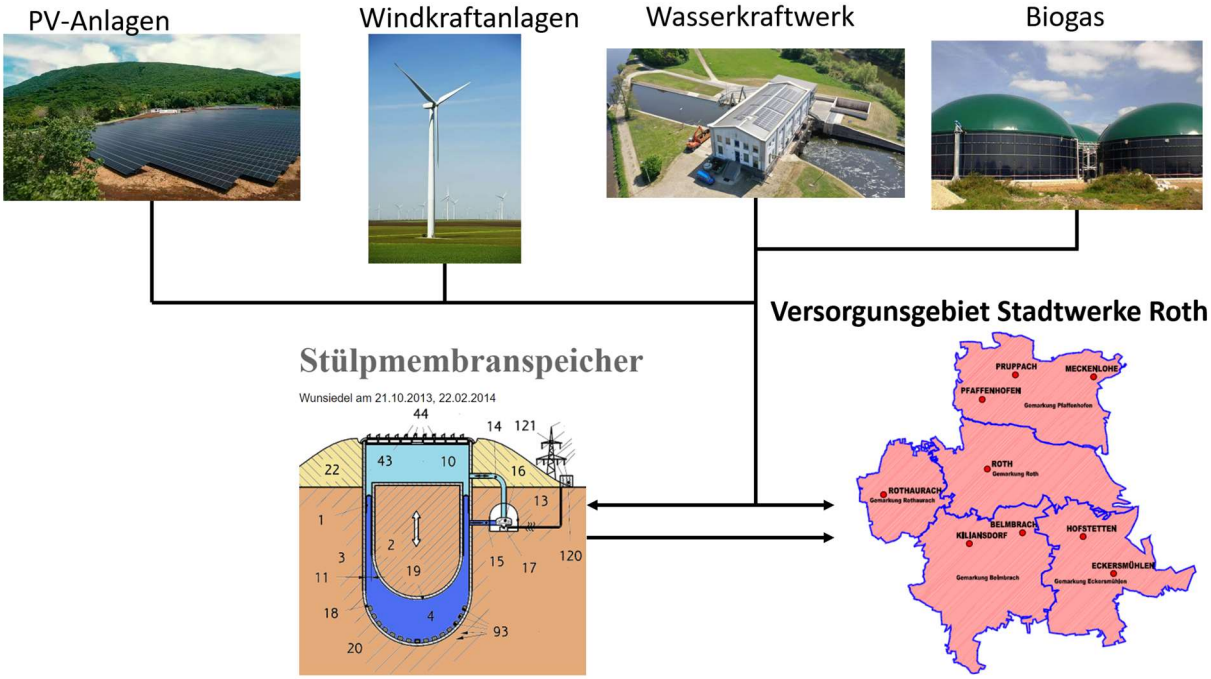
Technische Hochschule Nürnberg Georg Simon Ohm
Fakultät MBVS
Bachelor Maschinenbau

SoSe
2022

Energieversorgung der Stadtwerke Roth

SCHWERPUNKT WINDENERGIEANLAGEN



Patrick Pickelmann
Fachsemester 6

Am Ligusterweg 9
91284 Neuhaus an der Pegnitz
E-Mail: patrick.pickelmann@t-online.de

Abstrakt

Die vorliegende Projektarbeit ist Teil des Gesamtprojektes, welches die regenerative Energieversorgung der Stadtwerke Roth mittels Solar, Wind, Wasserkraft und mit Biogas befeuerten Blockheizkraftwerken sicherstellt. Dabei wird eine Versorgungssystemauslegung mit zugehöriger Speicherdimensionierung durchgeführt.

In dieser Arbeit werden die Windkraft und eine Systembewirtschaftungsstrategie genauer beleuchtet.

Bei der Standortermittlung für Windenergieanlagen wurde der Suchradius auf den Landkreis Roth ausgeweitet, da im Bereich Stadt Roth keine Möglichkeit für Neuanlagen besteht. Hierbei konnten mögliche Standorte für Windenergieanlagen ermittelt werden. Ob der Standort für eine Windenergieanlage zugelassen ist, wird im Genehmigungsverfahren entschieden. Die durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten betragen hier ca. 6,7 m/s. Bei der zukünftigen Energieversorgung werden Neuanlagen im Bereich Windkraft und Photovoltaik benötigt. 92 % dieser übernehmen Windkraftanlagen, 8% übernehmen Photovoltaikanlagen. Die Windkraftanlagen haben hierbei eine Nabenhöhe von 160 m, eine Generatornennleistung von 3 MW und einen Rotordurchmesser von 150 m. Es werden elf Neuanlagen benötigt. Im Gesamtsystem entstehen Stromgestehungskosten von 20,39 ct/kWh.

