung	0,306	0,35	9
22	44	0,0515	0,0315	0,000314	1	1,00	Kabel	0,206	0,126	250

22	45	0,0515	0,0315	0,000314	1	1,00	Kabel	0,206	0,126	250
46	45	0,095	0,955288	0	1		Trafo 4			
1	46	0,00515	0,00315	1,38E-06	1	0,10	Freileitung	0,306	0,35	11



- MAFO-01** ORTHS, A.: *Multikriterielle, optimale Planung von Verteilungsnetzen im liberalisierten Energiemarkt unter Verwendung von spieltheoretischen Verfahren*, 2003. ISBN 3-929757-57-5.
- MAFO-02** PURMANN, M.: *Optimierung des Betriebsverhaltens von PEM-Brennstoffzellen unter Berücksichtigung von elektrischem und Gesamtwirkungsgrad bei unterschiedlichen Lastanforderungen und Betriebsparametern*, 2004. ISBN 3-929757-63-X.
- MAFO-03** AL-HAMID, M.: *Extraktion von höheren Moden in TEM-Wellenleitern*, 2004. ISBN 3-929757-64-8.
- MAFO-04** HAASE, H., J. NITSCH, and T. STEINMETZ: *Transmission-Line Super Theory – A new Approach to an Effective Calculation of Electromagnetic Interference*, 2004. ISBN 3-929757-67-2.
- MAFO-05** BACHRY, A.: *Power Quality Studies in Distribution Systems Involving Spectral Decomposition*, 2004. ISBN 3-929757-68-0.
- MAFO-06** STYCZYNSKI, Z. A.: *Power Network and Renewables – A Scientific Report*, 2004. ISBN 3-929757-69-9.
- MAFO-07** BLUME, E.: *Numerische Analyse der Kopplung linearer Antennen innerhalb eines Resonators*, 2004. ISBN 3-929757-71-0.
- MAFO-08** HANDSCHIN, E. and Z. A. STYCZYNSKI: *Power System Application of the Modern Battery Storage*, 2004. ISBN 3-929757-75-3.
- MAFO-09** HAASE, H.: *Full-Wave Field Interactions of Nonuniform Transmission Lines*, 2005. ISBN 3-929757-78-8.
- MAFO-10** NITSCH, D.: *Die Wirkung eingekoppelter ultrabreitbandiger elektromagnetischer Impulse auf komplexe elektronische Systeme*, 2005. ISBN 3-929757-79-6.
- MAFO-11** HADZI-KOSTOVA, B.: *Protection Concepts in Distribution Networks with Decentralized Energy Resources*, 2005. ISBN 3-929757-84-2.
- MAFO-12** STEINMETZ, T.: *Ungleichförmige und zufällig geführte Mehrfachleitungen in komplexen technischen Systemen*, 2006. Nummerierung geändert, ISBN 3-929757-98-2.
- MAFO-13** STYCZYNSKI, Z. and J. HAUBROCK: *Influence of Distributed and Renewable Generation on Power System Security – Proceedings of the CRIS Workshop 2006*, 2006. ISBN 3-929757-99-0.
- MAFO-14** HEIDECK, G.: *Ein autonomes Brennstoffzellensystem: Optimierungsansätze*, 2006. ISBN 3-929757-94-X.
- MAFO-15** STYCZYNSKI, Z. and H.-D. MUSIKOWSKI: *Dresdener Kreis Elektroenergieversorgung 7*, 2006. ISBN 3-929757-85-0.
- MAFO-16** GRONWALD, F.: *Antenna Theory in Resonating Systems derived from Fundamental Electromagnetism*, 2007. ISBN 3-929757-93-1.
- MAFO-17** KRAUTHÄUSER, H.G.: *Grundlagen und Anwendungen von Modenverwirbelungskammern*, 2007. ISBN 978-3-929757-43-9.
