Universität für Bodenkultur Wien
University of Natural Resources and Life Sciences, Vienna

Department Materialwissenschaften und Prozesstechnik
Institut für Verfahrens- und Energietechnik
Leiter: Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Christoph Pfeifer

Dimensionierung eines Energiespeichers für den Windpark Kreuzstetten mit Speicherkonzept

Masterarbeit
zur Erlangung des akademischen Grades
Diplomingenieur

eingereicht von:
HALMER, FRANZ

Betreuer: *Univ. Prof. Dipl.-Ing Dr. Tobias Pröll*
Mitbetreuer: *Dipl.-Ing Dr. David Wöß*

Matrikelnummer 01256180 *15.11.2020*

Danksagung

Diese Arbeit befasst sich mit der Speicherung von volatiler Windenergie und entstand Ende 2019 bzw. Anfang des Jahres 2020 am Institut für Verfahrens- und Energietechnik unter der Leitung von Univ. Prof. Dipl.-Ing Dr. Tobias Pröll und Mitbetreuung von Dr. Dipl.-Ing. David Wöß.
Daher möchte ich mich an dieser Stelle sehr herzlich bei beiden für die hilfreichen Anregungen und die konstruktive Kritik bedanken. Insbesondere Dr. Dipl.-Ing. David Wöß war mir bei der Programmierung und anderen Fragestellungen eine große Hilfe.

Bedanken möchte ich mich auch bei all jenen, die mich während meines Studiums und beim Verfassen dieser Arbeit unterstützt haben.

Danke an meine lieben Kollegeninnen Susanne Vonbank und Anna Zeiser, mit denen ich sehr viele Projekte an der BOKU gemeinsam absolvieren konnte.
Gleichfalls möchte ich meinen lieben Kollegen Fabian Sattler und Raphael Haselhofer für die wunderbare Zusammenarbeit, speziell im Themenbereich „Konstruktiven Ingenieurbau“ bedanken.

Nicht zu vergessen sind auch viele Kolleginnen und Kollegen, mit welchen ich bei sonstigen Veranstaltungen, wie zum Beispiel „Bier Mittwoch“, gesellige Stunden erleben durfte.

Weiters möchte ich mich bei meinen Eltern Rosa und Franz Halmer bedanken, die mir immer sehr viel Rückhalt gegeben haben, sowie bei meinen Geschwistern Martin und Katharina.

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung 7

2. Ausgangssituation 9

2.1 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) für Windkraftanlagen 10

2.2 Problemstellung der Windanlagen-Betreiber 11

3. Wind Ressourcen in Österreich 12

3.1.1 Natur des Windes 12

3.1.2 Globale Windsysteme *13*

3.1.3 Räumliche Windverteilung in Österreich *15*

3.2 Windpark in Kreuzstetten 17

3.2.1 Lage des Windparks *17*

3.2.2 Höhenprofil des Windparks *18*

3.2.3 Vegetation und Landnutzung des Windparks *19*

4. Technische Grundlagen 20

4.1 Horizontalachsen-Rotoren 20

4.2 Funktionsprinzip 21

4.2.1 Betzscher Wert *23*

4.2.2 Erkenntnisse aus Betz-Theorie *25*

4.3 Steuerung und Regelung eine Windkraftanlage 26

4.3.1 Regelung und Betriebsführung einer Windkraftanlage 27

5. Strommarkt in Österreich 29

5.1 Strommarktmodell 30

5.2 Marktteilnehmer 31

5.2.1 Regelzonenführer *31*

5.2.2 Bilanzgruppenkoordinator *32*

5.2.3 Bilanzgruppenverantwortlicher *32*

5.2.4 Netzbetreiber *33*

5.2.5 Lieferanten *33*

5.2.6 Regelreserveanbieter *34*

5.2.7 Kunde *34*

5.3 Regelreserve und Ausgleichsenergie 35

5.3.1 Zuständigkeit der Primär-Leistungsfrequenz-Regelung *37*

5.3.2 Verteilung der Kosten für die Primär-Leistungsfrequenz-Regelung *38*

5.3.3 Unterschied zwischen Ausgleichsenergie und Regelreserve *38*

5.4 Strommarktdesign 39

5.4.1 Systemdienstleistungen *40*

5.4.2 Großhandel *41*

5.4.2.1 Spotmarkt *42*

5.4.3 Eingriff durch den Netzbetreiber *42*

5.4.3.1 Redispatch *42*

5.4.3.2 Brownout *42*

5.4.3.3 Einspeisemanagement *43*

5.4.3.4 Stilllegungsreserven nach ResKV *43*

6. Zielsetzung und Aufgabenstellung 44

6.1 Technische Problemstellungen bei der Errichtung eines Speichers 44

7. Stromspeicher Modell 47

7.1 Black-Box-Modell 47

7.2 Systemblock Windpark 48

7.2.1 Schwankungen der Windstromproduktion *48*

7.2.2 Zusammenfassung Systemblock Windpark *49*

7.3 Systemblock Speicher 50

7.3.1 Zusammenfassung Systemblock Speicher *50*

7.3.2 Zusammenfassung Systemblock Netz *51*

7.4 Speicher Konzept 52

7.4.1 Zentrale Speicherlogik *53*

7.5 Methodische Auswertung der Prognosedaten 59

8. Methode 60

8.1 Datengrundlage 60

8.2 Methode zur Ermittlung der Speichergröße 61

8.2.1 Q-Q-Diagramm *61*

8.2.2 Jahresspeicherbedarf *64*

9. Ergebnisse und Diskussion 65

9.1 Ergebnisse für das Jahr 2018 65

9.1.1 Diskussion der Punktwolke für Ergebnisse 2018 *65*

9.1.2 Diskussion Q-Q-Plot 2018 *66*

9.2 Ergebnisse für das Jahr 2019 67

9.2.1 Diskussion der Punktwolke für Ergebnisse 2019 *67*

9.2.2 Diskussion Q-Q-Plot 2019 *68*

9.3 Dimension des Stromspeichers 69

9.4 Diskussion Ausgleichsenergie 70

9.5 Interpretation der Ausgleichsenergie 72

9.6 Modellrechnung Erlös 2018 73

9.7 Modellrechnung Erlös 2019 73

9.8 Diskussion Stromspeichermodell 74

10. Interpretation des Stromspeichermodelles 75

11. Zusammenfassung 76

Schlussfolgerungen und Ausblick 77

12. Literaturverzeichnis 78

13. Lebenslauf 80

14. Eidesstattliche Erklärung 82

14.1 Abbildungsverzeichnis 83

14.2 Formelverzeichnis 84

14.3 Tabellenverzeichnis 84

Abstract

In the long term, ecological energy generation will succeed if renewable resources can be stored decentralized. For wind farm operators, it is a key question of the future which amount of energy should be stored decentralized. The aim of this research is to determine which balancing energy is generated at the wind farm in Kreuzstetten. The aim of this research is to determine which balancing energy is generated in the Kreuzstetten wind farm. The data from the plant operator was combined to calculate the balance energy for the past two years 2018 and 2019.

The research question of which memory size is required to compensate for existing forecast errors and what a simplified memory model can look like is dealt with in the thesis. For this purpose, the spot market day a head of the two years 2018 and 2019 was examined and a daily price curve was created so that a possible storage model could be created.
The storage concept operates on the spot market and defines the times at which the storage system is charged and at which times the lithium-ion storage system is discharged.

A list of the 6 hours of storage was then created for both years 2018 and 2019. The collected data was further analyzed so that the two previous years could be graphically evaluated using a quantile-quantile diagram. With the quantile-quantile diagram for the years 2018 and 2019, the forecast errors could be shown in such a way that the size of a lithium-ion storage device can be derived from at least a technical consideration.
On this basis, the dimension in [MWh] of a lithium-ion storage system was estimated.

Further research could look into other storage technologies and commercialization opportunities. For this, the marketing of wind power in mobility applications seems to me to be the most promising.

Kurzfassung

Langfristig wird die ökologische Energieerzeugung nur erfolgreich sein, wenn erneuerbare Ressourcen dezentral gespeichert werden können. Für den Windparkbetreiber in Simonsfeld ist es eine zentrale Zukunftsfrage, welche Energiemenge dezentral gespeichert werden soll.
Ziel dieser Forschung ist es festzustellen, welche Ausgleichsenergie im Windpark Kreuzstetten erzeugt wird. Die vom Anlagenbetreiber gesammelten Daten wurden kombiniert, um die Ausgleichsenergie der beiden vergangenen Jahre 2018 und 2019 zu berechnen.

Die Forschungsfrage, welche Speichergröße wird benötigt, um vorhandene Prognosefehler auszugleichen und wie ein vereinfachtes Speichermodell aussehen kann, wird in der Arbeit behandelt.
Hierfür wurde der Spot-Markt day a head der beiden Jahre 2018 und 2019 untersucht und eine Preistagesganglinie erstellt, sodass ein mögliches Speichermodell erstellt werden konnte.
Das Speicherkonzept operiert am Spotmarkt und legt fest zu welchen Zeiten der Speicher geladen wird und zu welchen Zeiten der Speicher entladen wird.

Für die anfallende Ausgleichsenergie der Jahre 2018 und 2019 wurden die Erlöse mit und ohne Speicher berechnet, sodass der Erlös eines Lithium-Ionen-Speichers für den Windpark in Simonsfeld berechnet werden konnte.
Die Erlöse der beiden Jahre zeigen, dass es derzeit keine sinnvolle wirtschaftliche Nutzung für einen Speicher in dieser Größe gibt.
Darüber hinaus wurde in der Arbeit gezeigt wie jedenfalls aus einer technischen Betrachtung die Größe eines Lithium-Ionen-Speichers für einen Windpark grafisch abschätzbar ist.

Im Anschluss wurde für beide Jahre 2018 und 2019 eine Liste des 6 Stunden Speicherbedarfs erstellt. Die gesammelten Daten wurden weitergehend analysiert, sodass die zwei vergangenen Jahre mithilfe eines Quantil-Quantil-Diagramm grafisch ausgewertet werden konnten. Durch das Quantil-Quantil-Diagramm für die Jahre 2018 und 2019 konnten die Prognosefehler dahingehen dargestellt werden, dass zumindest aus einer technischen Betrachtung die Größe eines Lithium-Ionen-Speicher sich ableiten lässt.
Auf dieser Basis wurde die Dimension in [MWh] eines Lithium-Ionen-Speichers abgeschätzt.
Weitere Forschung könnte sich mit anderen Speichertechnologien und Vermarktungsmöglichkeiten befassen. Hierfür erscheint mir die Vermarktung von Windstrom in Mobilitätsanwendungen am vielversprechendsten.

Nomenklatur

Abkürzung	Bezeichnung	Einheit
E	Energie	Nm
$\dot{V}$	Volumensstrom	m^3/s
m	Masse	kg
$\dot{m}$	Massenstrom	kg/s
v	Geschwindigkeit	m/s
$v`$	Geschwindigkeit in Rotorebene	m/s
v1	Geschwindigkeit ungestörter Luftstrom	m/s
v2	Geschwindigkeit Abstrom	m/s
A	Querschnittsfläche Rotorebene	m^2
A1	Querschnittsfläche ungestörer Luftstrom	m^2
A2	Querschnittsfläche Abstrom	m^2
P	Leistung	W
P0	Leistung ungestörter Luftstrom	W
ρ_{Luft}	Luftdichte	kg/m^3
θ	Wirkungsgrad	-
x_m	Mittelwert Summe 6 Stunden Prognosefehler	MWh
s_x	Standardabweichung 6 Stunden-Prognosefehler	MWh
z	Differenz des Mittelwerts zum Rohwert	-
zT	theoretische Standartnormalverteilung	-

1. Einleitung

Die ökologische Energieerzeugung wird langfristig nur gelingen, wenn erneuerbare Ressourcen dezentral gespeichert werden können. Die Nutzung regenerativer Energien ist bei Wasserkraft und Windtechnologie am weitesten vorrangeschritten, wobei in Österreich die dezentrale Speicherung der Energie noch in den Kinderschuhen steckt.

Per November 2019 stehen Windkraftbetreiber vor der Herausforderung, ihre älteren Anlagen ohne Ökostromförderung wirtschaftlich weiter zu betreiben. Dies ist vor allem der Tatsache geschuldet, dass die Windanlagen stark schwankende Produktionszeiten aufweisen und die Anlagenbetreiber nach Ablauf der Förderperiode nicht mehr bevorzugt in das Netz einspeisen können. Die stürmischen Zeiten in der Windenergienutzung haben in der Öffentlichkeit ein verstärktes Interesse geweckt. Daher ziehen sehr viele Anlagenbetreiber für ihren Businessplan staatlichen Subventionen mit in Betracht, berücksichtigen allerdings nicht den gesamten Lebenszyklus der Anlage.

Diese Arbeit soll einen Beitrag dazu leisten, Windkraftanlagenbetreiber zu motivieren ihre Anlagen nicht nur unter wirtschaftlichen, sondern auch unter nachhaltigen Gesichtspunkten erfolgreich zu betreiben.

Was sind die Motive dieser Arbeit?

Um den CO_2 - Ausstoß zu senken, sieht die österreichische Klima- und Energiestrategie einen Ausbau der erneuerbaren Energieträger vor. Konkret bedeutet das eine Wende von fossiler zu regenerativer Energieerzeugung. Um diese Wende zu bewältigen bedarf es nicht nur neuen Technologien, sondern auch Verfahren zur Energiespeicherung.

„Die Speicherung großer Strommengen zählt zu der wichtigsten technischen Herausforderung, die zur Einbindung von fluktuierenden regenerativen Energien gemeistert werden müssen. Obwohl kurzfristige Schwankungen der Stromproduktion einzelner regenerativer Anlagen an einem Standort durch die große Anzahl von Einzelanlagen und deren weite räumliche Verteilung in der Gesamtheit ausgeglichen werden können, werden zusätzliche elektrische Speicher benötigt.“ [8]

[8] *Blum, U. R. (2019)*. Energie-Grundlagen für Ingenieure und Naturwissenschaftler. *Springer-Vieweg*

So kann man festhalten, dass eines der Hauptmotive dieser Arbeit der folgende Absatz in der Klimastrategie ist:

„**Wir brauchen ein Energiesystem, das sicher, nachhaltig, innovativ und wettbewerbsfähig zugleich ist**.

Wir wollen unsere Treibhausgasemissionen senken, erneuerbare Energie verstärkt ausbauen, Energie- und Ressourceneffizienz erhöhen, saubere Technologien forcieren und die Wettbewerbsfähigkeit des Standorts Österreich steigern. Daher werden wir verbesserte Rahmenbedingungen für zukunftsfähige und nachhaltige Investitionen schaffen. Wir müssen Vorreiter bei der Forschung und Umsetzung innovativer Lösungen werden und unseren international erfolgreichen Technologieanbietern auch einen attraktiven Heimmarkt bieten. [14]“

Um auf die Herausforderungen der Windkraftanlagenbetreiber besser einzugehen möchte ich zunächst die Problemstellung erläutern und anschließend in 3 Grundlagen Kapiteln die Problemstellung detaillieren.

[14] BUNDESMINISTERIUM FÜR NACHHALTIGKEIT UND TOURISMUS , „Klima-Energiestrategie,“ BMNT , Wien, 2017

2. Ausgangssituation

Im Allgemeinen stehen Windanlagenbetreiber vor herausfordernden Zeiten. Neben dem Auslaufen der bestehenden gesetzlichen Regelung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetzt sehen sich die Betreiber mit einem stark schwankenden Angebot durch den Klimawandel konfrontiert.

Die Windkraft Simonsfeld AG muss, neben den sich ändernden Rahmenbedingungen durch das Windangebot den Übergang von planwirtschaftlicher Konzeption zu marktwirtschaftlichen Rahmenbedingungen beschreiten. Dieses Spannungsfeld führt nicht nur in Simonsfeld dazu, dass Windkraftanlagenbetreiber nach Ablauf der Förderperiode mit marktwirtschaftlichen Erlösen der Windanlagen kalkulieren müssen, sondern erfordert ein generelles Umdenken der Anlagenbetreiber.

Die historische Marktentwicklung der Windkraft in Österreich ist in der Abbildung unten dargestellt.

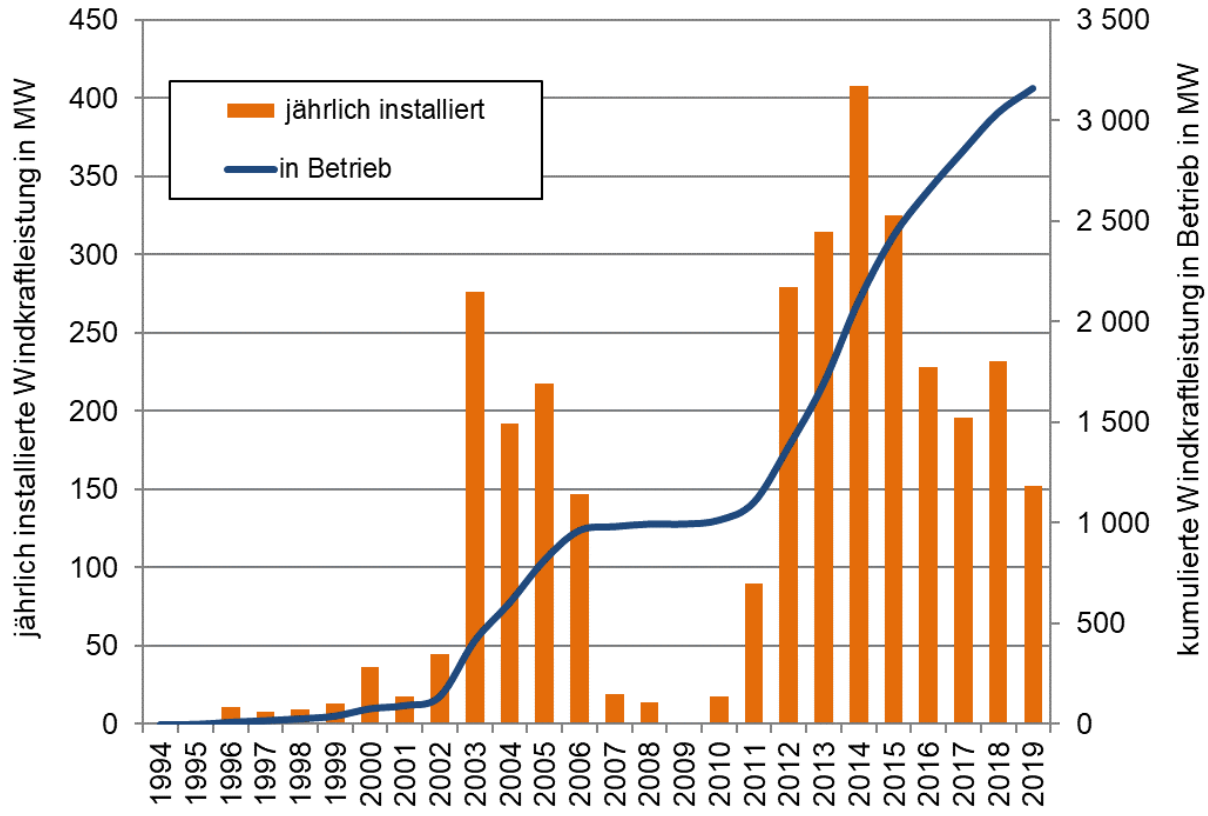


Abbildung 1: Windkraftleistung jährlich installiert über die Jahre 1994-2019

Quelle: https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/iea_pdf/schriftenreihe-2020-14-marktstatistik-2019-bf.pdf

Wie man aus der Abbildung erkennen kann, werden seit 2018 knapp über 3000 MW an Windkraftanlagen in Österreich betrieben. Im Jahr 2019 ist der Ausbau der Windkraft auf einem Niveau mit einer neu installierten Leistung von 152,4 MW weitergegangen. Man kann aus der Marktentwicklung sehr deutlich erkennen, dass das Gesetz sehr gut funktioniert hat, jedoch lässt

sich auch aus der Grafik ablesen, dass im Zeitraum zwischen 2007-2010, ohne Förderungen die Windkraft am regulären Markt nicht erfolgsversprechend erscheint.[22]

Um die Herausforderungen für Windkraftanlagenbetreiber besser darzustellen möchte ich im Folgenden Absatz kurz auf das Erneuerbare-Energien-Gesetz für Windkraftanlagen eingehen.

2.1 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) für Windkraftanlagen

Die Förderperiode für Windkraftanlagen liegt bei 13 Jahren ab Übereinkommen mit der Abwicklungsstelle für Ökostrom AG. Der dafür vorgesehene gesetzliche Rahmen ist im § 12 ÖSG 2012 festgelegt. Nach Ablauf dieser definierten Förderperiode erhalten Anlagenbetreiber keine gesicherten Einspeisetarife mehr.

Weiters sieht das Ökostromgesetz 2012 einen festgelegten Einspeisetarif für Windkraftanlagen vor. Die derzeit gültigen Einspeisetarife finden Sie in der aktuellen Ökostrom-Einspeisetarifverordnung.[19]

Der planwirtschaftliche Ansatz des Ökostromgesetz 2012 möchte bis Ende 2020 folgende Punkte bezwecken:

- Die Effizienz der Energienutzung durch Unternehmen und Haushalte in Österreich bundeseinheitlich kosteneffizient steigern.
- Nationale Richtziele betreffend Energieeffizienz normieren.
- Vorbildwirkung des Bundes bei der Energieeffizienz festlegen.
- Nachfrage nach Energiedienstleistungen und anderen Energieeffizienzmaßnahmen stärken sowie die Rahmenbedingungen für die Qualität von Energiedienstleistungen bundeseinheitlich festlegen. [18]

[22] *P. B. e. al, „Innovative Energietechnologien in Österreich - Marktentwicklung 2019," im Auftrag des BMK, Wien, 2020.*
[19] *OeMAG, „OeMAG," 14 08 2020. [Online]. Available: https://www.oem-ag.at.*
[18] *R. u. T. Bundesministerium für Landwirtschaft; „https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007386*

2.2 Problemstellung der Windanlagen-Betreiber

Durch die Ausbauziele der österreichischen Bundesregierung soll der Stromverbrauch bis 2030 zu 100% bilanziell aus erneuerbaren Energien abgedeckt werden. Das hat zur Folge, dass der Anteil an Windstrom in den nächsten 10 Jahren stark steigen wird. Die Auswirkungen auf den Strommarkt sind dahin gehend, dass die volatile Produktion sich erhöht. Die Folgen sind höhere Preise für Ausgleichsenergien. [22]

Die Windkraftanlagenbetreiber sind bestrebt möglichst wenig Ausgleichsenergien zu verursachen. Durch ein dezentrales Vorhalten von Energie erhoffen sich die Betreiber indirekt durch die Preis-Weitergabe über den Netzbetreiber zu profitieren, sodass die Kosten für die Ausgleichsenergie sinken.

Die anschließenden 3 Kapiteln sollen in das Themenfeld der stark schwankenden Windproduktion einführen. Daher wird im weiteren Verlauf dieser Arbeit auf die Probleme der volatilen Windressource und dessen Auswirkungen auf das Gesamtsystem „Windpark“ eingegangen. Zudem wird ein aktueller Überblick des derzeitigen Strommarktes dargestellt.

Abschließend wird das Spannungsfeld zwischen der nicht grundlastfähigen Stromproduktion und dem Marktprinzip bearbeitet. Dabei wird auf die technische Umsetzbarkeit eines Energiespeichers eingegangen.

[22] *P. B. e. al, „Innovative Energietechnologien in Österreich - Marktentwicklung 2019,“ im Auftrag des BMK, Wien, 2020.*

3. Wind Ressourcen in Österreich

3.1.1 Natur des Windes

Die Entstehung des Windes aus globaler Sicht:

Durch die Kugelform der Erde ist die Sonneneinstrahlung in den verschiedenen Teilen der Erde unterschiedlich stark, weshalb die äquatornahen Bereiche einen Energieüberschuss aufweisen und in den Polregionen ein Defizit im Vergleich zur mittleren Solarstrahlung besteht. Zum Ausgleich dieses Überschusses wird die Wärme durch globale Windsysteme in die nördlich sowie südliche Hemisphäre transportiert. Weiters wird die Richtung der überregionalen Windsysteme durch die Erddrehung und die dabei entstehende Corioliskraft bestimmt. [7]

So kann man daraus schließen, dass die Windenergie ursprünglich aus der Strahlungsenergie der Sonne abgeleitet werden kann. „Die Erde erhält praktisch ihre gesamte Strahlungsenergie von der Sonne. Auch die Brennstoffe, die wir verwenden, haben ihren Ursprung in der Solarstrahlung, da durch sie erst über die Photosynthese der Pflanzen und über die Kleinlebewelt in den Ozeanen der Aufbau der Kohlenwasserstoffe in Kohle und Erdöl möglich wurde.“ [10]

Ob tatsächlich Erdöl und Erdgas aus Solarstrahlung entstanden ist möchte ich hier nicht erörtern. Jedoch ist es wichtig zu erkennen, dass die Windenergie wesentlich von der Strahlungsenergie abhängt. Die Strahlungsenergie benötigt zum Transport kein Medium, sodass ein unterschiedlicher Gradient nur durch die Lage begründet werden kann. Die Grafik zeigt die unterschiedliche Energie pro Flächeanteil auf der Erde.

[7] *Gasch, R. (2015). Windkraftanlagen. Berlin: Springer-Vieweg*
[10] *Horst Malberg. (2006). Meterologie und Klimatologie Eine Einführung. Springer*

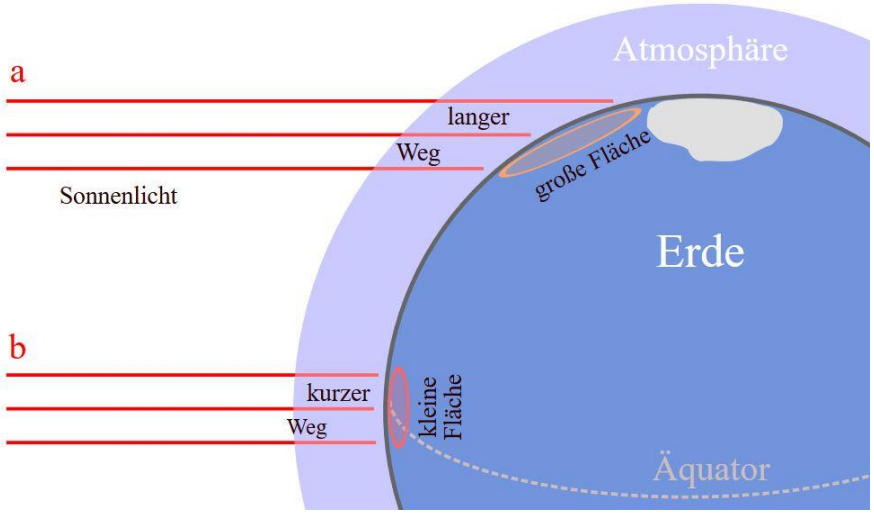


Abbildung 2: Solarstrahlung auf der Erde

Quelle: https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Oblique_rays_04_Pengo_DE.svg

3.1.2 Globale Windsysteme

Durch den unterschiedlichen Energie pro Flächenanteil bilden sich verschiedene globale Windsysteme aus. Diese unterliegen einer jährlichen Schwankung, sodass sich im Sommer als auch im Winter andere Systeme abbilden.