Die Systembewirtschaftungsstrategie errechnet mit Wetterprognosen und Strommarktpreisen eine lukrative Ein- und Verkaufsstrategie für die im Speichersystem gespeicherte Energie. Hierbei ist die Versorgungssicherheit der Stadtwerke Roth stets gegeben. Bei einem Strommarktpreis von 150 €/MWh ergäben sich durch die strategische Vermarktung reine Stromgestehungskosten von 7,8 ct/kWh.

Inhalt

Abstrakt II

Tabellenverzeichnis IV

1. Einleitung 1

2. Windenergieanlagen 2

2.1 Vorhandene WEA 2

2.1.1 Standortermittlung 3

2.1.2 Anlagendaten 3

2.2 Planung Neuanlagen 4

2.2.1 Standortermittlung 5

2.2.2 Windanalyse 7

2.2.3 Kostenermittlung 8

2.2.4 Ermittlung Anzahl WEA 10

3. Berechnungstool 11

3.1 Programmbeschreibung 11

3.2 Programmablauf 12

4. Berechnungen und Ergebnisse 13

4.1 Spezifische Kosten WEA 13

4.2 Betriebskosten WEA 15

4.3 Anzahl WEA 15

4.5 Stromgestehungskosten 16

5. Systembewirtschaftungsstrategie 18

5.1 Szenario 1: Hohe Verfügbarkeit regenerativer Energie 19

5.2 Szenario 2: Geringe Verfügbarkeit regenerativer Energie 21

5.3 Kosteneinsparpotenzial Systembewirtschaftungsstrategie 23

6. Fazit 24

Quellen 25

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Strommix in Deutschland 2021 2
Abbildung 2: Standorte der vorhandenen WEA [4] 3
Abbildung 3: vermutlich geeignete Standorte (dunkelgrün: mittlere Windgeschwindigkeit > 5m/s in 130 m Höhe, hellgrün: mittlere Windgeschwindigkeit 4,5 – 4,9 m/s in 13 m Höhe) für Windkraftanlagen im LKR Roth [7] 5
Abbildung 4: Mögliche Bereiche für Neuanlagen im südlichen Teil des LKRes [3] 5
Abbildung 5 Standortertrag in 160 m Höhe 6
Abbildung 6: Skala zu den Windgeschwindigkeiten [3] 6
Abbildung 7: Winddaten 2018-2021 aufgearbeitet 7
Abbildung 8: Kostenverteilung WEA mit Standardbauweise [7] 8
Abbildung 9: Kostenmodell WEA mit den wesentlichen Abhängigkeiten [8] 9
Abbildung 10: Windpotenzialausnutzung über Windgeschwindigkeit 14
Abbildung 11: Tiefgründung [7] 15
Abbildung 12: Systembewirtschaftungsstrategie – Gute Verfügbarkeit regenerative Energien 19
Abbildung 13: Systembewirtschaftungsstrategie - Geringe Verfügbarkeit regenerative Energien 21
Abbildung 14: Stromgestehungskosten mit Systembewirtschaftungsstrategie 23

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Daten zu den vorhandenen WEA im LKR Roth 4
Tabelle 2: Erklärung der Versorgungssicherheitsparameter 11
Tabelle 3: Auslegungsvarianten WEA 13
Tabelle 4: Versorgungssicherheitsparameter 16
Tabelle 5: Errechnete Anlagendaten 16
Tabelle 6: Stromgestehungskosten Gesamtsystem 17
Tabelle 7: Erklärung der Begrifflichkeiten für Abbildung 10 und Abbildung 11 18

Abkürzungsverzeichnis

BK ..... *Betriebskosten*

CO2 ..... *Kohlenstoffdioxid*

LKR ..... *Landkreis*

MERRA2 ..... *Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications, Version 2*

NASA ..... *National Aeronautics and Space Administration*

PV ..... *Photovoltaik*

SGK ..... *Stromgestehungskosten*

SMP ..... *Strommarktpreis*

WEA ..... *Windenergieanlage*

1. Einleitung

Es hat ein rasanter Anstieg der Energiekosten durch die Ukraine-Krise stattgefunden [1]. Zudem trägt eine Erholung der Wirtschaft (Corona-Pandemie) und die damit steigende Nachfrage nach Energie zur Erhöhung der Kosten bei. Trotz großer Bemühungen um regenerative Energieversorgung in Deutschland ist eine große Abhängigkeit von Energieimporten vorhanden. Lösungsansätze mit Windenergieanlagen, Solarparks, Wasserkraftwerken und Biomasseanlagen sind bereits Stand der Technik. Heute beträgt der Anteil regenerativer Quellen am Strommix Deutschland bereits um die 50 % [2]. Ein positiver Nebeneffekt bei regenerativer Energieversorgung sind die sinkenden CO2-Ausstöße. Diese entstehen bei der Verbrennung kohlenstoffhaltiger Brennstoffe, welche derzeitig einen großen Anteil an der Energieversorgung übernehmen.