- MAFO-18** DZIENIS, C.: *Ersatzmodelle nichtlinearer Lasten in elektrischen Verteilungsnetzen*, 2007. ISBN 978-3-929757-07-1.

- MAFO-19** STYCZYNSKI, Z. and J. HAUBROCK: *Renewable and Dispersed Power Generation in Power Systems*, 2007. ISBN 978-3-929757-44-6.
- MAFO-20** HAUBROCK, J.: *Parametrierung elektrischer Äquivalentschaltbilder von PEM-Brennstoffzellen*, 2008. ISBN 978-3-940961-02-0.
- MAFO-21** ANGELOV, A. N.: *Rechnergestütztes Lernen im Bereich der Regenerativen Energien (Ausgewählte Aspekte)*, 2008. ISBN 978-3-940961-03-7.
- MAFO-22** KOMARNICKI, P.: *Anwendung hochgenauer, synchroner Messungen zur Verbesserung des Betriebs von Verteilungsnetzen*, 2008. ISBN 978-3-940961-04-4.
- MAFO-23** ROGGATZ, C.: *Trainingssimulator für die Führung von elektrischen Systemen mit dezentralen Energieeinspeisungen – Trainingsszenarien und Umsetzung*, 2008. ISBN 978-3-940961-05-1.
- MAFO-24** RUDION, K.: *Aggregated Modelling of Wind Farms*, 2008. ISBN 978-3-940961-14-3.
- MAFO-25** GANJAVI, M. R.: *Protection System Coordination Using Expert System*, 2008. ISBN 978-3-940961-15-0.
- MAFO-26** BOFINGER, S.: *Energieversorgungsnetze mit einem hohen Anteil an photovoltaischer Solarenergie: Standortbestimmung, Solarstromprognose, Netzintegration*, 2008. ISBN 978-3-940961-25-9.
- MAFO-27** STYCZYNSKI, Z. and P. KOMARNICKI: *Distributed and Renewable Power Generation*, 2008. ISBN 978-3-940961-26-6.
- MAFO-28** KOCHETOV, S. V.: *Time- and Frequency-Domain Modeling of Passive Interconnection Structures in Field and Circuit Analysis*, 2008. ISBN 978-3-940961-27-3.
- MAFO-29** MAGDOWSKI, M.: *Entwicklung und Validierung eines Werkzeugs zur Berechnung der elektromagnetischen Einkopplung von stochastischen Feldern in Leitungsstrukturen*, 2008. ISBN 978-3-940961-28-0.
- MAFO-30** SONNEMANN, F.: *Elektromagnetische Effekte an elektrischen Zündmitteln (EED) mit angeschlossener Zündkreiselektronik (ZKE) bei impulsförmiger, breitbandiger Bestrahlung*, 2009. ISBN 978-3-940961-32-7.
- MAFO-31** SMIEJA, T.: *Multikriterielle Planung interregionaler Elektrizitätsnetze im liberalisierten Energiemarkt*, 2009. ISBN 978-3-940961-35-8.
- MAFO-32** HEYDE, C. O.: *Dynamic Voltage Security Assessment for On-Line Control Room Application*, 2010. ISBN 978-3-940961-40-2.
- MAFO-33** STYCZYNSKI, Z. A. and N. I. VOROPAI (EDITORS): *Renewable Energy Systems Fundamentals, Technologies, Techniques and Economics*, 2010. ISBN 978-3-940961-42-6.
- MAFO-34** Styczynski, Z. A. и N. I. Voropai (Editors): *Renewable Energy Systems Fundamentals, Technologies, Techniques and Economics (Russian Version)*, 2010. ISBN 978-3-940961-44-0.
- MAFO-35** STYCZYNSKI, Z. A. and A. LINDEMANN (EDITORS): *Integration of Renewable Energies into the Grid / Proceedings of the Power & Energy Student Summit 2010*, 2010. ISBN 978-3-940961-47-1.
