

Bestimmung und Gewichtung von Einflussfaktoren auf die Sekundärregelarbeitsabrufe im deutschen Übertragungsnetz

Masterarbeit
zur Erlangung des akademischen Grades

Master of Science

Fachhochschule Vorarlberg
Energietechnik und Energiewirtschaft

Intern betreut von
Simon Preuschof MSc.

Extern betreut von:
Dr. Christoph Hofer-Temmel
Katrin Janßen MSc.

Vorgelegt von
Michael Schravogl

Dornbirn, 1. August 2021

Danksagung

Die hier vorliegende Masterarbeit entstand im Zusammenhang mit dem Masterstudiengang Energietechnik und Energiewirtschaft an der FH Vorarlberg. An dieser Stelle möchte ich mich bei der Studiengangsleitung und der Administration recht herzlich für die angenehme und lehrreiche Zeit bedanken.

Ganz besonderen Dank möchte ich gegenüber meinem Betreuer Simon Preuschof MSc., für seine tatkräftige Unterstützung, sein unterstützendes Fachwissen und die Möglichkeit, die Masterarbeit in Zusammenarbeit mit einem Energieversorgungsunternehmen zu verfassen, aussprechen.

Außerdem möchte ich mich bei Dr. Christoph Hofer-Temmel und Katrin Janßen MSc. für ihr Engagement und dafür, dass sie mir bei mathematischen und energiewirtschaftlichen Fragen zur Seite standen, recht herzlich bedanken.

Kurzreferat

Der Energiemarkt steht in einem stetigen Wandel. Gerade das steigende Aufkommen an volatilen Erzeugungsanlagen (Windkraft- und Photovoltaikanlagen) stellt die Energieversorgung vor neue Herausforderungen, um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Ein sicherer Netzbetrieb wird unter anderem durch das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Last hergestellt, welches mittels Regelenergie aufrecht erhalten wird. Das Wissen über Abrufwahrscheinlichkeiten der Sekundärregelarbeit ist wichtig für eine optimale Angebotslegung der Regelleistungsanbieter. Insbesondere Anbieter mit speicherbegrenzten Technologien (bspw. Pumpspeicherkraftwerke) müssen möglichst gut abschätzen wieviel der angebotenen Regelleistung abgerufen wird.

Aus dieser Notwendigkeit heraus ist die Idee für die vorliegende Masterarbeit entstanden, welche sich damit beschäftigt, Einflussfaktoren der Sekundärregelabrufe (SRL-RA) zu eruiieren und zu bewerten. Warum die Einflussfaktoren der SRL-RA und nicht der Primärregelleistung (PRL) bzw. Minutenreserveleistung (MRL) bestimmt werden, liegt daran, dass die Sekundärregelleistung (SRL) das erste Produkt der Regelenergie ist, welches für die Abrufe vergütet wird. Die MRL erhält zwar ebenfalls eine Vergütung für die Abrufe, diese sind jedoch deutlich geringer als jene der SRL.

Die in dieser Analyse berücksichtigten Faktoren beschränkten sich auf öffentlich zugängliche und frei verfügbare Daten. Diese wurden von der Transparency Plattform der ENTSO-E zur Verfügung gestellt. Weitere berücksichtigte Datensätzen ergaben sich im Laufe der eindimensionalen Analysen und konnten frei berechnet bzw. definiert werden.

Zur Bewertung der potenziellen Einflussfaktoren wird ein Modell benötigt, mithilfe dessen die Zielgröße beschrieben werden kann. Dieses wird im Zuge der eindimensionalen Analyse ermittelt. Dabei wird versucht die Komplexität des Modells und damit die nachfolgende Bewertung so gering wie möglich zu halten. Das eruierte Modell stellt sich im Laufe der Arbeit als ein Gamma-Modell aus der Familie der generalisierten linearen Modelle heraus.

Zur Bewertung des Gamma-Modells werden gängige Methoden wie der mittlere absolute Fehler und der mittlere absolute prozentuale Fehler gewählt. Diese Methodik ist zulässig, da generalisierte lineare Modelle mittels einer Funktion als lineare Modelle beschrieben und somit auch als solche bewertet werden können.

Zur Bestimmung der relevanten Einflussfaktoren werden vor der Modellbildung Analysen zur Eliminierung gewisser Faktoren aufgestellt. Das Modell beinhaltet eine fundamentale Bewertung, die Korrelationen zwischen den Faktoren und die Principal Component Analysis (PCA).

In der Modellbildung werden unterschiedliche Konstellationen von potenziellen Einflussfaktoren getestet und abschließend bewertet. Die Modelle werden in dieser Arbeit bspw. als Naives-, Null-, Volles- und Kombiniertes-Modell zur Begrenzung der potenziellen Einflussfaktoren auf die wesentlichen Einflussfaktoren benannt.

Abstract

The energy market is in a permanent change. The increasing share of renewable energy (wind energy and photovoltaic) causes new challenges for the energy supply, in view of save and reliable grid operation. A save and reliable grid operation is achieved when energy generation and load is in a balanced state, which is maintained by the efficient use of balancing power. The knowledge about call-off probabilities of automatic frequency restoration reserve (aFRR) energy is important for the offers of balancing power suppliers. Especially for suppliers using technologies with limited energy storage capacity (for example pumped-storage power plants) it is essential to know how much balancing power is called-off.

From this consideration the idea for the following master thesis was born, which deals with determining and evaluating the influencing factors of the aFRR energy calls. The reason why the determination is done with the aFRR and not the frequency containment reserve (FCR) or the manual frequency restoration reserve (mFRR) is that the aFRR is the first product which gets paid for the energy calls. The mFRR also gets paid for its energy call-offs, but the compensation fee is much lower than for the energy call-offs of the aFRR.

The considered factors in this thesis are public and freely available data. These are provided by the ENTSO-E transparency platform. Other considered data sets are based on the one-dimensional analysis or calculated freely.

To evaluate the potential influencing factors, a model is required, which describes the target variable. This is determined in the one-dimensional analysis. The aim is to keep the complexity of the model as low as possible. As found during the analyses, the determined model turned out as a gamma-model from the family of generalized linear models.

To evaluate the gamma-model standard methods are used such as the mean absolute error and the mean absolute percentage error are used. This is permissible because generalized linear models can be described as linear models by a function. Therefore, they can also be evaluated as linear models.

To determine the relevant influencing factors, analysis are carried out to eliminate certain factors before starting with the model creation. These analyses are a fundamental assessment, correlation between the factors itself and the principal component analysis.

As part of the modeling, different constellations of potential influencing factors are tested and evaluated. The models in this thesis are for example the naïve, zero, full and combined model which are used to limit the potential influencing factors to the essential factors.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	I
Tabellenverzeichnis	IV
Abkürzungsverzeichnis	V
1. Einleitung	1
1.1 Motivation der Masterarbeit	1
1.2 Ziel und Forschungsfrage	3
1.3 Abgrenzung der Masterarbeit	4
1.3.1 Gebietsabgrenzung	4
1.3.2 Datengrenzen	4
1.3.3 Modellgrenzen	4
1.4 Aufbau der Masterarbeit	5
1.4.1 Theoretische Grundlagen	5
1.4.2 Datenbeschaffung und -aufbereitung	6
1.4.3 Eindimensionale Analyse	6
1.4.4 Voreliminierung potenzieller Einflussfaktoren	7
1.4.5 Modellbildung	8
2. Theoretische Grundlagen	9
2.1 Grundlagen zur Regelenergie	9
2.1.1 Verantwortung der Netzbetreiber im Allgemeinen	9
2.1.2 Verantwortung für Frequenzhaltung	9
2.1.3 Rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen im Bereich der Frequenzhaltung	10
2.1.4 Maßnahmen zur Frequenzhaltung	10
2.1.5 Arten der Regelenergie	11
2.2 Ausschreibungsverfahren am Regelenergiemarkt	13
2.2.1 Ausschreibung der Primärregelleistung	13
2.2.2 Ausschreibung der Sekundärregel- und Minutenreserveleistung	14
2.3 Imbalance Netting	16
2.4 Auftreten von Sekundärregelarbeitsabrufen	17
2.5 Zeitliche Auflösung	18
2.6 Mathematische Grundlagen	18
2.6.1 Autokorrelation	18
2.6.2 Fourier-Analyse der Autokorrelation	19
2.6.3 Log-log-Plot	19
2.6.4 Quantil-Quantil-Plot	19

2.6.5	Principal Component Analysis	20
3.	Datenbeschaffung und -aufbereitung	22
3.1	Literaturanalyse zur Datenbeschaffung	22
3.2	Datenbeschaffung	24
3.3	Datenaufbereitung	25
3.3.1	Umgang mit Datenlücken	26
3.3.2	Umgang mit Daten geringerer Auflösung	26
4.	Eindimensionale Analyse	27
4.1	Auswertung statistischer Kennzahlen	27
4.2	Modellauswahl	28
4.3	Kumulierter log-log-Plot	30
4.4	Quantil-Quantil-Plot	31
4.5	Autokorrelation	32
4.6	Fourier-Analyse der Autokorrelation	33
4.7	Merkmale von Zeitintervallen	35
5.	Voreliminierung potenzieller Einflussfaktoren	36
5.1	Fundamentale Bewertung	36
5.1.1	Einfluss der Nachbarstaaten	36
5.1.2	Sekundärregularbeitspreise	38
5.2	Korrelation potenzieller Einflussfaktoren untereinander	38
5.3	Principal Component Analysis	41
6.	Modellbildung	43
6.1	Trainings- und Testdaten	43
6.2	Standardisierung der potenziellen Einflussfaktoren	43
6.3	Aufbau Gamma-Modell	43
6.4	Modellbewertung	45
6.4.1	Mittlerer absoluter Fehler	45
6.4.2	Mittlerer absoluter prozentualer Fehler	45
6.4.3	Darstellung der Modellbewertung	46
6.5	Naives-Modell	47
6.6	Null-Modell	48
6.7	Volles-Modell	49
6.8	Ober- und Untergrenze der Modellbewertung	50
6.9	Modelle mit ausgewählten Einflussfaktoren	51
6.9.1	Volles-PCA-Modell (alle Häufigkeiten)	51

6.9.2	Reduziertes-PCA-Modell (mind. 2-fache Häufigkeit)	52
6.9.3	Reduziertes-PCA-Modell (3-fache Häufigkeit)	53
6.9.4	Modell mit zeitlichen Faktoren	54
6.9.5	Modell ohne zeitliche Faktoren	55
6.9.6	Kombiniertes-Modell	56
6.10	Bewertung der Modelle	57
7.	Fazit und Ausblick	63
	Literaturverzeichnis	65
	Anhang	67
	Eidesstattliche Erklärung	79

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Gegenüberstellung der ausgeschriebenen und mittleren abgerufenen SRL	2
Abbildung 2: Grundaufbau der Masterarbeit	5
Abbildung 3: Aufbau der theoretischen Grundlagen	5
Abbildung 4: Aufbau der eindimensionalen Analyse der Zielgröße	6
Abbildung 5: Aufbau der Voreliminierung von Einflussfaktoren	7
Abbildung 6: Aufbau der Modellbildung	8
Abbildung 7: Zeitliche Zusammenhänge der Regelenergie	11
Abbildung 8: Merit-Order-Liste vom 30.09.2020 der PRL Ausschreibung für das positive und negative Produkt von 00:00 - 04:00 Uhr	14
Abbildung 9: Merit-Order-Liste (SRL Regelarbeit) vom 15.12.2020 der SRL Ausschreibung für das positive Produkt von 00:00 - 04:00 Uhr	15
Abbildung 10: modellhafte Darstellung der IGCC	16
Abbildung 11: Beispiel Transformation von Daten mittels der PCA	20
Abbildung 12: Gegenüberstellung der Prognose und tatsächlichen Produktion von Windkraft und PV	23
Abbildung 13: Beispiel lineare Interpolation am Beispiel der day-ahead Windenergie Onshore (DE)	26
Abbildung 14: Gegenüberstellung des Histogramms der positiven SRL-RA ohne Null-Werte mit der gefitteten Gammaverteilung der Daten	29
Abbildung 15: kumulierte positive SRL-RA ohne Null-Werte in logarithmischer Skala	30
Abbildung 16: QQ-Plot der positiven SRL-RA und der gefitteten Gammaverteilung	31
Abbildung 17: Korrelationsfaktoren der verschobenen positiven SRL-RA (09.09.2019 – 22.09.2019) in Viertelstunden	32
Abbildung 18: Frequenzen der Fourier-Transformierten der positiven SRL-RA Autokorrelation	33
Abbildung 19: Frequenzen 0 - 5 der Fourier-Transformierten der positiven SRL-RA Autokorrelation	33
Abbildung 20: Box-Plot der Viertelstundenwerte der positiven SRL-RA	35
Abbildung 21: Korrelationsmatrix der potenziellen Einflussfaktoren	39
Abbildung 22: Kumulierte Anzahl der Komponenten der PCA-Analyse zur Beschreibung der Datenwolke	41
Abbildung 23: Überlagerung zweier Fehlerverteilungen des Naiven-Modells	46
Abbildung 24: MAE Fehlerverteilung des Naiven-Modells	47
Abbildung 25: MAPE Fehlerverteilung des Naiven-Modells	48
Abbildung 26: MAE Fehlerverteilung der oberen und unteren Grenzen der Modellbildung	50
Abbildung 27: MAPE Fehlerverteilung der oberen und unteren Grenzen der Modellbildung	50
Abbildung 28: MAE Fehlerverteilung Gegenüberstellung aller Modelle	57
Abbildung 29: MAPE Fehlerverteilung Gegenüberstellung aller Modelle	58
Abbildung 30: Wahrscheinlichkeitsverteilung der tatsächlichen SRL-RA und des Kombinierten-Modells	61

Abbildung 31: Gegenüberstellung des Histogramms der positiven SRL-RA mit der gefitteten Gammaverteilung der Daten	67
Abbildung 32: Gegenüberstellung des Histogramms der negativen SRL-RA mit der gefitteten Gammaverteilung der Daten	67
Abbildung 33: Gegenüberstellung des Histogramms der negativen SRL-RA ohne Null-Werte mit der gefitteten Gammaverteilung der Daten	67
Abbildung 34: kumulierte positive SRL-RA in logarithmischer Skala.....	68
Abbildung 35: kumulierte negative SRL-RA ohne Null-Werte in logarithmischer Skala...	68
Abbildung 36: kumulierte negative SRL-RA in logarithmischer Skala	68
Abbildung 37: QQ-Plot der positiven SRL-RA ohne Null-Werte und der gefitteten Gammaverteilung	69
Abbildung 38: QQ-Plot der negativen SRL-RA und der gefitteten Gammaverteilung	69
Abbildung 39: QQ-Plot der negativen SRL-RA ohne Null-Werte und der gefitteten Gammaverteilung	69
Abbildung 40: Korrelationsfaktoren der verschobenen positiven SRL-RA (09.10.2019 – 22.10.2019) in Viertelstunden	70
Abbildung 41: Korrelationsfaktoren der verschobenen positiven SRL-RA (09.06.2020 – 22.06.2020) in Viertelstunden	70
Abbildung 42: Korrelationsfaktoren der verschobenen negativen SRL-RA (09.09.2019 – 22.09.2019) in Viertelstunden	70
Abbildung 43: Korrelationsfaktoren der verschobenen negativen SRL-RA (09.10.2019 – 22.10.2019) in Viertelstunden	71
Abbildung 44: Korrelationsfaktoren der verschobenen negativen SRL-RA (09.06.2019 – 22.06.2019) in Viertelstunden	71
Abbildung 45: Box-Plot der Viertelstundenwerte (1 – 32) der positiven SRL-RA.....	71
Abbildung 46: Box-Plot der Viertelstundenwerte (33 – 64) der positiven SRL-RA.....	72
Abbildung 47: Box-Plot der Viertelstundenwerte (65 – 96) der positiven SRL-RA.....	72
Abbildung 48: MAE Fehlerverteilung des Null-Modells	73
Abbildung 49: MAPE Fehlerverteilung des Null-Modells.....	73
Abbildung 50: MAE Fehlerverteilung des Vollen-Modells	73
Abbildung 51: MAPE Fehlerverteilung des Vollen-Modells	74
Abbildung 52: MAE Fehlerverteilung des Vollen-PCA-Modells (alle Häufigkeiten).....	74
Abbildung 53: MAPE Fehlerverteilung des Vollen-PCA-Modells (alle Häufigkeiten)	74
Abbildung 54: MAE Fehlerverteilung des Reduzierten-PCA-Modells (mind. 2-facher Häufigkeit)	75
Abbildung 55: MAPE Fehlerverteilung des Reduzierten-PCA-Modells (mind. 2-facher Häufigkeit)	75
Abbildung 56: MAE Fehlerverteilung des Reduzierten-PCA-Modells (3-fache Häufigkeit)	75
Abbildung 57: MAPE Fehlerverteilung des Reduzierten-PCA-Modells (3-fache Häufigkeit)	76
Abbildung 58: MAE Fehlerverteilung des Modells mit zeitlichen Faktoren	76
Abbildung 59: MAPE Fehlerverteilung des Modells mit zeitlichen Faktoren.....	76
Abbildung 60: MAE Fehlerverteilung des Modells ohne zeitliche Faktoren.....	77
Abbildung 61: MAPE Fehlerverteilung des Modells ohne zeitliche Faktoren.....	77
Abbildung 62: MAE Fehlerverteilung des Kombinierten-Modells	77

Abbildung 63: MAPE Fehlerverteilung des Kombinierten-Modells 78

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	beispielhafte Generierung von Wochentagen als potenzielle Einflussfaktoren	23
Tabelle 2:	statistische Kennzahlen der Zielgröße	27
Tabelle 3:	berücksichtigte verschobene SRL-RA als potenzielle Einflussfaktoren	34
Tabelle 4:	Energiemengen der erneuerbaren Energien für das Jahr 2019	36
Tabelle 5:	Energiemengen der Erzeugungs- und Lastvorhersage für das Jahr 2019	37
Tabelle 6:	Datensätze mit einer hohen Korrelation zueinander.....	40
Tabelle 7:	potenzielle Einflussfaktoren mit der größten Varianz der Komponente aus der PCA-Analyse	42
Tabelle 8:	potenzielle Einflussfaktoren inkl. Häufigkeit innerhalb der PC-1 - 3.....	42
Tabelle 9:	potenzielle Einflussfaktoren des Vollen-Modells	49
Tabelle 10:	potenzielle Einflussfaktoren des Vollen-PCA-Modells (alle Häufigkeiten).	51
Tabelle 11:	potenzielle Einflussfaktoren des Reduzierten-PCA-Modells (mind. 2-facher Häufigkeit)	52
Tabelle 12:	potenzielle Einflussfaktoren des Reduzierten-PCA-Modells (3-fache Häufigkeit)	53
Tabelle 13:	potenzielle Einflussfaktoren des Modells mit zeitlichen Faktoren	54
Tabelle 14:	potenzielle Einflussfaktoren des Modells ohne zeitliche Faktoren	55
Tabelle 15:	potenzielle Einflussfaktoren des Kombinierten-Modells	56
Tabelle 16:	Ranking der Modelle anhand der mittleren MAE.....	58
Tabelle 17:	Ranking der Modelle anhand der mittleren MAPE	59
Tabelle 18:	Relevante Einflussfaktoren des Gamma-Modells zur Beschreibung der SRL-RA	60
Tabelle 19:	Total Variation Distance der einzelnen Modelle	62

Abkürzungsverzeichnis

aFRR	Frequency Restoration Reserve with automatic activation
APG	Austrian Power Grid AG
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energie-Gesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FCR	Frequency Containment Reserve
GCT	Gate Closing Time
GLM	Generalisierte lineare Modelle
GOT	Gate Opening Time
IGCC	International Grid Control Cooperation
MAE	Mittlerer absoluter Fehler
MAPE	Mittlerer absoluter prozentualer Fehler
mFRR	Frequency Restoration Reserve with manual activation
MRL	Minutenreserve
NRV	Netzregelverbund
PCA	Principal Component Analysis
PRL	Primärregelleistung
PV	Photovoltaik
QQ-Plot	Quantil-Quantil-Plot
SRL	Sekundärregeleistung
SRL-RA	SRL Regelarbeitsabrufe
StromNVZ	Stromnetzzugangsverordnung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

1. Einleitung

Im einleitenden Kapitel wird auf die Motivation und die Zielsetzung der Arbeit eingegangen. Aufbauend auf die Motivation wird das Ziel der Masterarbeit, sowie die Forschungsfrage beschrieben. Damit die Ausarbeitung der Forschungsfrage einem angemessenen Umfang entspricht, werden klare Grenzen dafür definiert. Als letztes einleitendes Unterkapitel wird der grundlegende Aufbau der Masterarbeit beschrieben, welcher eine strukturierte Vorgehensweise ermöglichen soll.

1.1 Motivation der Masterarbeit

Die Idee zu dieser Masterarbeit entstand während meiner Werkstudententätigkeit bei der Illwerke vkw. Das Unternehmen ist der Landesenergieversorger Vorarlbergs.

Die am Energiemarkt beteiligten und mitwirkenden Unternehmen beschäftigen sich stetig mit Prognosen des Energie- und Verbrauchsaufkommens. Gute Prognosen stellen die Grundlage einer optimalen Vermarktung von Kraftwerken und auftretenden Flexibilitäten in sämtlichen Energiemärkten dar. Die Illwerke vkw sind unter anderem am Regelenenergiemarkt tätig und wollen optimale Gebote zur Vermarktung ihrer Kraftwerke legen. Dafür werden möglichst präzise Prognosen der zu erwartenden Regularisierungsabrufe benötigt. Um diese zu erstellen ist die Kenntnis der wesentlichen Einflussfaktoren auf die Abrufe essenziell. Aus diesem Grund werden diese in der vorliegenden Masterarbeit untersucht.

Diese Arbeit beschäftigt sich nur mit den Sekundärregularisierungsabrufen (SRL-RA) der Sekundärregelleistung (SRL). Der Grund liegt darin, dass für die Primärregelleistung (PRL) die Abrufe nicht vergütet werden und im Falle der Minutenreserveleistung (MRL) die Abrufe zwar vergütet werden, aber diese deutlich geringer ausfallen als die der SRL. Eine genauere Erläuterung der Produkte erfolgt zu einem späteren Zeitpunkt.

Die konkrete Fragestellung soll mit der nachstehenden Abbildung 1 beschrieben werden. Die Abbildung zeigt eine Gegenüberstellung der durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) gemeinsam im Netzregelverbund (NRV) ausgeschriebenen und abgerufenen SRL. Klar ersichtlich ist, dass die ausgeschriebene Regelleistung die abgerufene deutlich übersteigt. Das hängt damit zusammen, dass maximal die ausgeschriebene Regelleistung in Form von Regelarbeit von den ÜNB abgerufen werden kann. Dem Profil der mittleren abgerufenen SRL kann ein klarer schwankender Verlauf entnommen werden. Diese unterschiedlichen Abrufe kommen aufgrund der in dieser Arbeit zu eruiierenden Einflussfaktoren zustande. Diese Einflussfaktoren stehen in einem zunehmenden Wandel. Während die Abrufe ursprünglich von Last- und Erzeugungsschwankungen geprägt waren, werden sie heute von deutlich vielfältigeren Faktoren beeinflusst. Diese zu bestimmen und zu bewerten ist das Ziel dieser Arbeit.

Die Abbildung 1 dient lediglich als Beispiel des Vergleichs zwischen ausgeschriebener Regelleistung und abgerufener Regelleistung aus Sicht der ÜNB. Die Angebotsstrategie der Anbieter ist nicht äquivalent zu der der ÜNB. Während die ÜNB ihre Ausschreibungen der Regelleistungen damit definieren, dass die benötigte Regelarbeit zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden kann, berücksichtigen Anbieter neben der Abrufwahrscheinlichkeit der Regelarbeit auch die ausgeschriebene Leistung als Einflussgröße des Leistungspreises. Dies kann jedoch in der Darstellung nicht aufgezeigt werden, da diese Daten meist als vertraulich angesehen und von den einzelnen Unternehmen nicht publiziert werden. Daher wird darauf auch kein weiterer Bezug genommen.

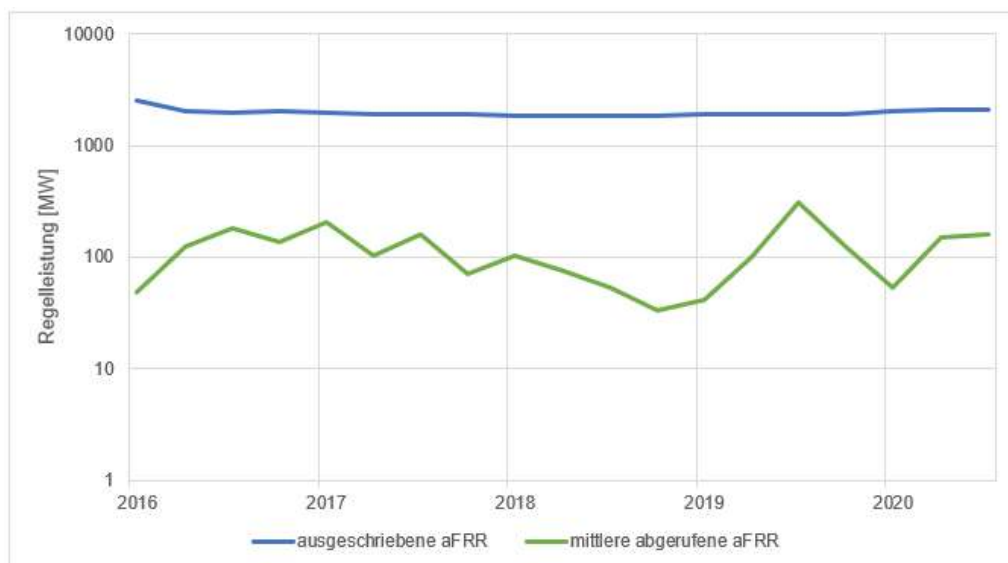


Abbildung 1: Gegenüberstellung der ausgeschriebenen und mittleren abgerufenen SRL
 Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten von ENTSO-E Transparency Plattform [1]

1.2 Ziel und Forschungsfrage

Aus der eben beschriebenen Idee ist auch die Forschungsfrage für diese Masterthesis entstanden, welche zuerst genannt und in den folgenden Schritten mit Hilfe der ISMART Kriterien bewertet wird. Die Forschungsfrage soll als Basis der Zielsetzung dienen. Das Ziel ist, wie aus der nachstehenden Forschungsfrage hervorgeht, die Identifizierung von Einflussfaktoren auf die SRL-RA mittels eines zu definierenden Modells. Dabei ist es nicht das Ziel mit der maximalen Anzahl an Faktoren ein plausibles Prognoseergebnis zu erzielen, sondern mit so wenig essenziellen Faktoren wie möglich das bestmögliche Ergebnis zu erreichen. Das Prognoseergebnis selbst ist nicht das Ziel, sondern dient lediglich zur Bewertung der Einflussfaktoren. Die Forschungsfrage ist nachstehend definiert:

Welche Faktoren haben einen wesentlichen Einfluss auf die Sekundärregelungsabrufe und mit Hilfe welchem zu bestimmenden Modell können diese bewertet werden?

- I wie „innovativ“: Die während der Literaturanalyse untersuchten Publikationen beschäftigten sich mit dem Prognoseergebnis und nicht wie in dieser Arbeit mit den Einflussfaktoren selbst. Um ein Prognoseergebnis zu erzielen sind selbstverständlich auch Einflussfaktoren notwendig und zu definieren. In dieser Masterthesis wird sich allerdings auf eine Auswahl beschränkt und versucht, mit dieser das bestmögliche Ergebnis zu erzielen. In dieser Arbeit soll ein Vielfaches an Einflussfaktoren herangezogen und diese sukzessive reduziert werden. [2], [3]
- S wie „spezifisch“: Die Arbeit behandelt die Ermittlung und Bewertung von Einflussfaktoren auf die SRL-RA im deutschen Übertragungsnetz. Nicht behandelt werden deren Einflüsse in anderen Ländern. Die Einflussfaktoren werden mittels gängiger Fehlerverteilungen zu den tatsächlichen SRL-RA bewertet. Die genaue Bewertungsmethodik wird im weiteren Verlauf genauer beschrieben.
- M wie „messbar“: Die Fehlerverteilungen werden anschließend jener Fehlerverteilung gegenübergestellt, welche die maximale Anzahl an potenziellen Einflussfaktoren berücksichtigt. Das hat zum Ziel, dass die Abweichung so gering wie möglich zu halten ist.
- A wie „akzeptiert“: Die verwendeten Tools, wie beispielsweise Python (Jupyter Notebook und Spyder), sind anerkannte Berechnungstools und für wissenschaftliche Anwendungen akzeptiert. Weiters werden nur Methoden und Tools verwendet, welche dem Stand der Technik entsprechen.

R wie „realistisch“: Grundkenntnisse im Programmieren mit Python und den Energiemärkten sind aufgrund von bereits absolvierten Vorlesungen und der Beschäftigung in einem Energieversorgungsunternehmen vorhanden. Außerdem soll die Komplexität der Arbeit schrittweise gesteigert werden, um sich langsam dem Ziel zu nähern und dadurch den Umfang der Arbeit zu begrenzen.

T wie „terminierbar“: Terminiert ist die Abgabe der Arbeit mit den von der Fachhochschule Vorarlberg fixierten Terminen.

1.3 Abgrenzung der Masterarbeit

In den folgenden Unterkapiteln werden die Abgrenzungen der Masterarbeit beschrieben. Diesbezüglich wird auf die Gebietsabgrenzung, Datengrenzen und Modellgrenzen eingegangen.

1.3.1 Gebietsabgrenzung

Wie bereits in den ISMART Kriterien definiert wird die Arbeit auf den deutschen Strommarkt und auf das Produkt der SRL-RA beschränkt. Diese Beschränkung soll den Umfang der Thesis klar abgrenzen und zu keinem unverhältnismäßigen und großen Aufwand der Bearbeitung führen. Der Grund für den Bezug auf die SRL-RA kann weiterführend den theoretischen Grundlagen entnommen werden.

1.3.2 Datengrenzen

Allgemein werden in der Arbeit nur Datensätze (Einflussfaktoren und Zielgröße) verwendet, die auf geeigneten Plattformen frei verfügbar sind. Das bedeutet, dass keine Datensätze gekauft oder auf illegale Weise erworben werden. Die Entscheidung der Nutzung von frei verfügbaren Datensätzen wurde aufgrund der Verfügbarkeit und Reproduzierbarkeit der Analysen getroffen. Die Ergebnisse dieser Arbeit sollen an keinerlei finanzielle bzw. rechtliche Bedingungen geknüpft werden. Das ermöglicht ein vereinfachtes Nutzen der Ergebnisse für Privatpersonen und Unternehmen.