Die Abbildung 2 zeigt das globale Windsystem im Winter (Jänner) als Überblick:

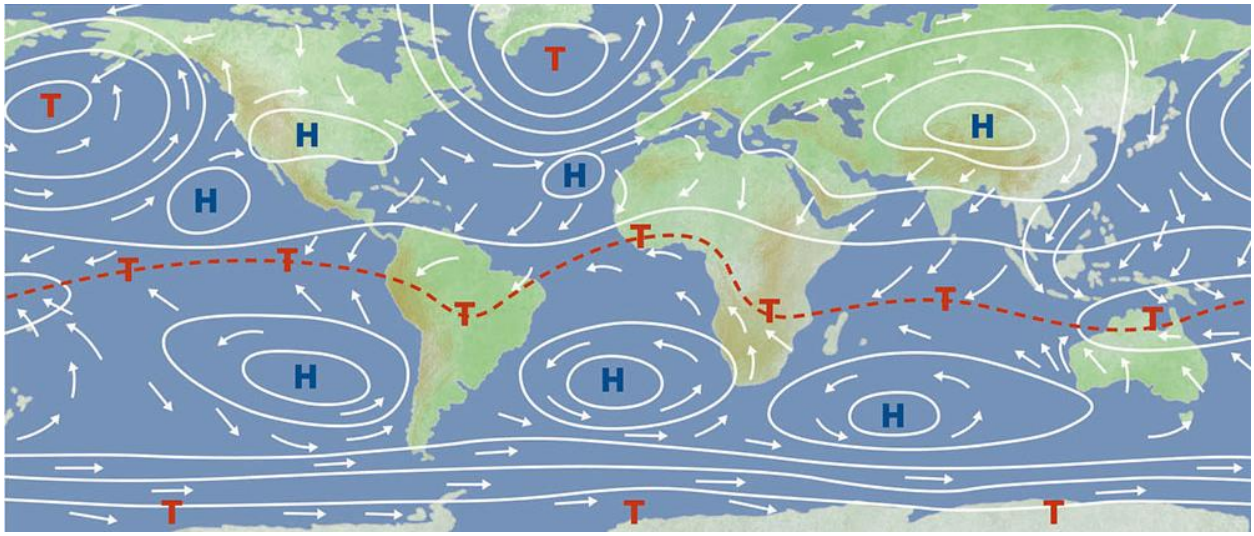


Abbildung 3: Globale Windsystem im Jänner

Quelle: www.blauwasser.de

Im Winter wird die subpolare Tiefdruckzone von zwei großen Tiefdruckschwerpunkten beherrscht. Der eine befindet sich über dem Nordatlantik zwischen Grönland und Island, das sogenannte Nordatlantiktief. Der andere Tiefpunkt befindet sich über dem nördlichen Nordpazifik[9]

Die Abbildung zeigt das globale Windsystem im Sommer (Juli) als Überblick:

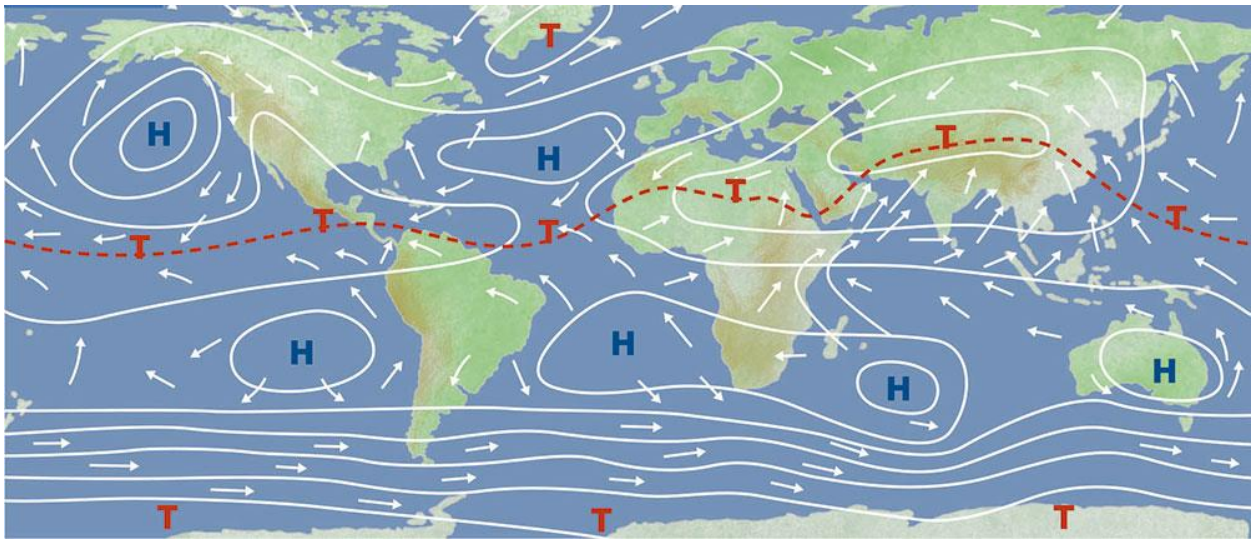


Abbildung 4: Globale Windsysteme im Juli

Quelle: www.blauwasser.de

Im Sommer ist die Tiefdruckzone der Nordhalbkugel deutlich schwächer ausgeprägt als im Winter. Die südlich angrenzende Hochdruckzone ist dafür kräftiger und liegt weiter nördlich als in der kalten Jahreszeit. Weiters fehlt die Hochdruckzone im asiatischen Raum. An die Stelle der Hochdruckzone ist eine Tiefdruckzone getreten. Dies wird auch als das Band der innertropischen Tiefdruckrinne bezeichnet, dass sich in dieser Erdregion besonders weit vom Äquator entfernt.

Als Folge dessen wehen über Südasien bis in Teile des tropischen Afrikas Winde, die den winterlichen entgegengesetzt sind.[9]

Diese Änderung des Flusses lässt sich durch die thermischen Verhältnisse an der Erdoberfläche erklären. So wie beschrieben hängt der Strahlungsbetrag, den ein Ort empfängt, vom Einfallswinkel, also von der Breite ab. [10]

[9] *Blauwasser, „Blauwasser," 18 Dezember 2019. [Online]. Available: https://www.blauwasser.de/globale-windsysteme.*

[10] *H. Malberg, Meteorologie und Klimatologie : Eine Einführung, Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2007*

3.1.3 Räumliche Windverteilung in Österreich

Einen ersten Überblick über das Windkraftpotential in Österreich gibt die Karte von Andreas Krenn „Austria Wind Potential Analysis“. Dieses statische Modell basiert auf hochgerechneten Messdaten. Dabei wurden die orographische Lage und die Landbedeckung berücksichtigt. Vorteil dieser Karte ist die hohe räumliche Auflösung, eine Zelle liegt bei 100m x 100m. [12]

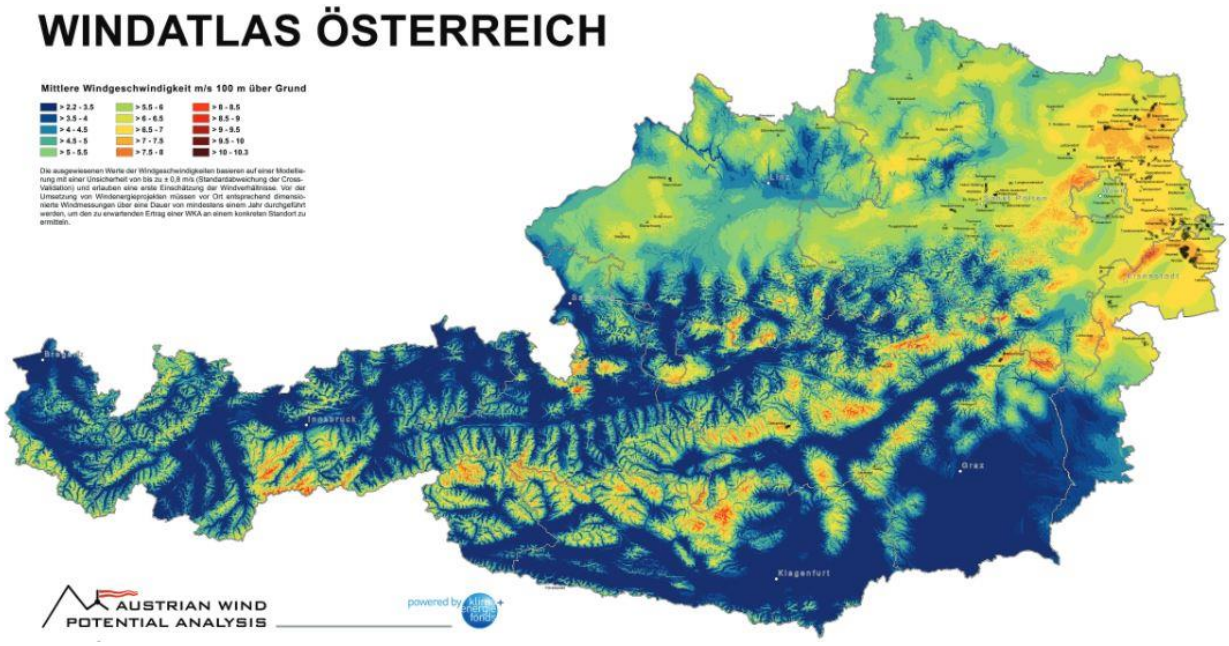


Abbildung 5: Windkarte Österreich aus WINDATLAS UND WINDPOTENZIALSTUDIE
Quelle: A. Krenn, „WINDATLAS UND WINDPOTENZIALSTUDIE,“ Austria Wind Potential Analysis, 2011

In der oben gezeigten Grafik (Abbildung 4) sieht man sehr deutlich das Windpotential in 100 m Höhe über Gelände. Die Hauptpotentiale findet man im Nordosten Österreichs. Dort befindet sich auch der Windpark in Kreuzstetten. Neben dem rechnerischen Wert des möglichen Geschwindigkeitsvektor sind Höhenprofil und Nutzungskategorien wichtige Standortfaktoren hinsichtlich des Potentials.

[12] *A. Krenn, „WINDATLAS UND WINDPOTENZIALSTUDIE,“ Austria Wind Potential Analysis, 2011*

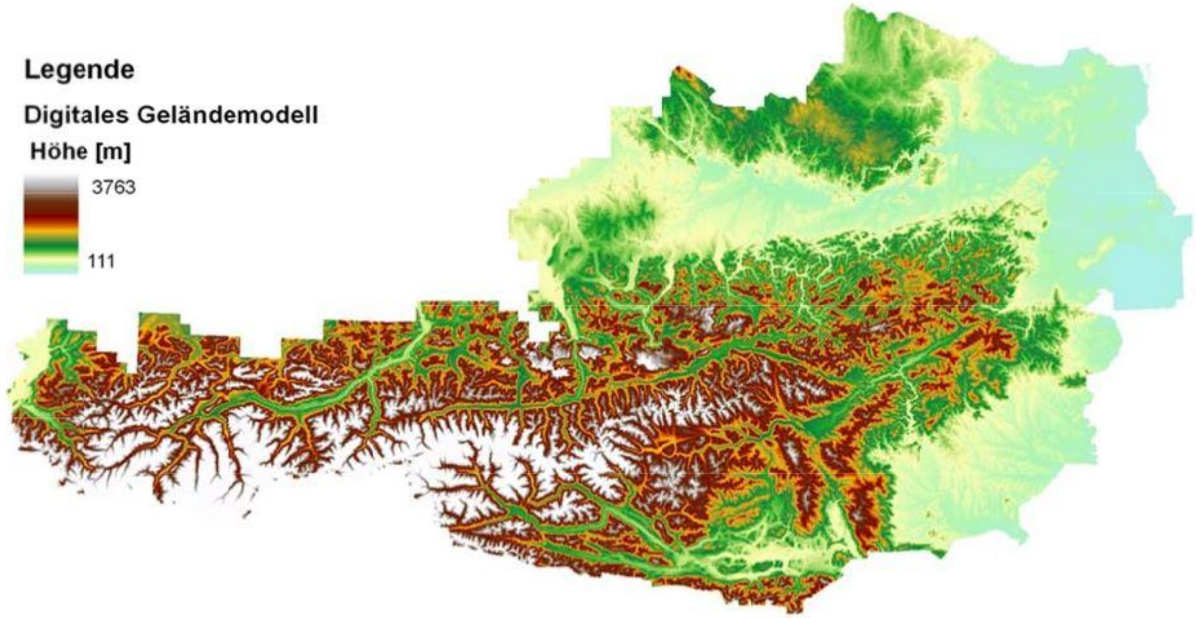


Abbildung 6: Digitales Geländemodell im 100 Meter Raster [Quelle: BEV]

Die Höhenkarte ist ein wichtiger Standortfaktor für die Berücksichtigung des Potentials aufgrund der Tatsache, dass die Solarstrahlung und die Luftdichte sich mit der Höhe verändern. Aber nicht nur die absolute Höhenlage beeinflusst eine Windkraftanlage, sondern auch die Landnutzung. Die untere Grafik (Abbildung 6) zeigt in roter Farbe die landwirtschaftlichen Flächen. Weiters sind bewaldete Flächen in Grün, sowie naturnahe Flächen in hellgrün ausgewiesen.

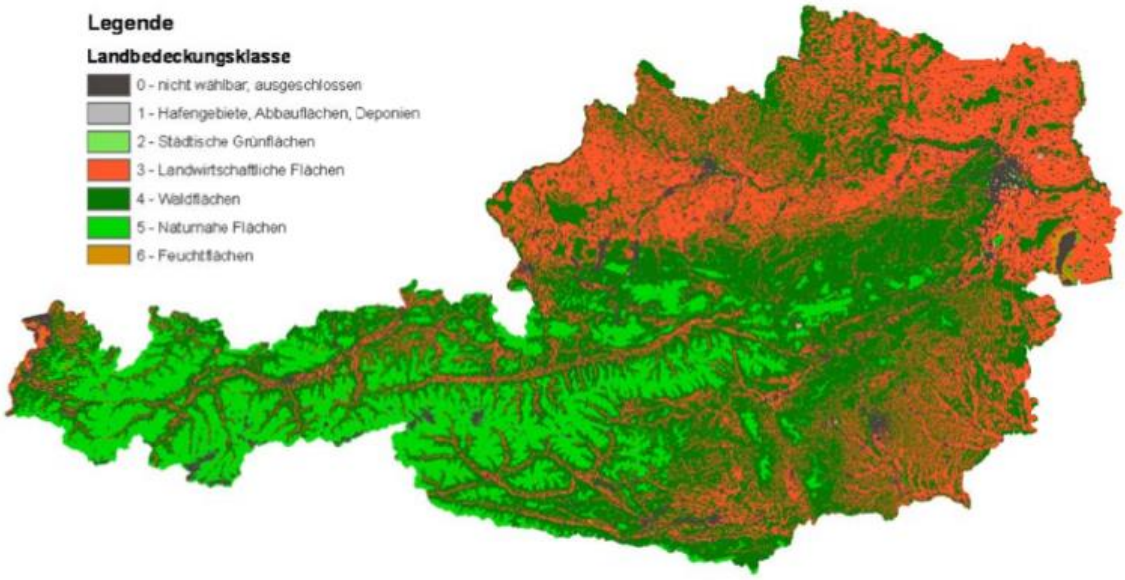


Abbildung 7: Landnutzung in Österreich aus WINDATLAS UND WINDPOTENZIALSTUDIE

Quelle: A. Krenn, „WINDATLAS UND WINDPOTENZIALSTUDIE," Austria Wind Potential Analysis, 2011

3.2 Windpark in Kreuzstetten

3.2.1 Lage des Windparks

Die untenstehende Karte (Abbildung 7) zeigt:

- der Windpark „Kreuzstetten 1- 3“ befindet sich im Norden von Oberkreuzstetten.
- Im Osten wird der Windpark vom Steinberg abgetrennt.
- Im Südosten wird der Windpark von der Hippleser- Straße L1099 begrenzt.

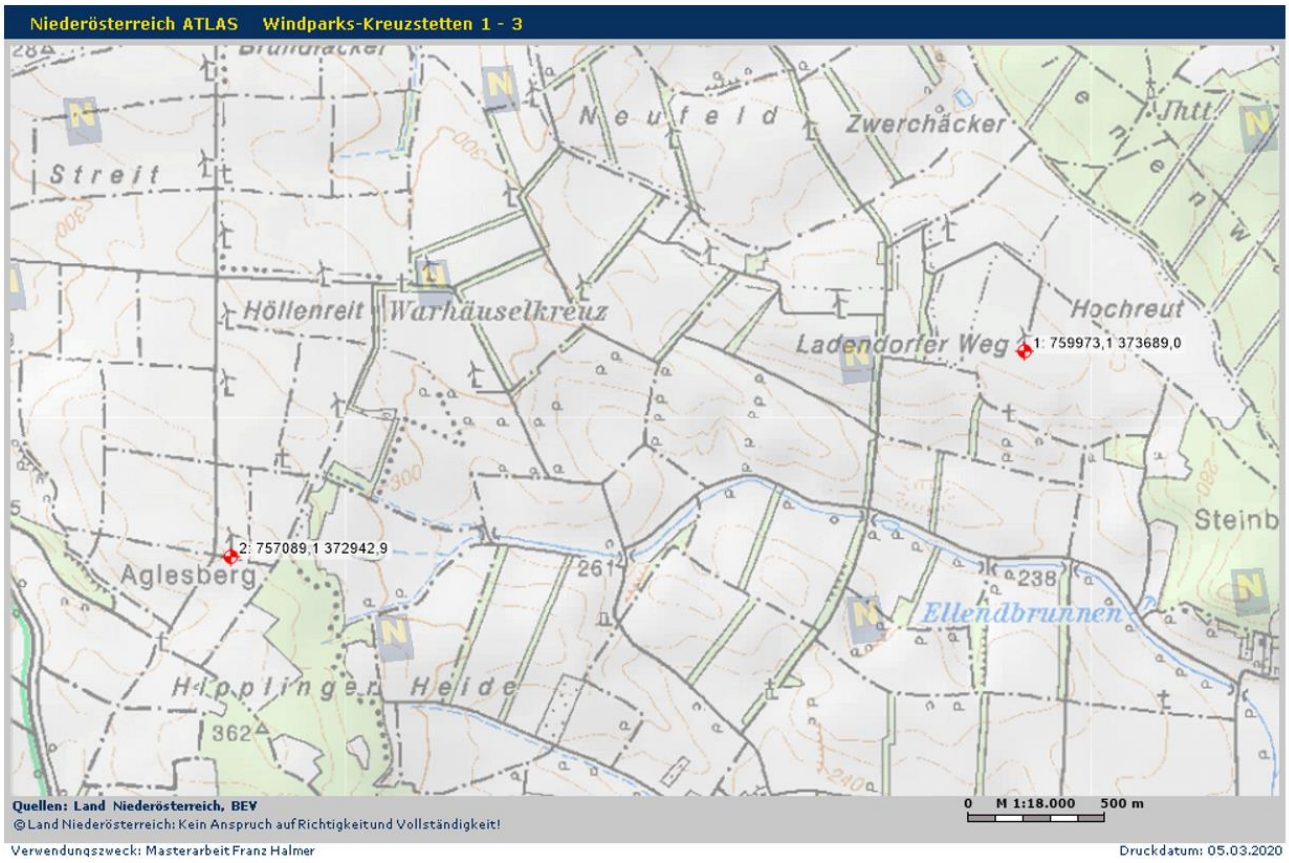


Abbildung 8: Windpark Kreuzstetten 1 – 3 aus Niederösterreich ATLAS (M 1:18000)

Der Windpark in Kreuzstetten ist eine räumliche Ansammlung mehrerer Windkraftanlagen, die in verschiedenen Ausbaustufen realisiert wurden. Die einzelnen Ausbaustufen 1- 3 bilden jeweils eine Einheit, weshalb „Kreuzstetten 1- 3“ als gewachsener Windpark bezeichnet werden kann. Der Ausbau des Parks ist mit 13 Windkraftanlagen mit einer Leistung von je 2 MW noch nicht in der letzten Ausbaustufe. Die gesamt Einspeiseleistung beträgt bei Volllast aller Anlagen 26 MW, dieser Wert ist theoretisch möglich und in der Praxis liegt der Wert bei ca. 25,712MW. Dieser zahlenmäßige Wert liegt sehr nahe am theoretisch technisch möglichen Maximalwert und kann nur grob abgeschätzt werden, da die dortige Messung sehr unpräzise ist.

Die im Windpark „Kreuzstetten 1-3“ vorkommende Bauform ist eine Windkraftanlage mit dreiflügeligem Rotor und einer Bauhöhe von ca. 105 Meter. Der Anlagentyp Vestas V90 wurde in der Zeit zwischen 2005-2008 errichtet und wird in der Diplomarbeit als „Kreuzstetten 1-3“ bezeichnet.

Der gesamte Park wurde im Jahr 2018 mit 7 neuen Windkraftanlagen des Typs Senvion 3.2 M114 erweitert.

3.2.2 Höhenprofil des Windparks

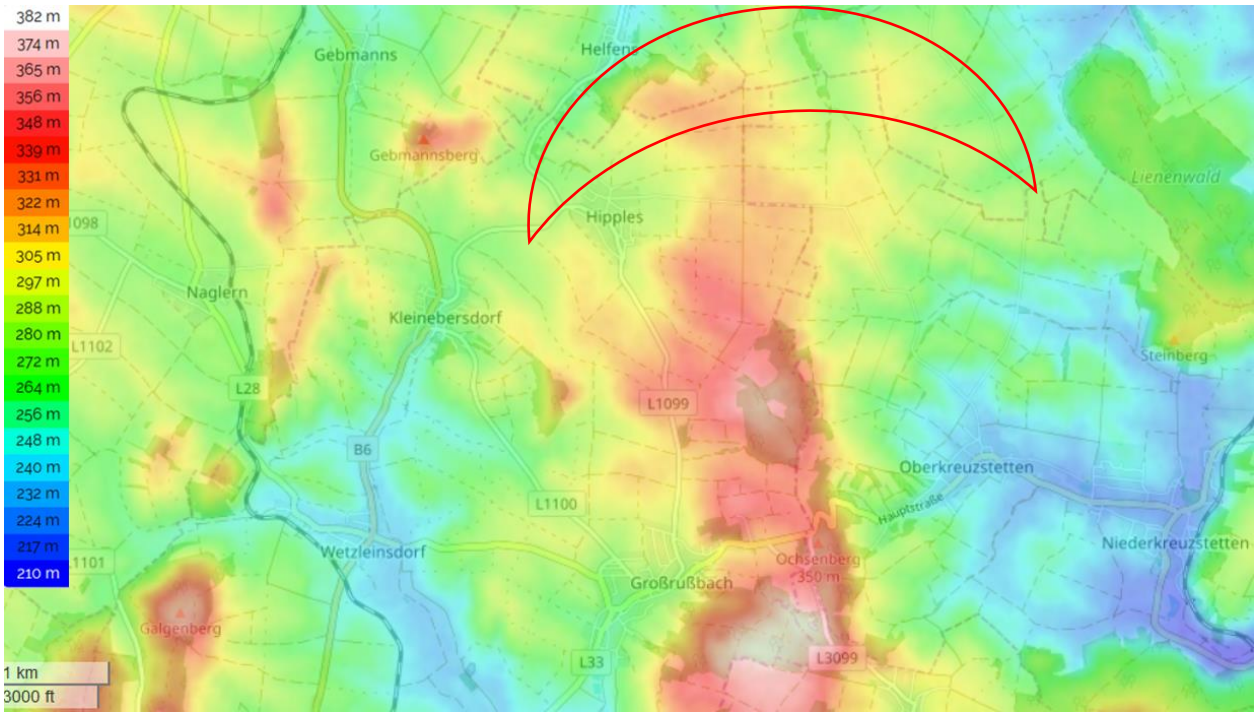


Abbildung 9: Höhenprofil Windpark Kreuzstetten 1 - 3 [OpenStreetMap]

Der Windpark liegt am Nordrand einer lokalen Erhebung, deren höchster Punkt der Ochsenberg mit 350 Meter über Adria ist. Im Südwesten erhebt sich der Galgenberg mit 362 Meter über Adria. Zwischen den beiden Erhebungen liegt die Ortschaft Wetzleinsdorf in einer Senke. Im Norden der Anlage „Kreuzstetten 1 – 3“ beeinfluss der Gebmannsberg das lokale Windregime. Die Abbildung 8 lässt eine nahezu ideale Anordnung des Windparks zwischen den beiden Senken in Niederkreuzstetten und Wetzlsdorf in Halbmondform erkennen.