- MAFO-36** STYCZYNSKI, Z. A. und H.-D. MUSIKOWSKI (EDITORS): *Dresdener Kreis Elektroenergieversorgung 11*, 2010. ISBN 978-3-940961-51-8.
- MAFO-37** GURBIEL, M. A.: *Definition and Testing of a Digital Interface of a Power Substation*, 2011. ISBN 978-3-940961-54-9.
- MAFO-38** LOMBARDI, P.: *Multi Criteria Optimization of an Autonomous Virtual Power Plant*, 2011. ISBN 978-3-940961-55-6.

- MAFO-39** POWALKO, M.: *Beobachtbarkeit eines elektrischen Verteilungsnetzes – Ein Beitrag zum Smart Grid*, 2011. ISBN 978-3-940961-62-4.
- MAFO-40** STYCZYNSKI, Z. A., K. RUDION, and C. NGUYEN-MAU (EDITORIAL BOARD): *Power System Dynamic Security Assessment*, 2011. ISBN 978-3-940961-61-7.
- MAFO-41** KÄBISCH, M.: *Optimale Dimensionierung und Betriebsführung einer brennstoffzellenbasierten Auxiliary Power Unit im Fahrzeug*, 2011. ISBN 978-3-940961-67-9.
- MAFO-42** STYCZYNSKI, Z. A. und N. I. VOROPAI (EDITORS): *Special Issue Grant 220 Russian Federation SSmart Grid for Efficient Energy Power System for the Future”, Proceedings Volume I*, 2012. ISBN 978-3-940961-74-7.
- MAFO-43** STYCZYNSKI, Z. A., P. KOMARNICKI und A. NAUMANN (EDITORS): *Abschlussbericht Harz.ErneuerbareEnergien-mobility*, 2012. ISBN 978-3-940961-71-6.
- MAFO-44** HEUER, M.: *Diagnosetool für stationär betriebene PEM-Brennstoffzellensysteme*, 2012. ISBN 978-3-940961-77-8.
- MAFO-45** STÖTZER, M.: *Demand Side Integration in elektrischen Verteilnetzen – Potenzialanalyse und Bewertung*, 2012. ISBN 978-3-940961-78-5.
- MAFO-46** MAGDOWSKI, M.: *Vergleich der Einkopplung deterministischer und statistischer elektromagnetischer Felder in Leitungen*, 2012. ISBN 978-3-940961-75-4.
- MAFO-47** NAUMANN, A.: *Leitwarte im Smart Grid*, 2012. ISBN 978-3-940961-81-5.
- MAFO-48** RUDION, K.: *Offshore Power System Planning – Selected Aspects*, 2012. ISBN 978-3-940961-82-2.
- MAFO-49** NGUYEN-MAU, C.: *Electric Power System Stability Enhancement by Voltage Source Converter based High Voltage Direct Current Technology*, 2012. ISBN 978-3-940961-84-6.
- MAFO-50** GUO, H.: *Measurement-Based Load Modeling for Smart Grid Planning*, 2012. ISBN 978-3-940961-86-0.
- MAFO-51** STYCZYNSKI, Z. A.: *Proceedings No. 2 in the Scope of Mega Grant Baikal*, 2013. ISBN 978-3-940961-95-2.
- MAFO-52** STYCZYNSKI, Z. A.: *Proceedings No. 3 in the Scope of Mega Grant Baikal*, 2013. ISBN 978-3-940961-98-3.
- MAFO-53** WENGE, C.: *Optimaler Betrieb von mobilen Speichern im Smart Grid. -Mobilitätsleitwarte*, 2013. ISBN 978-3-944722-01-6.
- MAFO-54** RÖHRIG, C.: *Smart Distribution Planung unter Berücksichtigung von residualen Lasten*, 2014. ISBN 978-3-944722-06-1.
- MAFO-55** MIDDELSTÄDT, F.: *Research of SEM Poles of Complex Wire Structures*, 2014. ISBN 978-3-944722-07-8.