1.3.3 Modellgrenzen

Für die Bestimmung und Bewertung der Einflussfaktoren wird ein mathematisches Modell mittels einer Analyse der Zielgröße definiert. Für diese Analyse und die Folgeanalyse werden ausschließlich anerkannte und erprobte Modelle in Betracht gezogen. Die Auswahl der Modelle ergibt sich im weiteren Verlauf der Masterarbeit.

1.4 Aufbau der Masterarbeit

Der Grundaufbau der vorliegenden Masterarbeit setzt sich aus nachfolgenden Themengebieten zusammen. In Abbildung 2 sind die Hauptkapitel dargestellt. Auf die einzelnen Themengebiete wird in den folgenden Unterkapiteln eingegangen.

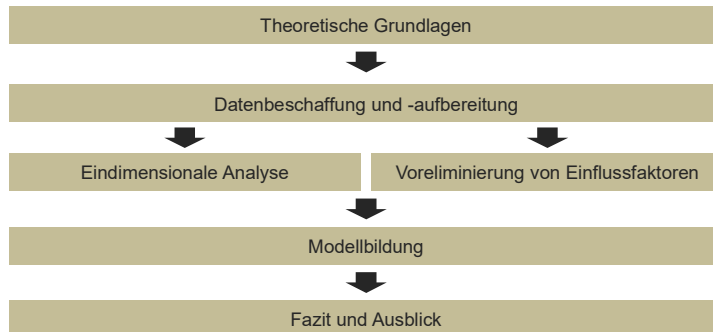


Abbildung 2: Grundaufbau der Masterarbeit
Quelle: eigene Darstellung

1.4.1 Theoretische Grundlagen

Bevor mit der eigentlichen Bearbeitung der Kernthematik und der Beantwortung der Forschungsfrage begonnen wird, müssen einige grundlegende Themen behandelt werden. Die in diesem Kapitel behandelten Themengebiete sind essenziell für den weiteren Verlauf der Masterarbeit. In Abbildung 3 sind die Unterkapitel der theoretischen Grundlagen angeführt. Darin wird der Begriff der Regelenergie näher erläutert und darauf eingegangen, was Regelenergie überhaupt ist und wie sie sich zusammensetzt. Dadurch soll ein detailliertes Verständnis bezüglich deren Einflüsse geschaffen werden.

Die Kapitel 2.2, 2.3, 2.4 und 2.5 sollen die Kernthematik rund um die Regelenergie weiter vertiefen und die Zusammenhänge zwischen den einzelnen behandelten Produkten näher erläutern.

Der letzte große Themenblock der theoretischen Grundlagen beschäftigt sich mit den mathematischen Grundlagen, welche zum einen für die Vorauswertung (Kapitel 4 „Eindimensionale Analyse“ und Kapitel 5 „Voreliminierung von Einflussfaktoren“) und zum anderen für die Modellbildung (Kapitel 6) angewandt werden.



Abbildung 3: Aufbau der theoretischen Grundlagen
Quelle: eigene Darstellung

1.4.2 Datenbeschaffung und -aufbereitung

In diesem Kapitel wird beschrieben woher die Daten beschafft und wie diese aufbereitet werden. Dieses Kapitel ist für die Nachvollziehbarkeit der folgenden Analysen relevant, da Daten meist nicht in gleicher Qualität und Auflösung zur Verfügung stehen.

Zudem wird darauf eingegangen, wie mit Datenlücken und mit Daten mit geringerer Auflösung umgegangen wird. Dafür gibt es unterschiedliche Möglichkeiten und verlangen daher eine nähere Beschreibung.

1.4.3 Eindimensionale Analyse

Die eindimensionale Analyse setzt sich mit der Zielgröße auseinander. Als Zielgröße sind die SRL-RA definiert, mit Hilfe derer die Einflussfaktoren bestimmt und bewertet werden.

Mit Kenntnis der Zielgröße, welche mittels der in Abbildung 4 beschriebenen Kapitel erlangt wird, kann ein geeignetes Bewertungsmodell für die einzelnen potenziellen Einflussfaktoren eruiert werden. Dafür wird anhand statistischer Werte ein erster Eindruck bezüglich des Verhaltes der Zielgröße getroffen.

Weitere Analysen, welche in den entsprechenden Kapiteln beschrieben werden, betreffen die Modellauswahl, den kumulierten log-log-Plot, den Quantil-Quantil-Plot, die Autokorrelation, die Fourier-Analyse der Autokorrelation und die Merkmale von Zeitintervallen. All diese Analysen dienen dazu, ein für dieses Forschungsziel geeignetes Modell und weitere potenzielle Einflussfaktoren zu bestimmen.

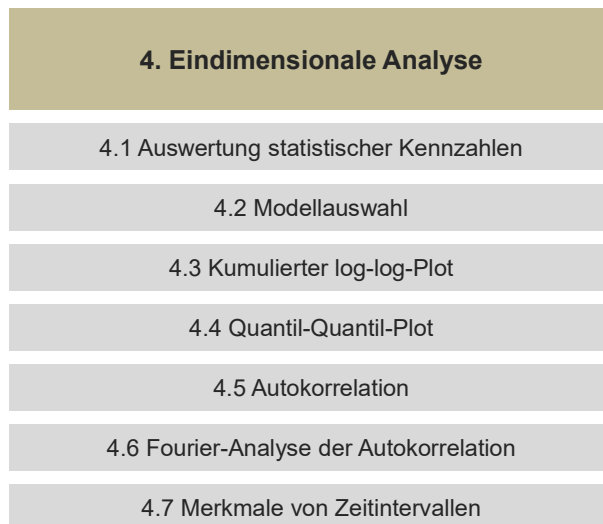


Abbildung 4: Aufbau der eindimensionalen Analyse der Zielgröße
Quelle: eigene Darstellung

1.4.4 Voreliminierung potenzieller Einflussfaktoren

Damit die lange Liste an potenziellen Einflussfaktoren nicht gesamthaft in die Modellbildung einfließt, werden bereits vorweg einige Analysen zur Voreliminierung einiger potenzieller Einflussfaktoren durchgeführt. Allen voran werden die Datensätze einer fundamentalen Bewertung unterzogen und somit etwaige Zufälligkeiten ausgemerzt. Zufälligkeiten können bei einer Modellbildung dann entstehen, wenn Datensätze eine hohe Korrelation mit der Zielgröße aufweisen, aber im fundamentalen Sinne betrachtet keinen logischen Zusammenhang zueinander haben.

Weiterführend werden Korrelationsmatrizen zwischen den Datensätzen aufgestellt, wodurch die potenziellen Einflussfaktoren weiter reduziert werden können. Weitere Analysen werden mit der Principal Component Analysis aufgestellt. Eine genaue Erklärung der einzelnen Verfahren kann abschließend den jeweiligen Kapiteln entnommen werden. Die Abbildung 5 zeigt den Aufbau des Kapitels der Voreliminierung potenzieller Einflussfaktoren.

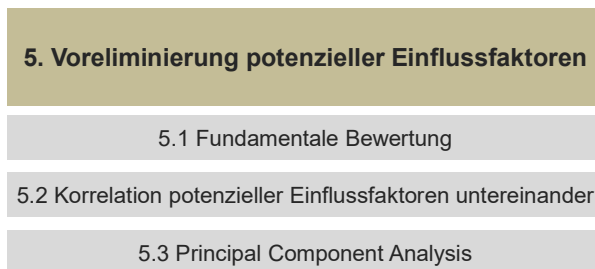


Abbildung 5: Aufbau der Voreliminierung von Einflussfaktoren
Quelle: eigene Darstellung

1.4.5 Modellbildung

Das letzte große Kapitel beschäftigt sich mit der Modellbildung. In diesem Themenblock werden die Zielgröße und die potenziellen Einflussfaktoren in einem Modell zusammengeführt.

Die Unterkapitel „Null-Modell“ und „Naives-Modell“ beschäftigen sich ausschließlich mit der Zielgröße. Darin wird das Modell mit der Zielgröße getestet, um anschließend in den Folgemodellen zu überprüfen, ob die potenziellen Einflussfaktoren zu einer Verbesserung des Modells führen und ob ein geeignetes Modell gewählt wurde. Die darauf folgenden Modelle werden mittels unterschiedlichster Zusammenstellungen der potenziellen Einflussfaktoren durchgeführt. Die Bewertung der einzelnen Modelle erfolgt mit dem Vergleich des Vollen-Modells, welches alle potenziellen Einflussfaktoren nach der Voreliminierung beinhaltet und somit das bestmögliche Ergebnis liefern soll. Die Abbildung 6 stellt die einzelnen Unterkapitel der Modellbildung dar.



Abbildung 6: Aufbau der Modellbildung

Quelle: eigene Darstellung

2. Theoretische Grundlagen

In den theoretischen Grundlagen werden alle für die nachfolgenden Analysen relevanten Themengebiete aufgegriffen und beschrieben. Außerdem wird die Thematik der Regelenergie im Allgemeinen detailliert erläutert. Die Regelenergie fasst die Begriffe Regelleistung und Regularbeit zusammen. Von Regelleistung wird bei der Beschaffung gesprochen und beschreibt das Vorhalten von Kraftwerkskapazitäten. Sobald es zu einem Abruf der Regelleistung kommt, wird von Regularbeit gesprochen. Diese Kenntnisse sind die grundlegende Basis dieser Arbeit, weshalb diese auch genauer beschrieben werden.

2.1 Grundlagen zur Regelenergie

In den folgenden Kapiteln werden die Grundlagen zur Regelenergie beschrieben und genauer erläutert. Aufgrund der Relevanz für diese Arbeit werden diese weiterführend noch aus der Perspektive Deutschlands angeführt.

2.1.1 Verantwortung der Netzbetreiber im Allgemeinen

Jeder Netzbetreiber ist neben der allgemeinen Verpflichtung zur Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs für Jedermann gemäß § 20 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) dazu verpflichtet, folgende Systemdienstleistung zur Netzqualität zu erfüllen:[4]

- Frequenzhaltung (50 Hz)
- Spannungshaltung (230 V +/- 10 % bei Niederspannung)
- Betriebsführung
- Versorgungswiederaufbau nach Störungen

Aufgrund der Relevanz in dieser wissenschaftlichen Arbeit wird im weiteren Verlauf der theoretischen Grundlagen lediglich auf die Frequenzhaltung näher eingegangen.

2.1.2 Verantwortung für Frequenzhaltung

Gemäß § 13 EnWG liegt die Verantwortung für den Einsatz von Regelenergie und damit der Frequenzregelung bei den ÜNB. Die Rahmenbedingungen, welche diesbezüglich einzuhalten sind, werden auf europäischer und nationaler Ebene geregelt. [5]

2.1.3 Rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen im Bereich der Frequenzhaltung

Auf europäischer Ebene sind die regulatorischen Rahmenbedingungen durch die ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) mit Sitz in Belgien verwaltet. Dieser Verband der europäischen ÜNB wirkt bei der Erstellung von Leitfäden und Vorschriften (Network-Codes / EU-Verordnungen) zur Stromnetzregulierung mit. Die Leitfäden und Vorschriften werden auf Vorschlag der europäischen Kommission in Auftrag gegeben und durch den europäischen Rat und das Parlament freigegeben. Diese gelten anschließend entweder direkt oder werden auf nationaler Ebene umgesetzt. [6]

Auf nationaler Ebene wird die Frequenzhaltung über das EnWG, die StromNVZ (Stromnetzzugangsverordnung) und das EEG (Erneuerbare-Energie-Gesetz) geregelt. [5]

Europäische Regulatorien

Für die Frequenzhaltung sind die europaweit gültigen EU-Verordnungen 2017/2196 und 2017/1485 relevant. Das Ziel dieser Verordnungen liegt in der Schaffung eines funktionierenden internationalen Binnenmarkts im Bereich der Frequenzhaltung respektive Regelarbeit. Außerdem soll durch die international gültigen Verordnungen eine Vereinheitlichung der nationalen Ausgleichensysteme geschaffen werden. [6]

Nationale Regulatorien

Die auf europäischer Ebene festgelegten Network-Codes sind auf nationaler Ebene gesetzlich festgehalten, detailliert ausgearbeitet und auf den deutschen Energiemarkt angepasst. Im StromNVZ und EnWG sind die Verantwortung der ÜNB und deren Anforderungen bezüglich Beschaffung und Erbringung von Ausgleichsenergie definiert. Die Anforderungen und die Regelung der Teilnahme von erneuerbaren Energieanlagen am Regelenergiemarkt werden durch das EEG festgelegt. [7]

2.1.4 Maßnahmen zur Frequenzhaltung

Die nachstehende Auflistung beschreibt die eingesetzten Maßnahmen zur Frequenzhaltung: [4]

- **Automatischer Einsatz von Momentanreserve**
Unter den Momentanreserven wird die Trägheit von rotierenden Massen verstanden, welche eine kurzzeitige Stabilisierung der Netzfrequenz ermöglichen. [4]
- **Regelenergie**
Im Falle eines Ungleichgewichts zwischen Erzeugung (Energieeinspeisung) und Last (Energiebezug) kommt es zum Einsatz von Regelenergie. Mittels dieser wird das Ungleichgewicht wieder ausgeglichen. Abhängig vom Ungleichgewicht wird negative (Erzeugung größer als die Last) oder positive (Last größer als die Erzeugung) Regelenergie benötigt. Die Regelenergie wird grundlegend in drei Produkte unterteilt, welche in einem Ausschreibungsverfahren von den ÜNB beschafft werden. [4]

- Reduktion / Erhöhung der Wirkleistung
Durch vertragliche Regelungen zwischen ÜNB und den Betreibern von Erzeugungsanlagen (Erneuerbare Energie Anlagen und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen) bzw. großen Verbrauchern kann die Wirkleistung gezielt geregelt werden. [4]
- Abwurf von Lasten
Die letzte Möglichkeit, um einen sicheren Netzbetrieb wieder herzustellen, wird über einen geregelten Lastabwurf durchgeführt. Dabei werden Verbraucher vom Netz getrennt bzw. Erzeugungsanlagen gedrosselt. [4]

2.1.5 Arten der Regelenergie

Wie bereits beschrieben werden drei Arten von Regelenergie unterschieden, welche nacheinander bzw. zum Teil überschneidend aktiviert werden.

Die Abbildung 7 zeigt (grau hinterlegt) die Aktivierungszeiten der einzelnen Regelenergieprodukte (PRL, SRL und MRL). Das linke, weiß hinterlegte Segment der Abbildung beschreibt die Momentanreserve, welche kurzzeitig die Netzfrequenz stabilisiert. Das rechte, ebenfalls weiß hinterlegte Segment (Reserve durch BKV) zeigt die Ablösung der Regelenergie durch freie Kapazitäten der Bilanzkreise. [8], [9] Bilanzkreise sind Zusammenschlüsse von einem oder mehreren Netznutzern (Erzeuger und Verbraucher) innerhalb einer Regelzone. Jedem Bilanzkreis ist ein Bilanzkreisverantwortlicher (BKV) übergestellt, welcher die Reserven bereitstellt. [5]

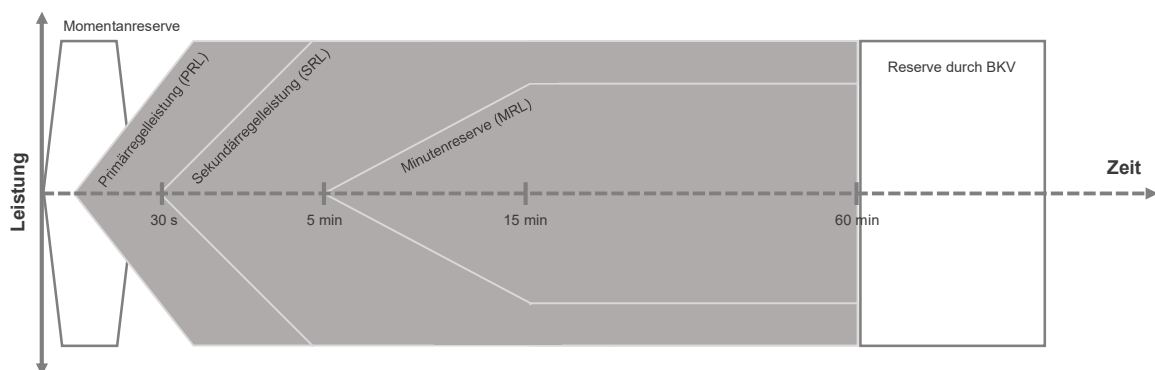


Abbildung 7: Zeitliche Zusammenhänge der Regelenergie

Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Abbildung von Next Kraftwerke GmbH [10]

Primärregelleistung

Für den kurzfristigen Ausgleich von unvorhergesehenen Frequenzschwankungen (Abweichung von 50 Hz) ist das erste Instrument der Regelenergie die PRL. Diese wird mittels Drehzahlregelung von elektrischen Generatoren bereitgestellt. Die Aktivierung muss möglichst schnell erfolgen, damit ein Stromausfall vermieden werden kann. Die PRL muss nach maximal 30 Sekunden zur Gänze erbracht werden und für mindestens 15 Minuten zur Verfügung stehen. Die PRL ist die erste Maßnahme der Regelenergie, welche mit positiver bzw. negativer Regelleistung dem Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Last entgegenwirkt. [8], [9]

Der Abruf bzw. die Aktivierung der PRL erfolgt frequenzabhängig. Die beiden anderen Produkte der Regelenergie (SRL und MRL) werden hingegen über einen Abruf der ÜNB aktiviert. Anbieter von PRL messen die Netzfrequenz vor Ort und aktivieren diese automatisch bei einer Frequenzänderung von + / - 200 mHz. Dadurch können bspw. Kommunikationsstrecken eingespart und die Zeiten zur vollständigen Erbringung der PRL eingehalten werden.

Ein weiterer Unterschied der PRL zu den beiden anderen Produkten der Regelenergie ist, dass die PRL gemeinsam vom europäischen Bund und nicht von den ÜNB separat bereitgestellt wird. Die PRL ist das erste Segment in Abbildung 7. Wie zu erkennen ist, bleibt die Bereitstellung der PRL so lange bestehen, bis die SRL vollständig erbracht wird. Die SRL löst anschließend die PRL ab. [8], [9]

Sekundärregelenergie

Nach Abruf der PRL wird diese von der SRL abgelöst. Die Bereitstellung der SRL erfolgt durch schnell regelbare und automatisch schaltbare Kraftwerke (z.B. Gaskraftwerke oder Pumpspeicherkraftwerke). Die SRL muss nach spätestens fünf Minuten vollständig erbracht werden und wird anschließend nach 15 Minuten von der MRL abgelöst. Dabei kann es nach Ablösung durch die MRL zu einem beidseitigen Einsatz der SRL und MRL kommen, bis die Regelenergie durch die verfügbaren Reserven der BKV abgelöst wird. Diese Überschneidung ist in Abbildung 7, neben der Aktivierungszeit der MRL, ab Minute 15 ersichtlich. [8], [9]

Anbieter von SRL stehen in direkter Kommunikationsverbindung mit der Netzüberwachungswarte der ÜNB, welche Daten in Echtzeit austauschen. Im Falle der Notwendigkeit, die SRL zu aktivieren, werden die Abrufe vollautomatisch durch einen sogenannten Frequenzleistungsregler der ÜNB auf die einzelnen Anbieter verteilt. Die Anbieter sind im Falle eines Abrufs dazu verpflichtet die positive bzw. negative SRL bereitzustellen. [8], [9]

Minutenreserveleistung

Die MRL ist das letzte Produkt der Regelenergie. Die MRL muss spätestens nach 15 Minuten der Frequenzänderung vollständig erbracht werden, damit die SRL abgelöst werden kann. Die MRL muss anschließend für mindestens 10 Minuten erbracht werden.

Die MRL wird ebenfalls wie die SRL überwiegend von regelbaren Pumpspeicherkraftwerken und Gaskraftwerken bereitgestellt. Wie bei der SRL bereits beschrieben, können MRL und SRL zur gleichen Zeit eingesetzt werden. Das bedeutet, dass gewisse Leistungen der SRL bis zur Wiederherstellung des Normalzustands (50 Hz) nicht von der MRL abgelöst werden. Der Normalzustand wird durch die Aktivierung der verfügbaren Reserven der ÜNB wieder hergestellt. [8], [9]

2.2 Ausschreibungsverfahren am Regelenergiemarkt

Die vier ÜNB in Deutschland (50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH) haben sich dazu entschlossen, die Regelenergie gemeinsam zu beschaffen und betreiben hierzu gemeinsam die Ausschreibungsplattform „Regelleistung.net“. Auf dieser Plattform werden alle notwendigen Dokumente für potenzielle und bestehende Anbieter von Regelenergie zur Verfügung gestellt. Potenzielle Anbieter von Regelenergie müssen ein Präqualifikationsverfahren durchlaufen. Die Präqualifikationskriterien werden von den deutschen ÜNB auf Basis der EU-Verordnung 2017/1485 vom 2. August 2017 erstellt. Die EU-Verordnung beinhaltet die Leitlinien für den Übertragungsnetzbetrieb, darunter Kriterien zu den Präqualifikationsunterlagen. [8], [9]

Nach erfolgreicher Präqualifikation der Anbieter werden Rahmenverträge zwischen diesen und den ÜNB zur Bereitstellung der Regelenergie abgeschlossen. [8], [9]

2.2.1 Ausschreibung der Primärregelleistung

Anders als bei der SRL und MRL wird der Bedarf an PRL nicht von vier ÜNB separat festgelegt. Die Bedarfsbestimmung der PRL erfolgt im gesamten Gebiet der ENTSO-E (36 europäische Länder). Der Bedarfsermittlung liegt die Annahme des gleichzeitigen Ausfalls der zwei größten Kraftwerksblöcke im gesamten Netzgebiets der ENTSO-E zugrunde. Daraus ergibt sich eine Vorhaltung der PRL von + / - 3000 MW. Die Gesamtleistung wird anschließend gemäß der Einspeisung des Vorjahres (jährliche Neuberechnung) auf die einzelnen ÜNB aufgeteilt. In Deutschland liegt die auszuschreibende Leistung bei 573 MW (Q3 2020). Die Länder Deutschland, Belgien, Niederlanden, Frankreich, Österreich und Schweiz haben sich dazu entschlossen die PRL gemeinsam auszuschreiben, wodurch sich ein Gesamtbedarf von ca. 1.400 MW ergibt. [9]

Ausgeschrieben wird die benötigte Leistung in 1 MW Blöcken. Die Ausschreibung wird jeweils 14 Tage vor der physikalischen Erfüllung veröffentlicht (Gate Opening Time (GOT)). Der Stichtag für die letzte Angebotsabgabe liegt einen Tag vor der physikalischen Erfüllung um 8:00 Uhr (Gate Closing Time (GCT)). Es werden sechs Produkte mit jeweils vier Stunden (0:00 – 04:00 Uhr, 04:00 – 08:00 Uhr, 08:00 – 12:00 Uhr, 12:00 – 16:00 Uhr, 16:00 – 20:00 Uhr und 20:00 – 24:00 Uhr) für positive und negative PRL gemeinsam ausgeschrieben. [11]

Die Vergütung der PRL erfolgt nur über einen Leistungspreis, wohingegen bei der SRL und MRL sowohl ein Leistungspreis als auch ein Arbeitspreis (Energienmenge) vergütet wird. Die einseitige Vergütung der PRL lässt sich damit erklären, dass davon ausgegangen wird, dass sich positive und negative PRL ausgleichen und somit gleich viel elektrische Leistung bezogen wird, wie in das Netz eingespeist wird. Der Zuschlag der Anbieter erfolgt gemäß einer Merit-Order-Liste (geordnet vom niedrigsten bis zum höchsten Preis). Alle bezuschlagten Anbieter erhalten den gebotenen Höchstpreis der Merit-Order-Liste. Die Abbildung 8 zeigt eine beispielhafte Merit-Order-Liste vom 30.09.2020. Die rote Linie zeigt den Angebotspreis und die grünen Balken die gebotenen Leistungen der Anbieter. [11]

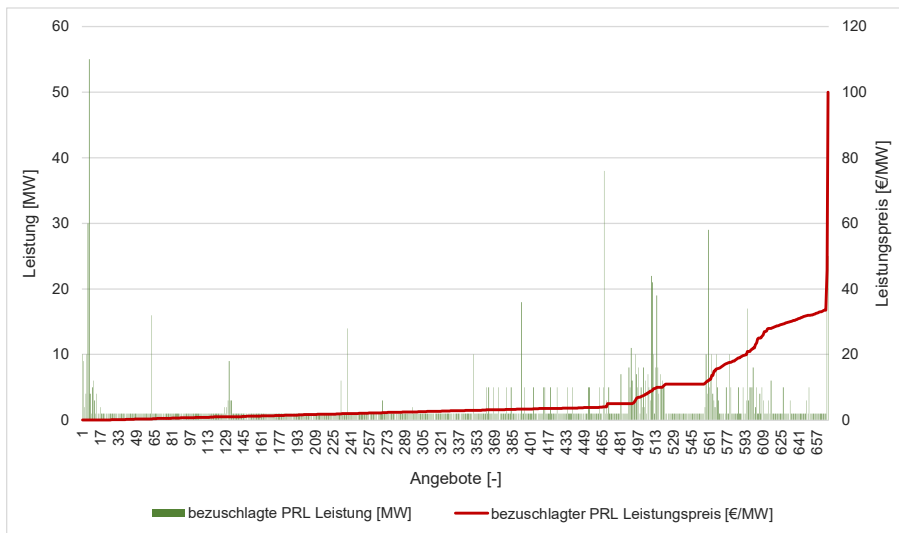


Abbildung 8: Merit-Order-Liste vom 30.09.2020 der PRL Ausschreibung für das positive und negative Produkt von 00:00 - 04:00 Uhr

Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten des Datacenters von „Regelleistung.net“ [12]

2.2.2 Ausschreibung der Sekundärregel- und Minutenreserveleistung

Die Ausschreibungen der SRL und MRL finden täglich und gemeinsam für die vier ÜNB über das Ausschreibungsportal der gemeinsamen Internetplattform „Regelleistung.net“ statt. Anders als bei der PRL werden bei der SRL und MRL Regelleistung und Regelarbeit ausgeschrieben. Seit dem 02.11.2020 findet eine getrennte Ausschreibung auf zwei getrennten Märkten (Regelleistungsmarkt und Regelarbeitsmarkt) statt. [9]

Unabhängig von Regelleistung und Regelarbeit werden zwölf Produkte ausgeschrieben. Diese setzen sich aus je sechs positiven und sechs negativen Vier-Stunden-Blöcke zusammen. Das Mindestgebot liegt bei einem Megawatt. Wenn mehrere Gebote eines Anbieters abgegeben werden, liegt das Mindestgebot bei fünf Megawatt pro Angebot. [9]

Beide Märkte weisen unterschiedliche Ausschreibungszeiträume auf. Zuerst wird die Ausschreibung der Regelleistung mit einer GOT von einer Woche vor physikalischer Erfüllung geöffnet. Die GCT liegt am Vortag um 09:00 Uhr für die SRL bzw. 10:00 Uhr für die MRL. Die Ausschreibung des Regelarbeitsmarktes öffnet mit der Veröffentlichung der Ergebnisse des Regelleistungsmarktes und schließt eine Stunde vor der physikalischen Erfüllung des jeweiligen Produktes. [11]

Die ausgeschriebene Menge, welche an SRL bzw. MRL benötigt wird, wird von den ÜNB bestimmt. Die ausgeschriebene Leistung der SRL lag im dritten Quartal 2020 bei etwa 2100 MW (positiv und negativ) und für die MRL bei 670 MW (positiv) und 1100 MW (negativ). [6]

Für die Ausschreibung der Regelleistung müssen Gebote mit einem Leistungspreis und einem Arbeitspreis abgegeben werden. Die Angebotsabgaben für den Regelarbeitspreis werden in die Ausschreibung am Regelarbeitsmarkt übernommen. Wird kein Arbeitspreis angegeben, wird dieser mit 0 €/MWh beziffert. Der Zuschlag am Regelleistungsmarkt erfolgt wie bei der PRL gemäß einer Merit-Order-Liste und nach dem Leistungspreis. Bezuschlagt werden alle Anbieter bis zur Erreichung der ausgeschriebenen Menge. Der Leistungspreis wird mit einem Fixpreis angegeben, welchen der jeweilige Anbieter für das Vorhalten seiner Leistungen erhält, wenn dieser während der Ausschreibung bezuschlagt wird. Das bedeutet, dass die Anbieter, selbst wenn es zu keinem Abruf kommt, die angebotene Vergütung erhalten. [11]

Die Ausschreibung am Regelarbeitsmarkt erfolgt, wie bereits beschrieben, nach der Veröffentlichung der Ergebnisse am Regelleistungsmarkt. Solange die Angebotsphase geöffnet ist, können Anbieter ihre bereits übertragenen Angebote bis zur GCT (60 min vor physikalischer Erfüllung) nach oben oder unten verändern. Nach der GCT wird mit den neuen bzw. übertragenen Regelarbeitspreisen eine neue Merit-Order-Liste erstellt.

Ein Beispiel für die Merit-Order-Liste der Arbeitspreise kann der Abbildung 9 entnommen werden. [11]

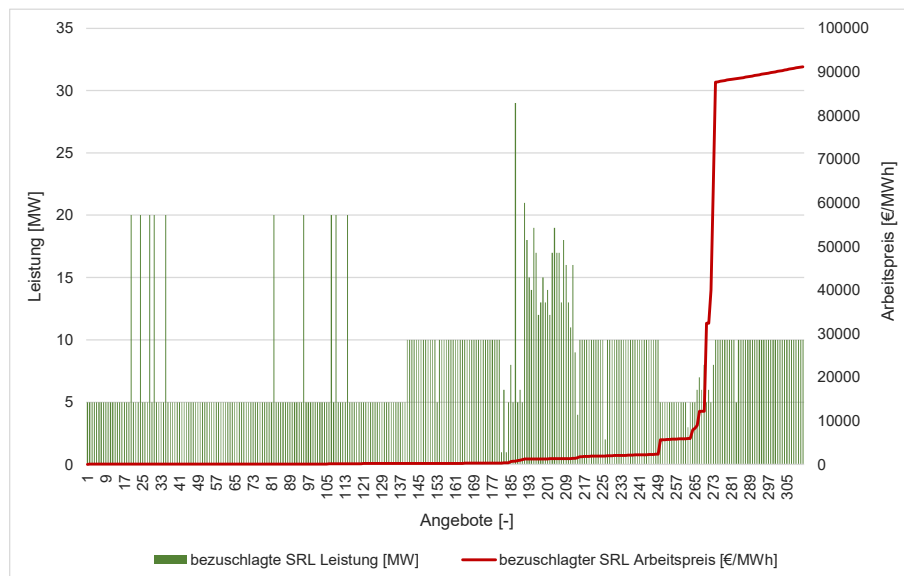


Abbildung 9: Merit-Order-Liste (SRL Regelarbeitspreis) vom 15.12.2020 der SRL Ausschreibung für das positive Produkt von 00:00 - 04:00 Uhr

Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten des Datacenters von „Regelleistung.net“ [12]

Durch die kurzfristige Angebotsabgabe vor der physikalischen Erfüllung wird dem Anbieter die Möglichkeit geboten, besser auf unvorhergesehene Änderungen zu reagieren. Vor allem durch die sich sehr kurzfristig verändernden Wittereinflüsse können die Prognosen des Vortags oftmals verfälscht werden.