3.2.3 Vegetation und Landnutzung des Windparks

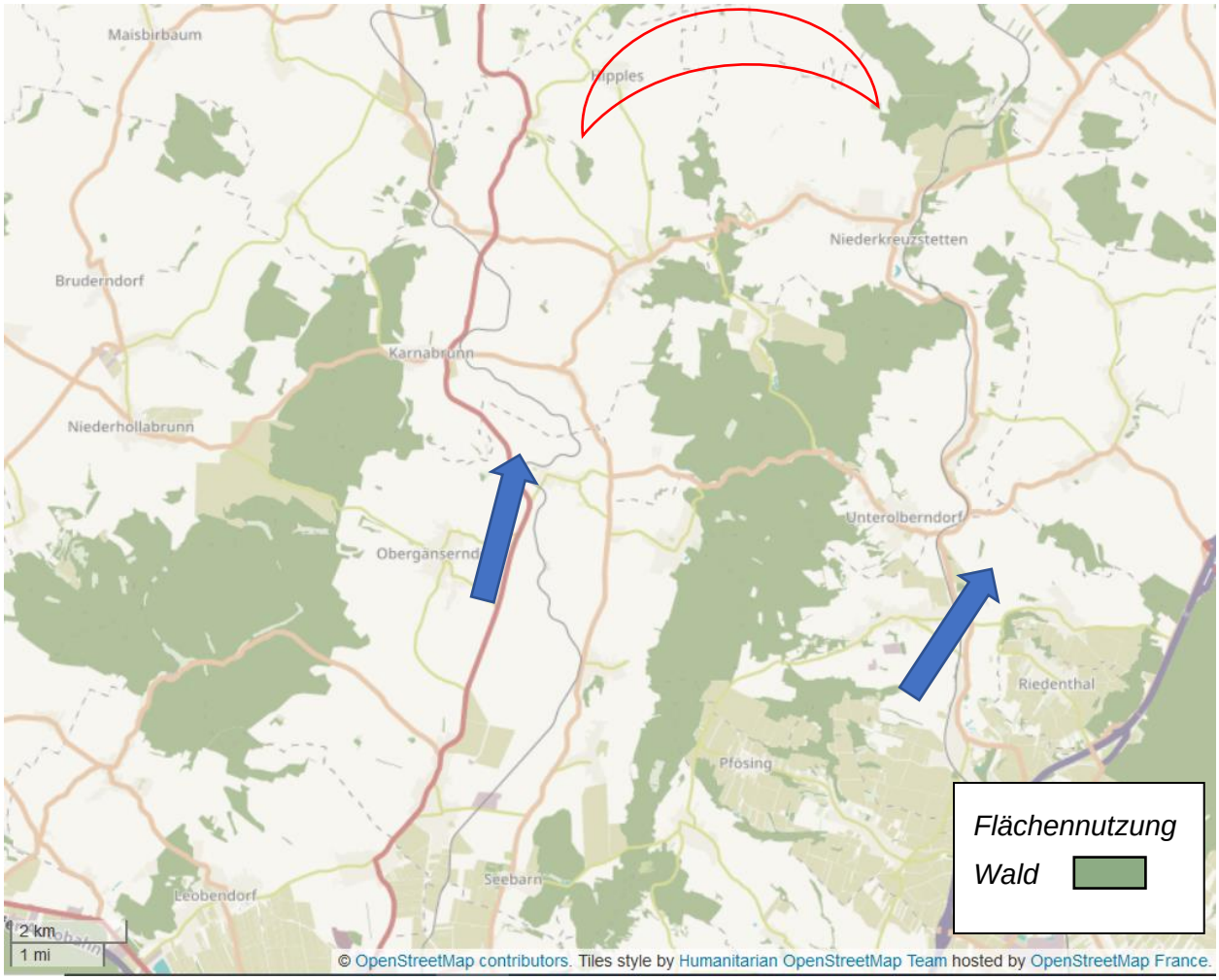


Abbildung 10: Vegetationskarte Windpark “Kreuzstetten 1 – 3“ [OpenStreetMap]

Die Abbildung oben (Abbildung 9) zeigt, dass der Windpark sich zwischen zwei Windkanälen befindet. Im Westen wird der Windkanal durch den Wald zwischen Niederhollabrunn und Obergänserndorf begrenzt. Der Kanalteiler in der Mitte erstreckt sich im Süden von Seebarn bis zur Senke Niederkreuzstetten.

4. Technische Grundlagen

4.1 Horizontalachsen-Rotoren

Im Wesentlichen gibt es zwei Bauformen, welche in der Praxis Einzug gefunden haben. Das dabei auffälligste Merkmal einer Windkraftanlage ist die Form des Rotors. Dieser beeinflusst die Lage der Rotorachse stark. Die meisten Großwindkraftanlagen haben eine horizontale Rotorachse. Diese Bauform ist die häufigste im modernen Windkraftanlagenbau.

Selten, aber doch findet man Anlagen mit einer vertikalen Rotorachse im Kleinwindkraft-Segment. Unter den vertikalen Windanlagen gibt es wiederum verschiedene Konstruktionstypen, die sich nicht nur im Aussehen, sondern auch hinsichtlich ihres Wirkungsgrades unterscheiden. [1]

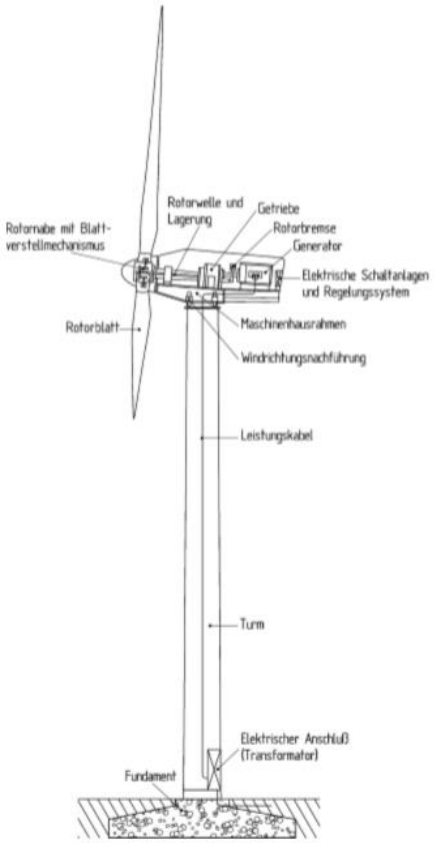


Abbildung 11: Horizontalachsen-Windkraftanlage schematisch

Quelle: E. Hau, Windkraftanlagen, München: Springer Vieweg, 2016 [Quelle: Hau]

[1] *E. Hau, Windkraftanlagen, München: Springer Vieweg, 2016*

4.2 Funktionsprinzip

„Die primäre Komponente einer Windkraftanlage ist ein Energiewandler, der die kinetische Energie der Luft, des Windes, in mechanische Arbeit umsetzt. Wie dieser Energiewandler im Detail beschaffen ist, ist zunächst noch gleichgültig. Der Vorgang des Entzuges von mechanischer Arbeit aus einem Luftstrom mit Hilfe eines scheibenförmigen, rotierenden Windenergiewandlers folgt einer eigenen grundsätzlichen Gesetzmäßigkeit. Diese wurde bereits im neunzehnten Jahrhundert von den Physikern Froude und Rankin erkannt. [1]

Die kinetische Energie einer Luftmasse, die sich mit der Geschwindigkeit bewegt, kann man mit der Gleichung ausdrücken als:

$$E = \frac{1}{2} * m * v^2$$

Formel 1: kinetische Energie der Luftmasse

Für den Volumenstrom $\dot{V}$ gilt die Gleichung:

$$\dot{V} = v * A$$

Formel 2: Volumenstrom der Luft

Durch eine einfache Multiplikation mit der Luftdichte ergibt sich der Massenstrom:

$$\dot{m} = \rho_{Luft} * v * A$$

Formel 3: Massenstrom der Luft

Der Ansatz für die kinetische Energie des bewegten Luftmassenstrom ergibt mit der Kontinuitätsbeziehung die Energiemenge pro Zeit für die Querschnitte. Diese ist physikalisch mit der Leistung P identisch:

$$P = \frac{1}{2} \rho_{Luft} * v^3 * A$$

Formel 4: Leistung des Energiewandlers

Die Herausforderung besteht darin heraus zu finden, wieviel mechanische Leistung sich durch einen Energiewandler dem Luftstrom entziehen lässt. Da der Entzug von mechanischer Leistung nur auf Kosten der im Windstrom enthaltenen kinetischen Energie möglich ist, heißt dies bei unverändertem Massenstrom, dass die Geschwindigkeit hinter dem Windenergiewandler abnehmen muss. Die Verringerung der Geschwindigkeit bedeutet gleichzeitig eine Aufweitung des

[1] *E. Hau, Windkraftanlagen, München: Springer Vieweg, 2016*

Querschnittes, da der gleiche Massenstrom hindurchtreten muss. Es ist also notwendig, die Zustände vor und hinter dem Wandler zu betrachten. Hierbei soll v1 die unverzögerte Luftgeschwindigkeit, die Windgeschwindigkeit vor dem Wandler sein, während v2 die Strömungsgeschwindigkeit hinter dem Wandler ist. Die mechanische Leistung, die der Wandler dem Luftstrom entzieht, entspricht der Leistungsdifferenz des Luftstromes vor und hinter dem Wandler. [1]

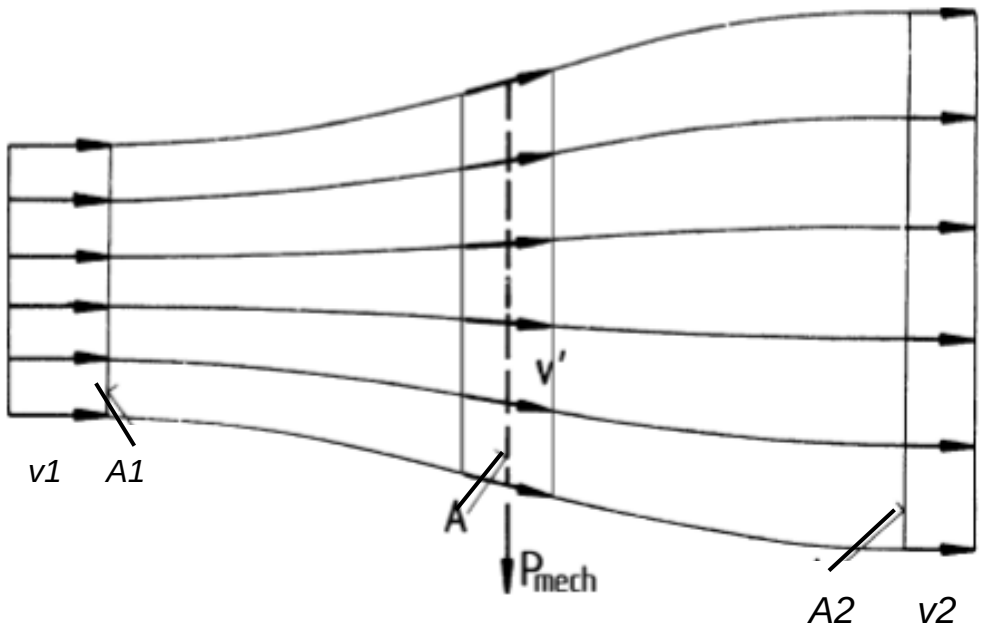


Abbildung 12: Strömungsverhältnisse beim Entzug von mechanischer Leistung aus einem Luftstrom nach der elementaren Impulstheorie

Quelle: E. Hau, Windkraftanlagen, München: Springer Vieweg, 2016

$$P = \frac{1}{2}\rho_{Luft} * (v1^3 * A1 - v2^3 * A2)$$

Formel 5: Leistung des Energiewandlers physikalisch

Die Leistung des Windes wird durch ein Verzögern der Luftmassen in mechanische Energie der Rotorblätter umgewandelt. Die Energie kann dem Wind aus physikalischen Gesichtspunkten nicht vollständig entzogen werden, dass würde nämlich bedeuten, dass die Geschwindigkeit nach der Windkraftanlage 0 sein müsste. [7]

[1] *E. Hau, Windkraftanlagen, München: Springer Vieweg, 2016*
[7] *R. Gasch, Windkraftanlagen, Berlin: Springer-Vieweg, 2015*

Die andere Extremstelle stellt sich dar, wenn die Windgeschwindigkeit durch die Windkraftanlage nicht verändert wird. Da eine Durchströmung der Fläche ohne jede Wechselwirkung dem Wind genauso wenig Energie entziehen kann. [7]

Mithilfe dieser beiden Gedanken konnte der Physiker Betz als erster den theoretischen Wirkungsgrad herleiten, in dem er die Gleichung nach v ableitete und anschließend die Nullstelle gesucht hat. [8]

4.2.1 Betzscher Wert

Mit Hilfe des Impulssatzes kann die Kraft auf das Rotorblatt berechnet werden:

$$F = \dot{m} * (v1 - v2)$$

Formel 6: Kraft auf Rotorblatt

Durch das Prinzip „Aktion ist gleich Reaktion“ findet man die Luftgeschwindigkeit v`, welche in der Strömungsebene des Wandlers sein muss. Aufgrund der Tatsache, dass das System im Gleichgewicht ist, ergibt sich die Leistung:

$$P = \dot{m} * (v1 - v2) * v`$$

Formel 7: Leistung mit Impulssatz

„Die mechanische Leistung, die dem Luftstrom entzogen wird, kann also einmal aus der Energie- bzw. Leistungsdifferenz vor und hinter dem Wandler und zum anderen aus der Schubkraft und der Durchströmgeschwindigkeit abgeleitet werden. Durch Gleichsetzen dieser beiden Ansätze folgt die Beziehung für die Durchströmgeschwindigkeit v`“ [1]

$$\frac{1}{2}\rho_{Luft} * (v1^2 - v2^2) * A = \rho_{Luft} * A * (v1 - v2) * v`$$

Formel 8:Leistung physikalisch gleich Leistung Impulssatz

[7] *R. Gasch, Windkraftanlagen, Berlin: Springer-Vieweg, 2015*
[8] *U. R. E. D. B. Blum, Energie-Grundlagen für Ingenieure und Naturwissenschaftler, Springer-Vieweg, 2019*
[1] *E. Hau, Windkraftanlagen, München: Springer Vieweg, 2016*

Einsetzen des arithmetischen Mittelwertes:

$$v` = (v1 + v2) * \frac{1}{2}$$

Formel 9: Mittelwert der Luftströmung

Die mechanische Leistung des Wandlers lässt sich somit wie folgt schreiben:

$$P = \frac{1}{4} * \rho_{Luft} * A * (v1^2 - v2^2) * (v1 + v2)$$

Formel 10: Mechanische Leistung

Um einen Vergleichsmaßstab für diese Leistung zu haben, vergleicht man sie mit der Leistung des Luftstroms, der durch die gleiche Querschnittsfläche A strömt, ohne dass ihm dabei mechanische Leistung entzogen wird. [1]

$$P0 = \frac{1}{2}\rho_{Luft} * v1^3 * A$$

Formel 11: Leistung ungestörte Luftstrom

Der Betzsche Wert ist eine Verhältniszahl zwischen Leistung des Wandlers bezogen auf die Leistung des ungestörten Luftstromes:

$$cp = \frac{P}{P0}$$

Formel 12: Verhältniszahl zwischen Mechanischer Leistung und Leistung des ungestörten Luftstroms

[1] *E. Hau, Windkraftanlagen, München: Springer Vieweg, 2016*

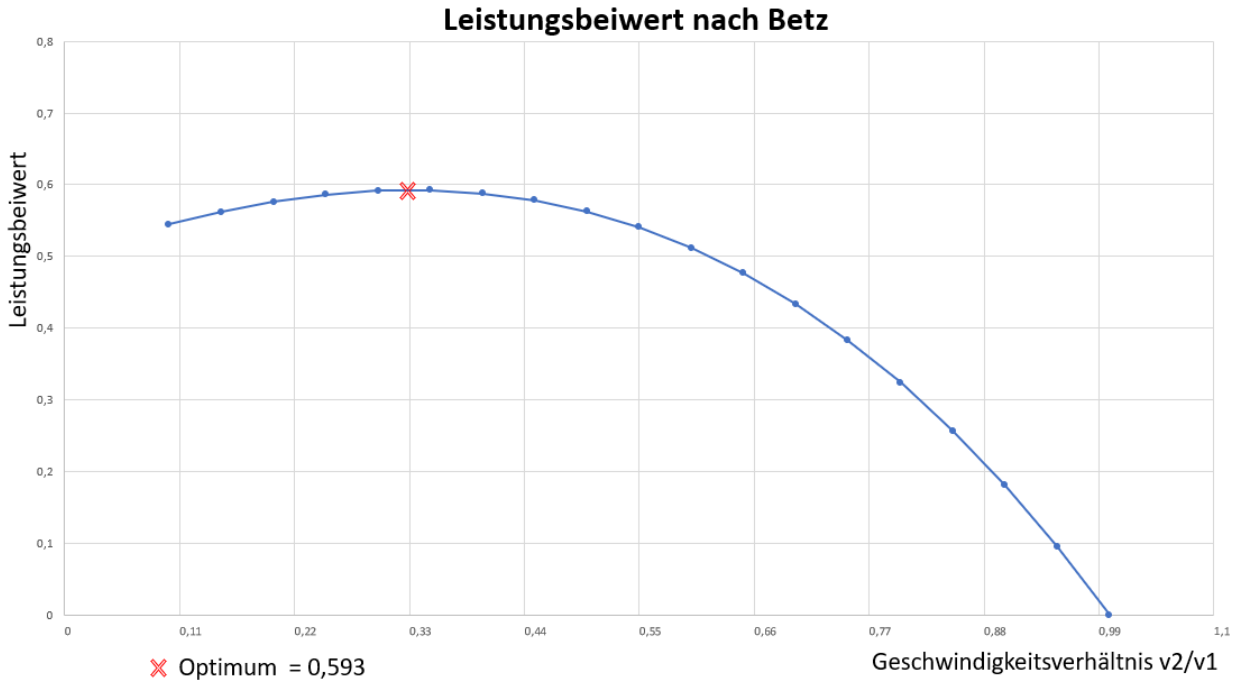


Abbildung 13: Verlauf des idealen Leistungsbeiwertes über dem Geschwindigkeitsverhältnis vor und hinter dem Energiewandler *eigene Darstellung*

4.2.2 Erkenntnisse aus Betz-Theorie

- Durch ein einfaches grafisches Auftragen der Funktion erkennt man, dass ein lokales Optimum an der Stelle (v2/v1=1/3) vorliegt. An der Stelle 1/3 liegt der Leistungsbeiwert bei 16/27. Dieser Wirkungsgrad ergibt sich für ein ideales System. Es können also ca. 60% der mechanischen Energie aus dem Windstrom in mechanische Arbeit umgewandelt werden.
- Einem Windstrom entziehbare mechanische Leistung steigt mit der 3. Potenz der Windgeschwindigkeit.
- Die Leistung nimmt linear mit der Querschnittsfläche zu, steigt also mit der 2. Potenz des Radius.

4.3 Steuerung und Regelung eine Windkraftanlage

„Die Leistungskennlinie einer Windkraftanlage gibt Auskunft über das quantitative Leistungsvermögen, sie sagt jedoch nichts über die Qualität der erzeugten elektrischen Leistung aus. Neben den elektrischen Qualtitätskriterien ist die Gleichmäßigkeit der Leistungsabgabe ein Qualtitätskriterium.“ [1]

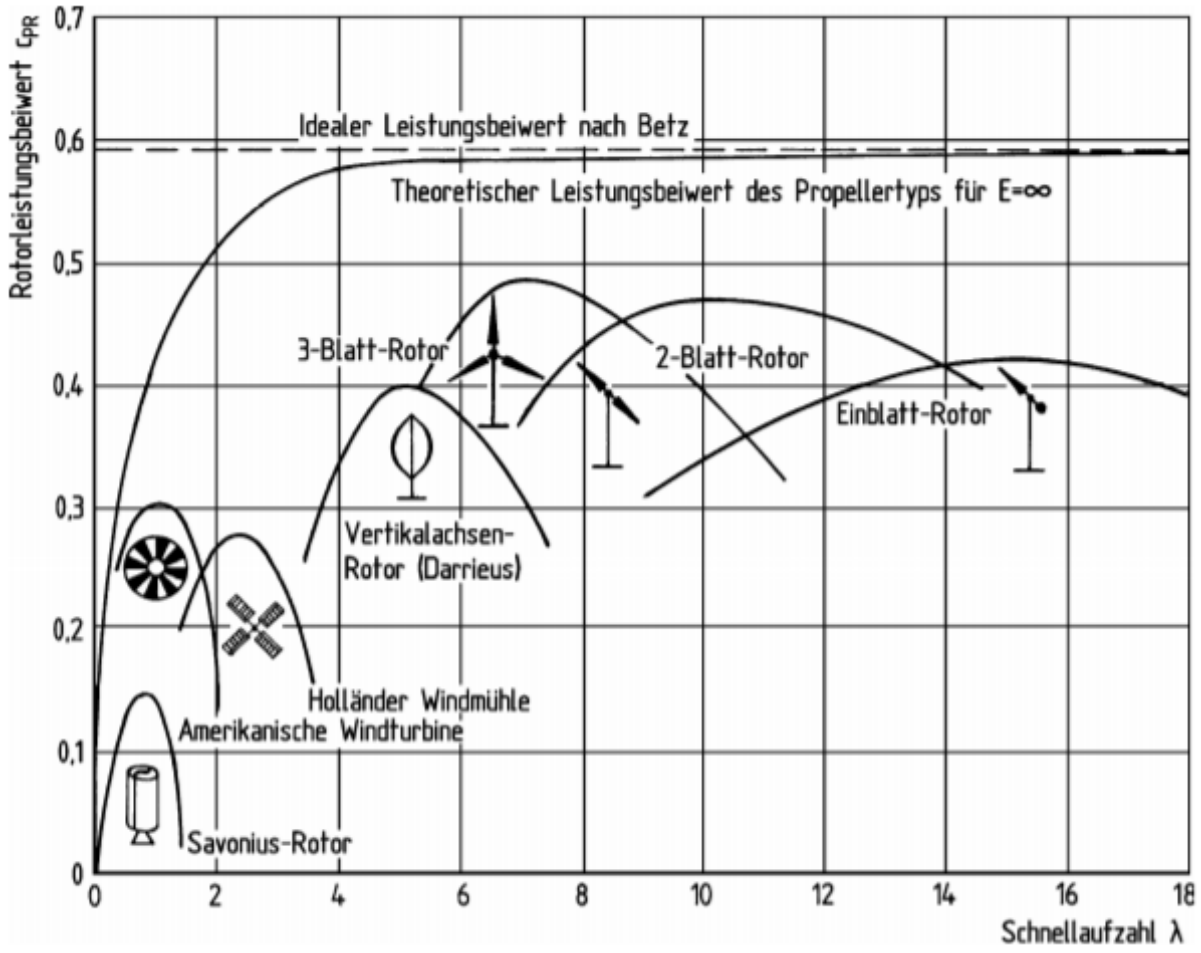


Abbildung 14: Rotorleistungsbeiwerte von Windrotoren unterschiedlicher Bauart [1]

Quelle: E. Hau, Windkraftanlagen, München: Springer Vieweg, 2016

[1] *E. Hau, Windkraftanlagen, München: Springer Vieweg, 2016*

„Ältere Windkraftanlagen ohne Blatteinstellwinkelregelung weisen besonders starke zeitliche Schwankungen ihrer Leistungsabgabe auf. Für neuere Stall-Anlagen gilt dies jedoch nicht mehr in gleichem Maße. Mit der zunehmenden Optimierung der aerodynamischen Eigenschaften des Rotors wurde auch beim Stallprinzip eine gleichmäßiger Leistungsabgabe erzielt.“ [1]

So kann man aus einem Windpark mit älteren Windanlagen schließen, dass die Leistung stärker variiert als bei neueren Anlagen.

4.3.1 Regelung und Betriebsführung einer Windkraftanlage

Die Betriebsführung einer Windkraftanlage muss vollautomatisiert geschehen, sodass die Regelung und der Betrieb der Anlage über 24 Stunden sichergestellt ist. Jede andere Handlungsweise, die Bedienvorgänge von Hand im normalen Betriebsablauf erfordert, wäre vom wirtschaftlichen Standpunkt aus betrachtet völlig inakzeptabel. Darüber hinaus erfordert die wirtschaftliche Betriebsführung einer Windanlage eine Regelung, die in jeden Betriebszustand einen möglichst hohen Wirkungsgrad erzielt.

Dieser Gesichtspunkt ist keineswegs selbstverständlich, sondern erfordert ein „intelligentes“ Regelungssystem. Das Regelungssystem soll außerdem einen Beitrag dazu leisten, die mechanischen Belastungen für die Windkraftanlage so gering wie möglich zu halten. Über diese von der Betriebswirtschaftlichkeit diktierten Forderungen hinaus gibt es weitere Aufgaben, die vom Regelungs- und Betriebsführungssystem übernommen werden müssen.

Hierzu zählt vor allem die Betriebssicherheit. Technische Störungen, wie zum Beispiel Eisabschaltungen und umweltbedingte Gefahrenzustände sowie stark Wind müssen erkannt und die vorhandenen Sicherheitsschaltungen ausgelöst werden. [1]

Die Regelsysteme der Windkraftanlagen lassen sich in verschiedene Regelkreise gliedern.

- Windrichtungsnachführung
- Leistungsregelung
- Drehzahlregelung
- Blindleistungsregelung

All diese Regelkreise dienen dazu, um eine möglichst optimale Betriebsführung der Anlage zu Gewährleisten.

[1] *E. Hau, Windkraftanlagen, München: Springer Vieweg, 2016*

In Netzen mit einem hohen Anteil von eingespeister Windleistung, wie er in Deutschland bereits seit längerem erreicht ist, wird von den Windkraftanlagen verlangt, dass sie netzunterstützend betrieben werden können. Die Wirk- und Blindleistung, sowie die Spannungshaltung bei kurzzeitigen Netzunterbrechungen müssen auf Anforderung der Netzbetreiber in bestimmten Grenzen regelbar sein.

Die technischen Möglichkeiten Windkraftanlagen zu regeln sind für den Anlagenbetreiber in Simonsfeld dahingehend ausgeschöpft, dass die Wirkleistung des Parkes abgeregelt werden kann. Das bedeutet, dass die Wirkleistung nur reduziert werden kann. [1]

[1] *E. Hau, Windkraftanlagen, München: Springer Vieweg, 2016*

5. Strommarkt in Österreich

Die Regeln für den Strommarkt sind die Summe aller Vorschriften, Regelungen und Bestimmungen auf gesetzlicher oder vertraglicher Basis, die Marktteilnehmer im Elektrizitätsmarkt einzuhalten haben, um ein geordnetes Funktionieren dieses Marktes zu ermöglichen und zu gewährleisten.[2]

Ein Hauptbestandteil wird durch das Bundesgesetz (Elektrizitätswirtschafts- und –Organisationsgesetz 2010 – ElWOG 2010) vorgegeben. Desweiteren gibt es in Österreich in jedem Bundesland eigene Landesgesetze die zu beachten sind. Für die WK-Simonsfeld sind die Bestimmungen aus dem NÖ Elektrizitätswesengesetz 2005 (NÖ ElWG 2005) in der geltenden Fassung bestimmend.

In Österreich gibt es 9 Bundesgesetze und für Niederösterreich 2 Landesgesetzte, die den Markt regulieren.