Das Gesamtziel des Projektes ist die Energieversorgung der Stadtwerke Roth auf regenerativer Basis sicherzustellen. Dabei werden Wind-, Solar-, Biomasse- und Laufwasserenergie betrachtet. Zudem wird eine Speicherauslegung eines Stülpmembranspeichers [3] durchgeführt, der die Energiebewirtschaftung des Systems sicherstellt.

In dieser Projektarbeit wird dabei die Windenergie genauer betrachtet. Es werden die vorhandenen Anlagen erörtert. Zudem werden Standorte für Neuanlagen analysiert. Die spezifischen Kosten und die Betriebskosten der Anlagen werden ermittelt. Nachdem alle Arbeitsbereiche die jeweils ermittelten Daten zusammengeführt haben, werden die niedrigsten Stromgestehungskosten im Gesamtsystem in der von Herrn Prof. Dr. Popp programmierten Software berechnet. Daraus resultieren die benötigten Anlagenleistungen der Windenergieanalgen und Photovoltaikanlagen.

Zudem wird eine Systembewirtschaftungsstrategie ermittelt. Hierfür werden die Strommarktpreise und Wetterprognosen benötigt, um eine lukrative Bewirtschaftung sicherzustellen. Die Versorgung der Stadtwerke Roth muss hier permanent sichergestellt sein.

2. Windenergieanlagen

Im Jahr 2021 betrug der Anteil der Windkraft an der Nettostromerzeugung, d.h. dem Strommix, der tatsächlich aus der Steckdose kommt, 23,1 % [2]. Der Anteil ist im Vergleich zum Jahr 2020 aufgrund der Witterungsbedingungen um 12 % gefallen (siehe Abbildung 1). Trotzdem ist sie die wichtigste Energiequelle.

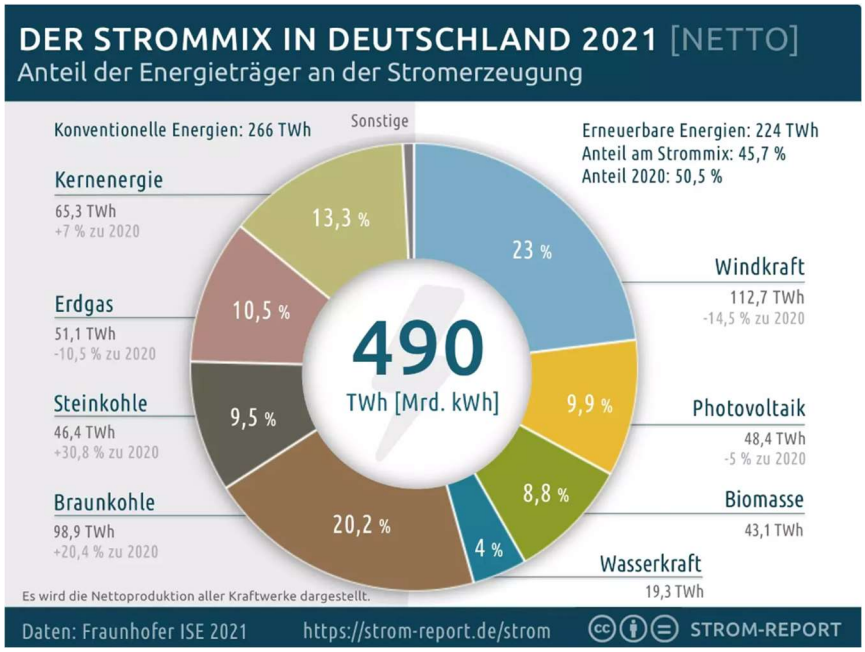


Abbildung 1: Strommix in Deutschland 2021 [2]

WEA nutzen die kinetische Energie des Windes auf der Erde. Dieser entsteht aufgrund von Temperaturdifferenzen in der Atmosphäre [4]. Wichtigster Parameter zur Berechnung der Windenergie ist die vorhandene durchschnittliche Windgeschwindigkeit am vorgesehenen Standort.

2.1 Vorhandene WEA

Nun werden die Standorte und Leistungen der vorhandenen WEA analysiert.