2.3 Imbalance Netting

Bevor es zu einem Abruf von Sekundärregelarbeit kommt wird das Systemgleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch durch die Saldierung des Sekundärregelbedarfs über mehrere Regelzonen hinweg optimiert. Diese Optimierung wird auch „Imbalance Netting“ genannt. Die teilnehmenden Regelzonen werden in der Imbalance-Netting-Kooperation (International Grid Control Cooperation (IGCC)) zusammengefasst, welche 24 europäische Länder umfasst. [6]

Innerhalb der IGCC wird die abgerufene Sekundärregelarbeit durch das Imbalance Netting des Gesamtaufkommens an Sekundärregelarbeit über alle teilnehmenden Regelzonen hinweg optimiert. Das wird ermöglicht, indem gegenläufige Aktivierungen optimal ausgeglichen werden. Unter gegenläufiger Aktivierung ist zu verstehen, dass in einer oder mehreren Regelzonen positive SRL und in anderen Regelzonen negative SRL benötigt werden. Der Ausgleich erfolgt immer vor dem eigentlichen Abruf eines Anbieters durch den ÜNB. Abbildung 10 zeigt den modellhaften Aufbau der IGCC. [13]

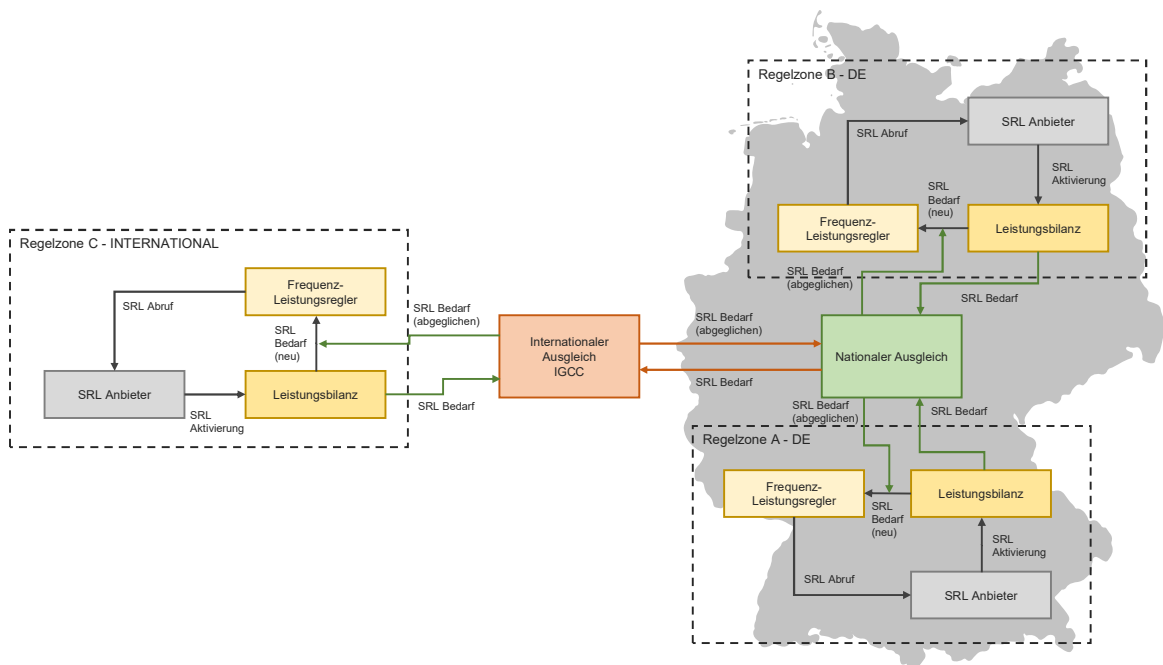


Abbildung 10: modellhafte Darstellung der IGCC

Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Darstellung der APG [13]

In der Abbildung ist ersichtlich, dass die einzelnen Regelzonen Sekundärregelarbeit benötigen. Im Falle dessen wird der Bedarf, bevor dieser an den Frequenzleistungsregler übergeben wird, in Echtzeit an ein Optimierungsmodul (grünes und oranges Rechteck) übermittelt. Das in der Abbildung grün dargestellte Optimierungsmodul stellt den nationalen Austausch in Deutschland dar. Dieser ist nicht direkt Teil der IGCC, da die ÜNB in Deutschland Regelenergie gemeinsam ausschreiben. Das orange Rechteck soll das Optimierungsmodul zwischen zwei oder mehreren internationalen Regelzonen darstellen. Dabei wird der Bedarf aller beteiligten Regelzonen an das Modul übermittelt und unter Einhaltung gewisser Einschränkungen abgeglichen. Der daraus resultierende Korrekturfaktor für die einzelnen Regelzonen wird anschließend an den

Leistungsfrequenzregler übergeben. Dieser sendet den resultierenden Abruf an den Anbieter der SRL. [13]

Für das Imbalance Netting gibt es gewisse Einschränkungen. Zum einen ist es durch den technischen Aspekt der Übertragungskapazitäten der Übertragungsnetze beschränkt, zum anderen besteht eine Beschränkung durch die Höhe der Dimensionierung der SRL der jeweiligen Regelzone. [13]

2.4 Auftreten von Sekundärregelarbeitsabrufen

Die übergeordnete Verantwortung für das Systemgleichgewicht zwischen Erzeugung (Energieeinspeisung) und Last (Energiebezug) liegt bei den regelzonenverantwortlichen ÜNB. Diese verrechnen ihren Netznutzern die Kosten (bspw. Regelenergie) für die Aufrechterhaltung des Systemgleichgewichts weiter. [7]

Für eine ursachengerechte Aufteilung der Ausgleichskosten werden innerhalb einer Regelzone Bilanzkreise gebildet. Diese Bilanzkreise bestehen aus Erzeugern, Verbrauchern und Energiehändlern. Jedem Bilanzkreis ist ein Bilanzkreisverantwortlicher überstellt, welcher für die Bewirtschaftung innerhalb des jeweiligen Bilanzkreises zuständig ist. Innerhalb jedes Bilanzkreises werden die Erzeugung, der Verbrauch und Stromhandelsmengen gebündelt. Durch diese Bilanzierung kann bestimmt werden, ob ein Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Last herrscht. Dieses Ungleichgewicht wird als Bilanzkreisabweichung bezeichnet. Die Abweichungen werden für jede Viertelstunde berechnet und den Bilanzkreisverantwortlichen in Rechnung gestellt. [7]

Die Summe aller Bilanzkreisabweichungen aller innerhalb einer Regelzone befindlichen Bilanzkreise ergibt das Regelzonensaldo, welches ausgeglichen werden muss. Als erstes Instrument zum Ausgleich des Regelzonensaldos werden gegenläufige Ungleichgewichte innerhalb Deutschlands ausgeglichen. Im nächsten Schritt erfolgt der Ausgleich innerhalb der IGCC befindlichen ÜNB. Diese Ausgleichs erfolgen soweit, wie es die Übertragungskapazitäten zulassen. Das daraus resultierende Regelzonensaldo wird mit Regularbeit ausgeglichen. [7]

Gründe für Bilanzkreisabweichungen liegen im Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Last. Dieses Ungleichgewicht tritt unter anderem aufgrund der volatilen erneuerbaren Erzeugungsanlagen, wie Windkraft und Photovoltaik (PV) auf. Die Bestimmung weiterer potenzieller Einflussfaktoren ist neben deren Bewertung eines der Ziele der Arbeit. [7]

2.5 Zeitliche Auflösung

Gemäß der EU-Verordnung 2017/2195 sind die ÜNB für das Aufsetzen von Modalitäten, welche Bestimmungen zur Erbringung von Regelenergie enthalten, verantwortlich. Darin ist unter anderem beschrieben, in welchen Zeitintervallen Regelarbeit aufzubringen ist, wenn diese abgerufen wird. Gemäß dieser Modalitäten erfolgen die Abrufe und deren Vergütung im Sekundenraster. [14] Die Daten, welche öffentlich zugänglich sind, werden lediglich in 15 Minutenintervallen zur Verfügung gestellt. [1]

Das bedeutet grundsätzlich, dass ein 15 Minutenintervall der SRL-RA die Summe aller Sekundenwerte enthält. Andererseits enthält bspw. die Last die durchschnittliche Leistung aller Sekundenwerte. Das kann prinzipiell zu gewissen Verzerrungen innerhalb der 15 Minutenintervalle führen. Rein theoretisch wäre es somit möglich, dass sich die gesamte Energiemenge der SRL-RA eines 15 Minutenintervalls innerhalb einer Sekunde befindet. Davon ist jedoch nicht grundlegend auszugehen, weil die Abrufe ein aufbauender Prozess sind. Bevor es zu SRL-RA kommt werden Frequenzabweichungen durch Momentanreserven und PRL soweit möglich ausgeglichen. Aus diesem Grund wird die Vermutung angestellt, dass die höhere Auflösung der Daten zu gewissen Verzerrungen führt, aber diese für die hier angestellten Analysen als annehmbar anzusehen sind.

2.6 Mathematische Grundlagen

In diesem Kapitel werden die in den Analysen angewandten mathematischen Grundlagen erklärt. Diese dienen lediglich der Unterstützung für das grundlegende Verständnis der hier eingesetzten Methoden und beinhalten daher auch keine Detailbeschreibung.

2.6.1 Autokorrelation

Für die in Kapitel 4 folgende eindimensionale Analyse wird unter anderem die Autokorrelation verwendet. Durch das Anwenden der Autokorrelation soll herausgefunden werden, ob zeitliche Abhängigkeiten der Zielgröße vorhanden sind. Sollte dies der Fall sein, kann eine zeitlich verschobene Zielgröße einen potenziellen Einflussfaktor darstellen, welcher in der Analyse berücksichtigt wird. [15]

Der Korrelationsfaktor zweier zeitlich verschobener Zeitreihen ergibt sich aus dem Quotienten der empirischen Kovarianz beider Zeitreihen und der empirischen Varianz der ursprünglichen Zeitreihe. Die nachstehende Formel beschreibt die empirische Kovarianz der Zeitreihen. [15]

$$cov_{\tau} = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^{n-\tau} (y_t - \bar{y}) * (y_{t+\tau} - \bar{y}) \rightarrow \tau = 1,2,3 \dots n - \tau \quad (1)$$

Zum Zwecke der Vereinfachung wird in der Formel der empirischen Kovarianz der Mittelwert \bar{y} für beide Zeitreihen herangezogen. Außerdem kann für die Bestimmung des arithmetischen Mittels bei einer ausreichend großen Anzahl an Freiheitsgraden n anstatt von $n - 1$ gewählt werden. Nachstehend die Formel für den Korrelationsfaktor. [15]

$$r_{\tau} = \frac{cov_{\tau}}{var_0} = \frac{\sum_{t=1}^{n-\tau} (y_t - \bar{y}) * (y_{t+\tau} - \bar{y})}{\sum_{t=1}^n (y_t - \bar{y})^2} \rightarrow \tau = 0,1,2 \dots n - \tau \quad (2)$$

Der Korrelationsfaktor bewegt sich zwischen $-1 \leq r_{\tau} \leq 1$. Im Falle eines negativen Faktors sind die Zeitreihen negativ korrelierend und umgekehrt. Bei -1 und 1 sind die beiden Zeitreihen zu 100% negativ bzw. positiv korrelierend. [15]

2.6.2 Fourier-Analyse der Autokorrelation

Die Autokorrelation kann ein periodisches Verhalten der Zielgröße aufzeigen. Damit dieses Verhalten genauer analysiert werden kann, wird eine diskrete Fourier-Analyse der Autokorrelation durchgeführt. Die nachstehende Formel beschreibt die diskrete Fourier-Transformation der Korrelationsfaktoren x mit n Anzahl an Faktoren, welche sich durch Zeitverschiebungen (Lags) ergeben. [15]

$$y[k] = \sum_{n=0}^{N-1} e^{-2\pi j \frac{kn}{N}} * x[n] \rightarrow k = 0,1,2, \dots N - 1 \quad (3)$$

Die Fourier-Transformation wandelt die „chaotischen“ Korrelationsfaktoren in eine sinusförmige harmonische Schwingung um. Anhand der Peaks dieser Schwingung können vereinfacht Rückschlüsse auf potenzielle Korrelationen zwischen den zeitlich verschobenen Zielgrößen getroffen werden. [15]

2.6.3 Log-log-Plot

Ein Log-log-Plot beschreibt eine andere Darstellungsform als die Lineare. Im Gegensatz zur linearen Darstellung werden die gewählten Daten bei der Darstellungsform des log-log-Plots in einer doppelt logarithmischen Form auf einem Diagramm aufgetragen. Diese Form der Darstellung kann es ermöglichen, gewisse Eigenschaften (z.B. Linearitäten) eines Datensatzes zu bestimmen. [16]

2.6.4 Quantil-Quantil-Plot

Quantil-Quantil-Plots (QQ-Plots) sind graphische Darstellungen zur Bestimmung, ob eine Reihe von Daten einer gewissen Verteilung entsprechen. Dafür werden die Quantile der eigentlichen Datenreihe gegen die Quantile einer definierten Verteilung in einem Diagramm aufgetragen. Zusätzlich zu den Quantilen der beiden Datensätze (eigentliche Datenreihe und Verteilung) wird eine Linie im 45° Winkel in das Diagramm eingezeichnet. Diese Linie entspricht der idealen Übereinstimmung der Daten mit der Verteilung. Das bedeutet, wenn sich alle Datenpunkte auf dieser Linie befinden, entspricht der eigentliche Datensatz genau der gewählten Verteilung. Je weiter die Datenpunkte von der Linie abweichen, desto weniger stimmen diese mit der Vergleichsverteilung überein. [17]

In der folgenden Analyse wird diese Methode angewandt, um ein geeignetes Modell zur Bewertung der potenziellen Einflussfaktoren zu bestimmen. Dafür werden die Quantile der Zielgröße gegen die einer gewählten Verteilung geplottet. Sollten genügend Datenpunkte der gewählten Verteilung entsprechen, kann diese Verteilung für eine Modellbildung in Betracht gezogen werden.

2.6.5 Principal Component Analysis

In der PCA (Principal Component Analysis → DE: Hauptkomponentenanalyse) werden alle Datenpunkte eines Datensatzes in einem n-dimensionalen Raum dargestellt, wobei in diesen n-Dimensionen alle Informationen der Datensätze enthalten sind. Ziel der PCA ist es, die n-dimensionale Datenwolke auf möglichst wenige Dimension zu reduzieren und dabei auch möglichst wenige Informationen zu verlieren. [18]

Zur genaueren Erklärung kann das Beispiel aus dem Buch „Introduction to Machine Learning with Python“ (Abbildung 11) herangezogen werden. Darin wird die PCA anhand eines zweidimensionalen Raums beschrieben. Im Diagramm „Original data“ sind die „original Daten“ zweier Features (bspw. Einflussfaktoren) gegeneinander geplottet. In der ersichtlichen Punktwolke sucht die PCA nach der Richtung mit der größten Varianz (Komponente 1). Die Richtung mit der größten Varianz enthält die meisten Informationen des Datensatzes und entspricht der höchsten Korrelation. Im nächsten Schritt wird in der Punktwolke die zweite Komponente, welche die zweitmeisten Informationen enthält, orthogonal zur ersten Komponente gesucht. In dem Beispiel gibt es aufgrund der zweidimensionalen Darstellung nur eine Möglichkeit, um diese Komponente zu bestimmen. In einem n-dimensionalen Raum gibt es unendlich viele Möglichkeiten. Die beiden Komponenten werden auch Hauptkomponenten genannt. Grundlegend können nur so viele Hauptkomponenten bestimmt werden, wie Features (Originalformationen) in der Datenwolke enthalten sind. [18]

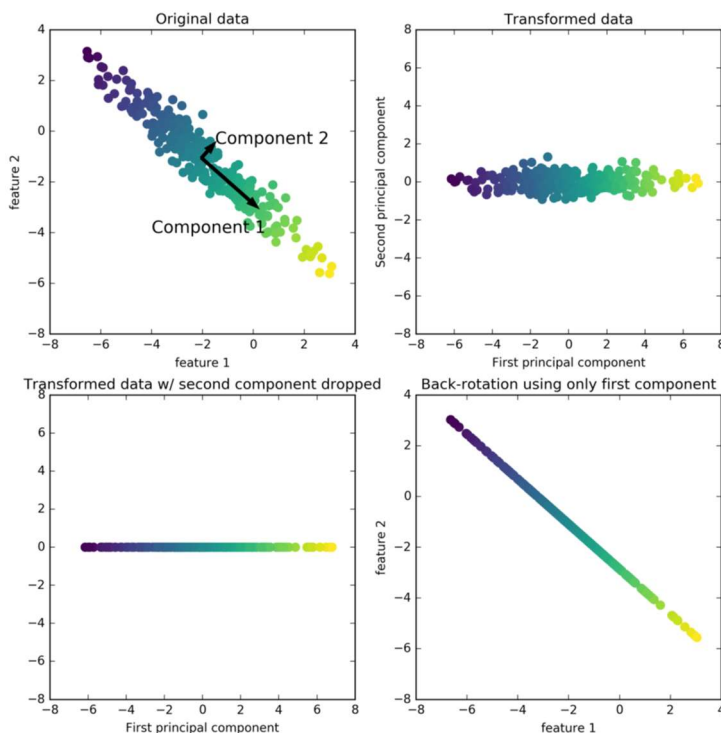


Abbildung 11: Beispiel Transformation von Daten mittels der PCA

Quelle: Abbildung aus dem Buch „Introduction to Machine Learning with Python“, Seite 141 [18]

Im zweiten Diagramm „Transformed data“ wird die Datenwolke so gedreht und verschoben, dass sich die erste Hauptkomponente der x-Achse entlang um den 0 Punkt bewegt. Dies ermöglicht theoretisch eine Reduktion der Dimensionen (Hauptkomponenten) und

damit auch der Komplexität der Daten. In diesem Beispiel wird die Datenwolke (Diagramm „Transformed data w/ second component dropped“) um die zweite Hauptkomponente reduziert und wieder in die ursprüngliche Position ausgerichtet (Diagramm „Back-rotation using only first component“). Die reduzierten Hauptkomponenten könnten auch direkt in ein Modell einfließen. [18]

In der Analyse der Arbeit wird die PCA dazu verwendet, um herauszufinden wie viele Dimensionen eine möglichst hohe Varianz der gesamten Datenwolke beschreiben. Anschließend soll den Hauptkomponenten entnommen werden, welche Einflussfaktoren am meisten zu der jeweiligen Komponente beitragen. Eine direkte Implementierung der Hauptkomponenten in das Modell macht aus Sicht der Fragestellung keinen Sinn, da in den einzelnen Hauptkomponenten die Informationen mehrerer / aller Einflussfaktoren enthalten sind.

3. Datenbeschaffung und -aufbereitung

In diesem Kapitel wird beschrieben, welche Daten wo beschafft werden und wie sie für die weiteren Analysen in Betracht gezogen werden. Außerdem wird ausgeführt, wie mit in den Datensätzen auftretenden Datenlücken und Daten unterschiedlicher Auflösung umgegangen wird. Für die Analysen werden nur Daten verwendet, welche frei zugänglich und für jedermann zur Verfügung stehen. Es werden keine Datensätze gekauft.

Für die Bestimmung der Einflussfaktoren wird eine Zielgröße benötigt, welche die SRL-RA sind. Die Wahl fiel auf die SRL-RA gemäß den zuvor in Kapitel 2.1 und 2.2 beschriebenen Grundlagen zur Regelenergie und zum Ausschreibungsverfahren. Die SRL ist das erste Produkt der Regelenergie, welche sich aus Regelleistung und Regelarbeit zusammensetzen. Die PRL wird für das Vorhalten der ausgeschriebenen Mengen vergütet. Das gleiche gilt für die SRL und MRL Regelleistung. Eine abrufabhängige Vergütung entsteht bei der SRL und MRL. Da die Abrufe der MRL deutlich geringer ausfallen als jene der SRL werden für die weiterführenden Analysen lediglich die SRL-RA betrachtet.

3.1 Literaturanalyse zur Datenbeschaffung

Für die Definition des Datensatzes, mit welchem die weiteren Analysen und Modelle aufgestellt werden, wird eine umfangreiche Literaturanalyse durchgeführt. Neben den Plattformen rund um die Regelenergie und der ÜNB werden auch bereits durchgeführte Studien und Arbeiten in diesem Bereich zur Analyse herangezogen. Dabei wurde im Speziellen auf eine Dissertation („Dynamische Regel- und Reserveleistungsvorhaltung in zukünftigen Smart Grids“ von Anja Ohsenbrügge) und ein Gutachten („Verfahren zur dynamischen Bestimmung des Bedarfs für Sekundärregel- und Minutenreserve“ der Consentec GmbH) besonderes Augenmerk gelegt. [2], [3]

Die Dissertation hatte das Ziel, ein dynamisches Prognosemodell der regelzoneninternen Systemungleichgewichte aufzustellen. Diese Systemungleichgewichte beschreiben direkt den Regelenergiebedarf. Für das Aufstellen eines derartigen Modells bedarf es an Inputgrößen (Einflussfaktoren), mit deren Hilfe es möglich ist, den gewünschten Output zu prognostizieren. Dabei wurde Bezug auf die volatilen Erzeugungsanlagen (Windkraft und Photovoltaik) genommen. Weitere darin berücksichtigte Einflussfaktoren sind die aufgrund von Periodizitäten zeitlich verschobene Zielgröße und die Netzlast. [3]

Die in der Dissertation verwendeten Einflussfaktoren, werden für die folgenden Analysen berücksichtigt.

Der Grund warum volatile Erzeugungsanlagen zum Regelenergieaufkommen beitragen, lässt sich anhand eines einfachen Beispiels erklären. Die Abbildung 12 zeigt die jeweiligen Prognosen und tatsächlichen Produktionswerte für Windkraft und Photovoltaik.

Wie zu erkennen ist, liegen die Prognosen und die tatsächliche Werte nicht auf einer Linie, was an diesem Beispieltag zu Prognosefehlern geführt hat, die als Regelenergie anfallen könnten.

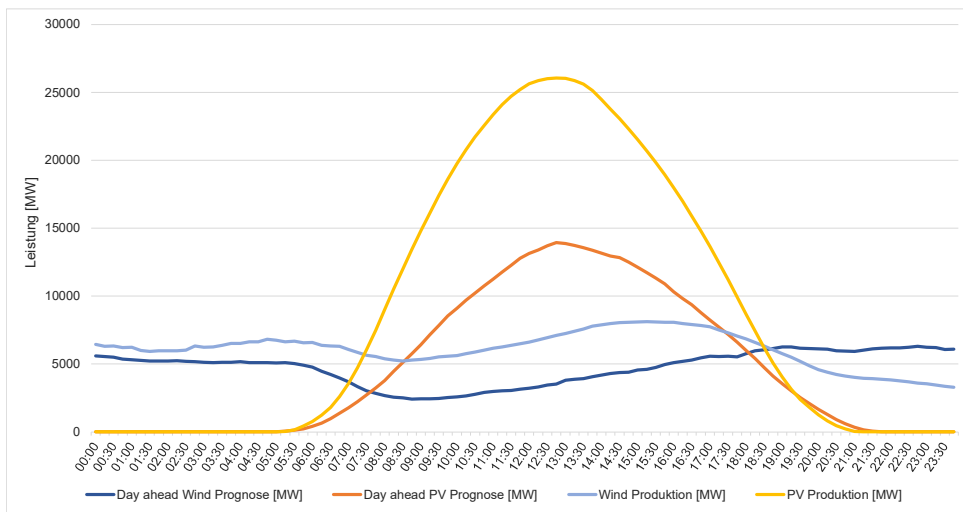


Abbildung 12: Gegenüberstellung der Prognose und tatsächlichen Produktion von Windkraft und PV
Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten von ENTSO-E Transparency Plattform [1]

Das Gutachten von Consentec in Auftrag der deutschen ÜNB sieht vor, die dynamische Bestimmung der Regelenergie über eine sogenannte Clusteranalyse zu bestimmen. Die Definition der Cluster erfolgt über vergleichbare Datenmengen und Regelenergiebedarf an bestimmten Zeitpunkten. Der angewandte Algorithmus fasst alle in einem Cluster befindlichen Daten zusammen, damit eine minimale quadratische Abweichung zur Zielgröße (Regelenergie) erreicht wird. Die repräsentativen Zeiträume dieser Cluster können Wochentage, Feiertage, Monate, etc. beinhalten.

Daraus werden für die bevorstehende Analyse Rückschlüsse auf potenzielle Einflussfaktoren gezogen. Es werden kalenderspezifische Daten in den Erstdatensatz aufgenommen. Wochentage werden bspw. mittels 1 und 0 in den Datensatz integriert. Zur Unterstützung der Erklärung dient die Tabelle 1.

	Montag	Dienstag	Mittwoch	Donnerstag	Freitag	Samstag	Sonntag
Montag	1	0	0	0	0	0	0
Dienstag	0	1	0	0	0	0	0
Mittwoch	0	0	1	0	0	0	0
Donnerstag	0	0	0	1	0	0	0
Freitag	0	0	0	0	1	0	0
Samstag	0	0	0	0	0	1	0
Sonntag	0	0	0	0	0	0	1

Tabelle 1: beispielhafte Generierung von Wochentagen als potenzielle Einflussfaktoren
Quelle: eigene Darstellung

Wie der Tabelle zu entnehmen ist, wird für jeden Tag der Woche ein eigener Datensatz mit der Länge der Zielgröße generiert. Beispielsweise beinhaltet der Datensatz „Montag“

resultierend daraus jedes Mal eine 1 bzw. 0, wenn es sich um einen Montag bzw. einen der übrigen Tage handelt.

3.2 Datenbeschaffung

Alle in dieser Arbeit verwendeten Datensätze stammen von der Transparency Plattform der ENTSO-E bzw. sind selbst erstellt. Diese Plattform ist die zentrale Datenbank für Energieverbrauch und -erzeugung in Europa. Die Daten, welche im weiteren Verlauf betrachtet werden, wurden für den Zeitraum von Beginn der Strommarktrennung zwischen Deutschland und Österreich (1. Oktober 2018) bis zum 26. Juli 2020 heruntergeladen. Mit dem Stichtag des 26. Juli 2020 waren die Analysen abgeschlossen. [1]

Für eine Erstbetrachtung werden die unten aufgelisteten Daten von dieser Plattform bezogen. Neben den in der Literaturanalyse eruierten Daten werden zusätzlich auch die Daten der Nachbarländer, bzw. der Länder, welche eine direkte Stromleitung zu Deutschland haben betrachtet. [1] Wie bereits im Kapitel 2.4 beschrieben kommt es zum Abruf von Regularbeit durch das Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Last. Aus diesem Grund werden die zur Verfügung stehenden Vorhersagen der Last und Erzeugung in die Datensätze mitaufgenommen. Neben dem Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Last wird im Kapitel 2.4 beschrieben, dass volatile Erzeugungsanlagen wie Windkraft und Photovoltaik aufgrund der Abhängigkeit von Umwelteinflüssen schwer prognostizierbar sind und somit zu SRL-RA führen könnten. Die Regularbeitspreise stehen im direkten Zusammenhang mit SRL-RA, da diese ähnliche Schwankungen wie die Abrufe selbst aufweisen. Aus diesem Grund werden diese ebenfalls für eine Erstbetrachtung berücksichtigt. Eine genauere Betrachtung der einzelnen Faktoren erfolgt im Kapitel 5.1 der fundamentalen Bewertung.

- Positive SRL Regularbeitsabrufe [MWh] (DE)
- Negative SRL Regularbeitsabrufe [MWh] (DE)
- Positiver Regularbeitspreis [€/MWh] (DE)
- Negativer Regularbeitspreis [€/MWh] (DE)
- Day-ahead Windenergie Onshore [MW] (AT, BE, CH, DE, DK, FR, NL, PL, SE)
- Day-ahead Windenergie Offshore [MW] (BE, DE, DK, NL)
- Day-ahead Photovoltaik [MW] (AT, BE, CH, CZ, DE, DK, FR, NL, PL)
- Day-ahead Erzeugung [MW] (AT, BE, CH, CZ, DE, DK, FR, NL, PL, SE)
- Day-ahead Last [MW] (AT, BE, CH, CZ, DE, DK, FR, NL, PL, SE)

Day-ahead beschreibt eine Prognose des nächsten Tages.

Zusätzlich wurden die untenstehenden Daten generiert bzw. aus den zur Verfügung stehenden Daten errechnet. [1] Die „resultierende day-ahead Erzeugung ohne Wind und PV“ wird berechnet, weil durch die Subtraktion der volatilen Erzeugungsanlagen die nicht volatilen Erzeugungsanlagen allein betrachtet werden können. Die Zeitintervalle Feiertage DE, Wochentage, Monate und Jahresviertel wurden gemäß den Überlegungen des Gutachtens von Consentec generiert. Daraus können mögliche Zusammenhänge zwischen Zeitintervallen und den SRL-RA berücksichtigt werden.

- Resultierende day-ahead Erzeugung ohne Wind und PV [MW]
(AT, BE, CH, CZ, DE, DK, FR, NL, PL, SE)
→ resultierend aus der Subtraktion von day-ahead Erzeugung und der Summe aus day-ahead Windenergie und Photovoltaik
- Feiertage in DE → gemäß Tabelle 1 (Feiertag = 1)
- Wochentage → gemäß Tabelle 1 (7 Datensätze für Montag – Sonntag)
- Monate → gemäß Tabelle 1 (12 Datensätze für Jänner – Dezember)
- Jahresviertel → gemäß Tabelle 1 (4 Datensätze für 1. – 4. Jahresviertel)

3.3 Datenaufbereitung

In den nachfolgenden zwei Kapiteln wird beschrieben, wie mit Datenlücken und Daten mit geringerer Auflösung umgegangen wird. Die Datenaufbereitung wird, wie auch die später folgenden Analysen, mit der Programmiersprache Python durchgeführt. Zur Datenaufbereitung wird die Entwicklungsumgebung Spyder verwendet, welche im Softwarepaket Anaconda zur Verfügung gestellt wird. Anaconda ist ein Programm der Firma Anaconda Inc., welches diverse Entwicklungsumgebungen für die Programmiersprachen Python und R verwaltet. [19]

3.3.1 Umgang mit Datenlücken

In den Datensätzen treten vereinzelt Datenlücken auf. Dabei handelt es sich um einzelne Stundenwerte, welche in den Aufzeichnungen fehlen. Zur Befüllung der Datenlücken wird die gängige Methode der linearen Interpolation durchgeführt, welche mit der Formel

$$f(x_1 + t) = f(x_1) + t * \frac{f(x_2) - f(x_1)}{x_2 - x_1} \quad (4)$$

beschrieben wird, wobei hier $f(x)$ den Wert des jeweiligen Datensatzes zum Zeitpunkt x beschreibt. Mit der Differenz von x_2 und x_1 wird die Differenz der Zeitintervalle des ersten und des letzten vorhandenen Wertes beschrieben. Im Falle von Viertelstundenwerten und fehlenden Daten von einer Stunde beträgt die Differenz vier. Zur Veranschaulichung der Herangehensweise wird die lineare Interpolation in Abbildung 13 gezeigt. Bei diesem Beispiel handelt es sich um eine Datenlücke von einer Stunde, der day-ahead Windenergie Onshore in Deutschland.