Nachfolgend einzuhaltende Bundesgesetze:

- Bundes-Energieeffizienzgesetz – EEffG
- KWK-Punkte-Gesetz – KPG
- KWK-Gesetz
- Novelle zum Ökostromgesetz 2012
- Ökostromgesetz 2012
- Emissionszertifikategesetz 2011 – EZG 2011
- Wärme- und Kälteleitungsausbaugesetz – WKLG
- Klima- und Energiefondsgesetz (KLI.EN-FondsG)

Nachfolgend einzuhaltende Landesgesetze für den Windpark Kreuzstetten:

- Niederösterreichisches Elektrizitätswesengesetz 2005 - NÖ ElWG
- Niederösterreichisches Gebrauchsabgabegesetz 1973

[2] *e-Control, „e-Control," 06 02 2020. [Online]. Available https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/marktregeln*

5.1 Strommarktmodell

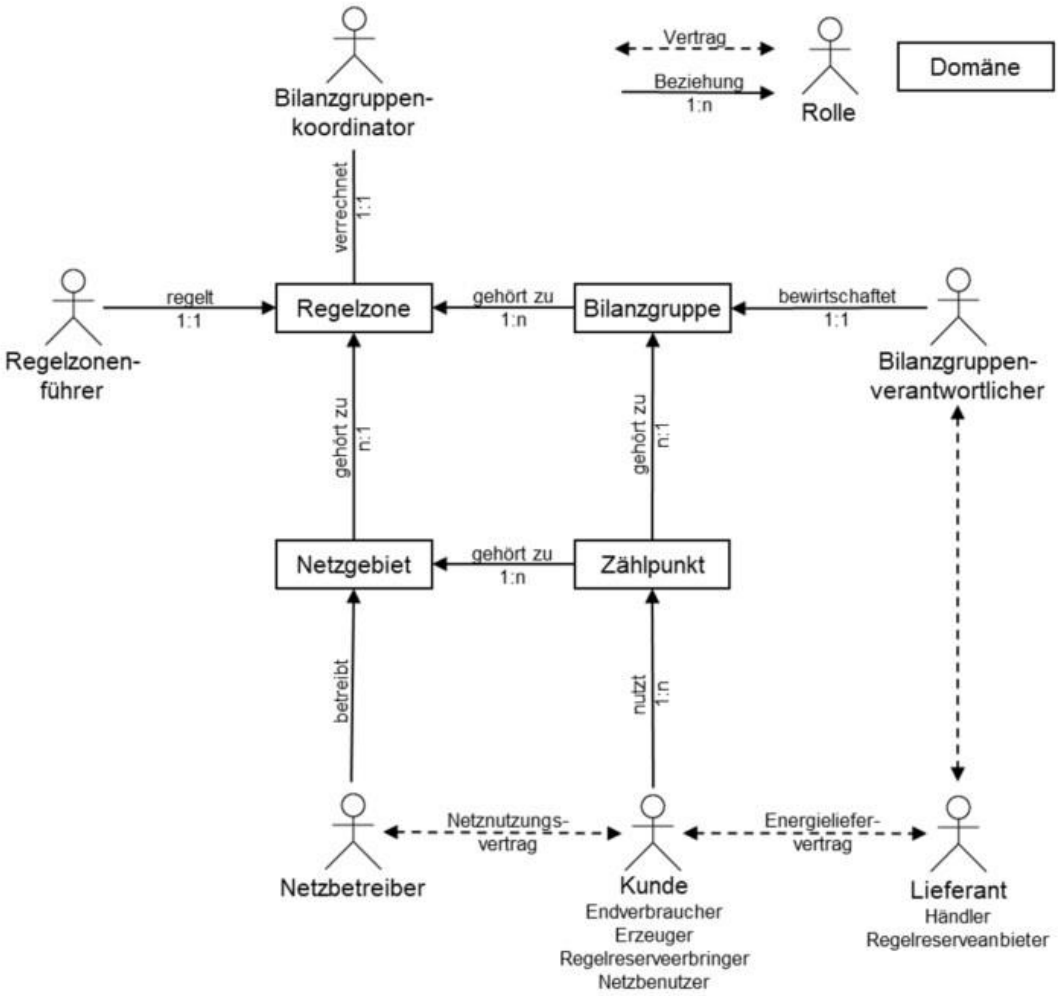


Abbildung 15: Schematische - Darstellung des Strommarktes Quelle: [9]

Quelle: https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/strommarkt/strommarktmodell; 06.02.2020]

5.2 Marktteilnehmer

In Österreich hat Wechselstrom bekanntlich eine durchschnittliche Frequenz von 50 Hertz. Das Frequenzband dient für die Marktteilnehmer als Qualitätsmerkmal, sodass sich in Schwankungen der Netzfrequenz auch das Verhältnis von Stromerzeugung und Stromverbrauch darstellen.

Sinkt die Netzfrequenz, ist zu wenig Strom im Netz und es müsste mehr produziert werden. Steigt die Stromnetzfrequenz zu sehr an, wird zu viel produziert. Zur Stabilisierung der Netzfrequenz bei 50 Hertz müssen Angebot und Nachfrage daher stetig ausgeglichen werden. Dies geschieht mit Hilfe von Regelreserve und gezielten Zu- und Verkäufen am Strommarkt. Der Strommarkt wird genau reguliert, sodass das gesamte System möglichst um 50 Hertz schwingt.[2]

5.2.1 Regelzonenführer

„Um den Energiefluss im europäischen Verbundnetz technisch kontrollieren zu können und die Frequenz im zulässigen Bereich zu halten, wurde das europäische Übertragungsnetz in Regelzonen eingeteilt. Regelzonenführer sind für die Leistungs-Frequenz-Regelung in ihrer Regelzone verantwortlich, die Aufgaben werden international geteilt.“ [2]

Der Regelzonenführer

- hält die Netzfrequenz in einem vorgegebenen Bereich und sorgt für die Einhaltung der vereinbarten Austauschleistungen zwischen den Regelzonen;
- dimensioniert, beschafft und aktiviert die dafür erforderliche Regelreserve von den Regelreserveanbietern und rechnet mit diesen ab;
- übermittelt dem Bilanzgruppenkoordinator die Mengen der Regelenergie und die Kosten der Regelreserve und verrechnet diese dem Bilanzgruppenkoordinator.[2]

[2] *e-Control, „e-Control,“ 06 02 2020. [Online]. Available: https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/strommarkt/marktteilnehmer 10.02.2020*

5.2.2 Bilanzgruppenkoordinator

Der Bilanzgruppenkoordinator übernimmt die Verrechnungsstelle für die Zuordnung der Ausgleichsenergie, sodass gegenseitige Forderungen und Verbindlichkeiten gegengerechnet werden.

Der Bilanzgruppenkoordinator

- bekommt vom Regelzonenführer die Mengen und Kosten der Regelreserve verrechnet;
- berechnet je Bilanzgruppe die Differenz zwischen Erzeugung und Einkauf sowie Verbrauch und Verkauf von Strom basierend auf den tatsächlichen, von den Netzbetreibern gemessen Werten und den Handelsfahrplänen (Ausgleichsenergie);
- ordnet den Bilanzgruppenverantwortlichen die individuelle Ausgleichsenergie zu und verrechnet diese. [2]

5.2.3 Bilanzgruppenverantwortlicher

„Eine Bilanzgruppe ist die Zusammenfassung von Zählpunkten und/oder Händlern zu einer virtuellen Gruppe, innerhalb der ein Ausgleich zwischen Aufbringung und Abgabe erfolgt. Jeder Lieferant (für Kunden mit Energieliefervertrag und zugeordneten Zählpunkten), Regelreserveanbieter und Händler ist verpflichtet, sich einer Bilanzgruppe anzuschließen. Die Bilanzgruppenverantwortlichen vertreten die Bilanzgruppen gegenüber anderen Marktteilnehmern.“[2]

Die Bilanzgruppenverantwortlichen

- erstellen Fahrpläne für ihre Bilanzgruppen und sammeln Fahrpläne von relevanten Mitgliedern ihrer Bilanzgruppen Prognosen für Erzeugung und Verbrauch sowie Fahrpläne der Handelsgeschäfte;
- senden regelzoneninterne Fahrpläne an den Bilanzgruppenkoordinator und regelzonenüberschreitende an den Regelzonenführer;
- bekommen vom Bilanzgruppenkoordinator die Ausgleichsenergie verrechnet und rechnen diese im Auftrag mit den Lieferanten ab.

[2] *e-Control, „e-Control,“ 06 02 2020. [Online]. Available: https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/strommarkt/marktteilnehmer 10.02.2020*

5.2.4 Netzbetreiber

„Netzbetreiber führen die Systemdienstleistung des Transports (Übertragungsnetzbetreiber) oder der Verteilung (Verteilernetzbetreiber) elektrischer Energie durch. Sie haben alle auf Grund technischer Gegebenheiten notwendigen Maßnahmen zu setzen, die einen stabilen Netzbetrieb gewährleisten. Insbesondere haben sie durch langfristige Investitionen die Funktionsfähigkeit ihrer Netze zu garantieren. Der Übertragungsnetzbetreiber hat zusätzlich noch die Abwicklung des Elektrizitätstransits durchzuführen.“[2]

Die Netzbetreiber

- haben Netzverträge mit ihren Netzbenutzern auf Basis allgemeiner Bedingungen und gewähren Netzzugang.
- versorgen ihre Netzbenutzer mit elektrischer Energie.
- betreiben die Messeinrichtungen, messen Strommengen und ordnen sie den Bilanzgruppen zu.
- übermitteln die Strommengen je Bilanzgruppe an den Bilanzgruppenkoordinator.
- verrechnen die Systemnutzung (per Verordnung festgesetzte Entgelte) an ihre Netzbenutzer.

5.2.5 Lieferanten

„Lieferanten beliefern ihre Kunden mit Elektrizität bzw. nehmen ihnen diese ab. Netzbetreiber müssen allen Lieferanten diskriminierungsfreien Zugang zu ihren Netzen gewähren. Kunden können ihren Lieferanten frei wählen.“ [2]

Die Lieferanten

- haben Energielieferverträge mit ihren Kunden (Erzeuger und/oder Verbraucher);
- führen Prognosen für Erzeugung und Verbrauch ihrer Kunden durch und geben diese an die Bilanzgruppenverantwortlichen weiter
- verrechnen ihren Kunden die erzeugte oder verbrauchte Energie. [2]

[2] *e-Control, „e-Control,“ 06 02 2020. [Online]. Available: https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/strommarkt/marktteilnehmer 10.02.2020*

5.2.6 Regelreserveanbieter

„Regelreserveanbieter sind Marktteilnehmer, die alle Voraussetzungen erfüllen, um an Regelreservemärkten teilzunehmen und Regelreserve bei den Ausschreibungen des Regelzonenführers anzubieten. Regelreserveanbieter können dabei auch Regelreserven bündeln (Aggregatoren) bzw. sich Dritter bedienen, die Regelreserven physikalisch erbringen (Regelreserveerbringer). Regelreserveerbringer können Erzeuger aber auch Kunden sein.“[2]

Der Regelreserveanbieter

- präqualifizieren sich beim Regelzonenführer für einen oder mehrere Regelreservemärkte.
- nimmt an den Ausschreibungen für Regelreserve teil.
- werden nach erfolgreichen Geboten bzw. Abrufen vom Regelzonenführer vergütet. [2]

5.2.7 Kunde

Kunden sind vor allem Endverbraucher, die elektrische Energie für den Haushaltsbedarf kaufen. Häufig sind Kunden auch Produzenten, wenn im Haushalt eine PV-Anlage betrieben wird.
Kunden

- haben einen Vertrag mit einem Lieferanten (frei wählbar bzw. Abwicklungsstelle für Ökostrom AG) und als Netzbenutzer einen Vertrag mit einem Netzbetreiber.
- bekommen von den Lieferanten die verbrauchte oder erzeugte Energie in Rechnung gestellt.
- können Regelreserve erbringen, entweder direkt oder über einen Vertrag mit einem Regelreserveanbieter. [2]

[2] *e-Control, „e-Control,“ 06 02 2020. [Online]. Available: https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/strommarkt/marktteilnehmer 10.02.2020*

5.3 Regelreserve und Ausgleichsenergie

Um eine stabile Netzfrequenz von 50 Hz zu gewährleisten ist es erforderlich, dass jederzeit ein Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch besteht. Das wird durch die sogenannte Leistungs-Frequenz-Regelung realisiert. [2]

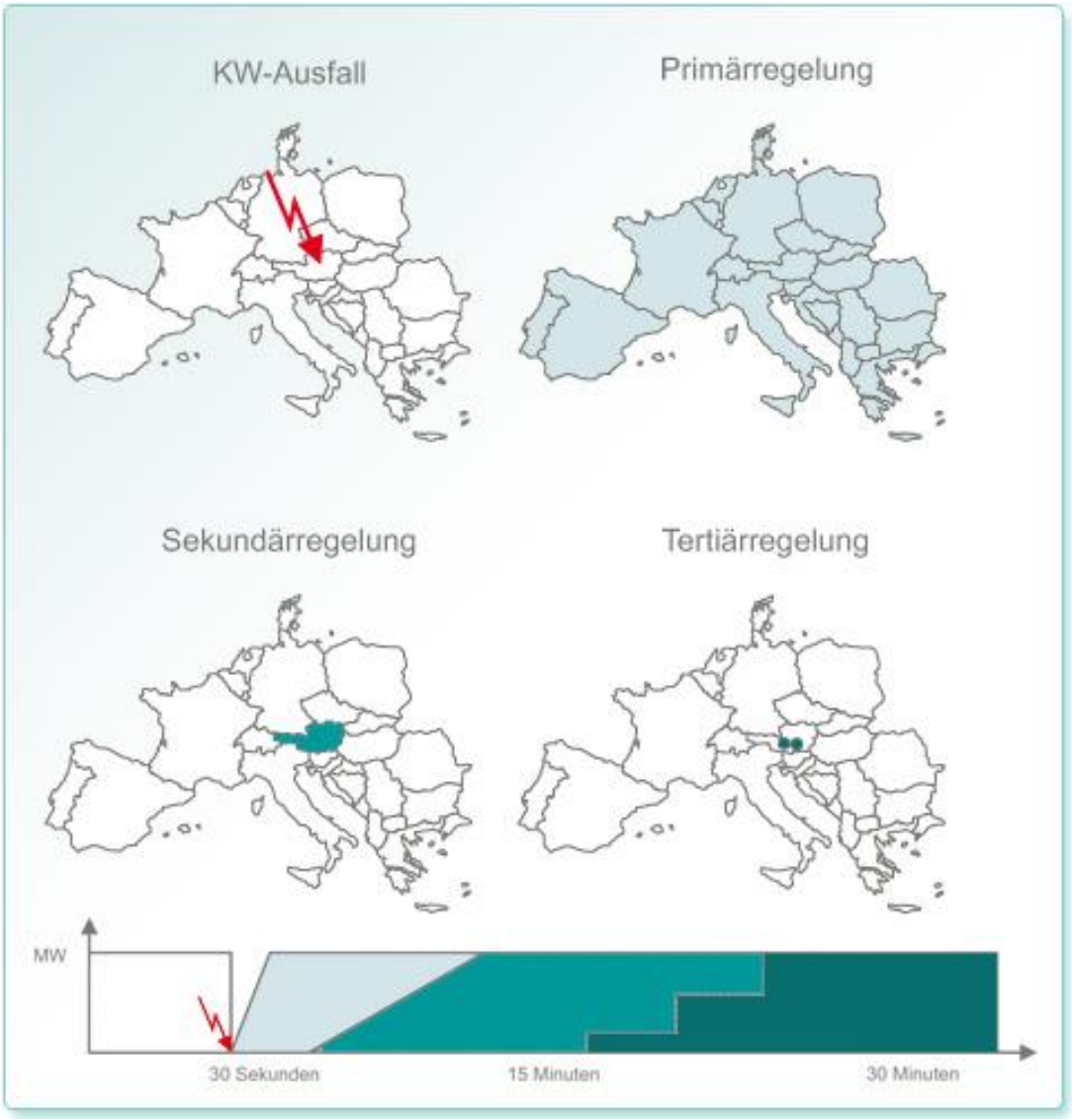


Abbildung 16: Leistungs-Frequenz-Regelung

Quelle: https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/strommarkt/regelreserve-und-ausgleichsenergie

Für den Fall einer großen Lastschwankung, wie zum Beispiel bei einem Kraftwerks - Ausfall oder andere unvorhersehbare Einspeise- oder Verbraucheränderungen im europäischen Übertragungs- und Verbundnetz (ENTSO-E Netz), springen die einzelnen Regelzonenführer mit ihrer

[2] *e-Control, „e-Control," 06 02 2020. [Online]. Available: https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/strommarkt/marktteilnehmer 10.02.2020*

Primärregelung ein, welche beinahe unverzögert verfügbar ist. Die Höhe der Leistung, mit der sich die einzelnen Regelzonenführer beteiligen, erfolgt nach einer freiwilligen Einigung und wird durch eine gemeinsam beschlossene Formel auf Basis der jeweiligen Erzeugungsmengen berechnet und festgelegt. [2]

„Durch diese Regelung wird somit ein quasistationärer Frequenzzustand von 50 Hertz gesichert. Sofern es sich um ein kurzes Leistungsdefizit handelt bzw. einen kurzen Leistungsüberschuss, reicht die Primärregelung aus, um das System zu stabilisieren. Die Primärregelung wird im ElWOG 2010 in der Legaldefinition des § 7 Z 58 definiert als „eine automatisch wirksam werdende Wiederherstellung des Gleichgewichtes zwischen Erzeugung und Verbrauch“]

Abbildung 17: Leistungs-Zeit-Diagramm

Quelle: https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/strommarkt/regelreserve-und-ausgleichsenergie

Die Primärregelung ist nur bis maximal 30 Sekunden nach der Störung aktiv. Im Fall einer sich länger auswirkenden Beeinflussung, wird nach definierter Zeit, bzw. bereits parallel zur Primärregelung, die Sekundärregelung aktiviert, damit die Primärregelung entlastet und wieder frei ist, um die zuvor beschriebene Funktion zu erbringen. Dieser Prozess ist auch im Leistungs-Zeit-Diagramm siehe oben (Abbildung 15) zu erkennen. Im Unterschied zur Primärregelung, welche grenzüberschreitend im gesamten Verbundnetz für stabile Frequenz sorgt, kommt die Sekundärregelung innerhalb der Regelzonengrenzen für den Ausgleich von Leistungsdefizit bzw. Überschuss zum Einsatz. [2]

[2] *e-Control, „e-Control,“ 06 02 2020. [Online]. Available:* https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/strommarkt/regelreserve-und-ausgleichsenergie

„Die Wiederherstellung der Frequenz kann im Bereich von mehreren Minuten liegen, wenn die Leistungsabweichung länger als 15 Minuten dauert, wird die Sekundärregelung durch die Tertiärregelung abgelöst, bzw. kann sie wiederum bereits parallel zur Sekundärregelung zum Einsatz kommen. Die Tertiärregelung wird entweder automatisch oder manuell aktiviert und soll so zum Einsatz gelangen, dass sie spätestens 15 Minuten nach Beginn der Gesamtregelzonenabweichung ihren Beitrag leistet. Die Wiederherstellung des Sekundärregelbandes kann bis zu 15 Minuten dauern, während die Tertiärregelung nach dieser Zeit noch nicht beendet sein muss. Die verfügbare Ausfallreserve muss mindestens so groß sein, wie der größte im Zuständigkeitsbereich eingesetzte Kraftwerksblock.“ [2]

„Die notwendige Regelleistung wird von technischen Einheiten erbracht, die ein Präqualifizierungsverfahren des Regelzonenführers durchlaufen haben und bei den regelmäßig stattfindenden Ausschreibungen für Regelreserve einen Zuschlag erhalten haben. Neben Kraftwerken, die durch eine Erhöhung oder Verminderung ihrer Einspeisung sowohl positive als auch negative Regelleistung bereitstellen können, kann die Erbringung auch durch Verbrauchsanlagen erfolgen, indem diese ihren Bezug variieren. Kleinere Einheiten können auch zu Pools zusammengefasst werden um am Regelreservemarkt teilnehmen zu können.“ [2]

5.3.1 Zuständigkeit der Primär-Leistungsfrequenz-Regelung

Der Übertragungsnetzbetreiber ist ein Dienstleistungsunternehmen, welche die Infrastruktur der überregionalen Stromnetze zur elektrischen Energieübertragung operativ betreibt. Auf den Übertragungsnetzbetreiber entfällt die Verantwortung des Regelzonenführers, der für das stabile Funktionieren des elektrischen Energiesystems zu sorgen hat. Dieser Aufgabe kommt er durch die Leistungs-Frequenz-Regelung (§7 Z 60 ElWOG 2010) nach. [2]

„Die Beschaffung der benötigten Regelreserve erfolgt einheitlich durch den Regelzonenführer mittels regelmäßiger Ausschreibungen. An diesen Ausschreibungen kann jeder Marktteilnehmer, der bestimmte technische Bedingungen erfüllt und einen entsprechenden Rahmenvertrag unterzeichnet hat, teilnehmen.“ [2]

---

[2] *e-Control, „e-Control,“ 06 02 2020. [Online]. Available: https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/strommarkt/regelreserve-und-ausgleichsenergie*

5.3.2 Verteilung der Kosten für die Primär-Leistungsfrequenz-Regelung

„Die für die Primärregelung anfallenden Kosten werden gemäß § 68 Abs 1 ELWOG 2010 vom RZF an Erzeuger, mit einer Engpassleistung von mehr als 5 MW, verrechnet. Die Zuteilung der Kosten erfolgt im Verhältnis ihrer Jahreserzeugungsmaßnahmen.
Im Fall der Sekundärregelung fallen sowohl Kosten für die Bereitstellung von Regelleistung, als auch Kosten für die Lieferung von Regelenergie an. Diese Kosten werden teils durch das Systemdienstleistungsentgelt (SDL-Entgelt) abgedeckt, welches direkt den Erzeugern mit einer Anschlussleistung von mehr als 5 MW verrechnet wird, teils über das Ausgleichsenergiepreissystem den Bilanzgruppen in Rechnung gestellt. Dabei legt § 69 ElWOG 2010 fest, dass 78% der Gesamtkosten für Sekundärregelung über das SDL-Entgelt und 22% der Kosten über die Ausgleichsenergieverrechnung aufzubringen sind.“ [2]

5.3.3 Unterschied zwischen Ausgleichsenergie und Regelreserve

„Sowohl die Regelreserve, als auch die Ausgleichsenergie dienen physikalisch gesehen demselben Zweck, nämlich der Herstellung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch. Die Abweichung der Prognose in einer Bilanzgruppe, z.B. durch Ausfall, verursacht Ausgleichsenergie (§ 7 Z3 ElWOG 2010). Der Saldo der Ausgleichsenergie über alle Bilanzgruppen in der Regelzone ergibt den Regelreservebedarf, für welchen der Regelzonenführer zu sorgen hat. Die Summe der Ausgleichsenergie kann um ein Vielfaches höher sein als die Regelreserve, da sich in der saldierten Betrachtung die Bilanzgruppen mitunter selbst ausgleichen.“ [2]
So kann man vereinfacht zusammengefasst festhalten:

- Abweichungen in der Regelzone werden durch die Regelreserve abgedeckt
- Abweichungen in der Bilanzgruppe wird durch die Ausgleichsenergie bereitgestellt

„Auf Basis der erfassten Mengen und der ermittelten Kosten für die Aufbringung der Regelenergie, wird den einzelnen Bilanzgruppen die verbrauchte Ausgleichsenergie in Rechnung gestellt. Die Art und Weise der Weiterverrechnung dieser Kosten an die Lieferanten bzw. an die Kunden bleibt den Marktteilnehmern überlassen.“[2]

[2] e-Control, „e-Control,“ 06 02 2020. [Online]. Available: https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/strommarkt/regelreserve-und-ausgleichsenergie

5.4 Strommarktdesign

Mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) von 2012 wird die Marktintegration von erneuerbarer Energien durch die Einführung der Marktprämie besonders gefördert. Das Gesetz liefert einen Anreiz für Ökostrom-Erzeuger, ihren Strom bedarfsorientiert an der Strombörse anzubieten. Die Differenz zur fixen Einspeisevergütung wird Ihnen in Form der Marktprämie ausgezahlt, sodass sie sich nicht schlechter stellen als würden sie die fixe Einspeisevergütung in Anspruch nehmen. Außerdem wurde durch das EEG 2012 die gleichzeitige Bereitstellung von Strom aus regelbaren Erneuerbare-Energie-Anlagen wie Wasserkraft- und Biogasanlagen auf dem Regelenergiemarkt möglich. Seither können diese Erneuerbare-Energie-Anlagen gleichzeitig ihren Strom direktvermarkten und Systemdienstleistungen in Form von positiver und negativer Regelleistung bereitstellen.“ [3]

Der Strommarkt kann in 3 Marktsegmente eingeteilt werden. Jedes dieser Segmente funktioniert über das einfache Prinzip, dass sich Angegot und Nachfrage zu jedem Zeitpunkt decken müssen. Das Marktgleichgewicht ist in hohen Maßen vom den zukünftigen Prognosen abhängig. Die Planung der Produktion und daher der Erzeugungskapazität ist für die Preisstabilität ein sehr wichtiger Parameter.

Die 3 Marktsegmente sind in untenstehender Grafik (Abbildung 16) dargestellt. Hier gibt es den Großhandel, welcher außschließlich Energie als Ware anbietet. Das zweite Marktsegment kann mit dem Begriff Systemdienstleistungen zusammengefasst werden. In dieser Klasse sind Regelenergie, Schwarzstartfähigkeit, Bildleistung und Netzreserven zu finden. Die dritte Klasse im Markt wird zusammengefasst als „Eingriff durch den Netzbetreiber“. Hierbei kann als Beispiel das Einspeisemanagment angeführt werden.