2.1.1 Standortermittlung

Zur Ermittlung der vorhandenen Anlagen werden der Energie-Atlas Bayern [5] und Daten der Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber Netztransparenz.de [6] genutzt. Im Erstgenannten können die WEA in der Karte dargestellt werden. Zehn Anlagen (siehe Abbildung 2) werden dort angezeigt. Diese Anzahl deckt sich mit der Anzahl, die vom Landratsamt Roth genannt wird. In der Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber Netztransparenz.de sind hingegen 22 Anlagen verzeichnet. Grund hierfür ist, dass die Anlagen nahe der LKR-Grenzen gebaut sind, und die Netzanbindung im LKR Roth leichter als die Anbindung in den eigenen LKR ist. Somit speisen die Anlagen im LKR Roth ein, werden aber nicht dem LKR Roth gutgeschrieben. Die Anlagenstandorte an der LKR-Grenze werden in Abbildung 2 deutlich.

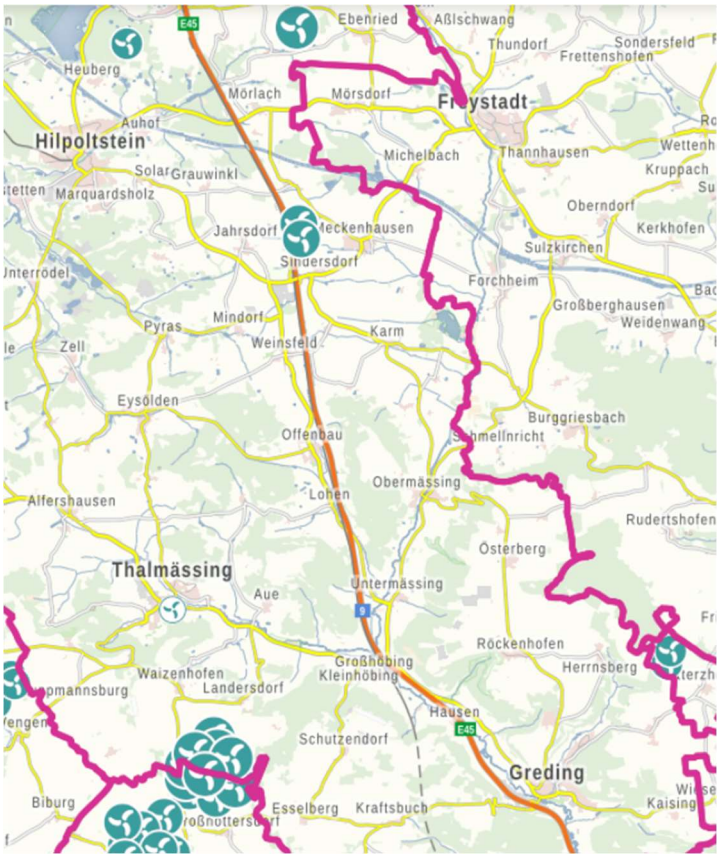


Abbildung 2: Standorte der vorhandenen WEA [5]

2.1.2 Anlagendaten

Aus Tabelle 1 können die Lage und die Leistung der vorhandenen WEA entnommen werden. Zudem sind die Einspeisung und Vergütung der Anlagen vom Jahr 2020 angegeben. Eine Summierung der Leistung, Einspeisung und Vergütung wurde vorgenommen. Diese Daten wurden direkt vom Landratsamt Roth übermittelt. (Bei Rückfragen: angela.ziegler@landratsamt-roth.de) Es gilt zu erwähnen, dass diese WEA nicht in die Stromversorgung der Stadtwerke Roth einfließen.

Tabelle 1: Daten zu den vorhandenen WEA im LKR Roth

Ort	Ortsteil	Inbetrieb-nahmedatum	Installierte Leistung [kW]	Einspeisung [kWh]	Vergütung [Euro]
Allersberg	Ebenried	22.12.2014	3.050,000	5.771.596,00	417.960,74
Allersberg	Göggelsbuch	20.08.2002	600,000	476.561,00	41.242,21
Greding	Großhöbing	05.08.2015	3.075,000	5.746.767,00	381.080,90
Greding	Großhöbing	04.08.2015	3.075,000	5.746.767,00	381.080,90
Greding	Großhöbing	04.08.2015	3.075,000	5.746.767,00	381.080,90
Greding	Großhöbing	05.08.2015	3.075,000	5.746.767,00	381.080,90
Greding	Großhöbing	05.08.2015	3.075,000	5.746.772,00	381.081,26
Hilpoltstein	Pierheim	04.03.2016	2.780,000	5.391.383,00	330.828,50
Hilpoltstein	Pierheim	17.03.2016	2.780,000	5.391.378,00	330.828,41
Thalmässing	Reinwarzhofen	11.06.2018	6,000	0,00	0,00
		Summe:	24.591,000	45.764.758,00	3.026.264,72