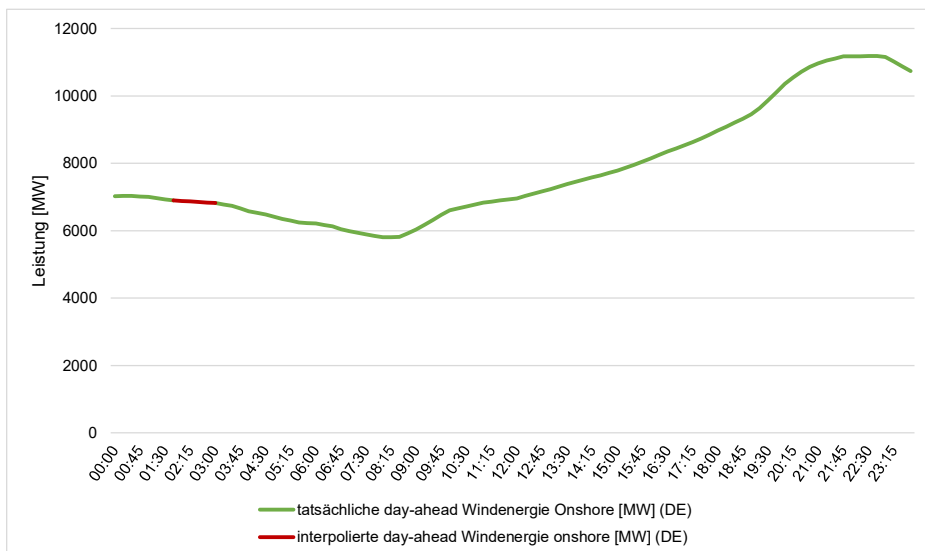


Abbildung 13: Beispiel lineare Interpolation am Beispiel der day-ahead Windenergie Onshore (DE)
Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

3.3.2 Umgang mit Daten geringerer Auflösung

Einige der betrachteten Datensätze haben eine geringere Auflösung als die der SRL-RA. Diese stehen in Viertelstundenwerten zur Verfügung, wohingegen bspw. die day-ahead Erzeugung nur in Stundenaufösung von der Transparency Plattform heruntergeladen werden kann. Da es sich bei den Leistungswerten der einzelnen Datensätze um Durchschnittswerte der jeweiligen Stunde handelt, werden diese Werte auch für jeden Viertelstundenwert verwendet. Als zusätzliche Erklärung dient die nachstehende Formel.

$$x(t_0) = x(t_{0,25}) = x(t_{0,5}) = x(t_{0,75}) \quad (5)$$

4. Eindimensionale Analyse

Die erste durchgeführte Analyse ist die eindimensionale Analyse. Darunter ist die Analyse der Zielgröße (SRL-RA) zu verstehen. Diese wird zur Identifizierung eines möglichen Modells für die Bestimmung der Einflussfaktoren durchgeführt. Dafür wurden die positiven und negativen SRL-RA getrennt voneinander betrachtet, weil es vorkommen kann, dass in derselben Viertelstunde positive und negative Regularbeit abgerufen wird.

4.1 Auswertung statistischer Kennzahlen

Zuerst wurden statistische Kennzahlen der Zielgröße berechnet, welche in Tabelle 2 ersichtlich sind. Zusätzlich zu der getrennten Betrachtung von positiver und negativer SRL-RA werden diese Datensätze auch mit und ohne Null-Werte analysiert. Daraus sollen Rückschlüsse gezogen werden können, inwiefern sich die Datensätze unterscheiden bzw. welche Gemeinsamkeiten diese haben. Außerdem können anhand deren statischen Verhaltens Vermutungen über mögliche Modelle abgeleitet werden.

	Pos. SRL-RA	Pos. SRL-RA ohne 0-Werte	Neg. SRL-RA	Neg. SRL-RA ohne 0-Werte
Minimum [MWh]	0,00	1,00	0,00	1,00
Maximum [MWh]	507,00	507,00	528,00	528,00
Median [MWh]	5,00	13,00	7,00	9,00
Erstes Quartil [MWh]	1,00	2,00	2,00	2,00
Drittes Quartil [MWh]	37,00	53,00	41,00	44,00
Interquartilsabstand [MWh]	36,00	51,00	39,00	42,00
Mittelwert [MWh]	31,78	40,58	34,03	35,61
Standardabweichung [MWh]	56,97	61,54	56,72	57,53
Schiefe	2,80	2,44	2,69	2,63
Kurtosis	9,43	7,12	8,69	8,2

Tabelle 2: statistische Kennzahlen der Zielgröße
Quelle: eigene Berechnungen

Die SRL-RA bewegen sich im Bereich von 0 bis ca. 550 MWh. Das Maximum ergibt sich durch die ausgeschriebenen Mengen, welche sich im Bereich von 2200 MW bewegen. Umgerechnet auf Viertelstundenwerte ergibt das eine Regularbeit von 550 MWh. Der Median der Werte liegt zwischen 5 und 13 MWh. Daraus lässt sich ableiten, dass der Großteil der Abrufe deutlich im unteren Bereich liegt. Wird der Median (auch zweites Quartil genannt) mit dem Mittelwert verglichen, ist deutlich zu erkennen, dass diese Werte voneinander abweichen, wodurch eine Normalverteilung der SRL-RA auszuschließen ist. [20] Dadurch lassen sich bereits alle Modelle für normalverteilte Daten ausschließen. Auch das erste und dritte Quartil lässt darauf schließen, dass die Daten deutlich „links“ orientiert sind. Das wird auch dadurch bewiesen, dass sich das zweite und dritte Quartil deutlich erhöhen, wenn die Null-Werte nicht berücksichtigt werden.

Eine weitere wichtige Kennzahl ist die Standardabweichung, welche sich aus der Wurzel der Varianz berechnet. Im Gegensatz zur Varianz lässt sich die Standardabweichung leichter interpretieren, da sie in der ursprünglichen Form, wie die Datensätze, dargestellt werden. Diese Kennzahl gibt Auskunft darüber wie weit die Daten im Durchschnitt vom arithmetischen Mittel abweichen. Als Beispiel kann gesagt werden, dass bei einer Normalverteilung ungefähr 68% der Daten innerhalb einer Standardabweichung liegen. [21] Im Falle der vorliegenden Datensätze ist der Anteil der innerhalb der Standardabweichung liegenden Daten deutlich höher. Der Datensatz der ersten Spalte (positive SRL-RA) enthält insgesamt 63.840 Datenpunkte, wohingegen bereits 52.015 Datenpunkte innerhalb einer Standardabweichung liegen. Das ergibt einen Prozentsatz von ca. 81%.

Weitere Kennzahlen, welche Informationen über die Form der Verteilung geben, sind die Schiefe und die Kurtosis. Die Schiefe gibt Auskunft darüber, ob die Daten linksschief (Schiefe < 0) oder rechtsschief (Schiefe > 0) verteilt sind. Der Kurtosis hingegen kann entnommen werden, wie die Datensätze gewölbt sind (Kurtosis > 0 bedeutet steilgipflig und umgekehrt). [22] Für die Kenntnisse über die in der Tabelle 2 angeführten Datensätze bedeutet das, dass alle vier Datensätze sowohl rechtsschief als auch steilgipflig sind. Das bedeutet, dass die SRL-RA exponentiell in Richtung der hohen Abrufe abfallen. Die größte Anzahl an Abrufen liegt in den niedrigen einstelligen Bereichen.

4.2 Modellauswahl

Da die Zielgröße keiner Normalverteilung entspricht, können für die Modellbildung klassische lineare Modelle ausgeschlossen werden. Daher muss für das Modell die Komplexität erhöht werden. Dafür wird die Möglichkeit der generalisierten linearen Modelle (GLM) überprüft. GLM sind nicht lineare Modelle, welche durch die Zugehörigkeit zur Exponentialfamilie beschrieben sind. Der Unterschied zu klassischen linearen Modellen ist, dass der Mittelwert (μ) nicht rein durch den linearen Prädiktor ($\eta = x^T \beta$) beschrieben wird, sondern durch eine Link-Funktion ($g(\mu) = \eta = x^T \beta$). Mittels einer Link-Funktion kann ein nicht linearer Datensatz durch einen linearen Prädiktor beschrieben werden. [23]

Für die Definition eines geeigneten Modells wird mit schrittweiser Steigerung der Komplexität vorgegangen. Dafür wird als erste Möglichkeit ein Gamma-Modell, welches Teil der Exponentialfamilie ist, überprüft. Der Vorteil des Gamma-Modells ist, dass dieses mit der L1-Norm beschrieben werden kann. In der L1-Norm werden Werte nicht über das Quadrat beschrieben, wie in der L2-Norm oder in höheren Normen. Die Link Funktion des Gamma-Modells entspricht dem negativ inversen Mittelwert ($-\frac{1}{\mu} = \eta = x^T \beta$). [24]

Die allgemeine Schreibweise der Gammaverteilung einer Zufallsvariable x lautet wie folgt:

$$f(x) = \frac{\beta^\alpha}{\Gamma(\alpha)} x^{\alpha-1} e^{-\beta x} \rightarrow x, \alpha, \beta > 0 \quad (6)$$

Wie zu erkennen ist, können nur Werte größer 0 für diese Funktion angewandt werden. Das bedeutet, dass grundsätzlich zwei Modelle für den gesamten Datensatz aufgestellt werden müssen. Da es sich hier um eine Bewertung der Einflussfaktoren handelt, wird das schlussendlich zu bewertende Modell nur mit den tatsächlichen Abrufen, ohne Nichtabrufe, aufgestellt.

Des Weiteren werden die Modelle aufgrund der hohen Ähnlichkeit zwischen negativen und positiven SRL-RA nur mit den positiven SRL-RA aufgestellt. Damit wird die Annahme getroffen, dass die später bewerteten Einflussfaktoren sowohl Gültigkeit für die positiven als auch für die negativen SRL-RA haben.

Zur Überprüfung, ob das Gamma-Modell als geeignet angesehen werden kann, wird ein Gamma-Fit der Daten erstellt. Ein Fit ist eine Technik, um ein mathematisches Modell ideal an einen Datensatz anzupassen. Dazu gilt es, jene Gammaverteilung zu eruieren, welche am besten zu dem entsprechenden Datensatz passt. [24]

In Abbildung 14 ist die gefittete Gammaverteilung der positiven SRL-RA ohne Null-Werte und das Histogramm der tatsächlichen Abrufe dargestellt. Die Darstellung der übrigen Datensätze, gemäß Tabelle 2, können dem Anhang entnommen werden. Dies gilt ebenfalls für alle darauffolgenden Darstellungen.

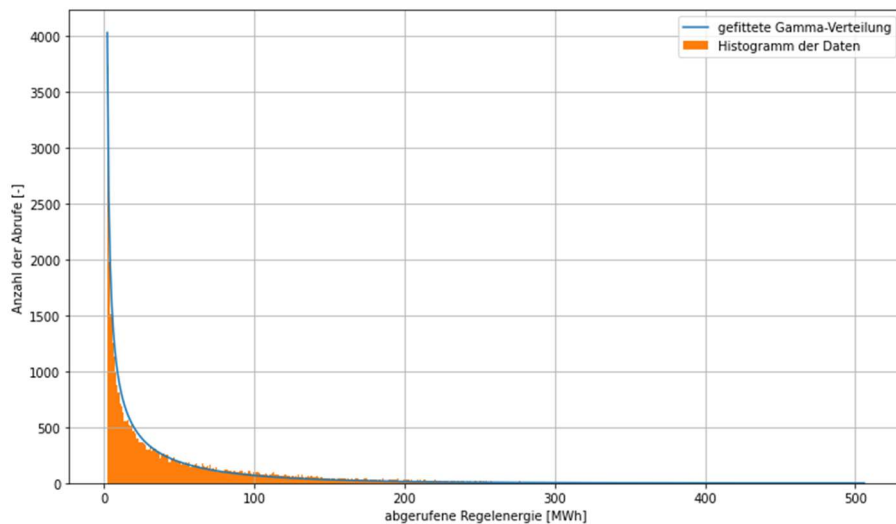


Abbildung 14: Gegenüberstellung des Histogramms der positiven SRL-RA ohne Null-Werte mit der gefitteten Gammaverteilung der Daten

Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

Die oben angeführte Darstellung lässt vermuten, dass ein Gamma-Modell ein potenzielles Modell zur Bewertung der Einflussfaktoren darstellt. Anhand dieser Darstellung kann jedoch keine exakte Aussage getroffen werden, weil im Bereich der hohen Abrufe nichts zu erkennen ist. Dafür wird weiterführend ein kumulierter log-log-Plot und ein Quantil-Quantil-Plot angeführt.

4.3 Kumulierter log-log-Plot

Wie bereits in den theoretischen Grundlagen beschrieben, können mittels eines log-log-Plots Linearitäten von logarithmisch bzw. exponentiell erscheinenden Datensätzen erkannt werden.

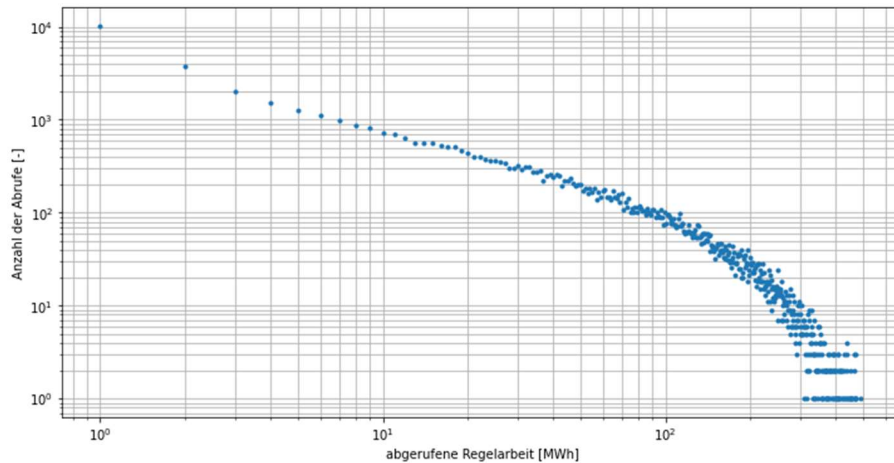


Abbildung 15: kumulierte positive SRL-RA ohne Null-Werte in logarithmischer Skala

Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

Der Abbildung 15 kann entnommen werden, dass die Daten bis ungefähr 250 MWh einem linearen Verlauf entsprechen und ab dieser Größe deutlich stärker abfallen. Vermutlich wird bei einem derartig hohen Abruf deutlich mehr SRL durch die MRL abgelöst, wodurch die Abrufe größer 250 MWh deutlich schneller abnehmen als bei geringeren Abrufen. Trotzdem können die Kenntnisse aus der Abbildung darauf schließen, dass ein nicht normalverteiltes Modell aus der Exponentialfamilie zur Bewertung der potenziellen Einflussfaktoren geeignet sein könnte.

4.4 Quantil-Quantil-Plot

Die nachstehende Abbildung 16 zeigt den Quantil-Quantil-Plot der positiven SRL-RA ohne Null-Werte auf der y-Achse und die theoretischen Quantile des Fits der Gammaverteilung auf der x-Achse. Sollten die Datenpunkte exakt auf der im Diagramm dargestellten schwarzen Linie verlaufen, würden die SRL-RA exakt einer Gammaverteilung entsprechen. Wie zu erkennen ist, verlaufen die Daten bis zu einer Abrufmenge von etwa 250 MWh annähernd an der Linie. Die höheren Abrufe werden durch eine Gammaverteilung überschätzt. Das bedeutet, dass bei einer beispielsweise Abrufmenge von 400 MWh das Gamma-Modell 450 MWh prognostizieren würde. Dies soll kein Ausschlusskriterium für das Gamma-Modell sein, eine Überschätzung der Daten kann als deutlich besser gewertet werden als ein Unterschätzen. Im Falle der Unterschätzung würden vorliegende Abrufe nicht erkannt werden, wodurch Anbieter diese nicht berücksichtigen würden. Mittels des einfachen Gamma-Modells würden Anbieter lediglich höhere SRL-RA vorhersagen und dementsprechend mehr Regularbeit anbieten als abgerufen wird. Weiters könnte die Vermutung angestellt werden, dass eine einzelne Gammaverteilung nicht ausreicht, um die SRL-RA zu beschreiben. Es könnte sein, dass mehrere Gammaverteilungen in diesen Daten enthalten sind.

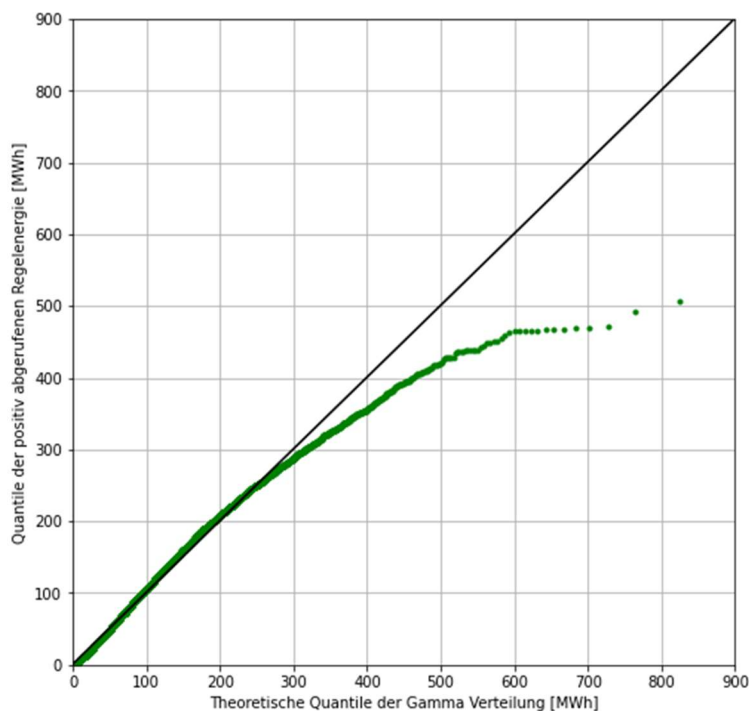


Abbildung 16: QQ-Plot der positiven SRL-RA und der gefitteten Gammaverteilung

Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

Die daraus und aus den vorherigen aufgestellten Analysen gewonnenen Erkenntnisse werden als ausreichend angesehen, um die Modellbildung mit einem Gamma-Modell aufzustellen. Ein komplexeres Modell mittels mehrerer Gammaverteilungen bzw. einer anderen Verteilung würde zwar eventuell zu einem besseren Ergebnis führen, hätte aber keinen deutlichen Mehrwert für die hier ausgeführten Analysen. Der Grund liegt daran, dass es nicht das Ziel ist die bestmögliche Prognose zu erzielen, sondern Einflussfaktoren anhand eines Prognoseergebnisses zu bewerten.

4.5 Autokorrelation

Über die Autokorrelation können Periodizitäten der Zielgröße herausgefunden werden. Dafür werden zur Veranschaulichung die einzelnen Korrelationsfaktoren der jeweiligen Zeitversätze in Viertelstunden in einem Diagramm (Abbildung 17) dargestellt. Im Diagramm werden lediglich zwei Beispielwochen (09.09.2019 – 22.09.2019) angeführt, da bei einer gesamthaften Darstellung des Datensatzes nichts zu erkennen wäre. Weitere Autokorrelationen können dem Anhang entnommen werden. Alle betrachteten Wochen ergeben sehr ähnliche Ergebnisse.

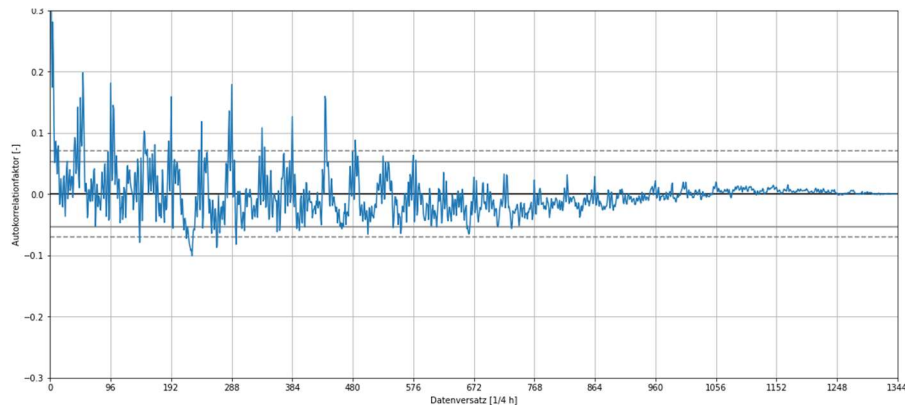


Abbildung 17: Korrelationsfaktoren der verschobenen positiven SRL-RA (09.09.2019 – 22.09.2019) in Viertelstunden

Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

Der Abbildung 17 kann entnommen werden, dass kleine Korrelationen zwischen den SRL-RA bei einem Versatz von halben und ganzen Tagen auftreten. Aus diesem Grund werden die potenziellen Einflussfaktoren um die um 12 und 24 Stunden verschobene Zielgröße erweitert. Ob diese Faktoren tatsächlich einen nennenswerten Einfluss auf die SRL-RA haben, kann der Autokorrelation nicht entnommen werden.

4.6 Fourier-Analyse der Autokorrelation

Die Autokorrelation zeigt ein gewisses periodisches Verhalten. Eine Fourier-Analyse der Autokorrelation soll jene Frequenzen (verschobene Zielgröße) herausgreifen, die besonders stark korrelieren. Dazu wird das Betragsquadrat der Fourier-Transformierten betrachtet, wodurch stärker korrelierende Faktoren noch stärker bewertet werden. Dadurch werden diese in einem Diagramm besser hervorgehoben.

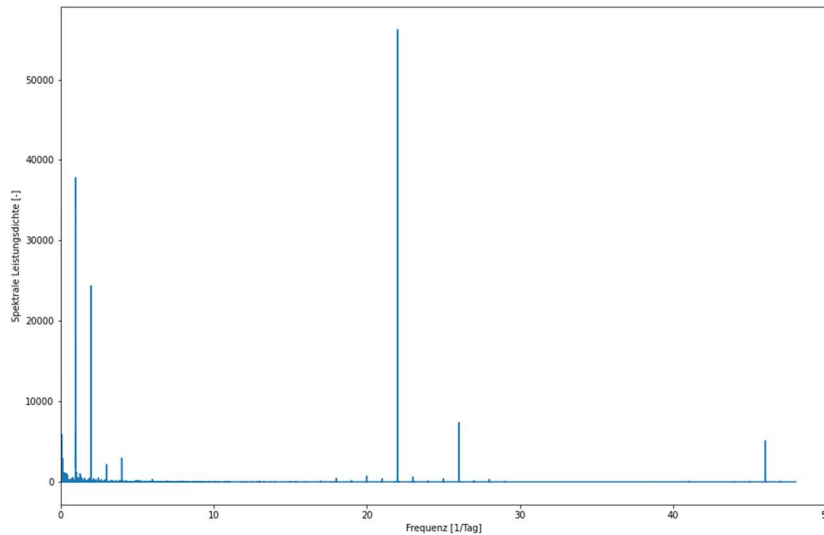


Abbildung 18: Frequenzen der Fourier-Transformierten der positiven SRL-RA Autokorrelation
Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

In Abbildung 18 stellt sich heraus, dass sich das Spektrum der Fourier-Transformierten auf einzelne wenige Frequenzen beschränkt. Diese Peaks liegen bei 22, 26 und 46. Des Weiteren ist besonders viel Frequenz im Bereich zwischen den Frequenzen null und fünf zu erkennen. Dafür wird zusätzlich ein Diagramm (Abbildung 19) mit einer geringeren Auflösung aufgezeigt.

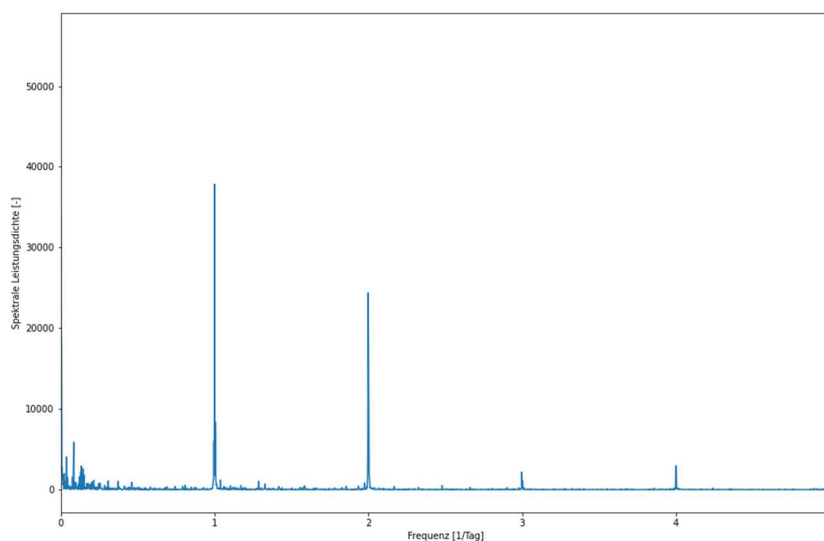


Abbildung 19: Frequenzen 0 - 5 der Fourier-Transformierten der positiven SRL-RA Autokorrelation
Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

Dem Diagramm mit der geringeren Auflösung kann entnommen werden, dass zusätzlich zu den bereits angeführten Frequenzen, die Frequenzen 1, 2 und 4 am höchsten ausschlagen. In Tabelle 3 sind die Frequenzen und deren Zeitversatz angeführt. Die einzelnen zeitlichen Versätze werden anschließend, wie die Erkenntnisse aus der Autokorrelation als potenzielle Einflussfaktoren, für die Modelle berücksichtigt.

Frequenz	Zeitversatz	berücksichtigter Zeitversatz
46	$24 / 46 \approx 0,5 \text{ h}$	0,5 h
26	$24 / 26 \approx 0,9 \text{ h}$	1,0 h
22	$24 / 22 \approx 1,1 \text{ h}$	1,25 h
4	$24 / 4 \approx 6,0 \text{ h}$	6 h
2	$24 / 2 \approx 12 \text{ h}$	12 h
1	$24 / 1 \approx 24 \text{ h}$	24 h

Tabelle 3: berücksichtigte verschobene SRL-RA als potenzielle Einflussfaktoren

Quelle: eigene Berechnungen

Wie in der Tabelle 3 zu erkennen ist werden für die Gamma-Modelle sehr kurzfristige Zeitversätze von bspw. einer halben Stunde berücksichtigt. Unter Betrachtung der aktuellen Ausschreibungen wäre dies im Falle eines tatsächlichen Prognosemodells nicht möglich, da die Sekundärregulararbeit in Vier-Stunden-Blöcken ausgeschrieben wird. Außerdem können die Angebote bis maximal eine Stunde vor physikalischer Erfüllung angepasst resp. abgegeben werden. Das aktuelle Ausschreibungsverfahren befindet sich derzeit in einem Revisionsverfahren. Gemäß der EU-Verordnung 2017/2196 soll die Regulararbeit zukünftig gemeinsam auf einem europäischen Markt beschafft werden. Dafür sieht die Verordnung vor, dass die nationalen ÜNB Modalitäten für diesen gemeinsamen Markt schaffen. Die Modalitäten der deutschen ÜNB sehen vor, dass zukünftig, voraussichtlich Mitte 2022, die Regulararbeit bis eine Viertelstunde vor physikalischer Erfüllung angeboten werden kann und die Produkte auf Viertelstundenintervalle heruntergebrochen werden. [14] Aus diesem Grund werden die kurzfristigen Zeitversätze in den weiterführenden Analysen und der Modellbildung berücksichtigt.

4.7 Merkmale von Zeitintervallen

Zusätzlich zu den in den vorher angeführten Kapiteln Analysen wird die Zielgröße im Hinblick auf Abrufmuster überprüft. Dafür wurden Box-Plots der einzelnen Viertelstundenwerte in einem Diagramm aufgezeigt. Unter anderem werden in den einzelnen Abbildungen Boxen angeführt, welche den Bereich zwischen dem 25% und 75% Quartil darstellen. Diesen Boxen (Abbildung 20) ist ein gewisses Muster zu entnehmen. Dieses Muster entspricht einem Zickzack-Profil, welches zu Beginn jeder Stunde im Viertelstundentakt ansteigt bzw. abfällt. In den Zeiten 19:00 - 04:00 Uhr und 08:00 - 16:00 Uhr verfolgt das Profil einen abfallenden, in den übrigen Zeiten einen aufsteigenden Trend. Laut Expertenmeinung eines Energiehändlers der illwerke vkw lässt sich der Verlauf dieses Musters mit den Erzeugungsprofilen von großen Erzeugungsanlagen erklären. Die Betreiber derartiger Kraftwerke geben deren Erzeugung meist in Form von Stundenprofilen an, wohingegen das Lastprofil kein stündliches Stufenprofil aufweist. Aus diesem Grund entsteht eine Differenz zwischen Erzeugung und Last, welche in Form dieses Zickzack-Profiles mit Regelarbeit abgedeckt wird. [25] Aufgrund dieser Kenntnisse wird dieses Profil als potenzieller Einflussfaktor in den Datensatz aufgenommen. Eine detaillierte Auflösung der Box-Plots kann dem Anhang entnommen werden.