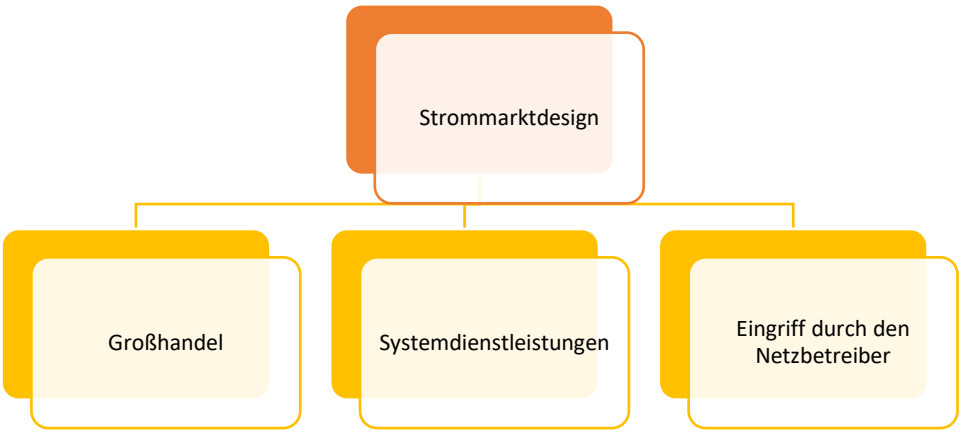


Abbildung 18: Strommarktdesign Marktsegmente *eigene Darstellung*

[3] *N. Kraftwerke, „Next-Kraftwerke,“ 19 03 2020. [Online]. Available: https://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt*

5.4.1 Systemdienstleistungen

„Systemdienstleistungen sichern den Systembetrieb der Stromversorgung. Die Netzbetreiber sind für die Systemdienstleitungen verantwortlich. Damit eine sichere Stromversorgung gewährleistet ist, müssen Frequenz, Spannung und Leistungsbelastung innerhalb bestimmter Grenzwerte bleiben. Dies geschieht nicht automatisch, sondern durch kontinuierliche Korrekturen mittels der Systemdienstleistungen. Eine der bekanntesten Systemdienstleistungen ist beispielsweise die Regelenergie. Auch im Falle eines Blackouts helfen die Systemdienstleistungen dabei, das Stromnetz schnellstmöglich wieder hochzufahren. Die Systemdienstleistungen sind, für eine bessere Übersicht, in vier Teilbereiche gegliedert: Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und die Betriebsführung. Bezahlt werden die Systemdienstleistungen über die Netzentgelte. [3]“

Abbildung 19: Systemdienstleistungsübersicht *eigene Darstellung*

[3] *N. Kraftwerke, „Next-Kraftwerke,“ 19 03 2020. [Online]. Available: https://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt.*

5.4.2 Großhandel

Die Grafik unten (Abbildung 18) zeigt die verschiedenen Möglichkeiten, die Energie im Großhandel zu vermarkten. Dort wird sie als Ware gehandelt, im Unterschied zu den anderen beiden Marktsegmenten. Im Großhandel wird Strom wie alle anderen klassischen Waren gehandelt, wobei der Preis sich aus dem Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage ergibt.

„Die Basis der von den Lieferanten in Rechnung gestellten Energiepreise, also der Endkundenpreise ohne Netzpreise sowie ohne alle Steuern, Abgaben und Zuschläge, bilden die Großhandelspreise. Ein nicht unerheblicher Teil der Großhandelsgeschäfte erfolgt über bilaterale Verträge zwischen Lieferanten und Erzeugern im Over-the-Counter (OTC) Markt.[2]“

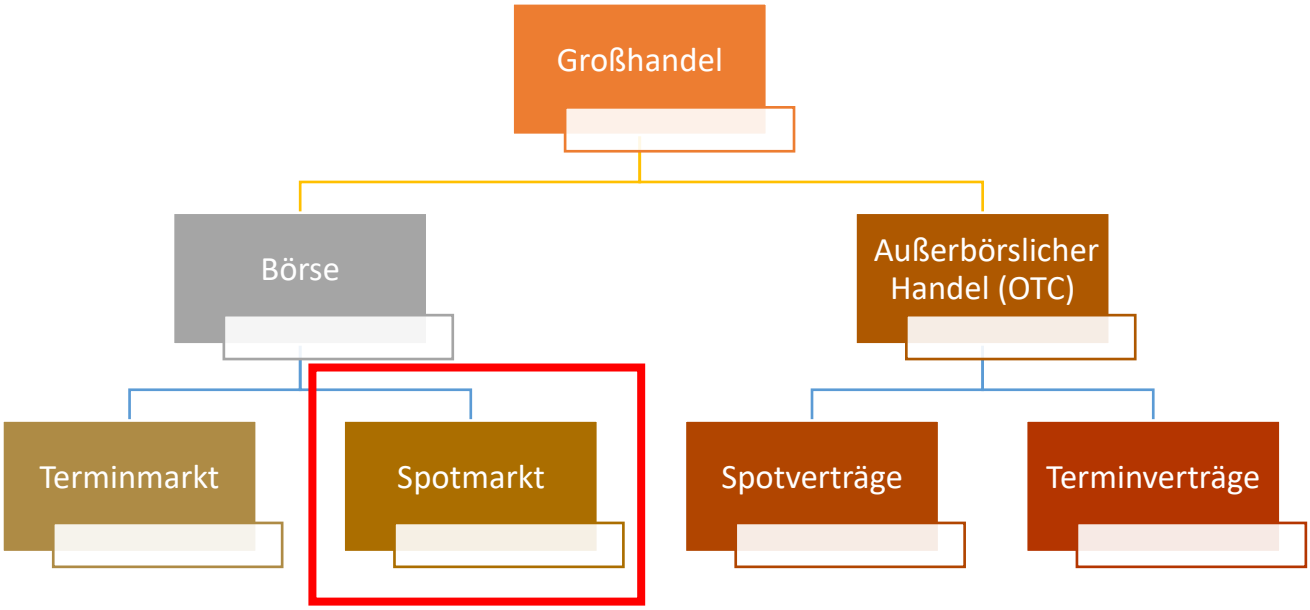


Abbildung 20: Einteilung des Marktes im Großhandel *eigene Darstellung*

[2] *e-Control, „e-Control,“ 06 02 2020. [Online]. Available: https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/strommarkt/regelreserve-und-ausgleichsenergie*

5.4.2.1 Spotmarkt

Für diese Masterarbeit werden die Preise der vergangenen Jahre 2018 und 2019 des Spotmarktes im „Day-Ahead-Handel“ herangezogen, sodass ein möglicher Preis für die Ausgleichsenergie abgeleitet werden kann.

„Im Unterschied zum Terminmarkt der EEX in Leipzig werden auf dem Spotmarkt der EPEX in Paris kurzfristig lieferbare Strommengen und nicht langfristige Stromliefervereinbarungen ("Terminkontrakte" oder "Futures") gehandelt. Die kurzfristig gehandelten Strommengen werden entweder einen Tag im Voraus, also einen Tag vor der physischen Lieferung des Stroms vom Produzenten oder Händler zum Abnehmer, im Day-Ahead-Handel verkauft oder sogar am Tag der physischen Lieferung des Stroms selbst im Intraday-Handel.“[3]

5.4.3 Eingriff durch den Netzbetreiber

5.4.3.1 Redispatch

„Stromleitungen könnten aus verschiedenen Gründen kurzfristig überlastet werden. In einer solchen Situation greift APG ein und erteilt eine Anweisung an Kraftwerksbetreiber, den geplanten Kraftwerkseinsatz zu verändern (z.B. die Leistung hochzufahren/zu senken), um Netzengpässe zu vermeiden. Dieser Eingriff nennt sich Redispatch. [3]“

5.4.3.2 Brownout

„Wenn es infolge von Überlastung oder unvorhergesehener Ereignisse, zu starken Netzschwankungen kommt, werden diese im Englischen auch Brownout, nach der starken Abschwächung von Glühlampenbeleuchtung, genannt. Ein sogenanntes Brownout tritt in Stromnetzen mit zu geringer verfügbarer Regelleistung auf, in der Regel kommt es jedoch zu keinen ernstzunehmenden Schäden. Der kontrollierte Brownout im Netz ist eine gezielte Lastreduktion im Übertragungsnetz, der im Notfall durchgeführt werden kann, um die Stabilität des restlichen Verbundnetzes zu gewährleisten. Ein solcher geplanter Lastabwurf ist die letztmögliche Maßnahme zur Stabilisierung des Stromnetzes.“ [16]

---

[3] N. Kraftwerke, „Next-Kraftwerke,“ 19 03 2020. [Online]. Available: https://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt.
[16] A. P. Grid, „Austria Power Grid,“ 23 03 2020. [Online]. Available: https://www.apg.at

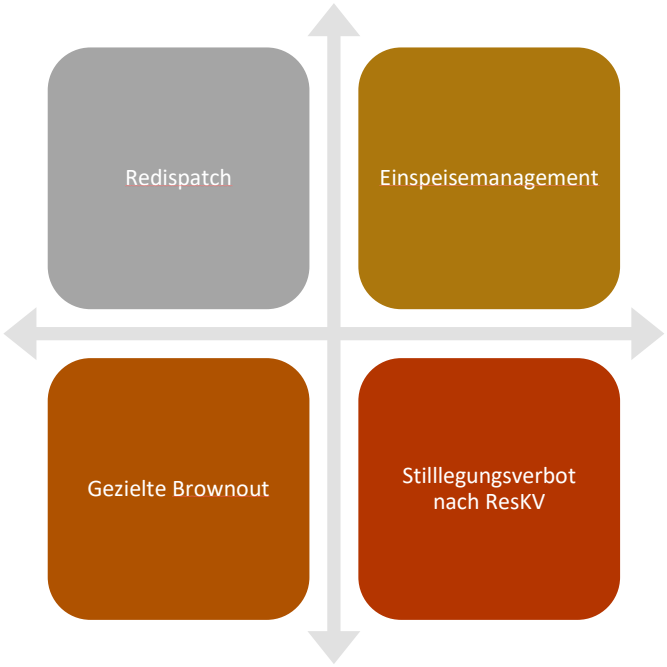


Abbildung 21: Eingriffe durch den Netzbetreiber *eigene Darstellung*

5.4.3.3 Einspeisemanagement

Mit dem Begriff Einspeisemanagement, verkürzt auch Eisman oder Einsman genannt, ist die vom Netzbetreiber vorgenommene Abregelung der Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien sowie KWK- und Grubengasanlagen in das Stromnetz gemeint. Diese Zwangsabregelung der Einspeisung wird notwendig, wenn einzelne Abschnitte eines Verteil- oder Übertragungsnetzes überlastet sind und ein solcher Engpass die Versorgungssicherheit bedroht. Konkret bedeutet dies, dass z.B. Windkraftanlagen aus dem Wind gedreht oder Wechselrichter bei Solaranlagen ausgeschaltet werden. [3]

5.4.3.4 Stilllegungsreserven nach ResKV

Diese Stilllegungsreserve ist eine Deutsche Besonderheit und wird auch von der EU kritisiert. Hierbei haben Energiekonzerne Kaltreserve in Form von Kraftwerken, welche sie durch staatliche Gelder nicht stilllegen.

„Die EU-Kommission hat die Reserve grundsätzlich gebilligt, sieht jedoch vor, dass ihr Umfang bis zum Winter 2019/2020 stufenweise um insgesamt 1,5 GW gesenkt wird. Die Reduktion soll durch Flexibilisierungsmaßnahmen im Strommarkt aufgefangen werden.“ *[3]*

---

[3] N. Kraftwerke, „Next-Kraftwerke,“ 19 03 2020. [Online]. Available: https://www.next-kraftwerke.de/wissen/einspeisemanagement

6. Zielsetzung und Aufgabenstellung

6.1 Technische Problemstellungen bei der Errichtung eines Speichers

Kosten für einen Speicher

Die Speicherkosten nach Konfiguration inklusive Wechselrichter und Energiemanagementsystem wurde 2018 mit 750 €/kWh bewertet. [4]

Eine Abfrage aus dem Jahr 2019 zeigt aufgrund der stark fallenden Kosten für Lithium-Ionen-Batterien einen geringeren Preis pro kWh. Dieser liegt zwischen 440 und 500 €/kWh für ein schlüsselfertiges Batteriesystem mit einer C-Rate von 0,5 mit Planung und Montage.

Für Batteriesysteme mit einer C-Rate von 1 ergaben sich Systempreise von 550 bis 650 €/kWh. Ausschlaggebend für diese Preise ist die Größenordnung der Systeme. Hier wurden Systeme in einer Größenordnung weniger MW und MWh abgefragt. Je größer die Batteriespeichersysteme desto geringer werden die spezifischen Systempreise.[5]

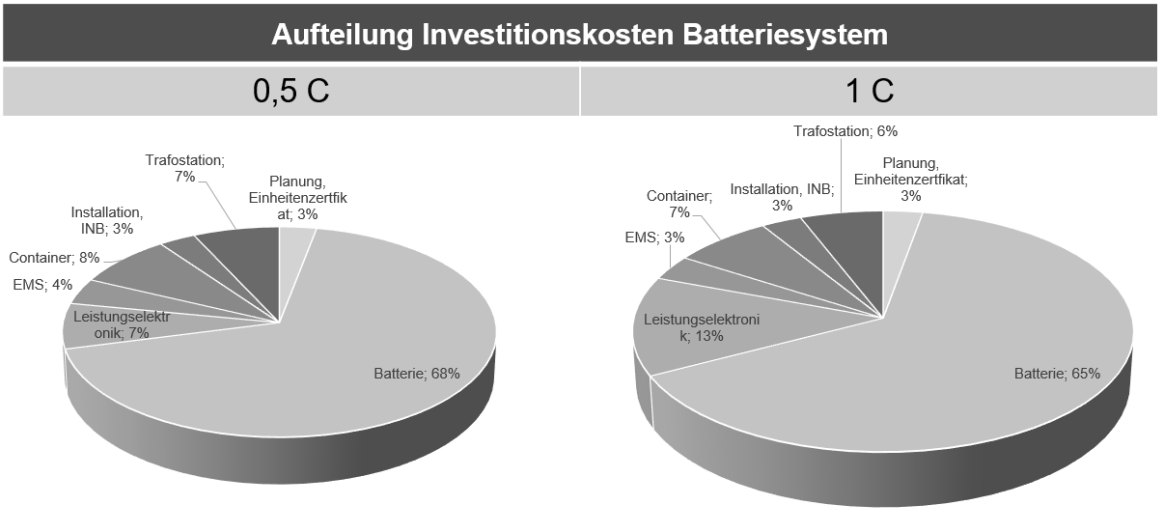


Abbildung 22: Aufteilung der Investitionsausgaben von stationäre Batteriespeichersystem 0,5C und 1C

Quelle: *G. Tobias, „WIRTSCHAFTLICHE ANWENDUNGEN VON STATIONÄREN GROSSBATTERIESPEICHERSYSTEMEN AUFGRUND REGULATORISCHER RAHMENBEDINGUNGEN IN DEUTSCHLAND," Wien, 2020*

Ein wichtiges Faktum bei der Errichtung eines Speichers ist die Tatsache, dass die C-Rate nicht beliebig wählbar ist, sondern eine fixe Größe im Gesamtsystem. Das bedeutet, dass die Leistungselektronik des Speichers die zulässigen Speichergrößen definiert. So kann man aus der

[4]. *Kapusta, M. Jandrokovic, M. Eigenbauer und W. Urbantschitsch,* Stromspeicherbericht 2018, *Wien: E-Control, 2018*

[5] *G. Tobias, „WIRTSCHAFTLICHE ANWENDUNGEN VON STATIONÄREN GROSSBATTERIESPEICHERSYSTEMEN AUFGRUND REGULATORISCHER RAHMENBEDINGUNGEN IN DEUTSCHLAND," Wien, 2020.*

Systempreisabschätzung hochrechnen, dass ein Speicher für eine MWh zwischen 550.000 € und 650.000 € an Investitionsausgaben mit sich bringt.

Zyklenfestigkeit eines Lithiumionen-Speichers

Neben der wirtschaftlichen Problemstellung ist auch die Anzahl der Ladezyklen ein stark limitierender Faktor.

Die Zyklenlebensdauer ist abhängig von Art und Qualität des Speichers, der Temperatur, Ladetiefe, Ladeschlussspannung und Stärke der Lade- sowie Entladeströme.

Durch flaches Laden und Entladen wird die Haltbarkeit stark überproportional verbessert. Der Grund hierfür ist, dass bei vollständig entladenem und vollständig geladenem Lithiumionen Speicher hohe Belastungen für die Elektroden entstehen. Ebenso erhöhen starke Lade- und Entladeströme die mechanischen und thermischen Belastungen und wirken sich so negativ auf die Zyklenzahl aus.[6]

Lade- und Entladezeiten eines Lithiumionen-Speichers

Durch das stark schwankende Windangebot stellen insbesondere die häufigen Be- und Entladezeitpunkte eine besondere Herausforderung für den Betrieb eines Lithiumionen-Speicher dar. Diese technische Herausforderung wird im Rahmen dieser Arbeit näher betrachtet und mit nachfolgenden Forschungsfragen bearbeitet.

[6] *R. L. Hartmann, An Aging Model for Lithium-ion Cells, 2008.*

Zielsetzung:

Erstellung eines Speichermodells auf Basis eines vergangenen Jahres.

Die konkrete Forschungsfrage lautet:

Wie kann ein vereinfachtes Energiespeichermodell aussehen?

Zielsetzung:

Auskunft über den Strommarkt in Österreich geben, dabei Marktteilnehmer und Strommarktmodell beschreiben. Hierbei kommt es durch die stark schwankende Produktion zu hohen Ausgleichsenergien.

Die konkrete Forschungsfrage lautet:

Welche Speichergröße wird benötigt, um vorhandene Prognosefehler auszugleichen?

7. Stromspeicher Modell

7.1 Black-Box-Modell

Nach der ersten Analyse der Jahres-Produktionsdaten und der Spotmarkt - Preise aus den vergangenen Jahren, wurde eine Black-Box-Modell abgeleitet. Für die Beschreibung beschränken wir das System auf zwei System-Achsen. Die erste System-Achse ist der direkte Energiefluss vom Windpark in den Markt. Hierbei ist aus den Daten erkennbar, dass eine Regelung der Wirkleistung erfolgt, aufgrund der Tatsache, dass bei Vorhandensein von Wind der Prognosewert relativ regelmäßig angenähert wurde. Dieser Mechanismus funktioniert jedoch nur in eine Richtung, weshalb in der zweiten System-Achse ein Konzept zur Bereitstellung von Energie erdacht wurde.

Die zweite System-Achse stellte den Energiefluss in den Speicher dar. Der Speicher kann einen Input sowohl vom Windpark als auch vom Markt erhalten. Der Input und Output in das System wird in der Einheit [kW/dt] oder [MW/dt] angegeben. Der Input vom Markt muss jedenfalls begrenzt werden, um die Kapazität des Speichers abzugrenzen.

Die Systemgrenzen sind so gewählt, dass die Leistungselektronik innerhalb des Speichers mitberücksichtigt wird. Dieses Vereinfachen der System-Flüsse ermöglicht eine exakte Beschreibung der internen Opportunität, aufgrund der Tatsache, dass die Daten am Netzzugangspunkt gemessen wurden.

Dieses Modell (Abbildung 22) bildet den im Windpark „Kreuzstetten1-3“ zu errichtendem Speicher und den Netzzugangspunkt ab. Das Modell bildet dabei nur eine einfache Input-Output-Beziehungen ab und kann in 3 Teile unterteilt werden.

- **Systemblock-Windpark**
- **Systemblock-Speicher**
- **Systemblock-Netz**

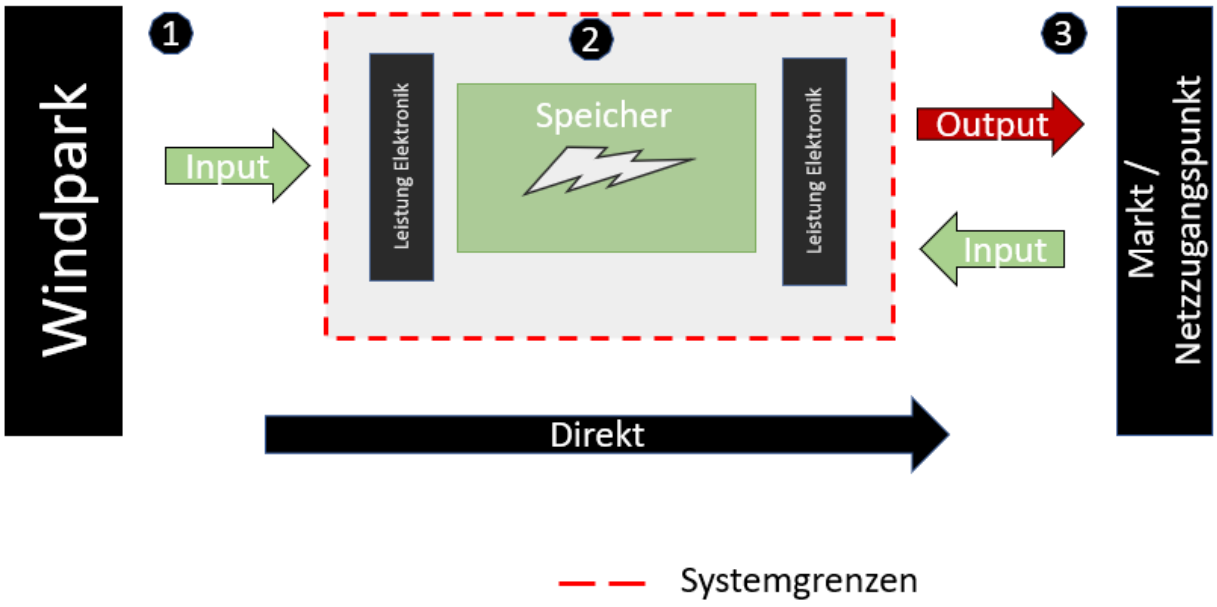


Abbildung 23: Black-Box-Modell Windpark mit Speicher *eigene Darstellung*

7.2 Systemblock Windpark

7.2.1 Schwankungen der Windstromproduktion

Die Produktion ändert sich sehr stark mit der jeweiligen Wetterlage, aufgrund der Tatsache, dass die erzeugte Leistung mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit eingeht. Dieses Faktum führt zu starken Schwankungen in der Bereitstellung. Hierbei kann eine direkte Versorgung von Verbrauchern allein durch Windkraft praktisch nicht realisiert werden.

Genau dieser Sachverhalt muss in diesem Zusammenhang genauer präzisiert werden, um die Forschungsfrage zu beantworten:

„Welche Speichergröße wird benötigt, um vorhandene Prognosefehler auszugleichen?

Im Systemblock Windpark muss folgendes genauer analysiert werden:

Wovon ist die Größe in [kWh] im Systemblock Windpark abhängig?

1) **Prognose des Wetters**

   Die Ausgleichsenergie haben wir unter (5.3) als Unterschied von momentan erzeugter und benötigter elektrischer Leistung definiert. Für den Windpark bedeutet eine Verbesserung in der Kraftwerksplanung eine Verkleinerung der Ausgleichsenergie. Eine Kenngröße ist die Anzahl der jährlichen Volllaststunden, welche Auskunft darüber gibt, wie gleichmäßig die Windenergie anfällt.

2) **Kombination innerhalb des Windparks**

   Die relativen Schwankungen der einzelnen Anlagen wirken sich bei einer Kombination deutlich schwächer aus als bei einer einzelnen Windkraftanlage. Dieser Effekt wird durch die unterschiedliche geographische Lage im Windpark Kreuzstetten noch verstärkt. Die unterschiedlichen Standorte (siehe 3.4) in Halbmondform scheinen besonders günstig für die Glättung des gesamt Parks zu sein.

3) **Lastmanagement**

   Einzelne Stromverbraucher, wie zum Beispiel die Fahrzeugflotte, können gezielt betrieben werden, wenn genügend Windstrom zur Verfügung steht. Weiters können andere Anlagen mit einem anderen Ertragsprofil als der Windpark in Kreuzstetten gezielt gesteuert werden, sodass die Ausgleichsenergie reduziert werden kann.

7.2.2 Zusammenfassung Systemblock Windpark

Die Bilanzgröße aus dem Windpark besteht aus einem einfachen Zahlenwert, der naturgemäß nicht den vollständigen Informationsgehalt beinhaltet. Dieser Sachverhalt vereinfacht zwar das Modell, wirkt sich jedoch negativ auf die Genauigkeit der Aussage,

„Welche Speichergröße in [MWh] der Speicher haben sollte, um vorhandene Prognosefehler auszugleichen?“, aus.

Mit einem gezielten Ein- und Ausschalten einzelner Stromverbraucher kann zumindest bei einer Mehrproduktion gezielt eingegriffen werden und so die Ausgleichsenergie verringert werden. Weiters erscheint mir eine optimale Produktionsplanung mit einer verbesserten Wetterprognose ein wirtschaftlichster Ansatz zu sein, da hierfür nur geringe Investitionskosten anfallen.

7.3 Systemblock Speicher

Für den Systemblock wird ein bekannter Wirkungsgrad AC-AC Gesamtsystem angenommen, welcher aus dem Projekt „Batterie Stabil – Smart Grid Batterie Speicher (SGBS)“ ermittelt wurde. Der ideale Betriebspunkt liegt bei 1250 kW mit einem Wirkungsgrad von 89,8%.

Tabelle 1: Wirkungsgradmessung Gesamtsystem AC – AC

Cycle	*Power Set Point*	*System*				
	(kW)	*Energy consumed (kWh)*	*Energy delivered (kWh)*	*Eta-system (excl.AUX) (%)*	*Energy consumed (kWh)*	*Eta-system (incl.AUX) (%)*
1	*2500*	*3124*	*2751,6*	*88,1*	*88,00*	*85,5*
2	*2000*	*3158*	*2809,5*	*89,0*	*85,60*	*86,4*
3	*2000*	*3161*	*2807,0*	*88,8*	*81,50*	*86,4*
4	*2000*	*3159*	*2804,0*	*88,8*	*79,70*	*86,4*
5	*1250*	*3188*	*2863,0*	*89,8*	*90,10*	*87,2*
6	*625*	*3245*	*2867,0*	*88,4*	*131,40*	*84,4*

Quelle: Messungen am Smart Grid Batteriespeicher Prottes, EVN

7.3.1 Zusammenfassung Systemblock Speicher

Für das Modell wird angenommen, dass der Speicher nur im optimal Betriebspunkt arbeitet. Daraus folgt, dass die Änderung des Flusses mit 1250 kW/dt abgeleitet werden kann. Wird der Speicher mit einem anderen Leistungs-Betriebspunkt betrieben, wird der interne Verlust größer.

Systemblock Netz

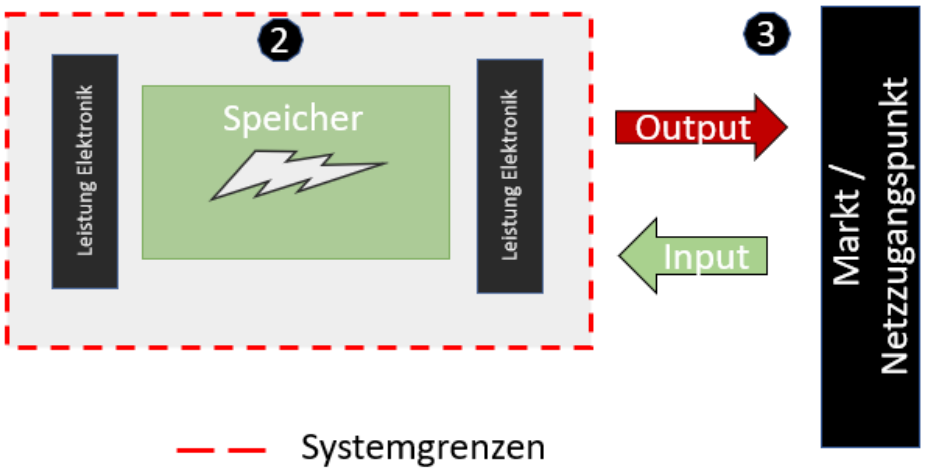


Abbildung 24: Black-Box-Modell mit Netz und Speicher eigene Darstellung

7.3.2 Zusammenfassung Systemblock Netz

Aus den Marktpreisen kann man ein verhältnismäßig einfaches Modell konstruieren, sodass klare Zeiten für einen möglichen Kauf- und Verkaufszeitpunkt erkennbar sind. Weiters lassen sich die Opportunitätskosten mithilfe des durchschnittlichen Jahresmarktpreis abschätzen.