- MAFO-56** STYCZYNSKI, Z. A. (EDITOR): *Power Network and Renewables – A Scientific Report – 15 Years Research*, 2014. ISBN 978-3-944722-08-5.
- MAFO-57** SOLONINA, N. N., V. S. STEPANOV, and K. V. SUSLOV: *Information technology in intelligent power networks*, 2014. ISBN 978-3-944722-13-9.
- MAFO-58** KREBS, R.: *Fundamentals of Power System Protection*, 2014. ISBN 978-3-944722-15-3.
- MAFO-59** MOSKALENKO, N.: *Optimal Dynamic Energy Management System in Smart Homes*, 2014. ISBN 978-3-944722-16-0.
- MAFO-60** HAUER, I.: *Optimale Last- und Erzeugungsanpassung bei kritischen Netzzuständen – Algorithmen und deren Bewertung*, 2014. ISBN 978-3-944722-18-4.

- MAFO-61** RICHTER, M.: *Dresdner Kreis Elektroenergieversorgung 15, Begleitband zum Workshop 2014*, 2014. ISBN 978-3-944722-21-4.
- MAFO-62** STYCZYNSKI, Z. A., A. RICHTER und P. KÜHNE: *Second ELECON Workshop – Begleitband zum Workshop 2014*, 2014. ISBN 978-3-944722-23-8.
- MAFO-63** BERNSTEIN, P.: *Modellgestützte optimale Betriebsführung von PEM-Brennstoffzellen für autonome Anlagen*, 2015. ISBN 978-3-944722-24-5.
- MAFO-64** RABE, S.: *Betrieb einer Zweipunkt-Offshore-HGÜ-Verbindung – Modelluntersuchungen*, 2015. ISBN 978-3-944722-31-3.
- MAFO-65** ARENDARSKI, B.: *Reliability Assessment of Smart Grids*, 2015. ISBN 978-3-944722-32-0.
- MAFO-66** PAN, X.: *Numerisches EMV-Simulationsverfahren zur Berechnung der Störaussendung elektrischer Antriebssysteme in Hybridfahrzeugen*, 2016. ISBN 978-3-944722-34-4.
- MAFO-67** RICHTER, M.: *PMU-basierte Zustandsabschätzung in Smart Distribution*, 2016. ISBN 978-3-944722-43-6.
- MAFO-68** BIELCHEV, I.: *Adaptiver Distanzschutz im Standard IEC 61850*, 2016. ISBN 978-3-944722-45-0.
- MAFO-69** HASSAN, A.: *Modeling of Single and Double-Shielded Cables for EMC Applications*, 2016. ISBN 978-3-944722-41-2.
- MAFO-70** LIU, X.: *Control of Voltage Source Converter Based High Voltage Direct Current Transmission Systems for Grid Code Compliance*, 2016. ISBN 978-3-944722-46-7.
- MAFO-71** KAISER, M.: *Fusion of Interventional Ultrasound & X-ray*, 2016. ISBN 978-3-944722-51-1.
- MAFO-72** GRIEGER, F.: *Ein Beitrag zur Bestimmung der Zuverlässigkeit von Leistungshalbleiterbauelementen unter Berücksichtigung der Anwendung*, 2016. ISBN 978-3-944722-52-8.
- MAFO-73** LI, M.: *Towards a Robust Electromagnetic Tracking System for Use in Medical Applications*, 2018. ISBN 978-3-944722-66-5.
- MAFO-74** KLABUNDE, C., J. DANCKER, N. GAST, T. SCHRÖTER, F. SCHULZ, J. ROSSBERG und A. RICHTER: *Statusbericht der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg zum Verbundprojekt: Intelligentes Multi-Energie-System (SmartMES)*, 2018. ISBN 978-3-944722-69-6.
- MAFO-75** SCHRÖTER, T.: *19. Dresdner Kreis Elektroenergieversorgung, Begleitband zum Workshop 2018 in Magdeburg*, 2018. ISBN 978-3-944722-79-5.