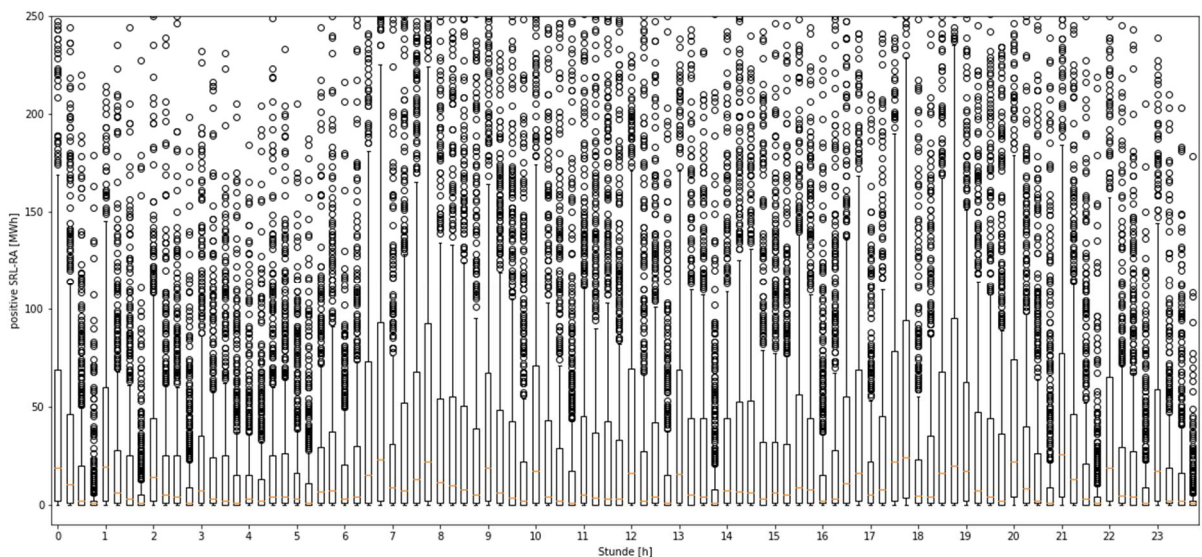


Abbildung 20: Box-Plot der Viertelstundenwerte der positiven SRL-RA

Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

5. Voreliminierung potenzieller Einflussfaktoren

Bevor mit der Modellbildung begonnen werden kann, werden in den nachfolgenden Kapiteln Analysen aufgestellt, welche es ermöglichen, einzelne potenzielle Einflussfaktoren vorweg auszusortieren.

5.1 Fundamentale Bewertung

Nachfolgend wird auf die potenziellen Einflüsse der Nachbarstaaten und der Regelarbeitspreise auf die SRL-RA.

5.1.1 Einfluss der Nachbarstaaten

Als erster Schritt wird eine fundamentale Analyse der potenziellen Einflussfaktoren aus Kapitel 3.2 aufgestellt. Im Zuge dessen soll hinterfragt werden, ob es für die einzelnen angeführten Faktoren einen Sinn macht, diese in den Modellen zu berücksichtigen.

Grundsätzlich wird nachfolgend überprüft, ob die Daten der Nachbarstaaten von Deutschland einen direkten Einfluss auf die deutschen SRL-RA haben könnten. Dafür werden im ersten Schritt die Summe der einzelnen Werte gegenübergestellt. In der Tabelle 4 werden lediglich die volatilen Erzeugungsanlagen der erneuerbaren Energien berücksichtigt, da die Energiemengen von Wasserkraft und Biomasse-Kraft-Wärme-Anlagen annähernd dem abgegebenen Fahrplan entsprechen. Das bedeutet, dass im Falle dieser Kraftwerke keine bzw. nur sehr geringe Abweichungen entstehen und dadurch die Vermutung angestellt werden kann, dass deren Einfluss auf die SRL-RA nur bedingt vorhanden sind.

	Day-ahead Windenergie Onshore	Day-ahead Windenergie Offshore	Day-ahead Photovoltaik	Summe aus Windkraft und Photovoltaik
DE	98.374 GWh	24.597 GWh	41.567 GWh	164.538 GWh
AT	8.108 GWh	-	1.338 GWh	9.446 GWh
BE	3.720 GWh	4.935 GWh	3.528 GWh	12.183 GWh
CH	53 GWh	-	447 GWh	500 GWh
CZ	-	-	2.284 GWh	2.284 GWh
DK	10.215 GWh	5.784 GWh	1.022 GWh	17.021 GWh
FR	33.157 GWh	-	11.419 GWh	44.576 GWh
NL	7.729 GWh	3.701 GWh	4.241 GWh	15.671 GWh
PL	13.935 GWh	-	-	13.935 GWh
SE	19.006 GWh	-	-	19.006 GWh

Tabelle 4: Energiemengen der erneuerbaren Energien für das Jahr 2019

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

Wie der Tabelle 4 zu entnehmen ist, sind die Energiemengen in Deutschland deutlich höher als in den Nachbarländern. In den meisten Ländern werden nicht einmal 10% der Energiemenge im Vergleich zu Deutschland prognostiziert. Ähnliche Ergebnisse liefert Tabelle 5, welche die Vorhersagen der Gesamtenergieerzeugung und der Last darstellt. Im Falle eines ausgeglichenen Systems müssten die Energieerzeugung und die Last identisch sein. Diese weichen, wie in Tabelle 5 ersichtlich, voneinander ab. Dies kann zum einen an schlechter Prognosegüte der volatilen Erzeugungsanlagen und der Lastprofile einzelner Endkunden, zum anderen an Energieimporten und -exporten liegen. Anhand der nachstehenden Tabelle lässt sich die Aussage bestärken, dass aufgrund der hohen Unterschiede zwischen den Nachbarländern (Ausnahme Frankreich, Polen und Schweden) und Deutschland bestehen und dadurch deren Einfluss auf die SRL-RA fragwürdig ist.

	Day-ahead Erzeugung	Day-ahead Last
DE	557.384 GWh	478.791 GWh
AT	59.016 GWh	61.156 GWh
BE	81.771 GWh	85.194 GWh
CH	45.309 GWh	62.510 GWh
CZ	75.761 GWh	65.646 GWh
DK	11.017 GWh	33.552 GWh
FR	536.863 GWh	468.484 GWh
NL	90.770 GWh	98.557 GWh
PL	146.527 GWh	171.820 GWh
SE	161.351 GWh	136.709 GWh

Tabelle 5: Energiemengen der Erzeugungs- und Lastvorhersage für das Jahr 2019

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

Ein Aspekt, der für den Einfluss der Nachbarländer auf die SRL-RA spricht ist das unter Kapitel 2.3 beschriebene Imbalance Netting. Darin steht beschrieben, dass die Abweichung der Regelzonen, bevor Sekundärregelarbeit abgerufen wird, zwischen den Mitgliedsstaaten der IGCC saldiert werden. Das bedeutet, dass gegenläufige Ungleichgewichte zwischen den Nachbarländern saldiert und somit die SRL-RA der teilnehmenden Länder reduziert werden. Mittels dieser Saldierung ist lediglich eine Reduktion der SRL-RA möglich und keine Erhöhung. [6]

Aufgrund der Kenntnisse aus der fundamentalen Bewertung werden für die weiteren Analysen und Modelle die Datensätze von Frankreich und Polen weiterhin berücksichtigt. Die Daten von Schweden werden nicht weiter betrachtet, da sich Schweden nicht in der IGCC befindet.

5.1.2 Sekundärregularbeitspreise

Die Sekundärregularbeitspreise können in den weiteren Analysen in der Art, wie diese auf der Transparency Plattform zur Verfügung stehen, nicht berücksichtigt werden. Die auf der Transparency Plattform zur Verfügung gestellten Regularbeitspreise sind die mittleren Preise der SRL-RA aus der Merit-Order-Liste. Aus diesem Grund müssten die Abrufe der Merit-Order-Liste bereits bekannt sein, damit die mittleren Regularbeitspreise bestimmt werden können. Da die Höhe der Abrufe die Zielgröße ist, sind diese in der Modellbildung unbekannt, wodurch die Regularbeitspreise in der zur Verfügung stehenden Form nicht berücksichtigt werden können. [1]

Gemäß der Absprache mit einem Energiehändler der illwerke vkw haben die Regularbeitspreise einen direkten Zusammenhang mit den SRL-RA. Das Problem diese für die weiteren Analysen zu berücksichtigen liegt darin, dass die frei verfügbaren Regularbeitspreise Mittelwerte der Abrufe sind. Ein laut Experten möglicher Lösungsansatz, um diese zu berücksichtigen wäre, Quartile der Preise aus der Merit-Order-Liste zu bilden und diese für weitere Prognosen zu berücksichtigen. Hierfür könnten das 25% Quartil, 50% Quartil und 75% Quartil überprüft werden, welches das bestmögliche Ergebnis in Zuge einer SRL-RA Prognose liefert. Dies ist möglich da die Merit-Order-Liste vor den Abrufen bereits bekannt ist. [25]

5.2 Korrelation potenzieller Einflussfaktoren untereinander

Zur Erkennung von Zusammenhängen zwischen den potenziellen Einflussfaktoren wird eine Matrix mit den einzelnen Korrelationskoeffizienten zwischen den Datensätzen aufgestellt. Diese Matrix ermöglicht es, sehr stark miteinander korrelierende Datensätze zu erkennen. In dieser Arbeit werden die Datensätze als stark korrelierend angesehen, wenn der Koeffizient im Bereich $\geq 0,75$ liegt. Wäre dies der Fall, könnte in der Modellbildung auf einen der zwei korrelierenden Datensätze verzichtet werden, da der eine den anderen beschreibt. Korrelieren zwei Datensätze miteinander, wird jener Datensatz behalten, welcher sich auf Deutschland bezieht. Beziehen sich beide Datensätze nicht auf Deutschland wird der nicht berechnete Datensatz (day-ahead Erzeugung ohne EE) für die Analysen weiterhin berücksichtigt. Der Grund dieser Entscheidung liegt daran, dass im Falle einer Berechnung ohnehin die in der Berechnung berücksichtigten prognostizierten Datensätze berücksichtigt werden müssen. In Abbildung 21 wird ersichtlich, dass sogleich angeführte Daten eine erhöhte Korrelation aufweisen. Für die Korrelationsmatrix wurden lediglich die nach der fundamentalen Bewertung nicht ausgeschlossenen Datensätze berücksichtigt.

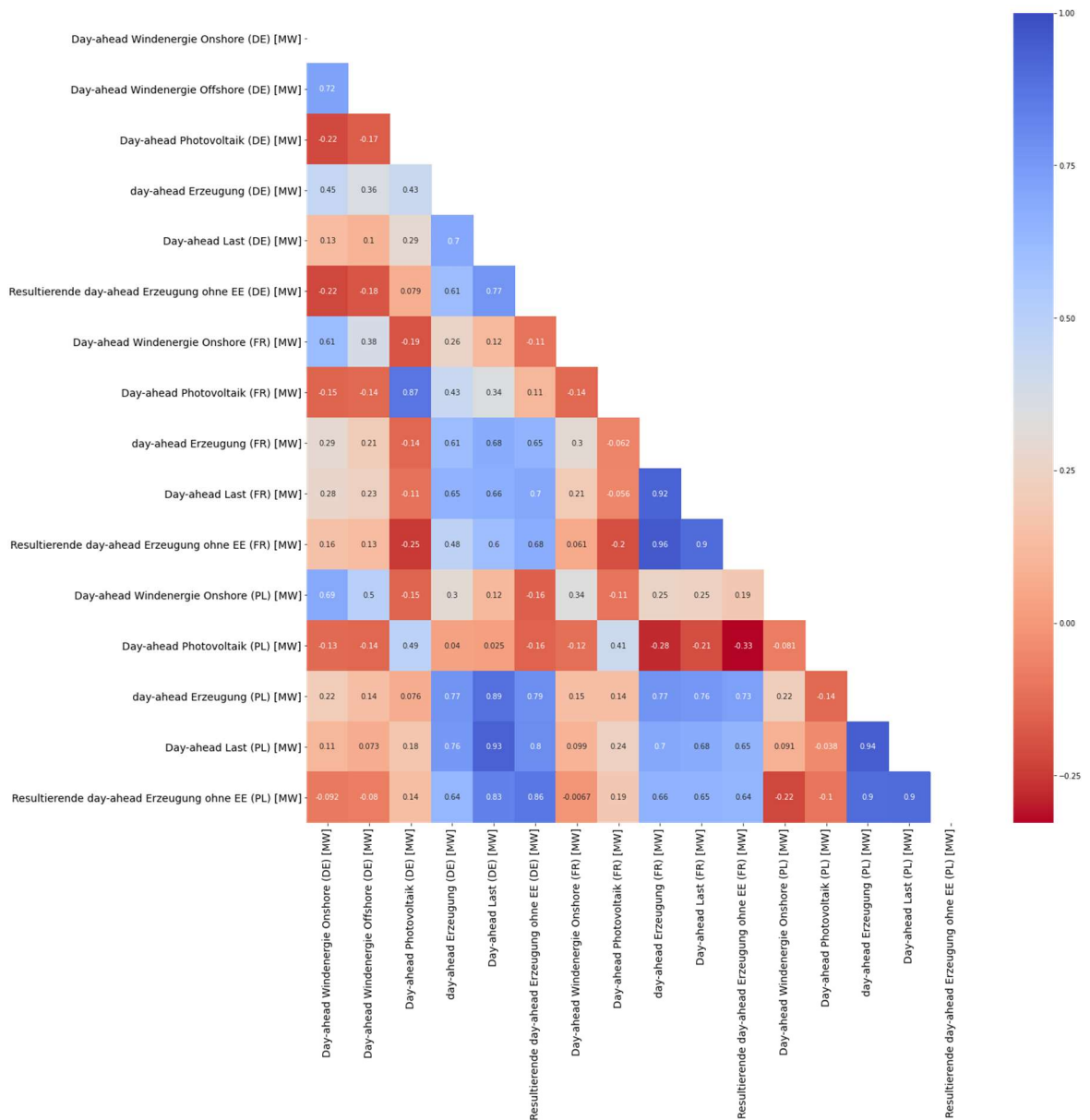


Abbildung 21: Korrelationsmatrix der potenziellen Einflussfaktoren
 Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

In Tabelle 6 werden jene potenziellen Einflussfaktoren angeführt, welche eine Korrelation von $\geq 0,75$ aufweisen und welche der Faktoren (in grün eingefärbt) weiterhin berücksichtigt werden. Die Faktoren, welche nicht weiter berücksichtigt werden, werden in rot eingefärbt. Aufgrund von Kreuzkorrelationen werden teilweise keine der beiden Datensätze berücksichtigt. Als Beispiel für Kreuzkorrelationen können die Datensätze „day-ahead Last (PL) [MW]“, „day-ahead Last (DE) [MW]“ und „resultierende day-ahead Erzeugung ohne EE (DE) [MW]“ genannt werden. Die „day-ahead Last (PL) [MW]“ korreliert mit der „day-ahead Last (DE) [MW]“ und mit der „resultierenden day-ahead Erzeugung ohne EE (DE) [MW]“. Da die „day-ahead Last (DE) [MW]“ ebenfalls mit der „resultierenden day-ahead Erzeugung ohne EE (DE) [MW]“ korreliert, kann auf die „day-ahead Last (PL) [MW]“ und die „resultierenden day-ahead Erzeugung ohne EE (DE) [MW]“ für die weiteren Analysen verzichtet werden.

resultierende day-ahead Erzeugung ohne EE (DE) [MW]	day-ahead Last (DE) [MW]
day-ahead Photovoltaik (FR) [MW]	day-ahead Photovoltaik (DE) [MW]
day-ahead Last (FR) [MW]	day-ahead Erzeugung (FR) [MW]
resultierende day-ahead Erzeugung ohne EE (FR) [MW]	day-ahead Erzeugung (FR) [MW]
resultierende day-ahead Erzeugung ohne EE (FR) [MW]	day-ahead Last (FR) [MW]
day-ahead Erzeugung (PL) [MW]	day-ahead Erzeugung (DE) [MW]
day-ahead Erzeugung (PL) [MW]	day-ahead Last (DE) [MW]
day-ahead Erzeugung (PL) [MW]	resultierende day-ahead Erzeugung ohne EE (DE) [MW]
day-ahead Erzeugung (PL) [MW]	day-ahead Erzeugung (FR) [MW]
day-ahead Erzeugung (PL) [MW]	day-ahead Last (FR) [MW]
day-ahead Last (PL) [MW]	day-ahead Erzeugung (DE) [MW]
day-ahead Last (PL) [MW]	day-ahead Last (DE) [MW]
day-ahead Last (PL) [MW]	resultierende day-ahead Erzeugung ohne EE (DE) [MW]
day-ahead Last (PL) [MW]	day-ahead Erzeugung (PL) [MW]
resultierende day-ahead Erzeugung ohne EE (PL) [MW]	day-ahead Last (DE) [MW]
resultierende day-ahead Erzeugung ohne EE (PL) [MW]	resultierende day-ahead Erzeugung ohne EE (DE) [MW]
resultierende day-ahead Erzeugung ohne EE (PL) [MW]	day-ahead Erzeugung (PL) [MW]
resultierende day-ahead Erzeugung ohne EE (PL) [MW]	day-ahead Last (PL) [MW]

Tabelle 6: Datensätze mit einer hohen Korrelation zueinander

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

5.3 Principal Component Analysis

Wie bereits in Kapitel 2.6.5 beschrieben, wird die PCA zur Bestimmung der Anzahl der Varianzen, welche möglichst viele Informationen der Datensätze enthalten, verwendet. Dafür wird ein PCA Fit, welcher als Paket in Python zur Verfügung gestellt wird, auf die Datensätze angewandt. Die Varianzkoeffizienten, welche sich durch diesen Fit ergeben, werden anschließend kumulativ in einem Diagramm aufgetragen (Abbildung 22). Darin ist eindeutig ersichtlich, dass bereits mit einer geringen Anzahl an Principal Components (Dimensionen) annähernd die gesamte Varianz der Datenwolke beschrieben werden kann.

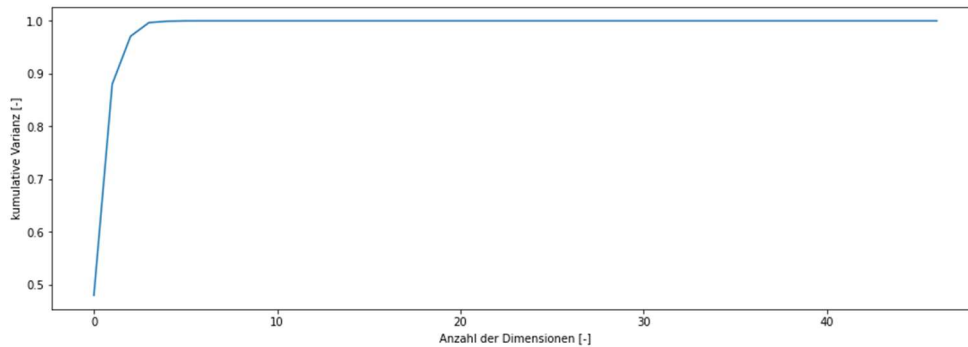


Abbildung 22: Kumulierte Anzahl der Komponenten der PCA-Analyse zur Beschreibung der Datenwolke
Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

Zur eindeutigen Bestimmung, wie viele Dimensionen wie viel Prozent der Varianz beschreiben, werden diese zusätzlich berechnet:

- 3 Dimensionen beschreiben 97% der Varianz
- 5 Dimensionen beschreiben 99% der Varianz

Aus den berechneten Daten wird ersichtlich, dass bereits 97% der Varianz mittels drei Dimensionen beschrieben werden können. Dieser Wert wird als ausreichend angesehen, dass für die darauffolgenden Modelle genügend Informationen der Datensätze enthalten sind. Im nächsten Schritt werden die potenziellen Einflussfaktoren aus den einzelnen Principals Components mit der größten Varianz innerhalb des Components herausgefiltert.

In Tabelle 7 sind jeweils die zehn potenziellen Einflussfaktoren angeführt, welche in den ersten drei Principal Components die höchste Varianz aufweisen.

	PC-1	PC-2	PC-3
1	day-ahead Erzeugung (DE) [MW]	day-ahead Photovoltaik (DE) [MW]	day-ahead Windenergie Onshore (DE) [MW]
2	day-ahead Erzeugung (FR) [MW]	day-ahead Windenergie Onshore (DE) [MW]	day-ahead Erzeugung (FR) [MW]
3	day-ahead Last (DE) [MW]	day-ahead Erzeugung (FR) [MW]	day-ahead Erzeugung (DE) [MW]
3	day-ahead Windenergie Onshore (DE) [MW]	day-ahead Last (DE) [MW]	day-ahead Photovoltaik (DE) [MW]
4	day-ahead Photovoltaik (DE) [MW]	day-ahead Erzeugung (DE) [MW]	day-ahead Last (DE) [MW]
5	day-ahead Windenergie Onshore (FR) [MW]	Day-ahead Windenergie Onshore (FR) [MW]	day-ahead Windenergie Onshore (FR) [MW]
6	day-ahead Windenergie Offshore (DE) [MW]	day-ahead Windenergie Offshore (DE) [MW]	day-ahead Windenergie Offshore (DE) [MW]
7	day-ahead Windenergie Onshore (PL) [MW]	day-ahead Windenergie Onshore (PL) [MW]	day-ahead Windenergie Onshore (PL) [MW]
8	5/4 h verschobene pos. SRL-RA [MWh]	day-ahead Photovoltaik (PL) [MW]	day-ahead Photovoltaik (PL) [MW]
9	24 h verschobene pos. SRL-RA [MWh]	5/4 h verschobene pos. SRL-RA [MWh]	1/2 h verschobene pos. SRL-RA [MWh]

Tabelle 7: potenzielle Einflussfaktoren mit der größten Varianz der Komponente aus der PCA-Analyse
Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

Durch die Filterung von Duplikaten bleiben 12 potenzielle Einflussfaktoren übrig, welche in Tabelle 8 dargestellt sind. Diese potenziellen Einflussfaktoren beschreiben jene Datenmenge, mit welcher in die Modellbildung gestartet wird.

	Potenzielle Einflussfaktoren innerhalb der PC (1-3)	Häufigkeit
1	day-ahead Erzeugung (DE) [MW]	3
2	day-ahead Erzeugung (FR) [MW]	3
3	day-ahead Last (DE) [MW]	3
4	day-ahead Photovoltaik (DE) [MW]	3
5	day-ahead Windenergie Offshore (DE) [MW]	3
6	day-ahead Windenergie Onshore (DE) [MW]	3
7	day-ahead Windenergie Onshore (FR) [MW]	3
8	day-ahead Windenergie Onshore (PL) [MW]	3
9	day-ahead Photovoltaik (PL) [MW]	2
10	5/4 h verschobene pos. SRL-RA [MWh]	2
11	1/2 h verschobene pos. SRL-RA [MWh]	1
12	24 h verschobene pos. SRL-RA [MWh]	1

Tabelle 8: potenzielle Einflussfaktoren inkl. Häufigkeit innerhalb der PC-1 - 3
Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

6. Modellbildung

Aufbauend auf die Datenbeschaffung und -aufbereitung (Kapitel 3), die eindimensionale Analyse (Kapitel 4) und die Voreliminierung von Einflussfaktoren (Kapitel 5) wird mit der Modellbildung begonnen. Mittels der vorher durchgeführten Analysen konnte eine solide Basis für die einzelnen Modelle geschaffen werden. Das anzuwendende Modell wurde in der eindimensionalen Analyse mit dem Gamma-Modell definiert. Die potenziellen Einflussfaktoren, welche sich aus Kapitel 5 ergaben, werden in Abhängigkeit an das entsprechende Modell variiert.

6.1 Trainings- und Testdaten

Die Modelle sind so aufgebaut, dass die Datensätze in Trainings- und Testdaten unterteilt werden. Diese Unterteilung wird in der Modellbildung durchgeführt, damit die Modelle die Möglichkeit haben, anhand der Trainingsdaten und der darin enthaltenen Informationen zu lernen. Unter Lernen ist zu verstehen, dass Modelle anhand der enthaltenen Information in den Datensätzen Zusammenhänge mit der Zielgröße suchen und analysieren. Mittels dieser Zusammenhänge wird anschließend versucht, die Menge der Testdaten vorherzusagen. Anhand der vorhergesagten Werte und der tatsächlichen Testdaten kann anschließend eine Bewertung definiert werden. Eine übliche Aufteilung zwischen Test- und Trainingsdaten liegt bei 80% zu 20%. [18]

6.2 Standardisierung der potenziellen Einflussfaktoren

Die in den Modellen berücksichtigten potenziellen Einflussfaktoren werden mittels eines Algorithmus standardisiert. Diese Standardisierung wird dann angewandt, wenn die einzelnen Datensätze mit unterschiedlichen Einheiten beschrieben werden. Damit soll der Einfluss besonders großer Zahlenwerte gegenüber kleineren Zahlenwerten minimiert werden. Die Standardisierung erfolgt gemäß der nachstehenden Formel. [26]

$$x_{st} = \frac{x - \text{Mittelwert}(x)}{\text{Standardabweichung}(x)} \quad (7)$$

6.3 Aufbau Gamma-Modell

Damit eine Vorhersage der Testdaten mittels einer Gammaverteilung getroffen werden kann, müssen die Scale und Shape Parameter berechnet werden. Der Scale Parameter einer Gammaverteilung ist ein Skalierungsfaktor, welcher in Formel 11 als β dargestellt ist. Der Shape Parameter beschreibt die Form der Gammaverteilung und ist in Formel 8 mit α beschrieben. Der Shape Parameter berechnet sich über die Varianz der Testdaten. Die Formel 8 ist nachstehend angeführt. [17]

$$\alpha = \frac{1}{v} \quad (8)$$

Die Varianz berechnet sich über die Quadratsumme der Residuen der Testdaten (Formel 9).

$$v = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \varepsilon_i^2 \quad (9)$$

Die Residuen (ε_i) der Testdaten werden über die Differenz der tatsächlichen Testdaten und des Erwartungswerts der Testdaten berechnet (Formel 9). Der Erwartungswert stellt den linearen Prädiktor der Gammaverteilung dar. Dieser wird mit Hilfe des Gamma-Fits mittels Python ausgegeben. [17]

$$\varepsilon_i = Y_i - E(Y) \quad (10)$$

Der Scale Parameter ergibt sich wiederum aus dem Produkt der Varianz und des Mittelwerts bzw. Erwartungswerts. [17]

$$\beta = v * E(Y) \quad (11)$$

Für jeden Datenpunkt der Testdaten wird ein einzelner Erwartungswert bestimmt, welcher über den Gamma-Fit ausgegeben wird. Daraus ergibt sich für die Anzahl der Scale Parameter dieselbe Anzahl wie für die Testdaten. Im Gegensatz dazu hat der Shape Parameter nur einen Wert.

Die Berechnung der vorhergesagten Gammaverteilung wird anschließend mittels der Formel 6 eines Python Pakets durchgeführt.

Aufgrund von Marktgegebenheiten werden für die Vorhersage Werte, welche über 550 MWh pro 15 Minutenintervall liegen, auf 550 MWh begrenzt. Der Grund dafür liegt darin, dass es prinzipiell aufgrund der ausgeschriebenen Mengen keine Abrufe über 550 MWh pro 15 Minutenintervall geben kann. Liegt die ausgeschriebene Menge für ein 4 Stunden-Produkt bei 2200 MW, ergibt das eine Energiemenge für die Viertelstunde von maximal 550 MWh. Aus diesem Grund wird die Begrenzung vorgenommen.

6.4 Modellbewertung

Wie bereits beschrieben kann das Gamma-Modell mittels der L1-Norm bewertet werden. Dafür wurden geläufige Bewertungskriterien gewählt. Zum einen werden die Modelle mittels des mittleren absoluten Fehlers und zum anderen mit dem mittleren absoluten prozentualen Fehler bewertet. Der Grund für die Wahl dieser Fehlerbewertungen liegt daran, dass diese gängige Methoden zur Bewertung von Prognosemodellen sind.

6.4.1 Mittlerer absoluter Fehler

Der mittlere absolute Fehler (MAE) ist eine geläufige Größe, um Vorhersagen von Modellen zu bewerten.

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |\hat{Y}_i - Y_i| \quad (12)$$

Wie es der Name bereits beschreibt, wird der MAE über die Summe der Beträge der Differenz von Vorhersage der Testdaten (\hat{Y}_i) und der tatsächlichen Testdaten (Y_i) errechnet. Diese Summe wird anschließend durch die Anzahl der Testwerte geteilt, das Ergebnis ist der MAE. Daraus kann eine Aussage getroffen werden, wie gut über potenzielle Einflussfaktoren die Zielgröße vorhergesagt werden kann. Mittels eines Vergleichs der unterschiedlichen Modelle wird zum Abschluss eine Aussage getroffen, welche potenziellen Einflussfaktoren die beste Vorhersage für die SRL-RA mit dem gewählten Modell erzielen.

6.4.2 Mittlerer absoluter prozentualer Fehler

Zusätzlich zum MAE wird zur Bewertung der potenziellen Einflussfaktoren der mittlere absolute prozentuale Fehler (MAPE) berechnet.

$$MAPE = \frac{100}{n} \sum_{i=1}^n \left| \frac{\hat{Y}_i - Y_i}{Y_i} \right| \quad (13)$$

Über den MAPE kann zusätzlich zum MAE die prozentuale Abweichung der Vorhersage der Testdaten zu den tatsächlichen Testdaten ausgedrückt werden.

6.4.3 Darstellung der Modellbewertung

Da die Vorhersage der Testdaten bei jedem Durchlauf des Python-Skripts andere Werte und somit unterschiedliche MAE und MAPE liefert, wird die Fehlerverteilung mehrerer Durchläufe der Python-Skripten eines Modells in einem Diagramm dargestellt. Durch eine entsprechende Anzahl an Durchläufen, welche in dieser Arbeit mit 1.000 definiert ist, kann eine annähernd konstante Fehlerverteilung erzielt werden. Ein erneuter Durchlauf der 1.000 Vorhersagen würde somit ein annähernd gleiches Ergebnis wie der vorherige Durchlauf erzielen. [27] Nachstehend sind zur Untermauerung der Behauptungen zwei überlagerte Fehlerverteilungen des gleichen Modells dargestellt. Auf der y-Achse ist die Anzahl der MAE Werte dargestellt und auf der x-Achse ist der berechnete MAE Wert dargestellt.

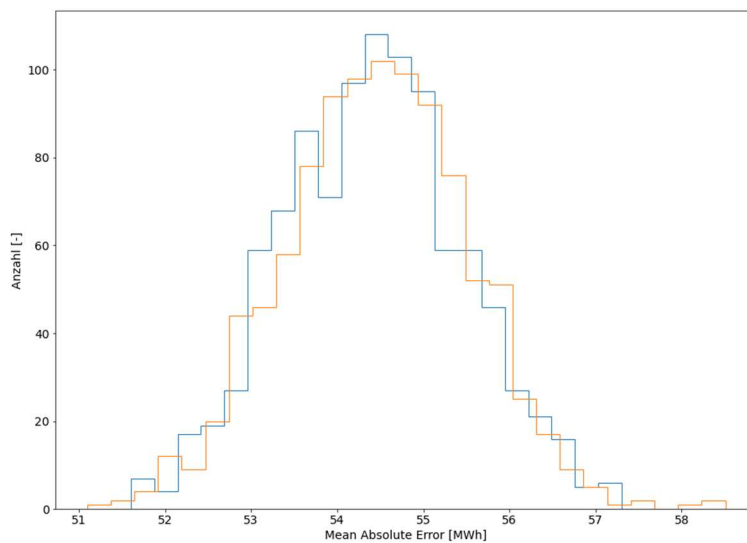


Abbildung 23: Überlagerung zweier Fehlerverteilungen des Naiven-Modells

Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

6.5 Naives-Modell

Als erstes Modell wird das Naive-Modell beschrieben. Dieses Modell soll gleich wie das Null-Modell als untere Grenze für die Modellbewertung dienen. Das bedeutet, dass dieses Modell grundsätzlich hinsichtlich der Bewertung die schlechtesten Ergebnisse liefern sollte. Der Grund liegt darin, dass beim Naiven-Modells keine Einflussfaktoren berücksichtigt werden.