7.4 Speicher Konzept

Für die Beantwortung der zweiten Forschungsfrage:

„Wie kann ein vereinfachtes Energiespeichermodell aussehen?“

wurde die Grundidee verfolgt, dass man die zwei Nachfragespitzen, die aus der Preisganglinie des Tages ersichtlich sind (Abbildung 25) ausnützt, um den Speicher zu entleeren. Das Speichern erfolgt in Zeiten, in welchen der Marktpreis unter dem Durchschnittspreis liegt, sodass es wirtschaftlich sinnvoll ist nachzukaufen. Diese Logik bezieht sich ausschließlich auf den Spot-Markt-Preis (Day-Ahead-Markt). Die Abgrenzung erscheint mir besonders wichtig, weil es eine Vielzahl an anderen Möglichkeiten gibt den Strom zu vermarkten. Einen ersten Überblick findet man im Kapitel 5.4 Strommarktdesign.

Die Kapazität des Speichers wird mit 5 MWh angenommen. Dieser Wert liegt im Bereich der Standartabweichung der Datenreihen 2018. Weiters ist diese Annahme kein Optimum oder Minimum, sondern viel mehr ein Resultat der Randbedingungen. Der Betriebspunkt und die Ladezeiten sind in diesem Speicher Konzept fix gewählt, weshalb sich diese Kapazität ergibt.

Für die Masterarbeit werden die Preise der vergangenen Jahre 2018 und 2019 des Spotmarktes im „Day-Ahead-Handel“ herangezogen, sodass ein möglicher Preis für die Ausgleichsenergie abgeleitet werden kann. Weiters werden die Daten in der Normalzeit betrachtet.

Zunächst wurde aus den 15 Minuten Spotmarkt Preiswerten ein Tagesgangprofil des Preises über 24 Stunden erstellt. Die 15 Minuten-Tageswerte wurden zu Monatsmittelwerten zusammengefasst. (Siehe Abbildung 25)

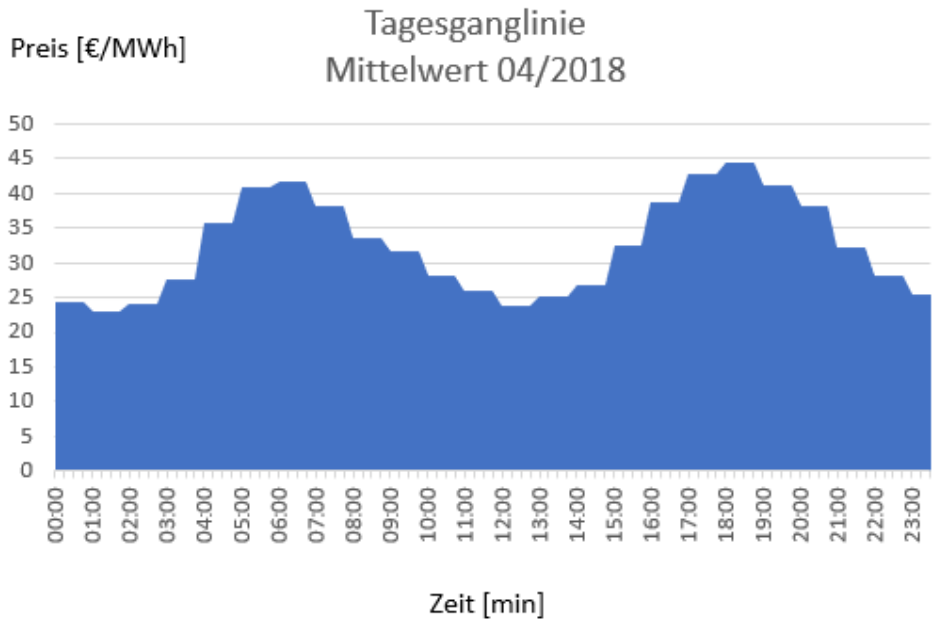


Abbildung 25: Tagesganglinie Mittelwerte 04/2018 eigene Darstellung

7.4.1 Zentrale Speicherlogik

Die Daten für den Strommarkt stammen vom Spot Markt (Quelle: **EPEX Power AT Hour Spot**). Die 15 - Minutenwerte des Spotmarktes werden über den jeweiligen Monat gemittelt.

$$Monatspreismittelwert = \sum_{k=1}^{n} \frac{15Minutenwert}{n}$$

n…. Anzahlt der Monatstage

Die täglichen Preiswerte geordnet ergibt eine Liste mit 96 Einträgen (24h*4), welche den mittleren monatlichen Tagesgang des Preises zwischen 0 Uhr bis 24 Uhr zeigen.

Für die Beantwortung der zweiten Forschungsfrage:

„Wie kann ein vereinfachtes Energiespeichermodell aussehen?“

Für das Energiespeichermodell ist es wichtig, die Opportunität zu definieren. Als Beispiel ist unten (Abbildung 25) der Monat April im Jahr 2018 angeführt. Für das Modell wird der Mittelwert des Jahres 2018 als Opportunität definiert.

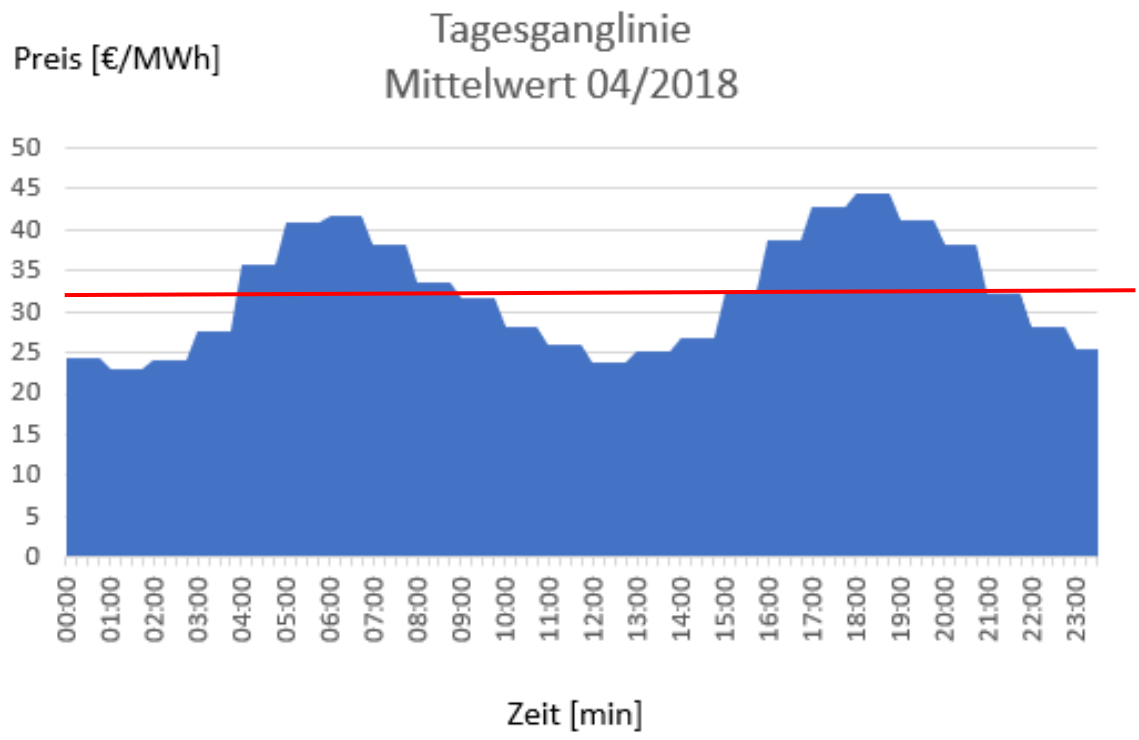


Abbildung 26: Opportunitätskosten im Monat April 2018 *eigene Darstellung*

Weiters wurde aus den jeweiligen Monatsprofilen ein Gesamtjahresprofil des täglichen Preises erstellt. Diese Ganglinie stellt die Grundlage für die Steuerung und Regelung des Speichers dar.

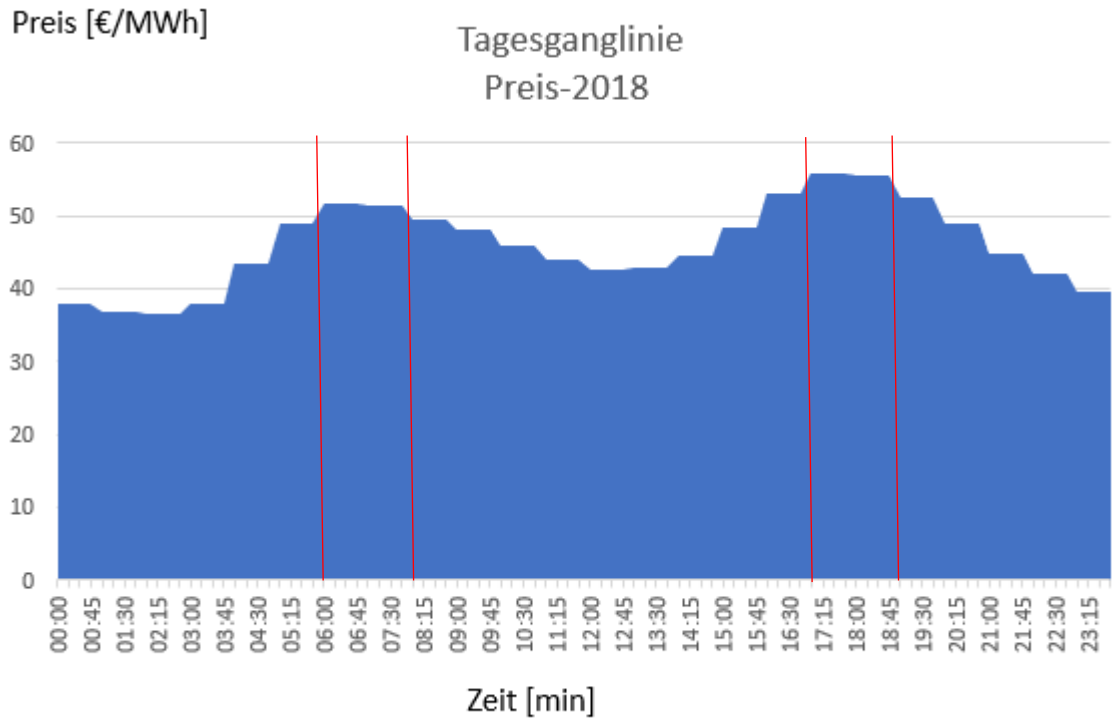


Abbildung 27: Strompreis 2018 Jahresmittelwert eigene Darstellung

Für die Logik des Speichers lässt sich folgendes ableiten:

- Ein Zufluss vom Markt in den Speicher (Input) erfolgt nur dann, wenn der Preis unterhalb des durchschnittlichen Monatspreises liegt.

- Ein Abfluss vom Speicher in den Markt (Output) erfolgt nur dann, wenn der Preis über den {durchschnittlichen Monatspreis + Opportunitätskosten} liegt.

- Das Verkaufsintervall ist zwischen 6:00 Uhr – 8:00 Uhr und 16:45 Uhr – 18:45 Uhr

- Das Kaufintervall ist zwischen 0:00 Uhr – 4 :00 Uhr

Wie in der oberen Grafik (Abbildung 26) erkennbar ist, wird zunächst das Preisprofil als Entscheidungsgrundlage herangezogen. Um die Erlöse vergleichen zu können wird mit fixierten Kauf- und Verkaufsintervallen das Jahresprofil 2018 für die Modellrechnung 2019 herangezogen.

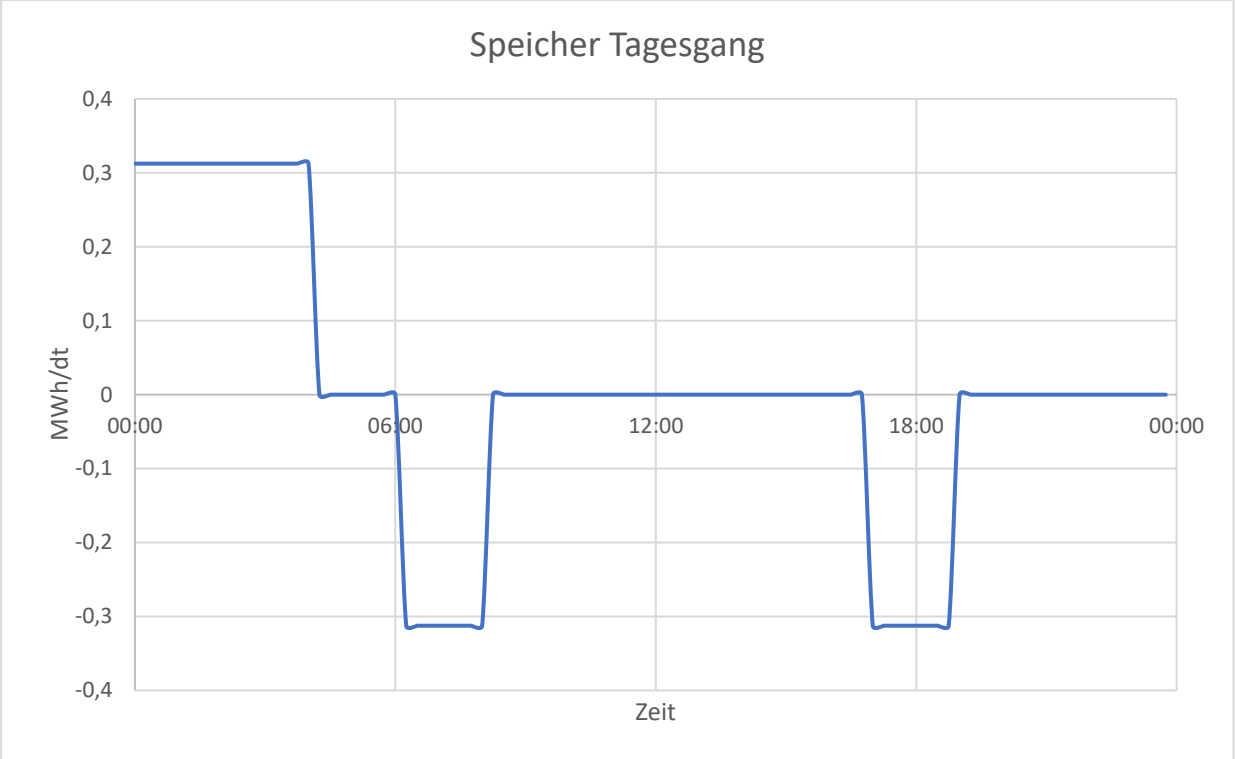


Abbildung 28: Speicher Tagesgang eigene Darstellung

Die Grafik oben (Abbildung 27) zeigt die Be- und Entladungen des Speichers. Wie oben beschrieben, wird Strom zwischen 00:00 Uhr und 04:00 Uhr in den Speicher geladen und zu den beiden Nachfragespitzen in das Netz abgegeben. Der Gradient [MWh/dt] wird über das gesamte Jahr konstant gehalten, sodass die Leistungselektronik immer im optimalen Bereich arbeiten kann. Dies führt zu einem sehr effizienten Energiespeicher, weshalb die Ladeverluste im Modell sehr gering sind.

Definition:

Die Opportunität ist der monatliche durchschnittliche Marktpreis des jeweiligen Monates. In der Grafik oben (Abbildung 25) wird sie durch eine rote Line gekennzeichnet und liegt im April 2018 bei 33,3 €/MWh.

Aus dieser Definition folgt, dass man den durchschnittlichen monatlichen Erlös berechnen kann.

Erlös:

$$Erlös = Marktpreis\ x\ Produktionsmenge$$

Formel 13: Erlös Berechnung

Die Einheit des Erlöses ist Euro. In der Arbeit wird die Situation mit und ohne Speicher verglichen. Die Logik des Speichers (Kapitel 6.2.3.1) wird zugrunde gelegt.

Verkaufspreis:

Für den Verkaufspreis werden die Grenzen so gelegt, dass der Wirkungsgrad AC-AC mitberücksichtigt wird. Das Modell arbeitet im Grenzbereich des Betriebspunktes bei 1250 kW/dt, weshalb klar definierte Grenzwerte angenommen werden können.

$$Verkaufspreis = durchschnittlicher\ Monatspreis * \left(1 + (1 - \theta)\right)$$

Formel 14: Verkaufspreis unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades

$$\theta\ \ldots\ldots Wirkungsgrad\ AC - AC$$

Kaufpreis:

Der Kaufpreis ist für das Modell nach oben begrenzt. Diese Grenze wird durch die untere Grenze des durchschnittlichen Monatspreises des jeweiligen Monats definiert.

$$Kaufpreis \leq\ durchschnittlicher\ Monatspreis$$

Das unten dargestellte Beispiel Monat „April 2018“ zeigt es anschaulich:

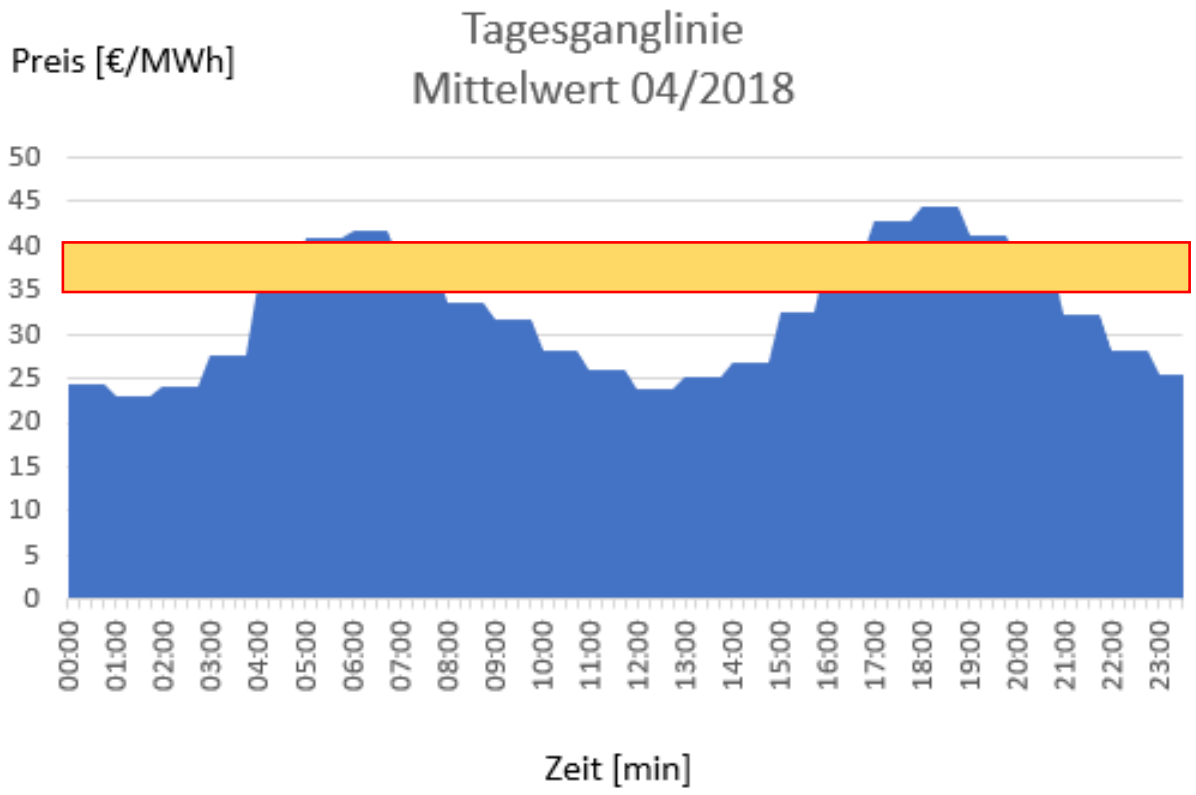


Abbildung 29: Tagesganglinie des Spotmarktpreises mit unterer und oberer Grenze eigene Darstellung

Der Grenzwert liegt, wie aus der Grafik erkennbar ist, zwischen 33,3 €/MWh und 37,47 €/MWh. Diese Abbildung zeigt den zeitlichen Verlauf im Monat April des Jahres 2018. Aufgrund dieser Ganglinie erkennt man, dass die Zeitbereiche zwischen 04:00-8:00uhr und 16:00-20:45 Uhr über den durchschnittlichen Marktpreis liegen. Weiters lassen sich genauere Zeitabschnitte erkennen, in denen man am Spot-Markt wirtschaftlich sinnvoll Strom handeln kann.
Durch eine zeitliche Betrachtung kann man auf die verschiedene Typ Tage schließen bzw. lassen sich die einzelnen nachfrageseitigen Veränderungen an dieser Tagesganglinie erkennen.

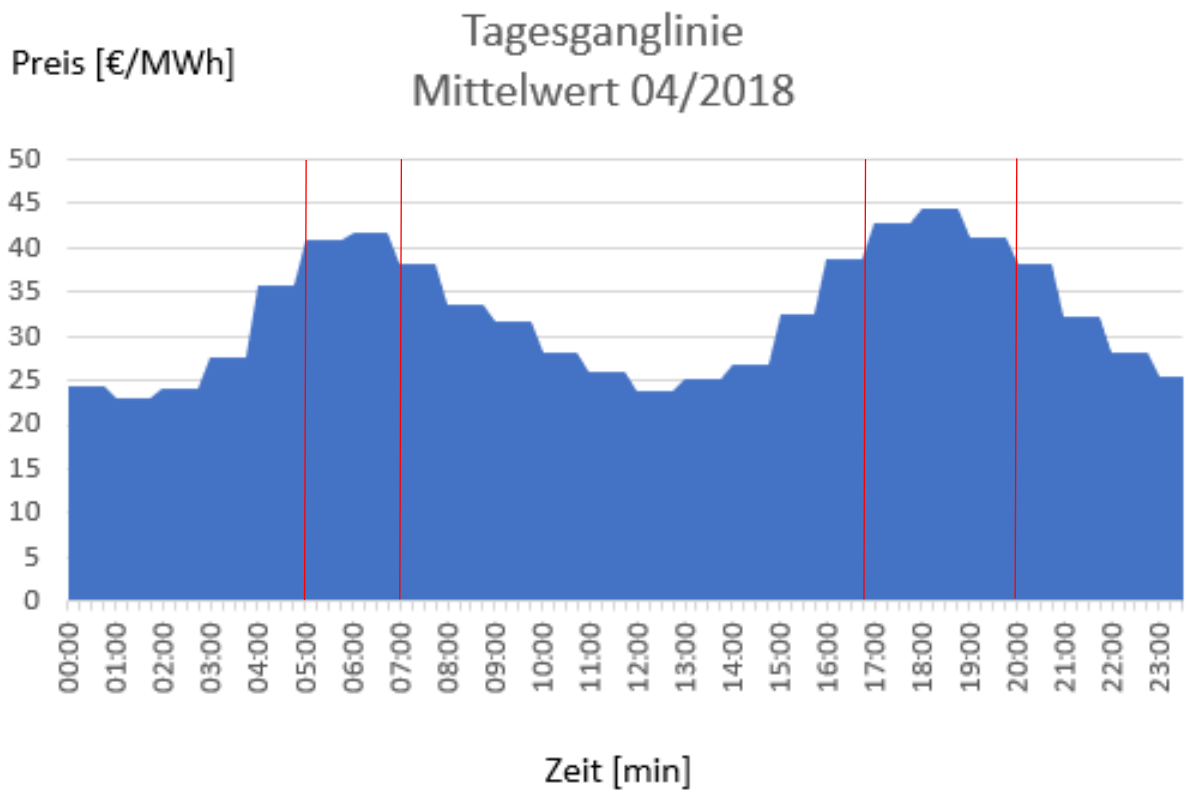


Abbildung 30: Tagesganglinie des Spotmarktpreises Zeitintervalle für wirtschaftlichen Verkauf eigene Darstellung

Das Zeitintervall ist im dargestellten Beispiel Monat April zwischen 05:00 - 07:00 Uhr und 16:45 - 20:00 Uhr. Durch diese Festlegung ergibt sich für jeden Tag eine maximal mögliche Zeit, zu der Strom verkauft werden kann. Diese Gegebenheit ist ein guter Anhaltspunkt hinsichtlich der Obergrenze der Speicherkapazität.

Speicherkapazität aus den Strommarktdaten:

$$Speicherkapazität = Betriebspunkt\ x\ Verkaufsintervall$$

Formel 15: Speicherkapazität Berechnung

Die Speicherkapazität hat nur bedingt mit der Anlage in Kreuzstetten zu tun, allerdings wird sie von den Rahmenbedingungen maßgeblich beeinflusst. Erstens wurde für die Modellrechnung angenommen, dass der Speicher nur im optimalen Bereich betrieben wird. Daraus folgt das die Kapazität nur ein Vielfaches des Betriebspunktes sein kann (1250kw/dt). Zweitens wird die Vermarktung des Stroms nur über den Spotmarkt für die Modellrechnung angesetzt. Im Diskussionsteil der Arbeit (siehe Kapitel 8.8) wird darauf noch näher eingegangen.

7.5 Methodische Auswertung der Prognosedaten

Aus der Modellrechnung folgt, dass bei positiven Vorzeichen des Prognosefehlers Strom aus dem Markt zugekauft wird. Bei negativen Vorzeichen wird die Produktion aus dem Windpark ausgesetzt, sodass insgesamt nicht mehr produziert wird. Jedoch kann mithilfe der Speicherlogik ein besserer Preis am Markt erzielt werden.