- MAFO-76** KLABUNDE, C., J. DANCKER, N. GAST, T. SCHRÖTER, F. SCHULZ und J. ROSSBERG: *Intelligentes Multi-Energie-System (SmartMES) – Statusbericht der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg zum Verbundprojekt, 2. Statusseminar 04. April 2019 in Magdeburg*, 2019. ISBN 978-3-944722-80-1.
- MAFO-77** HELM, S., J. DANCKER, M. FRITSCH und T. SCHRÖTER: *Power and Energy Student Summit 2019, 09.–11. Juli, 2019*. ISBN 978-3-944722-84-9.
- MAFO-78** CHYCHYKINA, I.: *Comparison of Different Redispatch Optimization Strategies*, 2019. ISBN 978-3-944722-89-4.
- MAFO-79** BALISCHEWSKI, S.: *Multifunktionaler Einsatz von Batteriespeichern in elektrischen Verteilnetzen*, 2020. ISBN 978-3-944722-92-4.
- MAFO-80** PETZOLD, J.: *Analytische Beschreibung der Kopplung elektromagnetischer Felder durch Aperturen in Resonatoren*, 2020. ISBN 978-3-944722-91-7.

- MAFO-81** MIDDELSTÄDT, L.: *Transiente Effekte in leistungselektronischen Schaltungen mit schnellschaltenden Leistungshalbleitern unter besonderer Berücksichtigung der elektromagnetischen Verträglichkeit*, 2020. ISBN 978-3-944722-95-5.
- MAFO-82** LIU, Y.: *Contribution to Improve the EMI Performance of Electrical Drive Systems in Vehicles With Special Consideration of Power Semiconductor Modules*, 2021. ISBN 978-3-948749-01-9.
- MAFO-83** GERLACH, A.: *Regelung von direktangetriebenen elektrischen Maschinen für Verbrennungsmotoren*, 2021. ISBN 978-3-948749-03-3.
- MAFO-84** ZHANG, Y.: *Analysis and Control of Resonances in HVDC Connected DFIG-Based Offshore Wind Farms*, 2021. ISBN 978-3-948749-05-7.
- MAFO-85** PANNICKE, E.: *Empfangsspulen für bildgeführte Eingriffe mittels Magnetresonanztomographie*, 2021. ISBN 978-3-948749-12-5.
- MAFO-86** KASPER, J.: *Analysis of the Stochastic Electromagnetic Field Coupling to Single and Multiconductor Transmission Line Structures*, 2021. ISBN 978-3-948749-13-2.
- MAFO-87** HAUER, I.: *Abschlussbericht zum Projekt InKola: Infrastrukturkopplung – Platzierung und Betrieb von Ladestationen aus Verkehrs- und Energienetztsicht*, 2022. ISBN 978-3-948749-15-6.
- MAFO-88** RAYA, M.: *Circuit Models of Shielded Single and Multiconductor Cables for EMC Analyses*, 2022. ISBN 978-3-948749-16-3.
- MAFO-89** PRIBAHNSNIK, F.: *GaN-Specific Mechanical Phenomena and Their Influence on Reliability in Power HEMT Operation*, 2022. ISBN 978-3-948749-17-0.
- MAFO-90** WILLMANN, B.: *Elektromagnetische Umweltverträglichkeit eines Elektrofahrzeugs mit kontaktlosem Ladesystem*, 2022. ISBN 978-3-948749-19-4.
- MAFO-91** DANCKER, J.: *Sensitivity Factors for Integrated Energy Systems: A Joined Quasi-Steady-State Approach*, 2022. ISBN 978-3-948749-24-8.
- MAFO-92** TAYYAB, M.: *Holistic Approach for Microgrid Planning and Operation for E-Mobility Infrastructure Under Consideration of Multi-Type Uncertainties*, 2022. ISBN 978-3-948749-25-5.
-