Im Falle des Naiven-Modells werden zur Vorhersage der Testdaten eine zufällige Auswahl von SRL-RA aus den Trainingsdaten gezogen. Wie bei der Modellbewertung beschrieben, wird zwischen der Vorhersage und den tatsächlichen Testdaten eine Fehlerverteilung von 1.000 MAE in Abbildung 24 dargestellt. Die 1.000 MAE resultieren aus 1.000 Durchläufen der Vorhersage. Der mittlere MAE aller Vorhersagen liegt bei ca. 54 MWh.

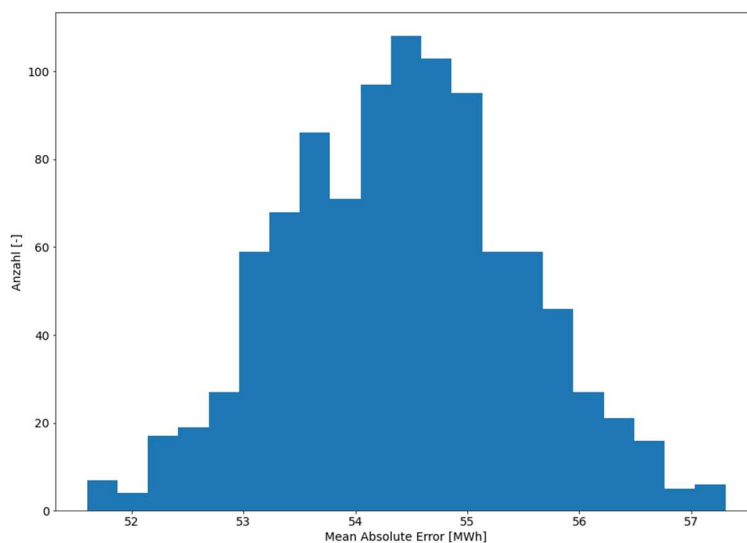


Abbildung 24: MAE Fehlerverteilung des Naiven-Modells

Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

Bei diesem Modell handelt es sich im Gegensatz zu den darauffolgenden Modellen nicht um ein explizites Gamma-Modell. Es ist wie bereits beschrieben eine zufällige Auswahl von Werten, welche zur Vorhersage dienen.

Zusätzlich zum MAE des Naiven-Modells wird der MAPE in Abbildung 25 dargestellt. Der mittlere MAPE aller Durchläufe liegt in diesem Fall bei ca. 1.214%. Die Abbildungen der darauf folgenden Modelle können dem Anhang entnommen werden.

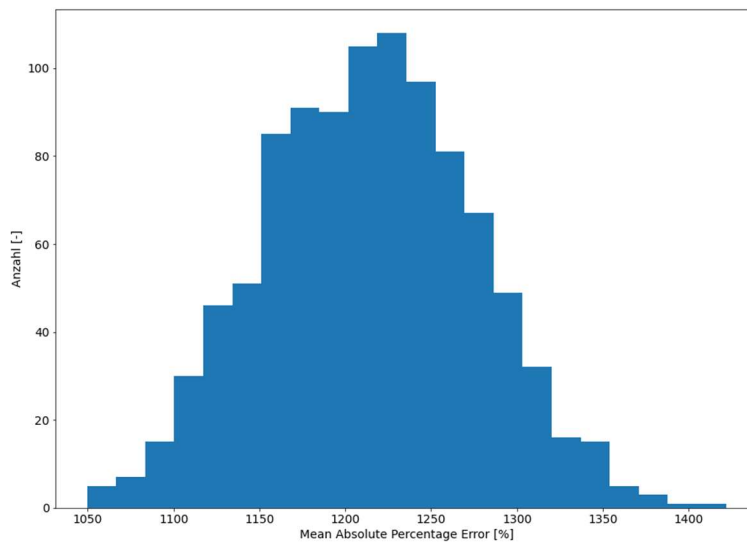


Abbildung 25: MAPE Fehlerverteilung des Naiven-Modells

Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

6.6 Null-Modell

Das Null-Modell beschreibt das erste Gamma-Modell dieser Analyse. Dieses wird gleich wie das Naive-Modell ohne Einflussfaktoren aufgebaut. Aufgrund dessen, dass keine Einflussfaktoren für dieses Modell berücksichtigt wurden, gibt es für den gesamten Datensatz auch nur einen Erwartungswert für jeden Datenpunkt der Testdaten. Der Grund liegt darin, dass die Vorhersage nur anhand der Zielgröße getroffen werden kann und dadurch die Erwartungswerte dem Mittelwert entsprechen. Der Mittelwert der MAE Fehlerverteilung liegt bei ca. 55 MWh. Der mittlere MAPE der Fehlerverteilung beträgt ca. 1.188%

6.7 Volles-Modell

Das Volle-Modell stellt im Gegensatz zum Naiven- und Null-Modell die obere Grenze der Modellbewertung dar. Das bedeutet, dass dieses Modell aufgrund des Umfangs der berücksichtigten Datensätze das beste Ergebnis hinsichtlich der Fehlerverteilungen erzielt. In diesem Modell werden alle Datensätze berücksichtigt, welche gemäß den Kapiteln 4.5, 4.6, 4.7 und 5.1 definiert wurden. Zusammenfassend sind die berücksichtigten potenziellen Einflussfaktoren in Tabelle 9 dargestellt. Diese werden vor der Durchführung des Modells gemäß Kapitel 6.2 standardisiert.

	Berücksichtigte potenzielle Einflussfaktoren		Berücksichtigte potenzielle Einflussfaktoren
1	Abrufbasiertes Muster	11	day-ahead Windenergie Offshore (DE) [MW]
2	day-ahead Erzeugung (DE) [MW]	12	day-ahead Windenergie Onshore (DE) [MW]
3	day-ahead Erzeugung (FR) [MW]	13	day-ahead Windenergie Onshore (FR) [MW]
4	day-ahead Erzeugung (PL) [MW]	14	day-ahead Windenergie Onshore (PL) [MW]
5	day-ahead Last (DE) [MW]	15	Feiertage
6	day-ahead Last (FR) [MW]	16	Jahresviertel
7	day-ahead Last (PL) [MW]	17	Monate
8	day-ahead Photovoltaik (DE) [MW]	18	Wochentage
9	day-ahead Photovoltaik (FR) [MW]	19	Zeitlich verschobene Zielgröße
10	day-ahead Photovoltaik (PL) [MW]		

Tabelle 9: potenzielle Einflussfaktoren des Vollen-Modells

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

Der MAE des vollen Modells liegt im Mittel bei einem Wert von ca. 47 MWh. Dem Wert von 47 MWh kann bereits entnommen werden, dass das zur Bewertung verwendete Modell allein nicht für eine zufriedenstellende Prognose ausreicht. Der Grund liegt daran, dass im Falle einer tatsächlichen Prognose der MAE so nah wie möglich bei null liegen sollte. Dafür müsste das vorliegende Modell weiter ausgearbeitet werden. Zur Beantwortung der Forschungsfrage genügt das Modell aber den Anforderungen, da diese sich mit der Bewertung von Einflussfaktoren beschäftigt und nicht mit dem Prognosemodell selbst.

Der MAPE des Vollen-Modells beträgt nur noch annähernd zwei Drittel des Naiven-Modells. Dieser liegt beim Vollen-Modell bei ca. 780%. Gleich wie der MAE sollte dieser Wert, für ein tatsächliches Prognosemodell so nah wie möglich bei null liegen. Daraus wird, wie beim MAE, ersichtlich, dass die potenziellen Einflussfaktoren zu einer eindeutigen Verbesserung der Prognose führen. In den darauffolgenden Modellen wird überprüft, welche dieser Faktoren den größten Mehrwert für das gewählte Gamma-Modell haben.

6.8 Ober- und Untergrenze der Modellbewertung

Mit dem Naiven-, Null- und Vollen-Modell sind die Grenzen der Modellbewertung gesteckt. Alle folgenden Modelle zur Bestimmung der relevanten Einflussfaktoren befinden sich innerhalb der Spannweite der drei Modelle. Je näher sich eine Fehlerverteilung beim Vollen-Modell befindet, desto relevanter bzw. aussagekräftiger sind die im Modell berücksichtigten Einflussfaktoren. In der Abbildung 26 und der Abbildung 27 sind zur Veranschaulichung des Bewertungsranges die MAE und MAPE Fehlerverteilungen der drei bereits beschriebenen Modelle angeführt.

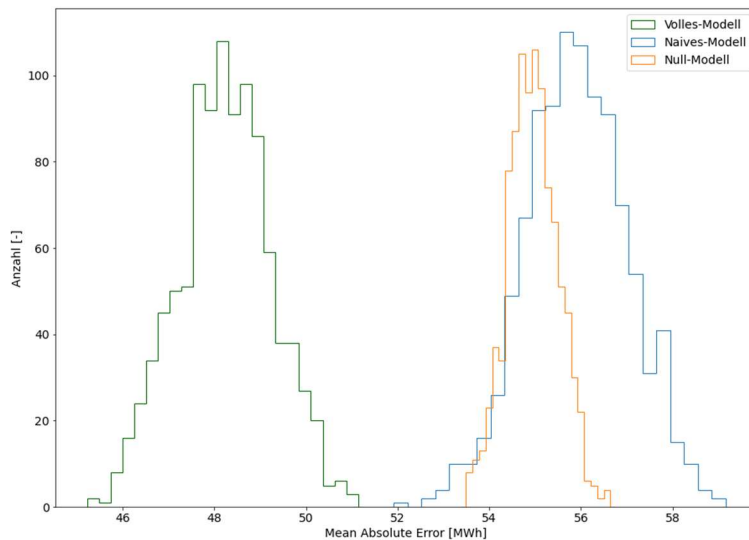


Abbildung 26: MAE Fehlerverteilung der oberen und unteren Grenzen der Modellbildung

Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

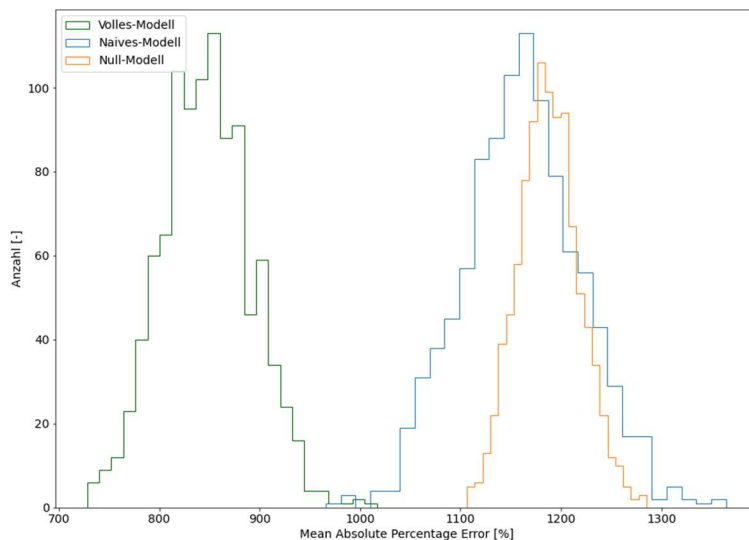


Abbildung 27: MAPE Fehlerverteilung der oberen und unteren Grenzen der Modellbildung

Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

6.9 Modelle mit ausgewählten Einflussfaktoren

In diesem Kapitel werden alle Modelle beschrieben, für die die Anzahl der potenziellen Einflussfaktoren reduziert wird. Die Reduktion basiert auf der in Kapitel 5 beschriebenen Voranalysen. Zusätzlich werden zwei Modelle aufgestellt, welche zum einen nur zeitliche Parameter (Kapitel 6.9.4 „Modell mit zeitlichen Faktoren“) und zum anderen keine zeitlichen Parameter (Kapitel 6.9.5 „Modell ohne zeitliche Faktoren“) enthalten. Das abschließende Modell ist eine Kombination der beiden Modelle (Kapitel 6.9.6 „Kombiniertes-Modell“). Alle in den Modellen verwendeten potenziellen Einflussfaktoren werden wie im Falle des Vollen-Modells standardisiert (Kapitel 6.2).

Die Modelle werden in diesem Kapitel keiner Bewertung unterzogen. Sie werden in den nachfolgenden Unterkapiteln kurz beschrieben und abschließend im Kapitel 6.10 einander gegenübergestellt und bewertet.

6.9.1 Volles-PCA-Modell (alle Häufigkeiten)

Das erste Modell mit reduzierter Anzahl an potenziellen Einflussfaktoren ist das Volle-PCA-Modell. Darin sind alle Faktoren berücksichtigt, welche in den ersten drei Principal Components gemäß Tabelle 7 enthalten sind. Die darin beschriebenen Faktoren sind jene, welche die größte Varianz innerhalb des Principal Component haben. Die in der Tabelle 7 doppelt angeführten Faktoren werden nicht berücksichtigt, da diese ohnehin einen Korrelationsfaktor von 1 haben und somit der eine Datensatz durch den anderen beschrieben werden kann. In Tabelle 10 sind die berücksichtigten Faktoren angeführt.

Berücksichtigte potenzielle Einflussfaktoren	
1	day-ahead Erzeugung (DE) [MW]
2	day-ahead Erzeugung (FR) [MW]
3	day-ahead Last (DE) [MW]
4	day-ahead Photovoltaik (DE) [MW]
5	day-ahead Windenergie Offshore (DE) [MW]
6	day-ahead Windenergie Onshore (DE) [MW]
7	day-ahead Windenergie Onshore (FR) [MW]
8	day-ahead Windenergie Onshore (PL) [MW]
9	day-ahead Photovoltaik (PL) [MW]
10	5/4 h verschobene pos. SRL-RA [MWh]
11	1/2 h verschobene pos. SRL-RA [MWh]
12	24 h verschobene pos. SRL-RA [MWh]

Tabelle 10: potenzielle Einflussfaktoren des Vollen-PCA-Modells (alle Häufigkeiten)

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

Die MAE Fehlerverteilung des Vollen-PCA-Modells fällt etwas schlechter als jene des Vollen-Modells aus und liegt im Mittel bei ca. 48,5 MWh. Gleich wie die MAE Fehlerverteilung fällt auch die MAPE Fehlerverteilung schlechter als das volle Modell aus. Diese liegt im Mittel bei ca. 795%.

6.9.2 Reduziertes-PCA-Modell (mind. 2-fache Häufigkeit)

Zur weiteren Reduktion der potenziellen Einflussfaktoren wird das Reduzierte-PCA-Modell aufgestellt. Dieses enthält alle Faktoren, welche gemäß PCA (Tabelle 7) mit mindestens 2-facher Häufigkeit enthalten sind. Die für dieses Modell berücksichtigten Faktoren sind in Tabelle 11 angeführt.

	Berücksichtigte potenzielle Einflussfaktoren
1	day-ahead Erzeugung (DE) [MW]
2	day-ahead Erzeugung (FR) [MW]
3	day-ahead Last (DE) [MW]
4	day-ahead Photovoltaik (DE) [MW]
5	day-ahead Windenergie Offshore (DE) [MW]
6	day-ahead Windenergie Onshore (DE) [MW]
7	day-ahead Windenergie Onshore (FR) [MW]
8	day-ahead Windenergie Onshore (PL) [MW]
9	day-ahead Photovoltaik (PL) [MW]
10	5/4 h verschobene pos. SRL-RA [MWh]

Tabelle 11: potenzielle Einflussfaktoren des Reduzierten-PCA-Modells (mind. 2-facher Häufigkeit)

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

Die MAE Fehlerverteilung ist in ersichtlich. Der Mittelwert der MAE Fehlerverteilung daraus beträgt ca. 50,5 MWh. Der Mittelwert der MAPE Verteilung des Reduzierten-PCA-Modells beträgt ca. 854%.

6.9.3 Reduziertes-PCA-Modell (3-fache Häufigkeit)

Das letzte Modell, welches aufgrund der PCA aufgestellt wird, ist das Reduzierte-PCA-Modell (3-fache Häufigkeit). Dieses Modell enthält lediglich jene potenziellen Einflussfaktoren, welche gemäß Tabelle 7 mit 3-facher Häufigkeit angeführt sind. Dadurch konnten die berücksichtigten Faktoren auf acht reduziert werden. Die mit 3-facher Häufigkeit auftretenden Faktoren sind in Tabelle 12 angeführt.

Berücksichtigte potenzielle Einflussfaktoren	
1	day-ahead Erzeugung (DE) [MW]
2	day-ahead Erzeugung (FR) [MW]
3	day-ahead Last (DE) [MW]
4	day-ahead Photovoltaik (DE) [MW]
5	day-ahead Windenergie Offshore (DE) [MW]
6	day-ahead Windenergie Onshore (DE) [MW]
7	day-ahead Windenergie Onshore (FR) [MW]
8	day-ahead Windenergie Onshore (PL) [MW]

Tabelle 12: potenzielle Einflussfaktoren des Reduzierten-PCA-Modells (3-fache Häufigkeit)

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

Die MAE Fehlerverteilung dieses Modells liefert von allen PCA-Modellen die schlechtesten Ergebnisse. Der Mittelwert dieser Verteilung liegt bei ca. 53 MWh. Die MAPE Fehlerverteilung liefert ebenfalls kein zufriedenstellendes Ergebnis. Deren Mittelwert liegt bei ca. 972%.

6.9.4 Modell mit zeitlichen Faktoren

Aufgrund der durchgeführten Literaturanalyse und der eindimensionalen Analyse wird das Modell mit zeitlichen Faktoren geprüft. Darin sollen lediglich zeitliche Faktoren berücksichtigt werden. Die in Tabelle 13 angeführten Faktoren beschreiben alle zeitlichen Parameter, welche dem Gutachten von Consentec GmbH, der Autokorrelation / Fourier-Analyse und den Merkmalen der Abrufe entnommen wurden.

Berücksichtigte potenzielle Einflussfaktoren	
1	Wochentage
2	Monate
3	Jahresviertel
4	Feiertage
5	Abrufbasiertes Muster
6	1/2 h verschobene pos. SRL-RA [MWh]
7	1 h verschobene pos. SRL-RA [MWh]
8	5/4 h verschobene pos. SRL-RA [MWh]
9	6 h verschobene pos. SRL-RA [MWh]
10	12 h verschobene pos. SRL-RA [MWh]
11	24 h verschobene pos. SRL-RA [MWh]

Tabelle 13: potenzielle Einflussfaktoren des Modells mit zeitlichen Faktoren

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

Das Ergebnis dieses Modells entspricht der nachstehenden MAE Fehlerverteilung im Anhang. Der Mittelwert der Verteilung liegt bei ca. 51 MWh. Das Ergebnis der MAPE Fehlerverteilung liegt im Mittel bei ca. 831%.

6.9.5 Modell ohne zeitliche Faktoren

Als Gegensatz zum Modell mit zeitlichen Faktoren wird das Modell ohne zeitliche Faktoren aufgestellt. Dieses enthält alle potenziellen Einflussfaktoren, welche nicht im vorherigen Modell enthalten sind. Das bedeutet, dass diese somit keine rein zeitliche Relevanz haben. Daraus ergeben sich für dieses Modell 13 potenzielle Einflussfaktoren (Tabelle 14).

Berücksichtigte potenzielle Einflussfaktoren	
1	day-ahead Erzeugung (DE) [MW]
2	day-ahead Erzeugung (FR) [MW]
3	day-ahead Erzeugung (PL) [MW]
4	day-ahead Last (DE) [MW]
5	day-ahead Last (FR) [MW]
6	day-ahead Last (PL) [MW]
7	day-ahead Photovoltaik (DE) [MW]
8	day-ahead Photovoltaik (FR) [MW]
9	day-ahead Photovoltaik (PL) [MW]
10	day-ahead Windenergie Offshore (DE) [MW]
11	day-ahead Windenergie Onshore (DE) [MW]
12	day-ahead Windenergie Onshore (FR) [MW]
13	day-ahead Windenergie Onshore (PL) [MW]

Tabelle 14: potenzielle Einflussfaktoren des Modells ohne zeitliche Faktoren

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

Anhand dieses Modells konnte ein mittlerer MAE der MAE Fehlerverteilung von ca. 52 MWh erzielt werden. Der mittlere MAPE der MAPE Fehlerverteilung liegt bei ca. 1010%.

6.9.6 Kombiniertes-Modell

Als letztes Modell wird das Kombinierte-Modell angeführt. Das Kombinierte-Modell ist eine Kombination der Einflussfaktoren aus den Modellen mit und ohne zeitliche Faktoren. Die Konstellation der Kombination wurde mittels eines Testverfahrens unterschiedlichster Varianten bestimmt. Daraus ergibt sich als beste Kombination von potenziellen Einflussfaktoren, welche im Modellversuch die Fehlerverteilungen mit den geringsten Werten liefert, die Kombination gemäß Tabelle 15. Werden im Modell weitere potenzielle Einflussfaktoren nicht berücksichtigt, führt dies zu einer eindeutigen Verschlechterung der Bewertungskriterien. Andererseits führt ein Hinzuziehen von Faktoren zu keiner eindeutigen Verbesserung.

Berücksichtigte potenzielle Einflussfaktoren	
1	day-ahead Erzeugung (DE) [MW]
2	day-ahead Erzeugung (FR) [MW]
3	day-ahead Last (DE) [MW]
4	day-ahead Photovoltaik (DE) [MW]
5	day-ahead Windenergie Offshore (DE) [MW]
6	day-ahead Windenergie Onshore (DE) [MW]
7	1/2 h verschobene pos. SRL-RA [MWh]
8	1 h verschobene pos. SRL-RA [MWh]

Tabelle 15: potenzielle Einflussfaktoren des Kombinierten-Modells

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

Der Mittelwert der MAE Fehlerverteilung liegt bei ca. 49 MWh. Der Mittelwert der MAPE Fehlerverteilung liegt bei ca. 800%

6.10 Bewertung der Modelle

In diesem Kapitel werden die einzelnen Fehlerverteilungen der Modelle einander gegenübergestellt und bewertet. Dafür werden zuerst alle Fehlerverteilungen in einem Diagramm, welches in Abbildung 28 ersichtlich ist, dargestellt. Die Farben der einzelnen Modelle entsprechen denselben Farben wie jenen in der Beschreibung der jeweiligen Modelle. Zur Orientierung wird zusätzlich eine Legende der Modelle angeführt. Dem Diagramm können eindeutig die Modellgrenzen entnommen werden. Diese werden, wie bereits beschrieben, durch das Volle- (obere Grenze), Naive- und Null-Modell (untere Grenzen) gesteckt. Die übrigen Modelle liegen gleichmäßig verschoben zwischen diesen beiden Grenzen. Zwei Modelle liegen annähernd übereinander am linken Rand der Grenzen. Diese Modelle sind das Volle-PCA-Modell (alle Häufigkeiten) und das Kombinierte-Modell. Deren mittlerer MAE der Fehlerverteilung beträgt 49 MWh (Kombiniertes-Modell) und 48,5 MWh (Volles-PCA-Modell (alle Häufigkeiten)). Die Fehlerverteilungen der beiden Modelle liegen somit nur 2 bzw. 1,5 MWh höher als die des Vollen Modells.

Fast alle im Kombinierten-Modell berücksichtigten potenziellen Einflussfaktoren sind im Vollen-PCA-Modell (alle Häufigkeiten) ebenfalls enthalten. Einzig die um eine Stunde verschobene Zielgröße ist darin nicht enthalten. Dies lässt die Vermutung zu, dass die übrigen nicht in beiden Modellen enthaltenen Faktoren zu kaum einer Verbesserung der Prognosegüte führen. Weitere Schlussfolgerungen werden in Anbetracht der MAPE Fehlerverteilungen aufgestellt.

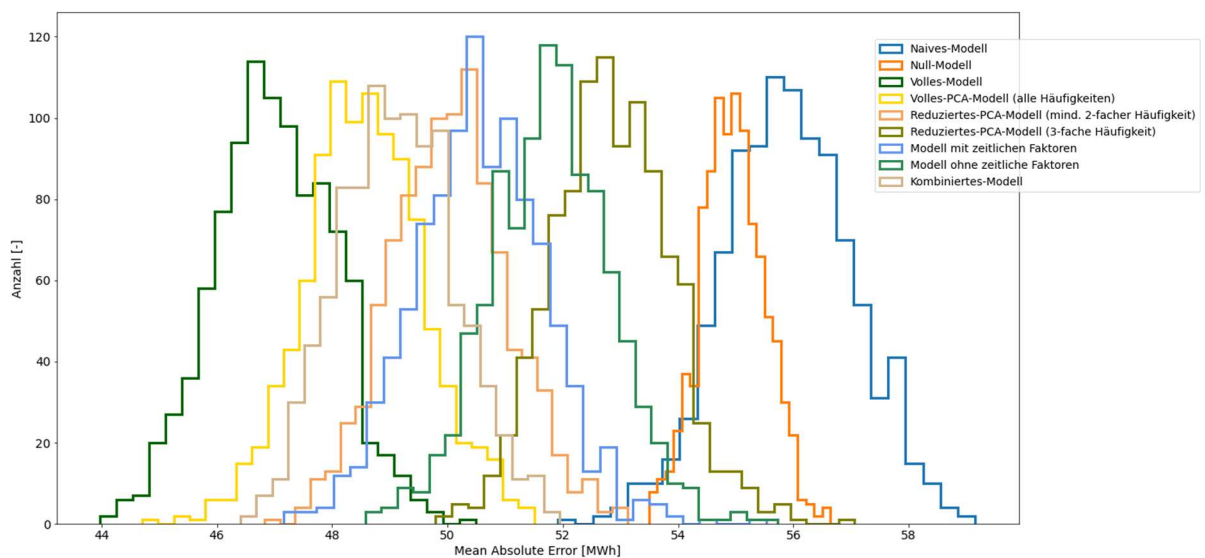


Abbildung 28: MAE Fehlerverteilung Gegenüberstellung aller Modelle

Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

In Tabelle 16 sind zusammenfassend alle mittleren MAE der Fehlerverteilungen dargestellt. Wie bereits beschrieben erzielten das Kombinierte-Modell und das Volle-PCA-Modell (alle Häufigkeiten) das beste Ergebnis.

	Mittlerer MAE
Volles-Modell	47 MWh
Volles-PCA-Modell (alle Häufigkeiten)	48,5 MWh
Kombiniertes-Modell	49 MWh
Reduziertes-PCA-Modell (mind. 2-fache Häufigkeit)	50,5 MWh
Modell mit zeitlichen Faktoren	51 MWh
Modell ohne zeitliche Faktoren	52 MWh
Reduziertes-PCA-Modell (3-fache Häufigkeit)	53 MWh
Naives-Modell	54 MWh
Null-Modell	55 MWh

Tabelle 16: Ranking der Modelle anhand der mittleren MAE

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

Im Vergleich zu den MAE Fehlerverteilungen sind die MAPE Fehlerverteilungen nicht gleichmäßig verteilt. Diese weisen gewisse Überlagerungen auf. Hier können erneut das Volle-PCA-Modell (alle Häufigkeiten) und das Kombinierte-Modell angeführt werden. Diese liegen wie bereits bei der MAE Fehlerverteilung übereinander. Leicht versetzt zu diesen beiden Modellen liegt das Modell mit zeitlichen Faktoren. Diese drei Modelle liegen annähernd auf gleicher Höhe mit dem Vollen-Modell.

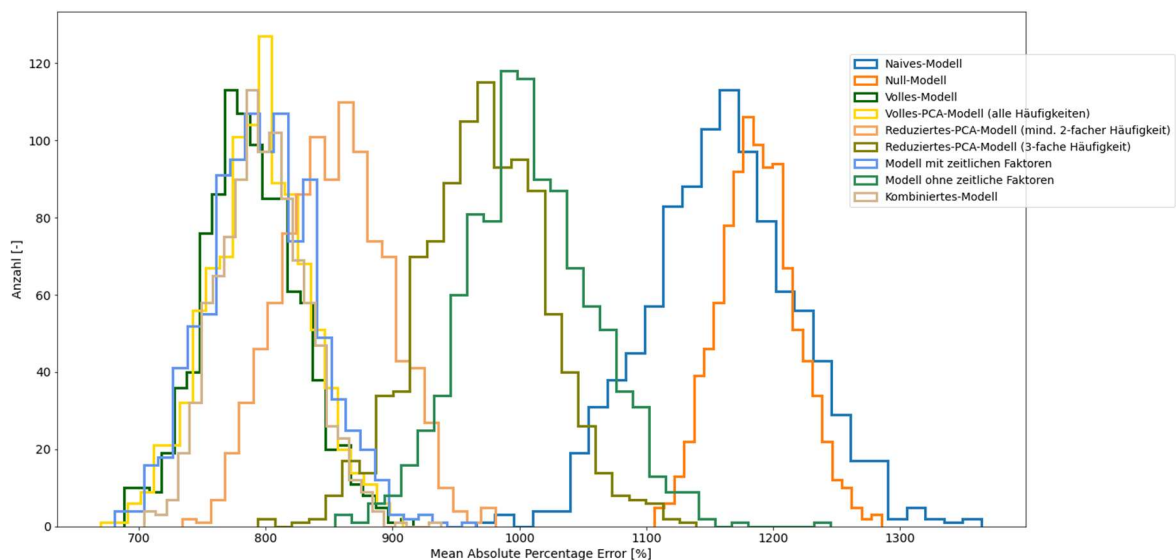


Abbildung 29: MAPE Fehlerverteilung Gegenüberstellung aller Modelle

Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

Hinsichtlich des Rankings hat sich eine Verschiebung ergeben. Das Null-Modell weist einen besseren mittleren MAPE auf als das Naive-Modell. Das Modell mit zeitlichen Faktoren ist hinsichtlich der MAPE Fehlerverteilung vor dem Reduzierten-PCA-Modell (mind. 2-fache Häufigkeit) einzureihen. Das Modell ohne zeitliche Faktoren hat sich an die untere Grenze der Modellbewertung abgesetzt. Das Kombinierte-Modell hat einen annähernd gleichen Wert wie das Volle-PCA-Modell (alle Häufigkeiten). Daraus lässt sich im Vergleich des Kombinierten-Modells mit dem Vollen-PCA-Modell (alle Häufigkeiten) folgende weitere Vermutung schließen: das Kombinierte-Modell erzielt mit dem Faktor der um eine Stunde verschobenen Zielgröße ein ähnliches Ergebnis wie das Volle-PCA-Modell (alle Häufigkeiten). Daraus lässt sich schließen, dass die nur im Vollen-PCA-Modell enthaltenen Einflussfaktoren einen ähnlichen Mehrwert für das Modell haben wie die um eine Stunde verschobene Zielgröße.