Im zweiten Schritt werden die täglichen Prognosefehler gemittelt, der Mittelwert sowie die dazugehörende Standardabweichung gebildet. Aus diesen Kenngrößen kann man schließen, dass durch die statistische Auswertung der Datenreihen keine Aussage hinsichtlich Genauigkeit des Mittelwertes getroffen werden kann, weshalb die Datenreihe mit Q-Q Plots dargestellt wurden. x_i

Mittelwert:

$$\frac{Summe\ Tagesprognsefehler}{Anzahl\ der\ Tage} = \boldsymbol{x_m}$$

Standardabweichung:

$$s_x = \sqrt{\left(\frac{1}{n-1} * \sum_{i=1}^{n} (x_i - \boldsymbol{x_m})\right)}$$

Weiters wird dieser Datenreihe eine Normalverteilung unterstellt. Damit ergeben sich eine Wahrscheinlichkeitsdichte und Häufigkeitsverteilung. Durch die große Streuung der Daten ergeben sich Vergleichswerte zwischen den Jahren 2018 und 2019. Die genaue Interpretation findet man im Ergebnisteil der Diplomarbeit. (Kapitel 8.1.2 und 8.2.2)

8. Methode

8.1 Datengrundlage

Die Daten wurden von der Firma „Windkraft Simonsfeld AG“ zur Verfügung gestellt. Die Datenfiles wurden im xls.-Format übermittelt. Die jeweiligen Daten wurden zu einem Gesamtwert des Windparks am Netzzugangspunkt zusammenaddiert. Diese Tatsache gilt für die Prognosedaten als auch für die Produktionsdaten.

- **Prognosedaten**

  15 Minutenwerte der Produktion des Windparks in Kreuzstetten **[MWh]**

- **Produktionsdaten**

  15 Minuten Produktionswert des Windparks in Kreuzstetten **[MWh]**

- **Spotmarkt**

  15 Minuten Spotmarktpreis **[€/MWh]**

Diese einzelnen Datenfiles wurden für die Jahre 2018 und 2019 zusammengefügt, sodass eine automatisierte Auswertung der beiden Jahre erfolgen kann. Die Daten wurden kontinuierlich alle 15 Minuten aufgezeichnet.

Für das Speichermodell wurden die Datenreihe in Tage unterteilt, sodass sich Listen mit 96 Einträgen ergaben.

8.2 Methode zur Ermittlung der Speichergröße

Um die Dimension in [kWh] bzw. [MWh] genauer quantifizieren zu können, werden die Daten dahingehend untersucht, dass eine Differenz zwischen den 15 Minuten Prognosewert und den 15 Minuten Produktionswert gebildet wird. Diese Liste ergibt 35.036 Einträge für ein Jahr.
Durch das Bilden einer Summe des 6 Stunden Intervalls (0 Uhr – 6:00 Uhr, 6:00-12:00 Uhr, 12:00-18:00 Uhr und 18:00-24:00 Uhr) bekommt man eine Liste des 6 Stunden Speicherbedarfs.

Der 6 Stunden Mittelwert dieser Liste ergibt einen sehr guten Richtwert für die Dimension eines Tagesspeichers in [kWh] oder [MWh].

$$Prognosefehler = Tagesprognosewert - Tagesproduktion$$

Formel 16: Prognosefehler Berechnung

Im nächsten Schritt wurde grafisch überprüft ob die Daten Normalverteilt sind. Weiters wurde die Liste des 6 -Stunden Summenwertes als Punktewolke dargestellt (Abbildung 20). Die Punktwolke zeigt den zeitlichen Verlauf des 6 Stunden Speicherbedarfes über ein Jahr. Diese Grafik dient der Visualisierung der Datenpunkte.

$$Prognosefehler := Speicherbedarf$$

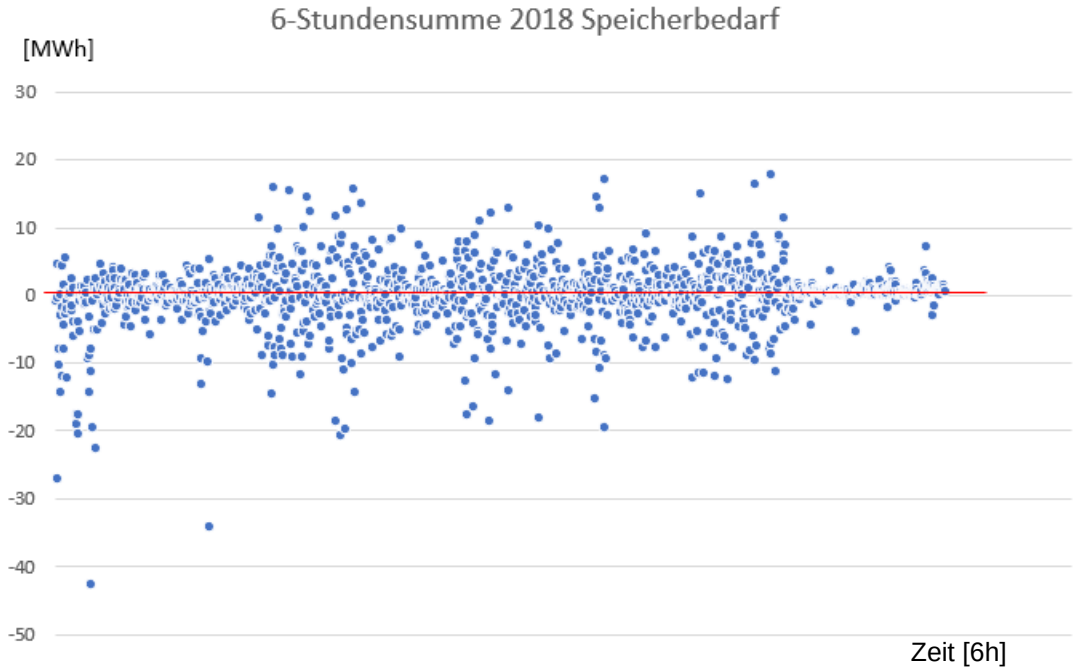


Abbildung 31: 6 Stunden Speicherbedarf 2018 Q-Q-Diagramm

Das Q-Q-Diagramm oder Quantil-Quantil-Diagramm ist ein grafisches Werkzeug, mit dem man beurteilen kann, ob ein Datensatz plausibel aus einer theoretischen Verteilung wie einer Normalverteilung oder einer anderen Verteilungsfunktion stammt. Es ist nur eine visuelle Überprüfung, kein eindeutiger Beweis, daher ist es etwas subjektiv. Auf diese Weise erkennt man auf einen Blick, ob die Annahme plausibel ist und wenn nicht, wie die Annahme verletzt wird und welche Datenpunkte zur Verletzung beitragen. Diese Tatsache ist für die Betrachtung eines Einzelfalls ideal, weshalb diese Methode auch gewählt wurde.

Abbildung 32: Q-Q Plot 2018 6-Stundenspeicherbedarf *eigene Darstellung*

Ein Q-Q-Diagramm ist ein Streudiagramm, das durch Auftragen von zwei Mengen von Quantilen gegeneinander erstellt wird. Wenn beide Sätze von Quantilen aus derselben Verteilung stammen, sollten die Punkte eine Linie bilden, die annähernd gerade ist.
Es wurde für beide Jahre 2018 und 2019 eine Liste des 6 Stunden Speicherbedarfs erstellt. Anschließend wurde diese Liste nach Rängen geordnet. Mithilfe der Standardnormalverteilung - Funktion „$NORM.S.INV$“ der Theoretische ZT-Wert bestimmt. Anschließend der Z-Wert der für die gesamte Liste berechnet.
Mithilfe dieser grafischen Aufbereitung werden die Einzelfälle genauer im Ergebnisteil (Absatz 8.1.2 und 8.2.2) der Arbeit analysiert.

Untenstehend sind die verwendeten Formeln für die Datenauswertung im Excel:

Mittelwert:

$$\boldsymbol{x_m} = \frac{Summe\ 6\ Stunden_{Prognosefehler}}{Anzahl\ der\ \ 6\ Stunden_{Prognosefehler}}$$

Formel 17: Mittelwert des 6 Stunden-Prognosefehlers

Standardabweichung:

$$\boldsymbol{s_x} = \sqrt{\left(\frac{1}{n-1} * \sum_{i=1}^{n}(x_i - x_m)\right)}$$

Formel 18: Standardabweichung 6 Stunden-Prognosefehler

Z-Wert:

$$\boldsymbol{z} = \frac{(x_i - x_m)}{s_x}$$

Formel 19: Differenz des Mittelwerts zum Rohwert

Z-Wert theoretisch:

$$\boldsymbol{zT} = \frac{NORM.S.INV(Rang - 0{,}5)}{n}$$

Formel 20: theoretische Standartnormalverteilung

Rang:

$$\boldsymbol{Rang\ 1} \coloneqq min(x)$$

$$\boldsymbol{Rang\ n} \coloneqq max(x)$$

8.2.1 Jahresspeicherbedarf

Der Jahresspeicherbedarf ist die betragsmäßige positive oder negative Abweichung von der 15 - Minutenprognose der Anlage in Kreuzstetten. Mitthilfe der Excel-Funktion „Abs“ wurde der Jahreswert ermittelt. Für die Dimensionierung ist es einen wichtige Kenngröße.

$$Jahresspeicherbedarf = \sum |\, 15\ Minutenspeicherbedarf \,|$$

Formel 21: Betragsmäßiger Jahresspeicherbedarf

9. Ergebnisse und Diskussion

9.1 Ergebnisse für das Jahr 2018

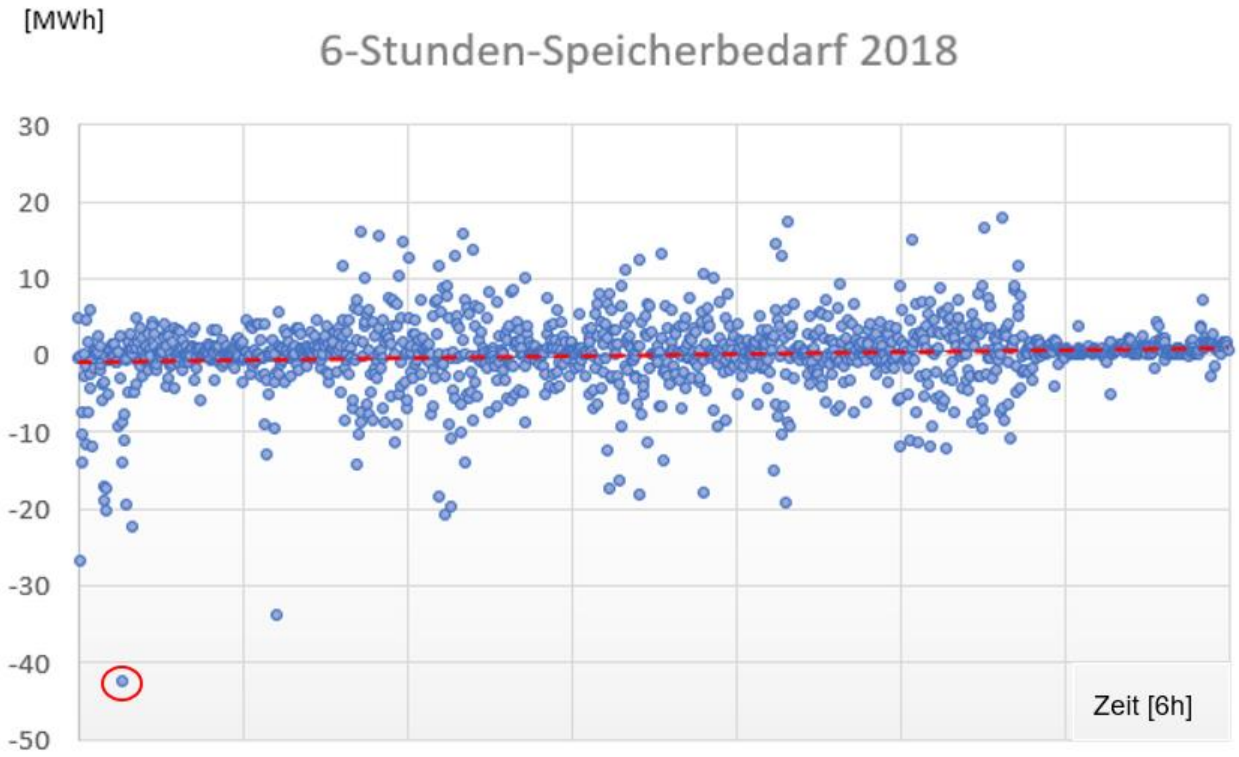


Abbildung 33 Ergebnisse 6 Stunden Speicherbedarf 2018

Tabelle 2: Ergebnisse 6 Stunden Speicherbedarf 2018

Anzahl	1404	
Mittelwert	0,00669	MWh
Standardabweichung	4,736	MWh
Jahresspeicherbedarf	12040,38	MWh

9.1.1 Diskussion der Punktwolke für Ergebnisse 2018

Auf den ersten Blick erkennt man, dass am Ende der Datenpunkte sich die Verteilung deutlich ändert. Die Datenpunkte sind am Ende der Reihe sehr nahe am Mittelwert und die Streuung deutlich geringer.

Alle Punkte mit negativen Vorzeichen bedeuten, dass die Prognose die tatsächliche Produktion unterschätzt. Bei den allermeisten Extremstellen mit negativen Vorzeichen ist in der Prognoseliste

eine Nullstelle. Diese Einzelfälle wurden durch Eisabschaltungen oder anderen Systembedingten Abschaltungen verursacht. Der größte negative Speicherbedarf liegt bei -42,42 MWh. Dieser Datenpunkt stammt vom 15. Jänner 2018. In der Grafik oben ist der Punkt rot ein gekreist.

Der Mittelwert der Datenreihe liegt nahe dem Nullpunkt, weshalb darauf geschlossen werden kann, dass die Produktion und die Vorhersage sich annähernd im Gleichgewicht befinden. Diese Tatsache ist auch damit begründbar, dass der Windpark bereits geregelt wird.

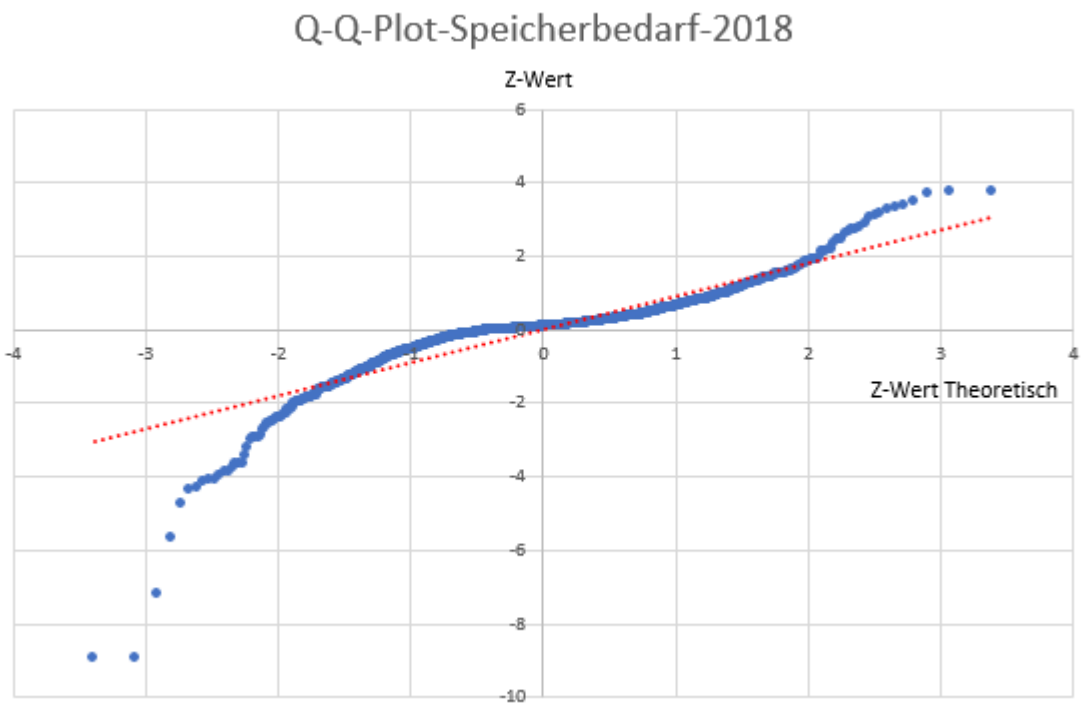


Abbildung 34: Ergebnisse Q-Q Plot 2018

9.1.2 Diskussion Q-Q-Plot 2018

Die Abbildung der Daten im Q-Q Plot zeigt eindeutig, dass die Daten nicht normalverteilt sind. Speziell die Extremstellen weichen zu stark von der theoretischen Verteilung ab. Der Wertebereich, in dem man einen Normalverteilung unterstellen könnte, liegt zwischen dem Wertepaar im negativen (-1,87/-2,05) (zT/Z) und dem Wertepaar im positiven Bereich (2,10/2,10) (zT/Z).

Diesen Extremstellen können die 6 Stunden Speicherbedarfswerte von **-9,7 MWh** und **9,97 MWh** zugeordnet werden. Im Jahr 2018 lagen **95,3 %** der Werte innerhalb dieser beiden Extremstellen.

Die Einzelfälle im stark negativen Bereich stammen alles samt von Eisabschaltungen und anderen betriebsbedingten Störungen. In diesen Fällen ist die Prognose über längere Zeit auf Null gesetzt

worden. Die Extremstellen im positiven Bereich stammen von Ereignissen, bei welchen die Prognose überschätzt wurde. Im Jahr 2018 waren es 24 Fälle, die im 6 Stunden Betrachtungszeitraum einen Summenwert von über 9,97 MWh überschritten haben.

9.2 Ergebnisse für das Jahr 2019

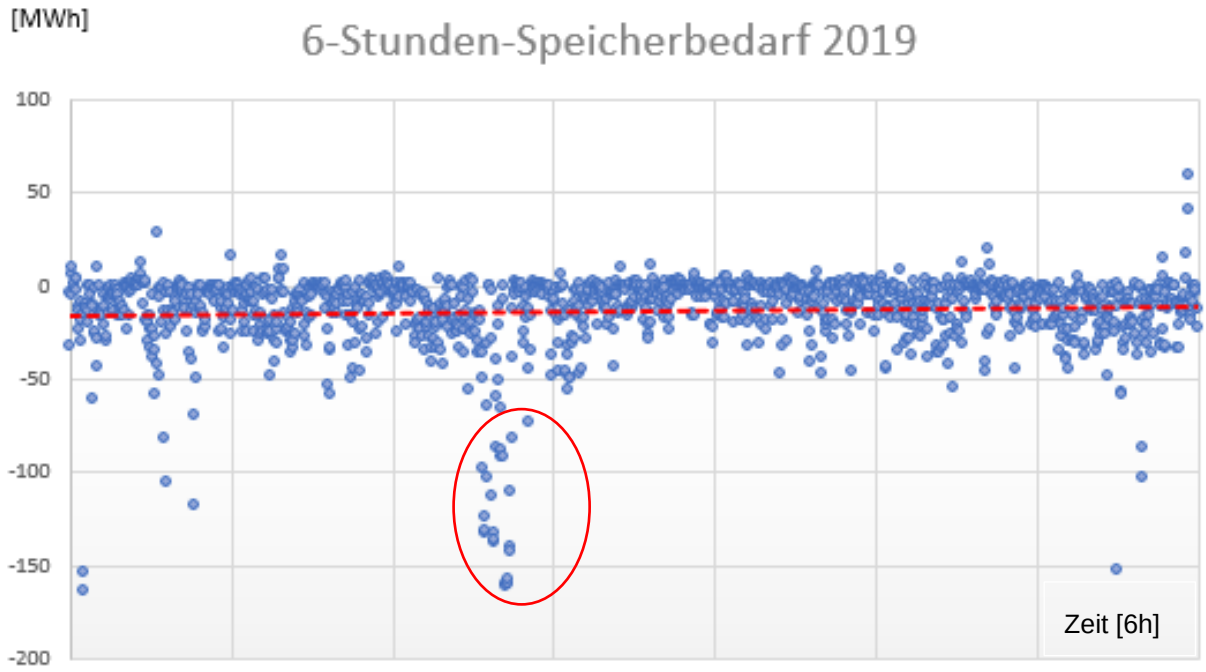


Abbildung 35: Ergebnisse 6 Stunden Speicherbedarf 2019

Tabelle 3: Ergebnisse Q-Q Plot 2019

Anzahl	1402	
Mittelwert	-13,27	MWh
Standardabweichung	21,333	MWh
Jahresspeicherbedarf	24050,75	MWh

9.2.1 Diskussion der Punktwolke für Ergebnisse 2019

Bereits am ersten Blick sind große betragsmäßige Abweichungen von der Nulllinie erkennbar. Die Extremstellen liegen bei über -150 MWh. Weiters ist eine Häufung der Extremstellen im Zeitraum Mai – Juni 2019 auffällig. In der Grafik oben ist dieser Bereich rot eingekreist. Eine Vielzahl an positiven 6-Stunden Werten liegen um 20 MWh. Daraus lässt sich schließen, dass im Jahr 2019 die Produktion dauerhaft über dem Prognosewert lag. Der Mittelwert liegt bei –13,27 MWh. Das bedeutet, dass das Ergebnis im 6-Stunden Intervall um 13,27 MWh unterschätzt wurde.

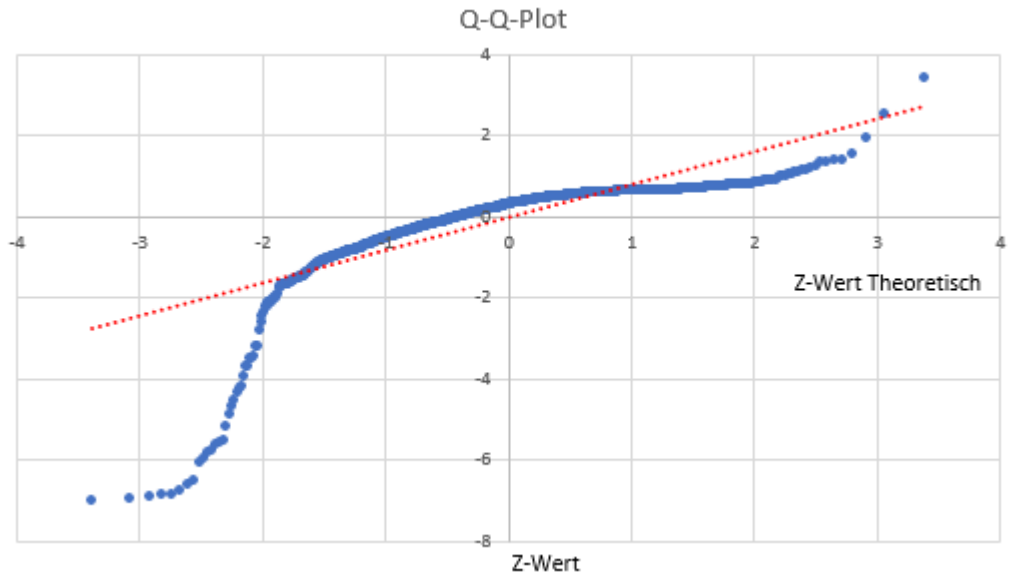


Abbildung 36: Ergebnisse Q-Q Plot 2019

9.2.2 Diskussion Q-Q-Plot 2019

Die Abbildung der Daten im Q-Q Plot zeigt eindeutig, dass die Daten nicht normalverteilt sind. Speziell die Extremstellen weichen zu stark von der theoretischen Verteilung ab. Der Wertebereich, in dem man eine Normalverteilung unterstellen könnte, liegt zwischen dem Wertepaar im negativen (-1,86/-1,90) (zT/Z) und dem Wertepaar im positiven (1,01/0,66) (zT/Z).

Diesen Extremstellen können die 6-Stunden Speicherbedarfswerte von **-53,98 MWh** und **0,0 MWh** zugeordnet werden. Im Jahr 2019 lagen **81,4 %** der Werte innerhalb dieser beiden Extremstellen.

Besonders auffallend sind im Jahr 2019 die hohe Anzahl an Windtagen, an denen wegen Betriebsstörungen kein Strom vermarktet werden konnte.

Der Extremwert liegt bei -163,42 MWh. Dieser Wert liegt also über dem 6-Stunden Netzzugangswert von 6 mal -26 MWh. (-156 MWh) Dies kann damit begründet werden, dass die Anlage mit voll Last betrieben wird und möglicherweise der Eigenverbrauch der Anlage geringer ist.

9.3 Dimension des Stromspeichers

Die Ausgangssituation der beiden Jahre 2018 und 2019 ist denkbar unterschiedlich. Im Jahr 2018 war für Windkraftproduzenten ein unterdurchschnittliches Ertragsjahr, bezogen auf die Prognose des Jahres. Weiters ist anzumerken, dass in Kreuzstetten neue Windkraftanlagen in Betrieb genommen wurden, die in der Prognose noch nicht oder nur teilweise berücksichtigt waren.

Speziell am Ende des Jahres ist diese Gegebenheit durch die geringe Streuung erkennbar. Die im Jahr 2018 besonders ungünstige Ertragslage führt zu einem sehr geringen Mittelwert für den 6-Stunden Speicherbedarf. Für das Jahr 2018 kann zusammenfassend festgehalten werden, dass durch eine Unterschätzung der Ertragssituation der Speicherbedarf sehr gering gehalten wurde.

Im Jahr 2019 war die Ertragssituation durch die Wetterlagen besonders günstig, weshalb die Produktion des Windparks überdurchschnittlich im Bezug zur Prognose war. Durch die im Jahr 2018 erneuerten Windkraftanlagen war auch eine Ertragssteigerung aufgrund verbesserter Effizienz zu erwarten. Anhand der folgenden Gesichtspunkte wird deutlich, dass 2019 eine geeignetere Entscheidungsgrundlage ist, als das Jahr 2018.

- In ertragsstarken Jahren wird der Markt durch die Windparks stärker beeinflusst als in ertragsschwachen Jahren. Dies führt dazu, dass der Markt volatiler ist.

- Ein Speicher macht in ertragsstarken Jahren mehr Sinn als in ertragsschwachen, da die Extremstellen viel häufiger vorkommen.

- In ertragsschwachen Jahren ist der Marktpreis weniger volatil, weshalb eine Speicherung auch unter betriebswirtschaftlicher Betrachtung weniger Nutzen bringt.

- Die Ausgleichsenergie hängt nicht primär mit der Produktionsmenge zusammen, sondern viel mehr mit der Prognosequalität

In ertragsschwachen Jahren ist aus betriebswirtschaftlicher Sicht die Konkurrenz überlegen, da diese nachfrageorientiert produzieren können. Dieses Faktum macht in ertragsschwachen Jahren den gesamten Energiemarkt weniger volatil.