	Mittlerer MAPE
Volles-Modell	780%
Volles-PCA-Modell (alle Häufigkeiten)	795%
Kombiniertes-Modell	800%
Modell mit zeitlichen Faktoren	831%
Reduziertes-PCA-Modell (mind. 2-fache Häufigkeit)	854%
Reduziertes-PCA-Modell (3-fache Häufigkeit)	972%
Modell ohne zeitliche Faktoren	1010%
Null-Modell	1.188%
Naives-Modell	1.214%

Tabelle 17: Ranking der Modelle anhand der mittleren MAPE

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

Aus den Kenntnissen der beiden Bewertungsmethoden kann geschlussfolgert werden, dass die potenziellen Einflussfaktoren des Kombinierten-Modells am aussagekräftigsten sind. Mittels dieser Einflussfaktoren kann das zur Bewertung gewählte Gamma-Modell das beste Ergebnis zur Beschreibung der positiven SRL-RA erzielen. Dies gilt unter der Annahme, dass diese Arbeit das Ziel hat, die potenziellen Einflussfaktoren auf ein annehmbares Minimum zu reduzieren. Nichtsdestotrotz kann die beste Vorhersage mittels des Vollen-Modells erzielt werden.

In Tabelle 18 sind nochmals die für das Gamma-Modell aussagekräftigsten Einflussfaktoren inkl. Koeffizienten angeführt. Diese Koeffizienten sind Teil der Modellauswertung mit Python. Diese geben Auskunft darüber, wie hoch der Einfluss einzelner Parameter innerhalb des Modells ist. [28] Die Koeffizienten variieren in Abhängigkeit mit der Anzahl an Faktoren, welche für ein Modell berücksichtigt werden. Aus diesem Grund wurde zuerst eine Reduktion der Einflussfaktoren vorgenommen und diese zum Schluss bewertet. Wie der Tabelle zu entnehmen ist haben die zeitlich verschobenen Zielgrößen den größten Einfluss auf das Gamma-Modell. Dies lässt sich damit erklären, dass die verschobenen Zielgrößen dem gleichen Verlauf entsprechen wie die nicht verschobene Zielgröße. Die darauffolgenden Faktoren sind die Prognosen der Last und Erzeugung, deren Ungleichgewicht, wie bereits in den theoretischen Grundlagen beschrieben, der übergeordnete Grund für das Aufkommen von Sekundärregelarbeit ist. Die Relevanz der volatilen Erzeugungsanlagen liegt daran, dass diese aufgrund von Umwelteinflüssen besonders schwer prognostizierbar sind und daher im Falle von Fehlprognosen Regelarbeit abgerufen werden könnte. Ein weiterer in der Tabelle angeführter Faktor ist die Prognose der Erzeugung in Frankreich. Diese hat vermutlich einen indirekten Einfluss auf die deutschen SRL-RA, da gegenläufige Sekundärregelarbeit vor dem Abruf über die Landesgrenzen saldiert wird und die französische Erzeugung einen Einfluss auf die französischen SRL-RA hat.

	Einflussfaktoren des Gamma-Modells	Koeffizient
1	1/2 h verschobene pos. SRL-RA [MWh]	0,4521
2	1 h verschobene pos. SRL-RA [MWh]	0,2141
3	day-ahead Last (DE) [MW]	0,1319
4	day-ahead Erzeugung (DE) [MW]	0,0868
5	day-ahead Photovoltaik (DE) [MW]	0,0327
6	day-ahead Windenergie Offshore (DE) [MW]	0,0263
7	day-ahead Windenergie Onshore (DE) [MW]	0,0213
8	day-ahead Erzeugung (FR) [MW]	0,0193

Tabelle 18: Relevante Einflussfaktoren des Gamma-Modells zur Beschreibung der SRL-RA
 Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

Abschließend wird eine Wahrscheinlichkeitsverteilung der einzelnen Modelle den realen Abrufen gegenübergestellt. Für die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Modelle werden die Daten von 100 Durchläufen in einem Datensatz zusammengefasst und anschließend deren Abrufe steigend sortiert. Die prozentuale Häufigkeit ergibt sich durch die Division der Anzahl eines gewissen Abrufs durch die Gesamtanzahl des Datensatzes. Nachstehend wird in Abbildung 30 die Wahrscheinlichkeitsverteilung des Kombinierten-Modells gegen die der tatsächlichen Abrufe geplottet.

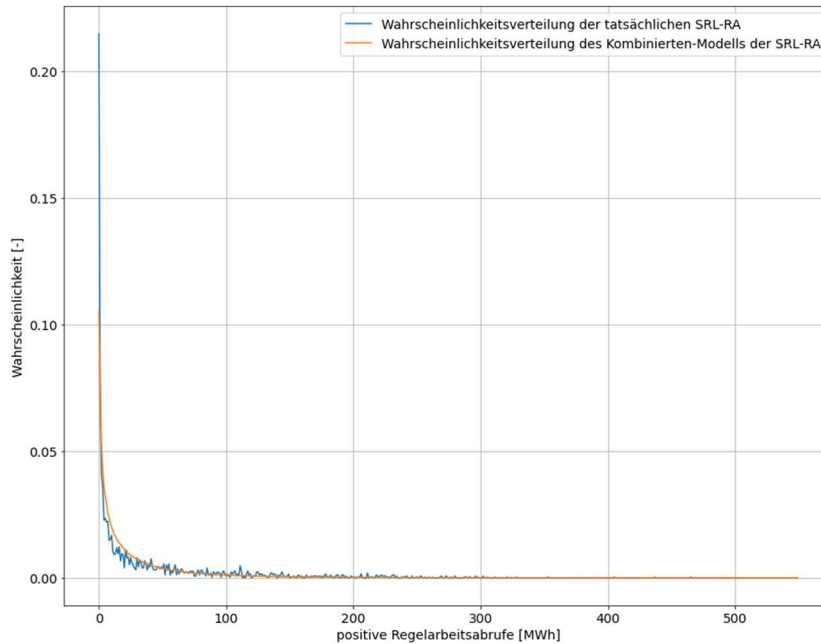


Abbildung 30: Wahrscheinlichkeitsverteilung der tatsächlichen SRL-RA und des Kombinierten-Modells
Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

Zur Bestimmung des Abstands zwischen den beiden Kurven wird die Total Variation Distance berechnet. Diese Formel ist eine geläufige Methode zur Abstandbestimmung zweier Wahrscheinlichkeitsverteilungen. [29]

$$\sigma = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n |\hat{Y}_i - Y_i| \quad (14)$$

Die Total Variation Distance wird auf alle relevanten Modelle angewandt, um zu überprüfen, ob daraus weitere Kenntnisse gewonnen werden können.

Der Tabelle 19 können die Werte der Total Variation Distance der einzelnen Modelle entnommen werden.

Modell	Total Variation Distance
Volles-PCA-Modell (alle Häufigkeiten)	13,91 MWh
Reduziertes-PCA-Modell (mind. 2-fache Häufigkeit)	13,59 MWh
Reduziertes-PCA-Modell (3-fache Häufigkeit)	12,50 MWh
Modell mit zeitlichen Faktoren	13,63 MWh
Modell ohne zeitliche Faktoren	13,61 MWh
Kombiniertes Modell	13,74 MWh

Tabelle 19: Total Variation Distance der einzelnen Modelle

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

Aus der Tabelle wird ersichtlich, dass alle Modelle ein sehr ähnliches Ergebnis erzielten. Daher kann in diesem Fall keine weitere Aussage für die Bewertung getroffen werden.

7. Fazit und Ausblick

Abschließend kann festgehalten werden, dass das zur Bewertung gewählte Modell (Gamma-Modell) in der Art und Weise nicht ausreicht, um eine tatsächliche Prognose der SRL-RA aufzustellen. Dafür liefert die Prognose zu schlechte Ergebnisse. Das soll jedoch nicht bedeuten, dass es kein mögliches Modell ist, um die SRL-RA vorherzusagen. Die Komplexität des Modells könnte schrittweise erhöht werden, bis ein zufriedenstellendes Prognosemodell, welches ein als ausreichend anzusehendes Ergebnis liefert, aufgebaut wird.

Schlussendlich bedeutet das, dass das vorliegende Modell geeignet ist, um Einflussfaktoren zu bewerten, aber nicht ausreicht, um eine tatsächliche Prognose aufzustellen. Aufgrund des Umfangs der Masterthesis wurde die Komplexität nicht weiter erhöht und dieses einfache, weniger komplexe Gamma-Modell zur Bewertung herangezogen.

Hinsichtlich der Einflussfaktoren wurde die Grenze darin gezogen, dass nur Faktoren berücksichtigt werden, welche frei verfügbar sind. Dadurch soll die Reproduzierbarkeit der angestellten Analysen aufrecht erhalten bleiben. Daher können aus den hier angestellten Analysen auch keine Rückschlüsse gezogen werden, ob mittels gekaufter oder selbst aufgestellter Prognosen der einzelnen Einflussfaktoren die gleichen oder sogar bessere Ergebnisse erzielt werden. Dies müsste im Zuge von tatsächlichen Prognosen geprüft und getestet werden.

Die Aussagen, welche im Verlauf dieser Arbeit getroffen werden können, belaufen sich auf das gewählte Gamma-Modell und die zur Verfügung stehenden Datensätze.

Die Schlussfolgerung daraus erzielte ein eindeutiges Ergebnis:

Zur Erreichung des bestmöglichen Ergebnisses mittels des gewählten Gamma-Modells werden lediglich acht Einflussfaktoren benötigt. Diese wurden abschließend in der Tabelle 18 zusammengefasst und mittels Koeffizienten bewertet und sind jene des Kombinierten-Modells.

Zur Untermauerung dieses Ergebnisses werden folgend Vermutungen bzw. Fakten der einzelnen Faktoren dargelegt.

Den verschobenen Zielgrößen ist, wie in der eindimensionalen Analyse beschrieben, ein gewisses Maß an Korrelation zur tatsächlichen Zielgröße zu entnehmen. Außerdem verfolgen verschobene Zielgrößen unabhängig davon, um welches Zeitintervall diese verschoben werden, den gleichen Verlauf wie die tatsächliche Zielgröße. Über die Kenntnisse des Verlaufs kann das Prognosemodell Rückschlüsse auf die tatsächlichen SRL-RA schließen, indem der Verlauf weiter verfolgt wird. Weiters fällt auf, dass besonders kurzfristig verschobene Zielgrößen den höchsten Einfluss auf die SRL-RA haben. Diese Kenntnisse lassen sich dadurch erklären, dass der um eine bzw. eine halbe Stunde in der Vergangenheit liegende SRL-RA meist ähnlich hoch ist, wie der aktuelle SRL-RA, da zumeist keine sprunghaften Änderungen in den SRL-RA auftreten.

Die gemäß Bewertung am zweitstärksten gewichteten Einflussfaktoren betreffen die Vorhersagen der Last und Erzeugung in Deutschland. Wie bereits beschrieben ist das Ungleichgewicht zwischen Last und Erzeugung der übergeordnete Grund für das Aufkommen von SRL-RA. Das Ungleichgewicht wird auf kleinster Ebene innerhalb eines Bilanzkreises bestimmt. Die Summe der Bilanzkreisabweichungen ergibt das Regelzonensaldo, welches in erster Linie durch die IGCC soweit möglich ausgeglichen wird. Der nicht ausgleichbare Anteil des Regelzonensaldos wird mittels der Abrufe von Regularbeit ausgeglichen. Das ist mitunter einer der Gründe, warum die SRL-RA nicht allein durch das Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Last beschrieben werden können.

Gemäß der Bewertung der Einflussfaktoren haben die volatilen Erneuerbaren Erzeugungsanlagen (Windkraft und Photovoltaik) den nächsthöchsten Einfluss auf die SRL-RA. Der Grund für deren Einfluss erklärt sich aufgrund der Problematik der Prognostizierbarkeit. Diese Energieanlagen sind besonders stark wetterabhängig, wodurch in deren Fall eine Prognose mittels einer Wetterprognose erstellt werden muss. Dies kann zu Ungenauigkeiten führen, welche wiederum zu SRL-RA führen kann.

Der letzte und am schwächsten bewertete Einflussfaktor betrifft die Prognose der Erzeugung in Frankreich, welche möglicherweise aufgrund der Saldierung des Regelzonensaldos einen indirekten Einfluss auf die deutschen SRL-RA hat. Dabei werden nicht direkt die Erzeugungsmengen saldiert, sondern die Regelzonensaldos. Aus diesem Grund haben die Erzeugungsdaten in Frankreich vermutlich einen Einfluss auf die Saldos von Frankreich, welche wiederum die SRL-RA in Deutschland reduzieren.

Mittels dieser Vermutungen und Fakten, welche bereits in vergangenen Kapiteln dargelegt wurden, kann der Grund für die Relevanz der einzelnen Faktoren erklärt werden.

Zum Abschluss wird für den Ausblick und das weitere Vorgehen folgende Empfehlung ausgesprochen:

Zum Erstellen einer tatsächlichen Prognose sollten die Modellkomplexitäten erhöht werden. Außerdem sollten dafür hochwertige Prognosen der einzelnen Einflussfaktoren erworben werden. Gemäß der in Tabelle 18 angeführten Bewertung der einzelnen Einflussfaktoren können Rückschlüsse getroffen werden, wie qualitativ die erworbenen Prognosen sein sollten. Beispielsweise im Falle von Last und Erzeugung in Deutschland sollten deutlich qualitativere Prognosen erworben werden als für die Erzeugung in Frankreich.

Neben den in dieser Masterthesis bewerteten Einflussfaktoren wird empfohlen, die in Kapitel 5.1.2 beschriebenen Sekundärregularbeitspreise in einem Prognosemodell zu berücksichtigen. Diese haben gemäß Angaben von Energiehändlern einen direkten Einfluss auf die SRL-RA. Daher ist davon auszugehen, dass die Prognosegüte unter Berücksichtigung der Sekundärregularbeitspreise deutlich verbessert wird.

Anschließend wird empfohlen die hier durchgeführten Analysen erneut aufzustellen und zu bewerten. Die aus den Analysen gewonnenen Kenntnisse stellen damit eine grundlegende Basis für die Angebotslegung der SRL-RA dar.

Literaturverzeichnis

- [1] „Transparency Platform ENTSO-E“. www.transparency.entsoe.eu/ (zugegriffen Juli 18, 2021).
- [2] A. Ladermann, „Verfahren zur dynamischen Bestimmung des Bedarfs für Sekundärregel- und Minutenreserve“, Mai 2018.
- [3] A. Ohsenbrügge, „Dynamische Regel- und Reserveleistungsvorhaltung in zukünftigen Smart Grids“, Universität Oldenburg, Oldenburg, 2015.
- [4] VDE, „VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.“ www.vde.com (zugegriffen Juni 06, 2021).
- [5] Bundesministerium Deutschland, „Bundesministerium für Wirtschaft und Energie“. www.bmwi.de (zugegriffen Juni 20, 2021).
- [6] ENTSO-E, „European Network of Transmission System Operators for Electricity“, *entsoe*. www.entsoe.eu (zugegriffen Juli 08, 2021).
- [7] Consentec GmbH, „Beschreibung von Konzepten des Systemausgleichs und der Regelreservemärkte in Deutschland“, Mai 2020.
- [8] DE-ÜNB, „Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland („PQ-Bedingungen“)“. Mai 29, 2020.
- [9] DE-ÜNB, „REGELLEISTUNG.NET“, Juni 09, 2021. www.regelleistung.net
- [10] Next Kraftwerke GmbH, „Regelleistungen (PRL, SRL, MRL)“, *Next*. www.next-kraftwerke.de (zugegriffen Mai 21, 2021).
- [11] Bundesnetzagentur, „Beschlusskammer 6“. Zugegriffen: Jan. 04, 2021. [Online]. Verfügbar unter: www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern
- [12] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, und TransnetBW GmbH, „Regelleistung Datacenter“, *REGELLEISTUNG.NET*. <https://www.regelleistung.net/apps/datacenter> (zugegriffen März 21, 2020).
- [13] APG, „Austrian Power Grid AG“, *APG*. www.apg.at (zugegriffen Juli 01, 2021).
- [14] DE-ÜNB, „Modalitäten für Regelreserveanbieter gemäß Artikel 18 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem“, Nov. 2020.
- [15] J.-P. Kreiß und G. Neuhaus, *Einführung in die Zeitreihenanalyse: mit 8 Tabellen*. Berlin: Springer, 2006.
- [16] Murray Bourne, „Interactive Mathematics - Learn math while you play with it“, *Interactive Mathematics*. www.intmath.com (zugegriffen Juni 25, 2021).
- [17] J. Hedderich und L. Sachs, *Angewandte Statistik: Methodensammlung mit R*, 16., Überarbeitete und Erweiterte Auflage. Berlin, Germany: Springer Spektrum, 2018.
- [18] A. C. Müller und S. Guido, *Introduction to machine learning with Python: a guide for data scientists*, First edition. Sebastopol, CA: O’Reilly Media, Inc, 2016.
- [19] Anaconda Inc., „Anaconda Inc.“, Juni 19, 2021. www.anaconda.com (zugegriffen Juni 19, 2021).
- [20] V. Tiemann, *Einführung Statistik: Grundlagen, Techniken und Verblüffendes; mit Anwendungen für EXCEL*, 1. Aufl. Wiesbaden: Gabler, 2003.
- [21] J. PUHANI, *STATISTIK: Einführung mit praktischen Beispielen.*, 13. Aufl. Wiesbaden: GABLER, 2020.
- [22] B. Rönz, H. G. Strohe, und P. P. Eckstein, Hrsg., *Lexikon Statistik*. Wiesbaden: Gabler, 1994.
- [23] M. Seitz und T. Augustin, *Intervalldaten und generalisierte lineare Modelle: mit einem Geleitwort von Prof. Dr. Thomas Augustin*. Wiesbaden: Springer Spektrum, 2015.
- [24] L. Fahrmeir, T. Kneib, und S. Lang, *Regression: Modelle, Methoden und Anwendungen*, 2. Aufl. Heidelberg Berlin: Springer, 2009.
- [25] Energiehändler illwerke vkw, „Interview eines Energiehändlers“, Juli 2020.
- [26] SciPy Entwickler, „SciPy.org“. www.scipy.org (zugegriffen Juni 25, 2021).

- [27] L. Fahrmeir, C. Heumann, R. Künstler, I. Pigeot, und G. Tutz, *Statistik: der Weg zur Datenanalyse*, 8., Überarbeitete und Ergänzte Auflage. Berlin Heidelberg: Springer Spektrum, 2016. doi: 10.1007/978-3-662-50372-0.
- [28] G. James, D. Witten, T. Hastie, und R. Tibshirani, Hrsg., *An introduction to statistical learning: with applications in R*. New York: Springer, 2013.
- [29] D. A. Levin, Y. Peres, E. L. Wilmer, J. Propp, und D. B. Wilson, *Markov chains and mixing times*, Second edition. Providence, Rhode Island: American Mathematical Society, 2017.

Anhang

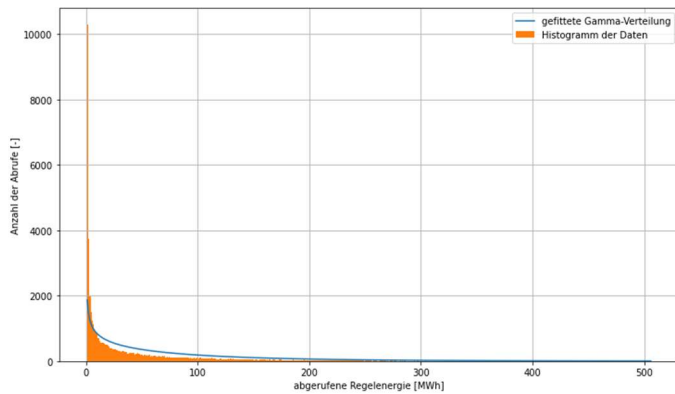


Abbildung 31: Gegenüberstellung des Histogramms der positiven SRL-RA mit der gefitteten Gammaverteilung der Daten

Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

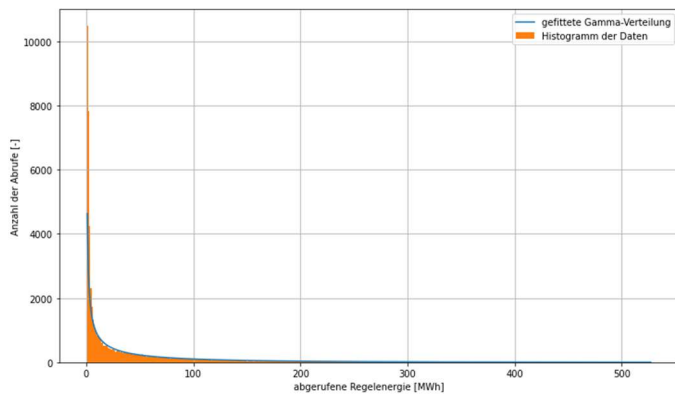


Abbildung 32: Gegenüberstellung des Histogramms der negativen SRL-RA mit der gefitteten Gammaverteilung der Daten

Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

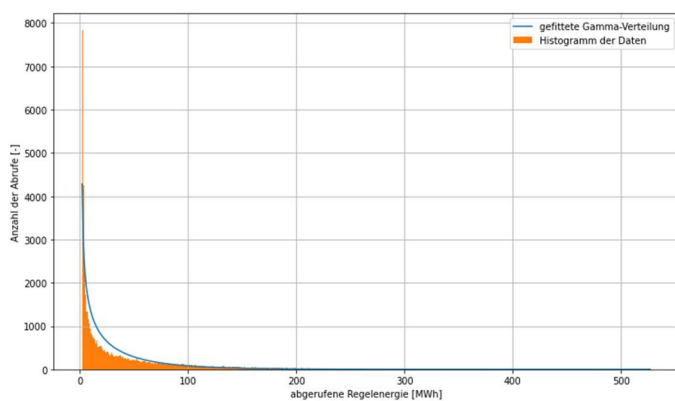


Abbildung 33: Gegenüberstellung des Histogramms der negativen SRL-RA ohne Null-Werte mit der gefitteten Gammaverteilung der Daten

Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

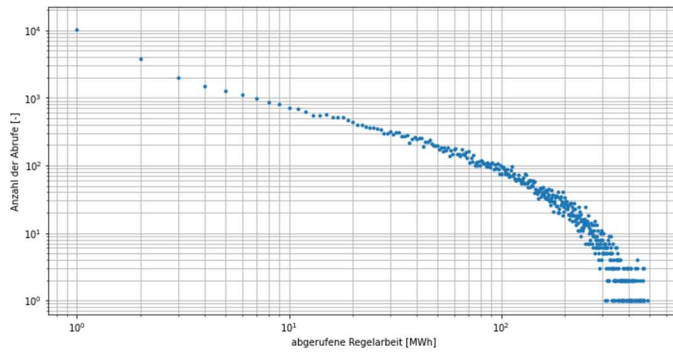


Abbildung 34: kumulierte positive SRL-RA in logarithmischer Skala
 Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

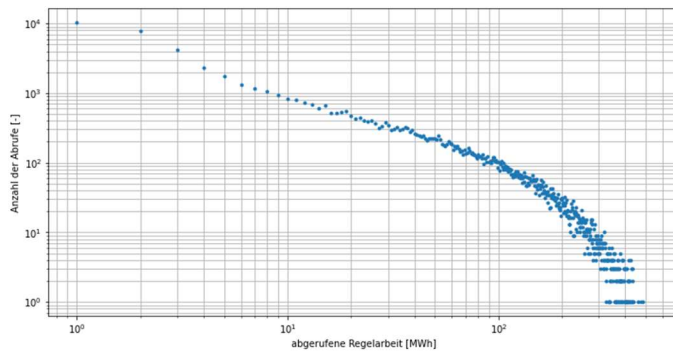


Abbildung 35: kumulierte negative SRL-RA ohne Null-Werte in logarithmischer Skala
 Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

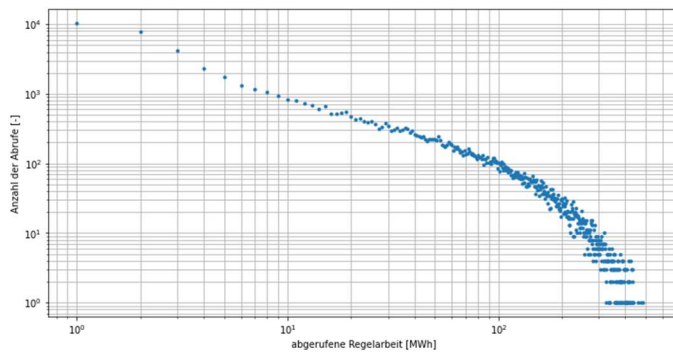


Abbildung 36: kumulierte negative SRL-RA in logarithmischer Skala
 Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

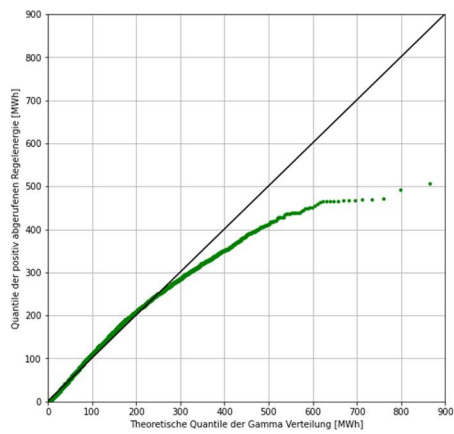


Abbildung 37: QQ-Plot der positiven SRL-RA ohne Null-Werte und der gefitteten Gammaverteilung
 Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

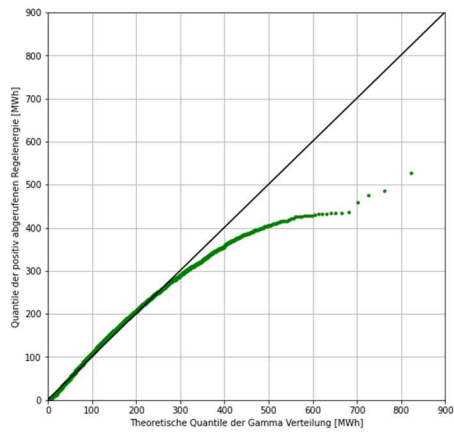


Abbildung 38: QQ-Plot der negativen SRL-RA und der gefitteten Gammaverteilung
 Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

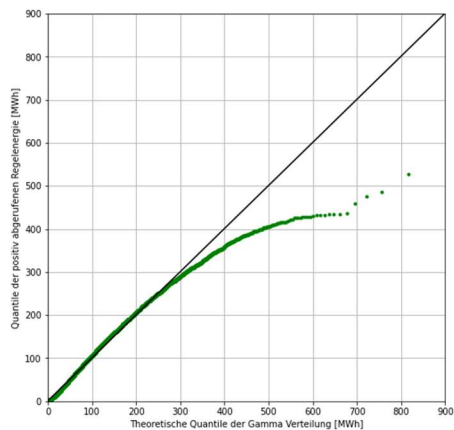


Abbildung 39: QQ-Plot der negativen SRL-RA ohne Null-Werte und der gefitteten Gammaverteilung
 Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

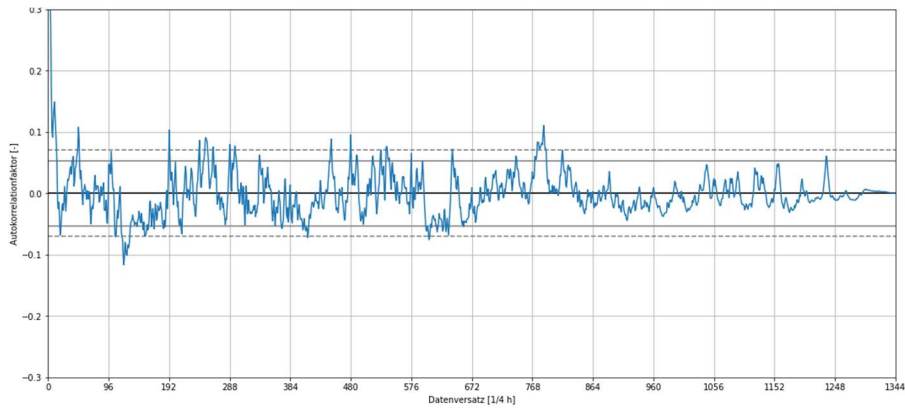


Abbildung 40: Korrelationsfaktoren der verschobenen positiven SRL-RA (09.10.2019 – 22.10.2019) in Viertelstunden

Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

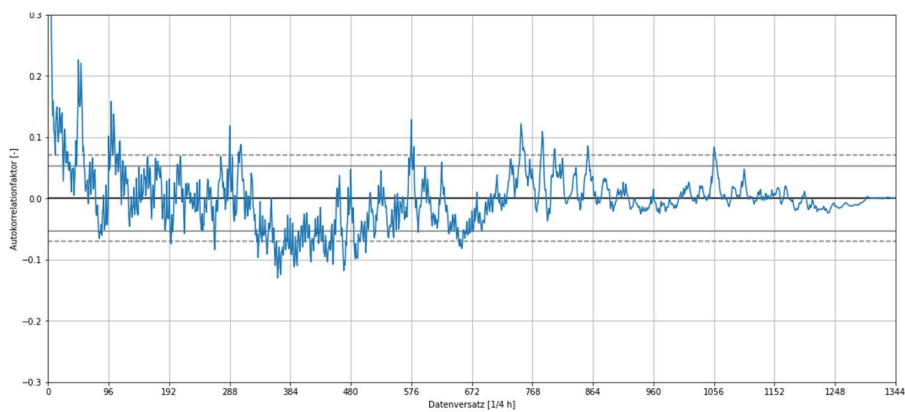


Abbildung 41: Korrelationsfaktoren der verschobenen positiven SRL-RA (09.06.2020 – 22.06.2020) in Viertelstunden

Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

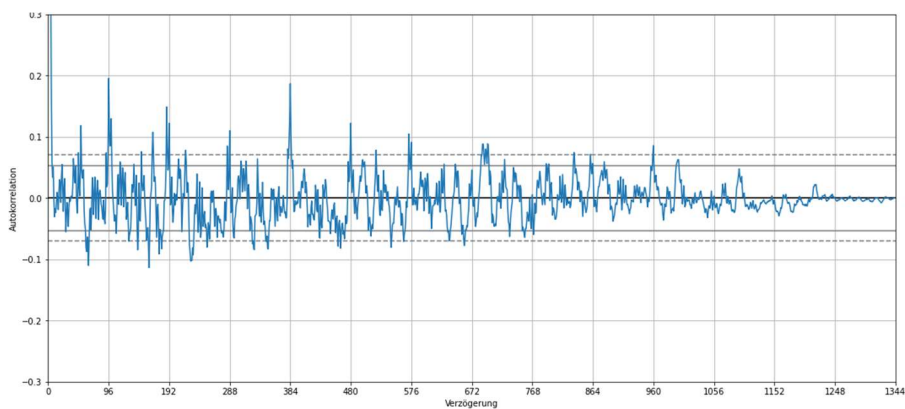


Abbildung 42: Korrelationsfaktoren der verschobenen negativen SRL-RA (09.09.2019 – 22.09.2019) in Viertelstunden

Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

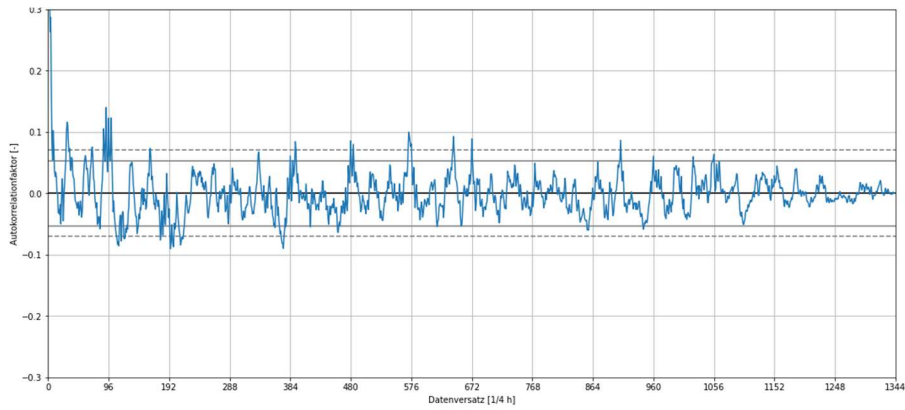


Abbildung 43: Korrelationsfaktoren der verschobenen negativen SRL-RA (09.10.2019 – 22.10.2019) in Viertelstunden

Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

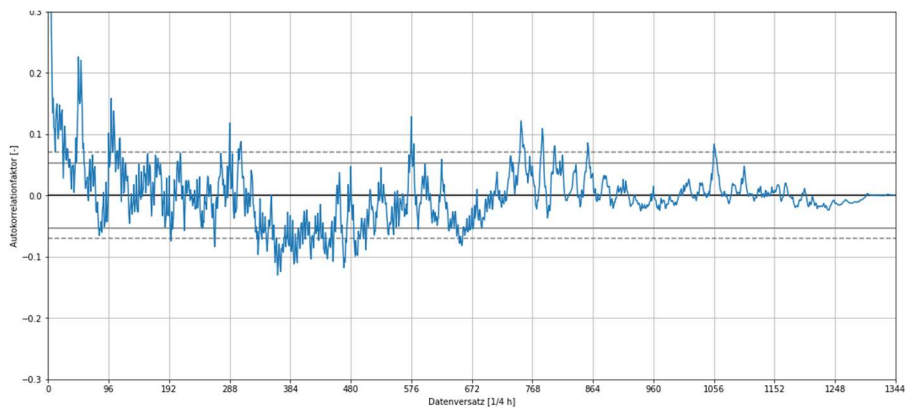


Abbildung 44: Korrelationsfaktoren der verschobenen negativen SRL-RA (09.06.2019 – 22.06.2019) in Viertelstunden

Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

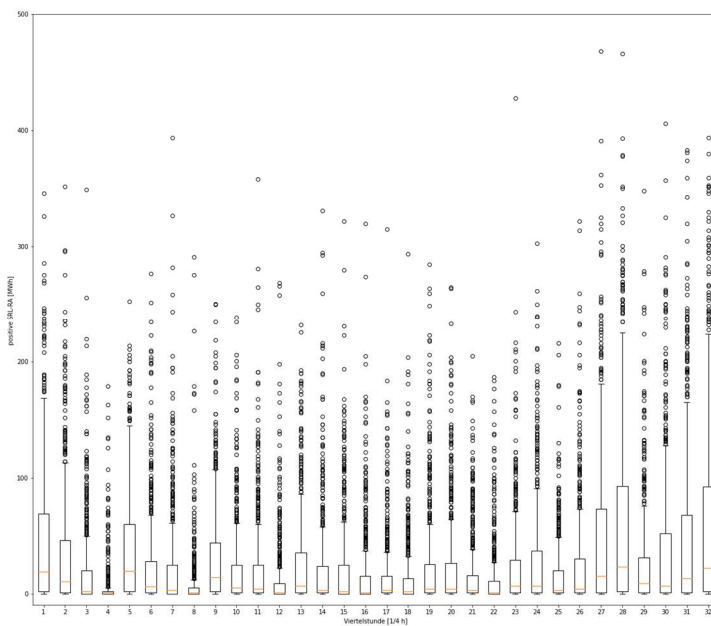


Abbildung 45: Box-Plot der Viertelstundenwerte (1 – 32) der positiven SRL-RA

Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

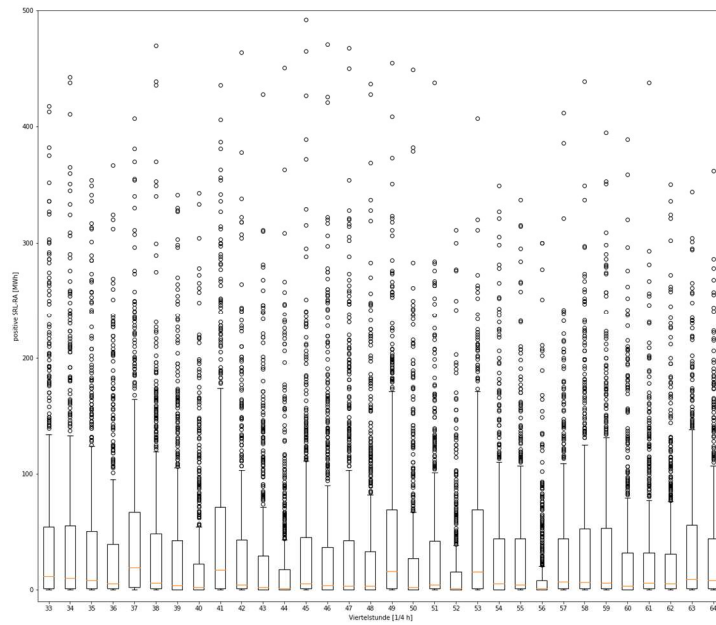


Abbildung 46: Box-Plot der Viertelstundenwerte (33 – 64) der positiven SRL-RA
 Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

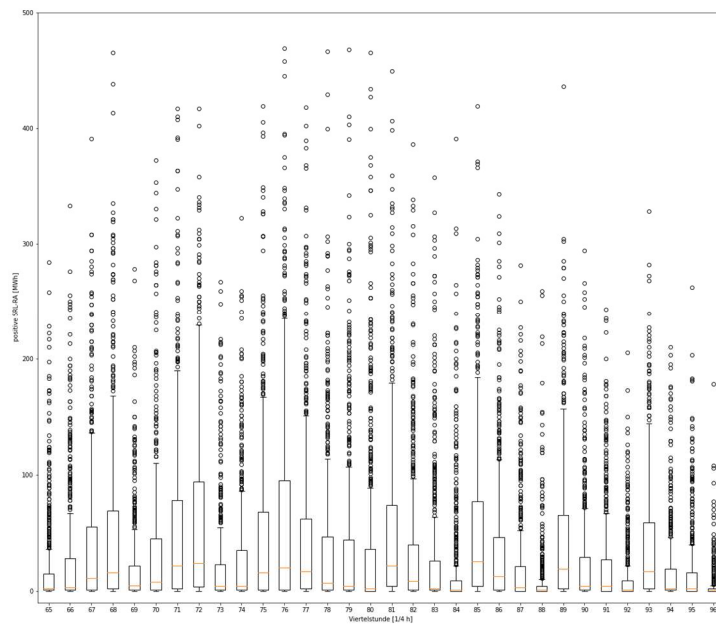


Abbildung 47: Box-Plot der Viertelstundenwerte (65 – 96) der positiven SRL-RA
 Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

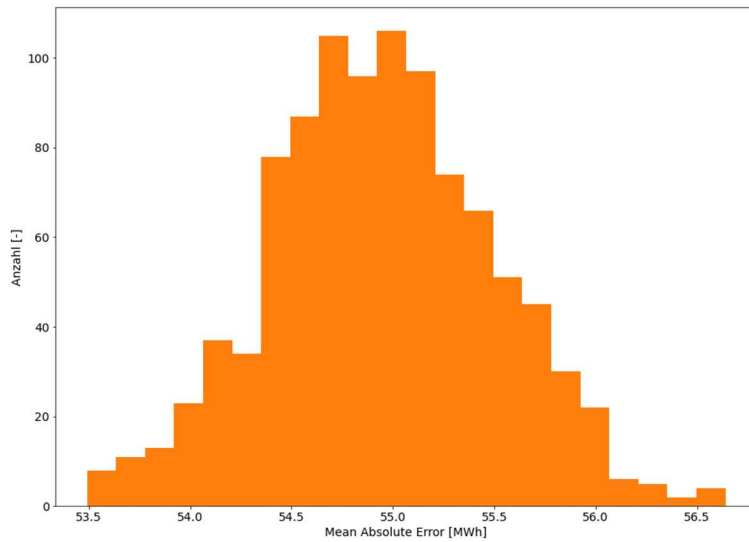


Abbildung 48: MAE Fehlerverteilung des Null-Modells

Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

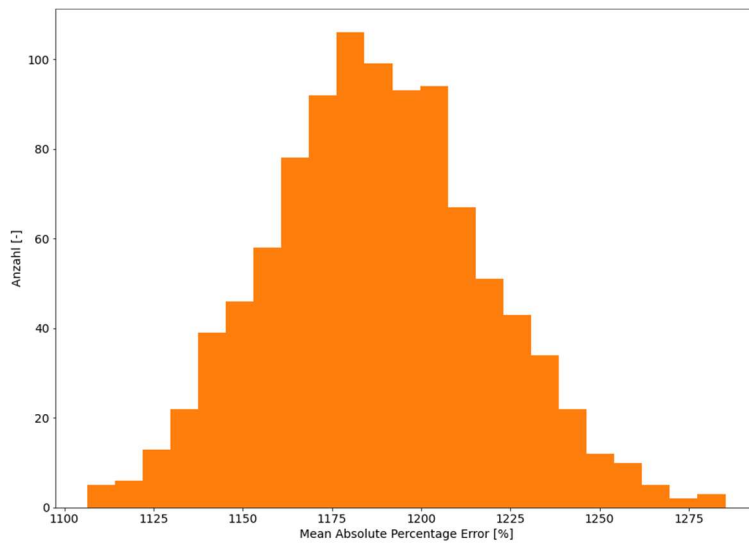


Abbildung 49: MAPE Fehlerverteilung des Null-Modells

Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

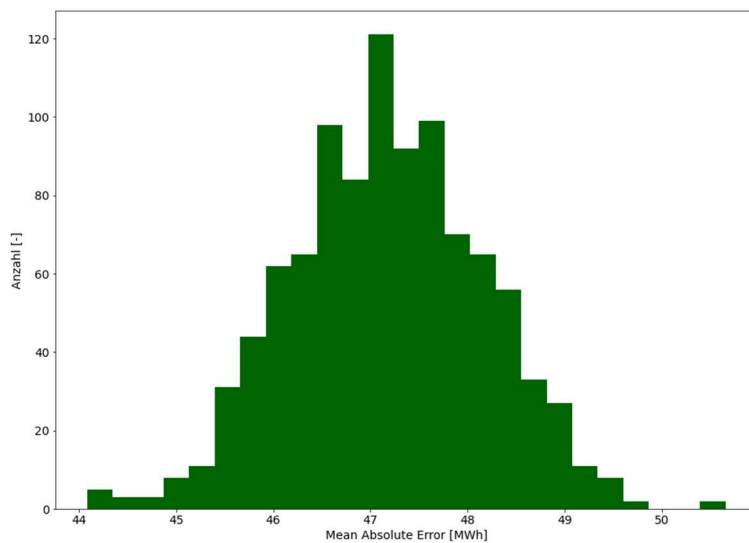


Abbildung 50: MAE Fehlerverteilung des Vollen-Modells

Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

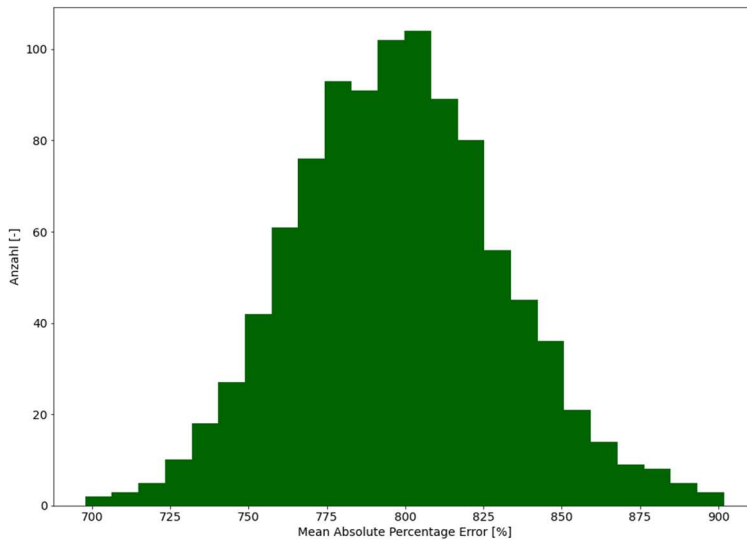


Abbildung 51: MAPE Fehlerverteilung des Vollen-Modells

Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

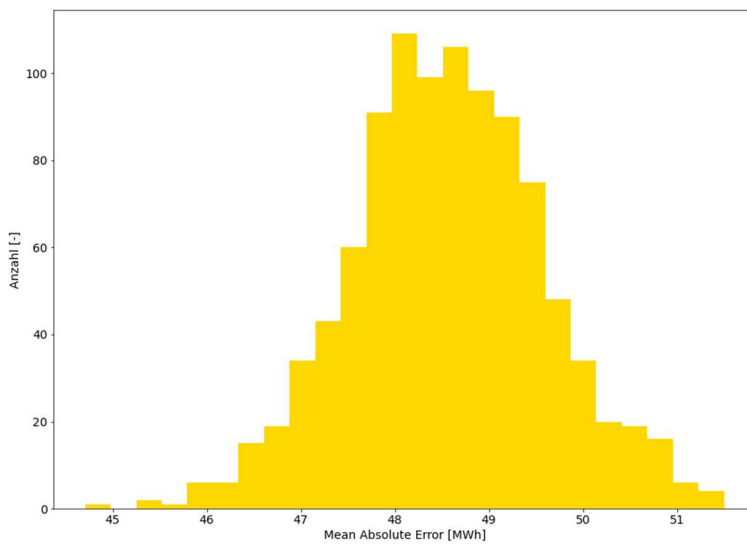


Abbildung 52: MAE Fehlerverteilung des Vollen-PCA-Modells (alle Häufigkeiten)

Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

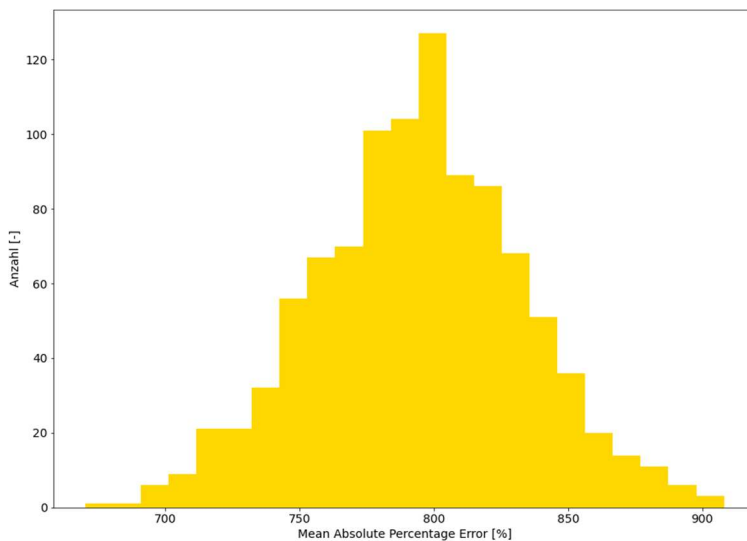


Abbildung 53: MAPE Fehlerverteilung des Vollen-PCA-Modells (alle Häufigkeiten)

Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

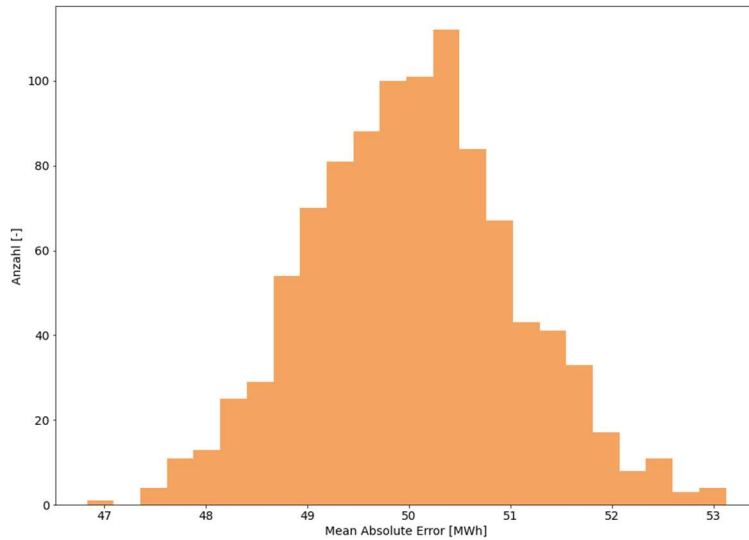


Abbildung 54: MAE Fehlerverteilung des Reduzierten-PCA-Modells (mind. 2-facher Häufigkeit)
 Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

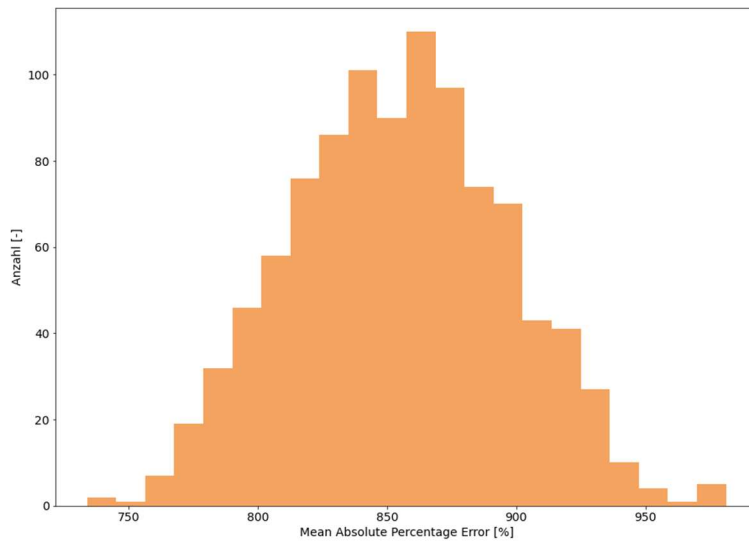


Abbildung 55: MAPE Fehlerverteilung des Reduzierten-PCA-Modells (mind. 2-facher Häufigkeit)
 Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

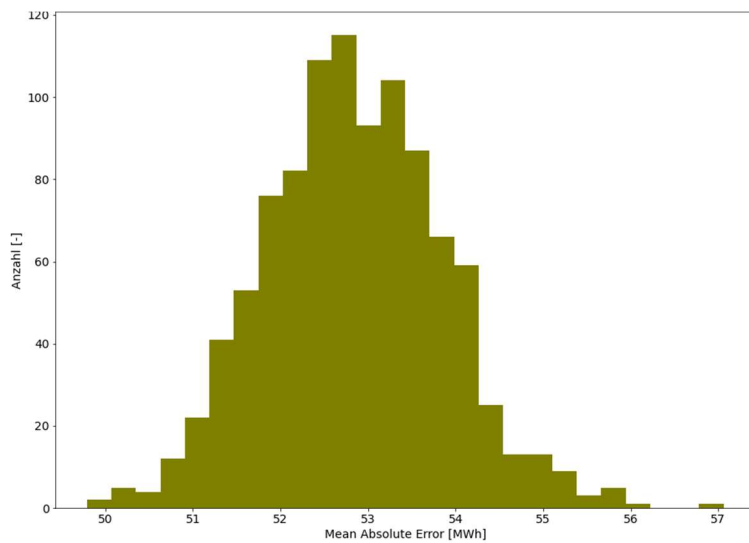


Abbildung 56: MAE Fehlerverteilung des Reduzierten-PCA-Modells (3-fache Häufigkeit)
 Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

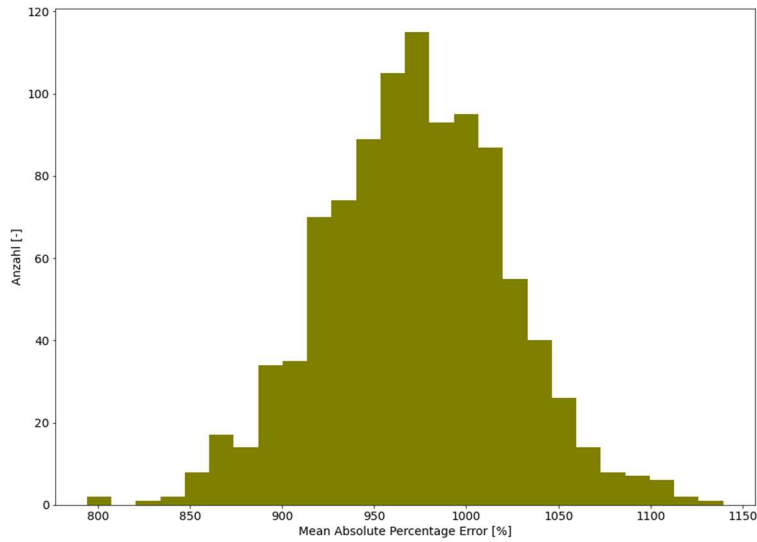


Abbildung 57: MAPE Fehlerverteilung des Reduzierten-PCA-Modells (3-fache Häufigkeit)
 Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

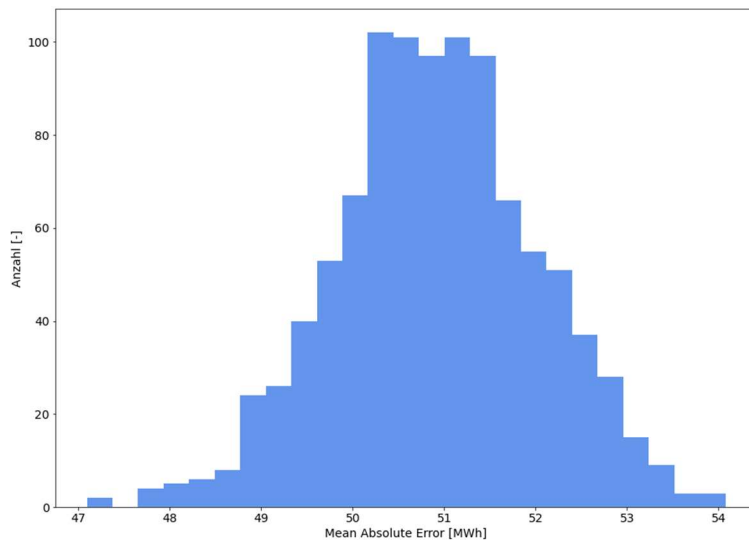


Abbildung 58: MAE Fehlerverteilung des Modells mit zeitlichen Faktoren
 Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

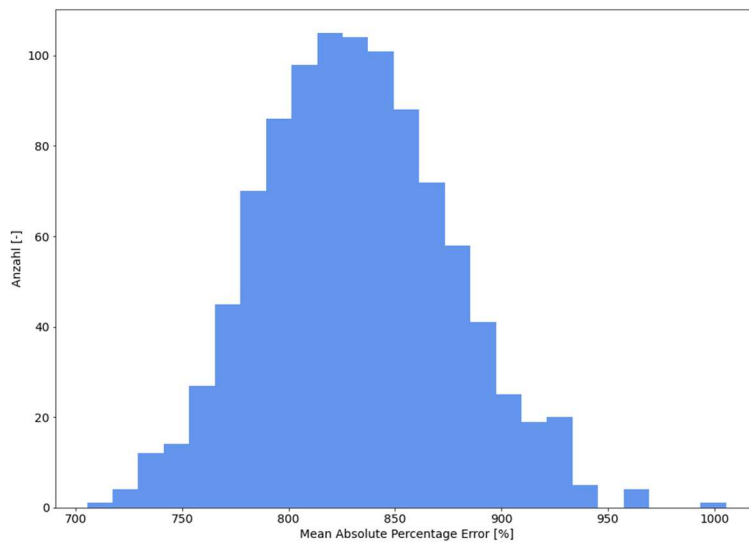


Abbildung 59: MAPE Fehlerverteilung des Modells mit zeitlichen Faktoren
 Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

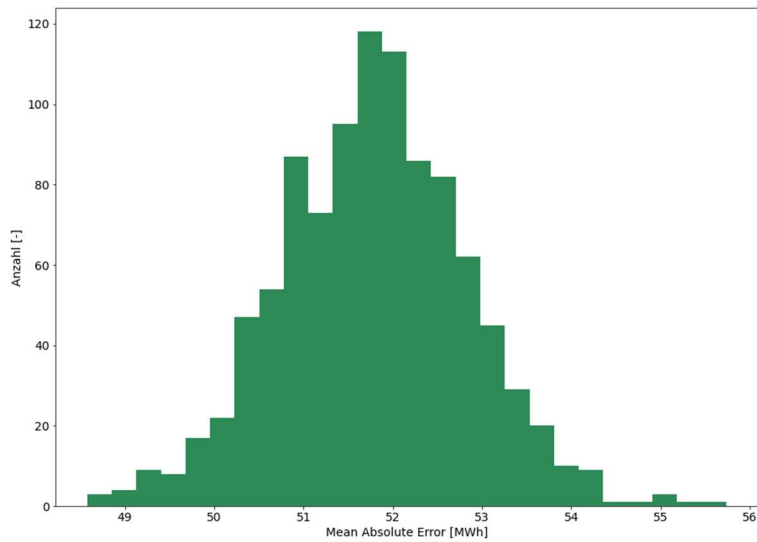


Abbildung 60: MAE Fehlerverteilung des Modells ohne zeitliche Faktoren

Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

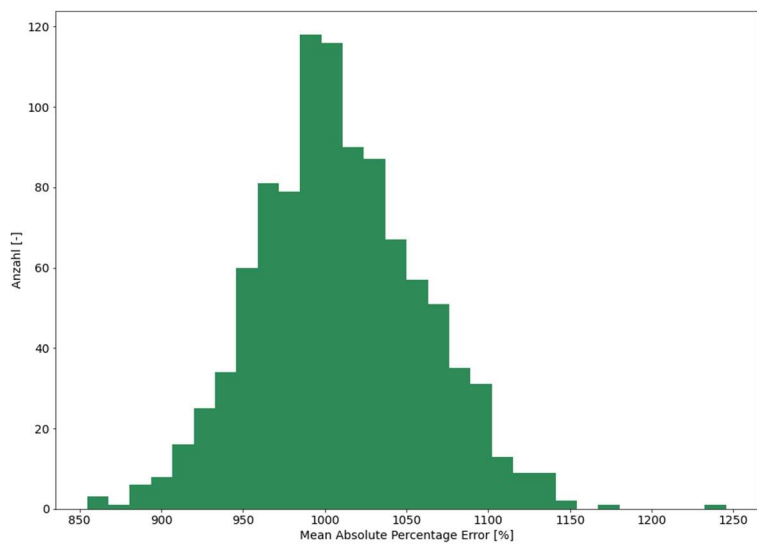


Abbildung 61: MAPE Fehlerverteilung des Modells ohne zeitliche Faktoren

Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

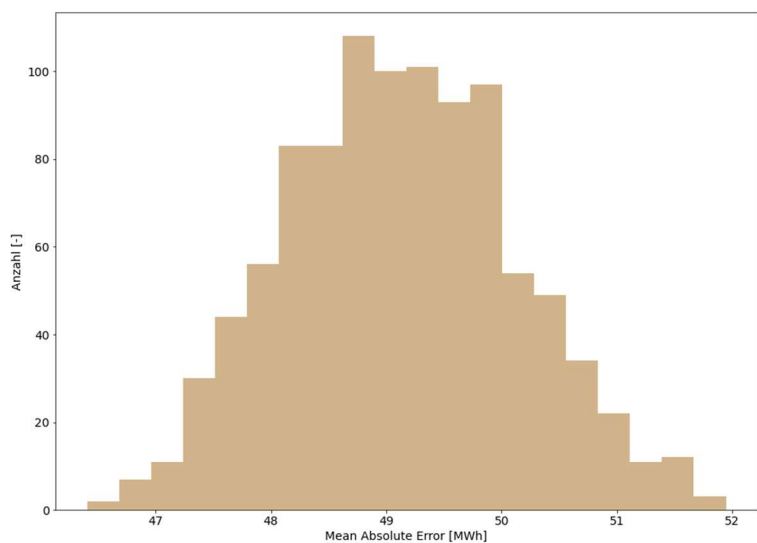


Abbildung 62: MAE Fehlerverteilung des Kombinierten-Modells

Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

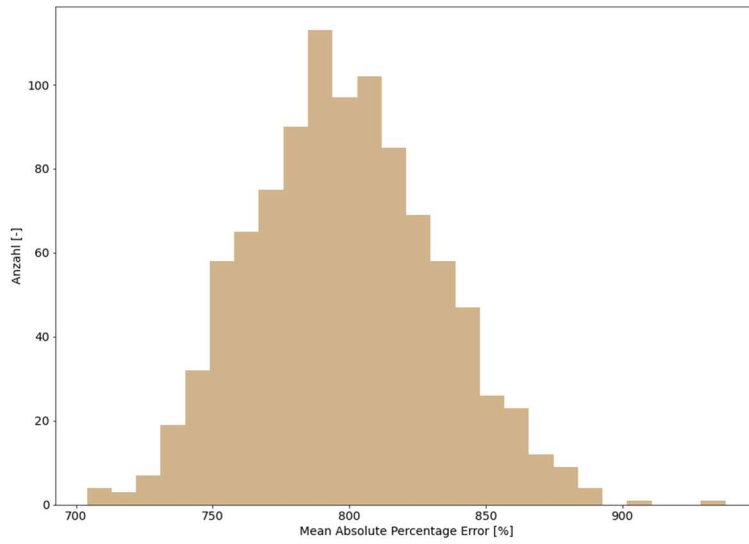


Abbildung 63: MAPE Fehlerverteilung des Kombinierten-Modells

Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten der Transparency Plattform von ENTSO-E [1]

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre hiermit an Eides statt, dass ich die vorliegende Masterarbeit selbstständig und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel angefertigt habe. Die aus fremden Quellen direkt oder indirekt übernommenen Stellen sind als solche kenntlich gemacht. Die Arbeit wurde bisher weder in gleicher noch in ähnlicher Form einer anderen Prüfungsbehörde vorgelegt und auch noch nicht veröffentlicht.

Dornbirn, am 1. August 2021

Michael Schravogl