Für die Größe eines 6-Stunden Stromspeichers in Kreuzstetten ist eine Kapazität in der Größe von **13 MWh ±2,6 MWh** sinnvoll**.**

Dieser Wert orientiert sich am Mittelwert der Datenreihe aus 2019. Die Genauigkeit wird mit 20 % relativ zur Kapazität angegeben. Das entspricht ca. einem Achtel der Streuung der Datenreihen aus 2019. Für die Ausgleichsenergie wird ein deutlich geringerer Speicherbedarf anfallen, weshalb darauf im Kapitel 9.4 separat eingegangen wird.

9.4 Diskussion Ausgleichsenergie

Im Kapitel 5 wird die Ausgleichsenergie, der Unterschied zwischen Erzeugung und Verbrauch, definiert. Diese Definition sorgt dafür, dass das Netz eine stabile Frequenz von 50 Hertz beibehält.

Nur ist es für Windkraftanlagenbetreiber nicht wirtschaftlich sinnvoll, einen 5 tägigen Produktionsausfall vorzuhalten, um die Ausgleichsenergie auf Null zu senken. Hierfür wurde ein Marktinstrument erdacht, bei dem ökologische Stromproduzenten immer bevorzugt in den Markt einspeisen können. Im Falle eines Produktionsausfalles können andere, grundlastfähige Produzenten einspringen.

Die Kapazität eines Speichers zur Bereitstellung der Ausgleichsenergie liegt bei

5 MWh + 0,95 MWh.

Dieser Wert wurde von der Standartabweichung aus 2018 abgeleitet. Die Streuung im Jahr 2018 betrug 4,73 MWh. Die 0,95 MWh ergeben sich aus der Abschätzung der Lebensdauer. Die Alterung des Speichers verringert die Speicherkapazität um etwa 20 %, relativ zur Speichergröße.

Aus einer retrospektiven Betrachtung kann man für das Jahr 2018 festhalten, dass die betragsmäßige Ausgleichsenergie nur in etwa die Hälfte zum Vergleichsjahr 2019 betragen hat.

Wie kann diese Tatsche begründet werden?

- Die Prognosequalität im Jahr 2018 war hinsichtlich der gesamten Jahresbetrachtung besonders gut. (Stundenmittelwert **0,006 MWh**) In der ersten Jahreshälfte wurde ein schlechteres Ergebnis als erwartet produziert. In der zweiten Jahreshälfte hingegen war das Ergebnis deutlich besser als prognostiziert.

- Eingriffe durch den Netzbetreiber haben deutlich weniger häufig stattgefunden. Dieses Faktum ist auch in den Q-Q-Plot durch weniger stark ausgeprägte Extremstellen im Jahr 2018 erkennbar.

- Die Effizienzsteigerung im Jahr 2019 durch die neuen Anlagen wurde unterschätzt, weshalb es in diesem Jahr zu besonders hohem Speicherbedarf gekommen ist.

Die in Kreuzstetten betragsmäßig anfallende 15-minütige Ausgleichsenergie bzw. der Jahresspeicherbedarf im Jahr 2018 beläuft sich auf **12.040,38 MWh**

bzw. im Jahr 2019 **24.050,75 MWh.**

9.5 Interpretation der Ausgleichsenergie

Zum besseren Verständnis wird im nachstehenden Beispiel der Vergleich mit einer Waage herangezogen. Wir nehmen an der Windpark Kreuzstetten meldet für den Folgetag, für die Viertelstunde von 13.00 Uhr bis 13.15 Uhr eine Einspeisung in Höhe von 26 MWh beim Übertragungsnetzbetreiber an und hat diese Strommenge auch bereits an einen Verbraucher verkauft.

In diesem Moment ist die imaginäre Waage genau im Gleichgewicht, da die Waagschalen für verkaufte und abgenommene Strommenge exakt gleich "gefüllt" sind.

Am nächsten Tag liefert der Windpark in der betreffenden Zeit nicht die prognostizierten 26 MWh, sondern nur 25,5 MWh. Der Verbraucher hat jedoch tatsächlich die am Vortag gekauften 26 MWh aus dem Stromnetz bezogen. Die imaginäre Waagschale des Stromproduzenten wird nun mit der tatsächlich eingespeisten Strommenge von 25,5 MWh "angefüllt" und die Waagschale des Stromabnehmers mit der abgenommenen Strommenge von 26 MWh. Die Waage befindet sich in diesem Augenblick also nicht mehr im vollkommenen Gleichgewicht, da eine Abweichung von 0,5 MWh vorliegt.

Um diese 0,5 MWh auszugleichen und die Waage exakt ins Gleichgewicht zu bringen, greift der Übertragungsnetzbetreiber in diesem sehr vereinfachten Beispiel nun auf die Ausgleichsenergie zurück. So wird gewährleistet, dass das Stromnetz stabil bleibt.

Wie man aus den Daten des 6-Studnen Speicherbedarfes erkennen kann, liegt der tägliche Bedarf zwischen 33 MWh und 65, 9 MWh. Je nach Regelung des Windparks fallen unterschiedliche Mengen an, um die Ausgleichsenergie auf Null zu setzen. Die Ausgleichsenergie muss mindestens in einem 15 Minuten Intervall nachjustiert werden.

Zum Ausgleichen der kurzfristigen Ausgleichsenergie im Windpark in Kreuzstetten ist ein Speicher mit einer Kapazität von **5,0 MWh** ausreichend.

9.6 Modellrechnung Erlös 2018

Tabelle 4: Erlös 2018

Jahr 2018	Kapazität [MWh]	Leistung [MW/dt]	Euro
Speicher	5	0,3125	
Erlös mit Speicher			**3.004.354,95**
Erlös ohne Speicher			**3.000.822,99**
Speicher			**3.531,96**

Verhältniszahl	Einheit
706,39	€/MWh

Wie man in der Modellrechnung aus dem Jahr 2018 erkennen kann führt ein Speicher mit der Größe von 5 MWh zu einem mehr Erlöse von **3.531,96 Euro**. Durch konstant halten des Gradienten bei 0,3125 [MW/dt] ergibt sich eine lineare Abhängigkeit.

9.7 Modellrechnung Erlös 2019

Tabelle 5: Erlös 2019

Jahr 2019	Kapazität [MWh]	Leistung [MW/dt]	Euro
Speicher	5	0,3125	
Erlös mit Speicher			**3.503.119,73**
Erlös ohne Speicher			**3.499.198,79**
Erlös durch Speicher			**3.920,94**

Verhältniszahl	Einheit
784,19	€/MWh

Wie man in der Modellrechnung aus dem Jahr 2019 erkennen kann, führt ein Speicher mit der Größe von 5 MWh im Jahr 2019 zu zusätzlichen Erlös von **3.920,94 Euro**.

Dieser Berechnung liegt der idealbetrieb des Speichers zugrunde. Dazu muss der Gradient bei 0,3125 [MW/dt] konstant gehalten werden. Basierend auf dieser Annahme lässt sich ein Jahreserlös von **3.499.198,79** Euro eruieren.

9.8 Diskussion Stromspeichermodell

Das in der Arbeit angewandte Modell besticht durch seine Einfachheit. Die Grundidee, die Preisspitzen zu nutzen, um einen besseren Erlös zu erwirtschaften, scheint auf den ersten Blick erfolgsversprechend. Bei genauerer Betrachtung der Jahre 2018 und 2019 sowie Analyse des vorhandenen Datenmateriales erkennt man, dass ein Speicher nur zu einem marginalen Mehrwert führt. (siehe Modellrechnung Kapitel 9.6. und 9.7)

Warum kann man am regulären Spotmarkt nur geringe Margen erzielen?

Der große Unterschied zwischen Terminmarkt und Spotmarkt ist, dass am Spotmarkt nur kurzfristige Stromliefermengen und nicht langfristige Stromliefervereinbarungen gehandelt werden. Die kurzfristig gehandelten Mengen werden entweder im „Day-Ahead-Handel“, oder noch am selben Tag der physischen Lieferung verkauft. Auf Grund dieser Gegebenheit werden die meisten Strommengen nicht am Spotmarkt verkauft bzw. gehandelt, sondern vielmehr außerbörslich über Verträge zwischen Produzenten und Abnehmern gezeichnet. Am Spotmarkt findet somit nur der Spitzenausgleich statt. Die Modellrechnung zeigt, dass zum momentanen Zeitpunkt der Spotmarkt für eine etwaige Vermarktung des Stromes kein geeignetes Umfeld darstellt.

Preisschwankungen

Die Opportunitätskosten in Höhe des mittleren jährlichen Verkaufspreises sind für das Modell eine sehr ambitionierte Basislinie, da die Erzeugungskosten deutlich geringer sind. Allerdings wird aus diesem Sachverhalt klar, dass Stromspeichern um des Speicherwillens kein erfolgsversprechendes Modell ist.

Für Windkraftanlagenbetreiber führt ein physischer Stromspeicher langfristig dazu, dass der Marktpreis nicht mehr so großen Schwankungen unterliegt. Daraus kann man weiter schließen, dass die sehr geringe Gewinnzone des Modells vollständig erodiert wird. Die Jahre 2018 und 2019 zeigen, dass aus betriebswirtschaftlicher Sicht eines Windstromerzeugers die derzeitigen Regelungen durchaus sinnvoll sind, weil in ertragsreichen Jahren deutlich mehr als geplant in den Markt eingespeist werden kann.

Das oben angeführte Argument führt zu einem volkswirtschaftlichen Schaden. Dieser Schaden wird durch Systemdienstleistungen abgefangen. Sie sind auch verantwortlich dafür, dass die Frequenz, Spannung und Leitungsbelastung innerhalb bestimmter Grenzwerte liegen. Für das Modell bedeutet das eine Internalisierung der volkswirtschaftlichen Kosten. Daher gibt es am Spotmarkt keine Preiswahrheit für Anlagenbetreiber, der sich aus der Planung ableitet.

10. Interpretation des Stromspeichermodelles

Die zeitliche Beschränkung des Verkaufsintervalls führt in der Berechnung zu einer Unterschätzung des Erlöses, weil die tägliche Ganglinie des Preises nicht unmittelbar mit der durchschnittlichen Jahresganglinie zusammenfällt.

Das Stromspeichermodell mit der starren Logik, nur zwischen 0:00 - 4:00 Uhr Strom zu speichern und in den beiden Tagesspitzen zu verkaufen zeigt deutlich, dass am Spotmarkt keine Preiswahrheit abgebildet wird. Durch diese unflexible Steuerung lässt sich die Lebensdauer verlängern mit dem Vorteil, dass die Anzahl der Zyklen stark begrenzt sind.

Das Speichermodell ist mit 5 MWh Netto Speicherkapazität und 1 Zyklus pro Tag auf eine Lebenddauer des Windparks ausgelegt.

Im anschließenden Kapitel werden die Zielsetzung und Aufgabenstellung bewertet sowie ein Ausblick in die Zukunft gegeben. Auch auf künftige, notwendige Forschungsaktivitäten wird im nachfolgenden Kapitel eingegangen.

11. Zusammenfassung

Diese Diplomarbeit beschäftigt sich mit der Speicherung von volatilen Windstrom mittels Lithium-Ionen-Speicher. Die technischen Möglichkeiten Windkraftwerke zu regeln sind in Kreuzstetten weitestgehend ausgereizt, weshalb ein mögliches Konzept zur Vorhaltung von Energiereserven erdacht wurde.

Die Untersuchung hat gezeigt, dass der Windkraftanlagenbetreiber mit einer betragsmäßig anfallenden Jahresspeicherbedarf von **12.040,38 MWh** im Jahr 2018 und **24.050,75 MWh** im Jahr rechnen müssen.

Dieser große Unterschied zwischen den Jahren hat zur Folge, dass eine Abschätzung welche größe ein Lithium-Ionen-Speicher haben müsste, um den vorhandenen Prognosefehler aus zugleich sich als eine Herausforderung darstellt.

Mithilfe eines Quantil-Quantil-Diagramm konnten die Prognosefehler dahingehen dargestellt werden, dass zumindest aus einer technischen Betrachtung die Größe eines Lithium-Ionen-Speicher sich ableiten lässt. Für die Dimension eines 6-Stunden Stromspeichers in Kreuzstetten ist eine Kapazität in der Größe von **13 MWh ± 2,6 MWh** sinnvoll. Neben der Größe eines Speichers in MWh war es Ziel dieser Arbeit ein mögliches Speicherkonzept für einen Lithium-Ionen-Speicher auszuarbeiten.

Konkret wurde ein Speicherkonzept erdacht, welches am Spot-Markt operiert. Dabei wurden die vom Anlagenbetreiber in Simonsfeld gesammelten Daten für die Berechnung und Analyse herangezogen. Für die vergangenen Jahre 2018 und 2019 wurden Erlöse mit und ohne Speicher berechnet. Die Analyse hat gezeigt, dass eine zeitliche Verlagerung von Energie kaum einen monetären Vorteil am Spotmarkt bringt.

Schlussfolgerungen und Ausblick

Energiespeicher sind Anlagen mit dem Ziel der elektrischen, chemischen, elektrochemischen, mechanischen oder thermischen Speicherung von Energie. Anschließend sollten sie eine zeitlich verzögerte Nutzung ermöglichen. Diese Pufferspeicher nehmen jedoch über die reine Speicherfunktion hinaus eine wesentlich umfassendere Bedeutung innerhalb ihrer intelligenten Vernetzung mit anderen Windkraftanlagen ein.

Speichermodell

Das in dieser Arbeit abgebildete Modell zeigt sehr deutlich, dass sich die zeitliche Verlagerung von Energie am Spotmarkt monetär kaum auswirkt. Weiters ist die Menge an anfallender Ausgleichsenergie stark von der Betriebsführung des Windparks abhängig. Diese Betriebsführung wird maßgeblich vom derzeitigen Markt und dem Wetter bzw. lokalen Windbedingungen beeinflusst. Die **5 MWh** Netto Speicherkapazität dienen in erster Linie dem internen Lastmanagement des Windparks und wurde aus den Daten 2018 abgeleitet. Wie man aus der Modellrechnung erkennen kann, ist die Stromspeicherung aus betriebswirtschaftlicher Sicht bei derzeitiger Marktlage kein sinnvolles Instrument.

Die Erkenntnisse dieser Arbeit sollen als Grundlage für weitere Forschungsaktivitäten im Bereich der Energieversorgung dienen.

Wichtige Forschungsaktivitäten im Bereich der erneuerbaren Energieversorgung sind moderne Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) sowie Energiespeicher, Wärmespeicher, Power-to-Gas-Anlagen oder Power-to-Heat-Anlagen. Diese stellen die Frequenzhaltung im Stromnetz sicher und sind wichtige Bausteine, sodass die Energienachfrage und der Energiebedarf im intelligenten Stromnetz flexibel aufeinander abgestimmt werden kann.

Weiters wäre eine interessante Frage, ob speziell im Weinviertel die Koppelung mit einer Power - to-Heat-Anlage eine sinnvollere wirtschaftliche Vermarktung der Energie zulässt als der untersuchte Speicher.

12. Literaturverzeichnis

[1] E. Hau, Windkraftanlagen, München: Springer Vieweg, 2016.

[2] e-Control, „e-Control," 06 02 2020. [Online]. Available: https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/marktregeln.

[3] N. Kraftwerke, „Next-Kraftwerke," 19 03 2020. [Online]. Available: https://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt.

[4] F. Kapusta, M. Jandrokovic, M. Eigenbauer und W. Urbantschitsch, Stromspeicherbericht 2018, Wien: E-Control, 2018.

[5] G. Tobias, „WIRTSCHAFTLICHE ANWENDUNGEN VON STATIONÄREN GROSSBATTERIESPEICHERSYSTEMEN AUFGRUND REGULATORISCHER RAHMENBEDINGUNGEN IN DEUTSCHLAND," Wien, 2020.

[6] R. L. Hartmann, An Aging Model for Lithium-ion Cells, 2008.

[7] R. Gasch, Windkraftanlagen, Berlin: Springer-Vieweg, 2015.

[8] U. R. E. D. B. Blum, Energie-Grundlagen für Ingenieure und Naturwissenschaftler, Springer-Vieweg, 2019.

[9] Blauwasser, „Blauwasser," 18 Dezember 2019. [Online]. Available: https://www.blauwasser.de/globale-windsysteme.

[10] Horst Malberg, Meterologie und Klimatologie Eine Einführung, Springer, 2006.

[11] Martin Kaltschmitt | Wolfgang Streicher , Regenerative Energien in Österreich, Graz: Vieweg +Teubne, 2009.

[12] Andreas Krenn, „Windatlas," 2009. [Online]. Available: https://www.windatlas.at.

[13] J. Twele, Windkrsftanlagen, Berlin: Springer Vieweg, 2015.

[14] BUNDESMINISTERIUM FÜR NACHHALTIGKEIT UND TOURISMUS , „Klima-Energiestrategie," BMNT , Wien, 2017.

[15] A. Krenn, „WINDATLAS UND WINDPOTENZIALSTUDIE," Austria Wind Potential Analysis, 2011.

[16] A. P. Grid, „Austria Power Grid," 23 03 2020. [Online]. Available: https://www.apg.at/.

[17] H. Malberg, Meteorologie und Klimatologie : Eine Einführung, Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2007.

[18] R. u. T. Bundesministerium für Landwirtschaft, „https://www.ris.bka.gv.at," 14 08 2020. [Online]. Available: GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20008914. [Zugriff am 14 August 2020].

[19] OeMAG, „OeMAG," 14 08 2020. [Online]. Available: https://www.oem-ag.at. [Zugriff am 14 August 2020].

[20] A. Rosenkranz, U. Köhler und J. Liska, „Modern Battery Systems for Plug-In Hybrid Electric Vehicles," in 23rd International Battery, Hybrid and Fuel Cell Electric Vehicle Symposium and Exhibition*, Anaheim, 2007.*

[21] K. Panos, Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt., Springer-Verlag, 2013.

[22] P. B. e. al, „Innovative Energietechnologien in Österreich - Marktentwicklung 2019," im Auftrag des BMK, Wien, 2020.

13. Lebenslauf

Persönliche Daten

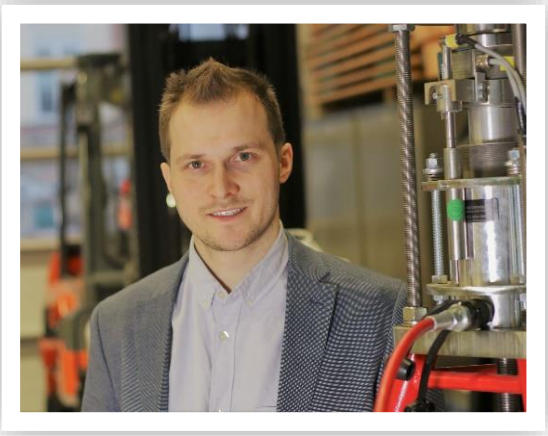
Anschrift: *Franz Halmer*
Vestenthal 38
4431 Haidershofen

Kontakt: *0677/61 47 97 61*
franz.halmer@students.boku.ac.at

Geboren: *12. Februar 1990 in Steyr*

Familienstand: *ledig*

Nationalität: *Österreich*



Bildungsweg

11/2017 - dato	*MSc Studium Kulturtechnik Wasserwirtschaft*
09/2014 – 11/2017	*BSc Studium Kulturtechnik Wasserwirtschaft an der Universität für Bodenkultur Wien*
08/2013 - 08/2014	*BSc Studium Physik an der Johannes Keppler Universität Linz*
02/2009 – 08/2012	*Berufsreifeprüfung berufsbegleitend* *Diplom CAD Konstrukteur am Wifi Oberösterreich*
09/2005 – 02/2009	*Lehre als Kfz Techniker bei* *MAN Nutzfahrzeuge Österreich AG, Werk Steyr*
09/2004 – 06/2005	*HTL Steyr* *Höhere Abteilung für Maschineningenieurwesen*
09/2000 – 06/2004	*Hauptschule Haidershofen*

Berufserfahrung & Praktika

11/2015 - dato	*Universität für Bodenkultur Wien* *Studentischer Mitarbeiter am Institut für Verfahrens- und Energietechnik*
10/2018- 5/2019	*Mapag MAPAG Baustoffuntersuchungen und Umweltanalytik* *Umwelttechniker*
06/2016 – 11/2016	*Bundesamt für Eich- und Vermessung* *Technischer Referent*
12/2012 – 08/2013	*Magna Steyr – Werk St. Valentin* *Versuchsmechaniker im Bereich Antriebsstrang*
12/2009 – 12/2012	*MAN Nutzfahrzeuge Österreich AG, Werk Steyr* *KFZ-Techniker*
06/2009 – 12/2009	*Präsensdienst*
02/2009 – 06/2009	*MAN Nutzfahrzeuge Österreich AG, Werk Steyr* *KFZ-Techniker*
06/2005 – 07/2005	*Ferialpraktikum LISEC Maschinenbau GmbH, Seitenstetten* *Lagerwirtschaft*

Fähigkeiten und Kenntnisse

Sprachen	▪ *Deutsch* *Muttersprache* ▪ *Englisch* *fließend*
EDV	▪ *MS Office (Excel, PowerPoint, Word, Access)* ▪ *Programmierung (MatLap, Lab View,* Delphi) ▪ *Auto Cad – Konstrukteur mit Diplom*
In meiner Freizeit	▪ *bin ich leidenschaftlicher Triathlet* ▪ *höre ich gerne Musik* ▪ *verbringe ich gerne Zeit mit meiner Familie* ▪ *bin ich bei der freiwilligen Feuerwehr tätig*
Sonstiges	▪ *Führerscheine A, B, C, E, F*

14. Eidesstattliche Erklärung

Ich versichere, dass ich die Masterarbeit selbständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benutzt und mich auch sonst keiner unerlaubten Hilfe bedient habe.

Weiters versichere ich, dass ich diese Masterarbeit weder im Inland noch im Ausland in irgendeiner Form als Prüfungsarbeit vorgelegt habe.

Wien, Datum, Franz Halmer , Unterschrift

14.1 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Windkraftleistung jährlich installiert über die Jahre 1994-2019 9
Abbildung 2: Solarstrahlung auf der Erde 13
Abbildung 3: Globale Windsystem im Jänner 13
Abbildung 4: Globale Windsysteme im Juli 14
Abbildung 5: Windkarte Österreich aus WINDATLAS UND WINDPOTENZIALSTUDIE 15
Abbildung 6: Digitales Geländemodell im 100 Meter Raster [Quelle: BEV] 16
Abbildung 7: Landnutzung in Österreich aus WINDATLAS UND WINDPOTENZIALSTUDIE 16
Abbildung 8: Windpark Kreuzstetten 1 – 3 aus Niederösterreich ATLAS (M 1:18000) 17
Abbildung 9: Höhenprofil Windpark Kreuzstetten 1 - 3 [OpenStreetMap] 18
Abbildung 10: Vegetationskarte Windpark "Kreuzstetten 1 – 3" [OpenStreetMap] 19
Abbildung 11: Horizontalachsen-Windkraftanlage schematisch 20
Abbildung 12: Strömungsverhältnisse beim Entzug von mechanischer Leistung aus einem Luftstrom nach der elementaren Impulstheorie 22
Abbildung 13: Verlauf des idealen Leistungsbeiwertes über dem Geschwindigkeitsverhältnis vor und hinter dem Energiewandler 25
Abbildung 14: Rotorleistungsbeiwerte von Windrotoren unterschiedlicher Bauart [1] 26
Abbildung 15: Schematische - Darstellung des Strommarktes Quelle: [9] 30
Abbildung 16: Leistungs-Frequenz-Regelung 35
Abbildung 17: Leistungs-Zeit-Diagramm 36
Abbildung 18: Strommarktdesign Marktsegmente 39
Abbildung 19: Systemdienstleistungsübersicht 40
Abbildung 20: Einteilung des Marktes im Großhandel 41
Abbildung 21: Eingriffe durch den Netzbetreiber 43
Abbildung 37: Aufteilung der Investitionsausgaben von stationäre Batteriespeichersystem 0,5C und 1C .. 44
Abbildung 24: Black-Box-Modell Windpark mit Speicher 48
Abbildung 25: Black-Box-Modell mit Netz und Speicher 51
Abbildung 26: Tagesganglinie Mittelwerte 04/2018 52
Abbildung 27: Opportunitätskosten im Monat April 2018 53
Abbildung 28: Strompreis 2018 Jahresmittelwert 54
Abbildung 29: Speicher Tagesgang 55
Abbildung 30: Tagesganglinie des Spotmarktpreises mit unterer und oberer Grenze 57
Abbildung 31: Tagesganglinie des Spotmarktpreises Zeitintervalle für wirtschaftlichen Verkauf 58
Abbildung 22: 6 Stunden Speicherbedarf 2018 61
Abbildung 23: Q-Q Plot 2018 6-Stundenspeicherbedarf 62
Abbildung 33: Ergebnisse Q-Q Plot 2018 66
Abbildung 34: Ergebnisse 6 Stunden Speicherbedarf 2019 67
Abbildung 35: Ergebnisse Q-Q Plot 2019 68

14.2 Formelverzeichnis

Formel 1: kinetische Energie der Luftmasse 21
Formel 2: Volumenstrom der Luft 21
Formel 3: Massenstrom der Luft 21
Formel 4: Leistung des Energiewandlers 21
Formel 5: Leistung des Energiewandlers physikalisch 22
Formel 6: Kraft auf Rotorblatt 23
Formel 7: Leistung mit Impulssatz 23
Formel 8:Leistung physikalisch gleich Leistung Impulssatz 23
Formel 9: Mittelwert der Luftströmung 24
Formel 10: Mechanische Leistung 24
Formel 11: Leistung ungestörte Luftstrom 24
Formel 12: Verhältniszahl zwischen Mechanischer Leistung und Leistung des ungestörten Luftstroms 24
Formel 13: Erlös Berechnung 56
Formel 14: Verkaufspreis unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades 56
Formel 15: Speicherkapazität Berechnung 58
Formel 16: Prognosefehler Berechnung 61
Formel 17: Mittelwert des 6 Stunden-Prognosefehlers 63
Formel 18: Standardabweichung 6 Stunden-Prognosefehler 63
Formel 19: Differenz des Mittelwerts zum Rohwert 63
Formel 20: theoretische Standartnormalverteilung 63
Formel 21: Betragsmäßiger Jahresspeicherbedarf 64

14.3 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Wirkungsgradmessung Gesamtsystem AC – AC 50
Tabelle 2: Ergebnisse 6 Stunden Speicherbedarf 2018 65
Tabelle 3: Ergebnisse Q-Q Plot 2019 67
Tabelle 4: Erlös 2018 73
Tabelle 5: Erlös 2019 73