2.2 Planung Neuanlagen

Im Folgenden werden die Schritte zur Neuanlagenplanung dargestellt. Dazu werden Örtlichkeit und Kosten für eine Neuanlage gesucht. Die hierbei ermittelten Kosten können anschließend in das Professor Popp erstellte Programm zur Stromgestehungskostenermittlung eingearbeitet werden. Dieses Programm wird in Kapitel 3 erläutert.

2.2.1 Standortermittlung

Die Standortermittlung wird auf Basis des Energie-Atlas Bayern [5] durchgeführt. Darin enthalten sind Standorte, die aufgrund der Gebietskulisse Windkraft [1] voraussichtlich für WEA geeignet sind. Die Gebietskulisse Windkraft wurde am 01.02.2012 von Herrn Dr. Huber, Umweltminister vorgestellt. Eine Aktualisierung dessen fand 2016 statt. Ziel dessen ist es, die Planung für Windkraftanlagen für Kommunen und regionale Planungsverbände zu erleichtern. Darin sind diverse Kriterien wie bspw. Natur-, Landschafts- und Vogelschutzgebiete enthalten. Nicht enthalten sind u.a. Militärische Schutzbereiche und Hochwasserschutzgebiete. Weitere Kriterien können dem Datenblatt des Bayerischen Landesamt für Umwelt entnommen werden [7]. In Abbildung 3 ist ein Ausschnitt des LKR Roth aus dem Energie-Atlas Bayern zu sehen. Die LKR-Grenze ist in pink dargestellt. Der nördliche Teil des LKR ist nicht von Relevanz, da dort keine Nutzflächen für Windkraft vorhanden sind. Flächen zur Windkraftnutzung sind in dunkel- und hellgrün dargestellt. Da jene für eine Nabenhöhe von 130 m ausgelegt ist, muss die Windgeschwindigkeit nun für 160 m Höhe ermittelt werden. Der westliche, für Windkraftanlagen geeignete Bereich hat niedrigere Windgeschwindigkeiten als der südliche Teil des LKR, weshalb sich auf diese Region, welche in Abbildung 4 dargestellt ist, konzentriert wird. Es ist zu erkennen, dass in diesem Bereich bereits mehrere WEA vorhanden sind. Dies lässt darauf

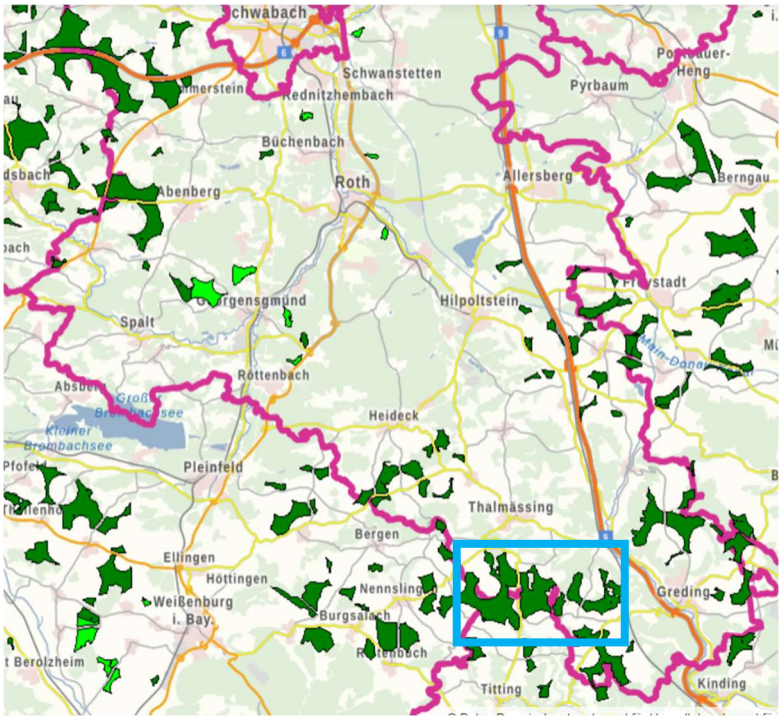


Abbildung 3: vermutlich geeignete Standorte (dunkelgrün: mittlere Windgeschwindigkeit > 5m/s in 130 m Höhe, hellgrün: mittlere Windgeschwindigkeit 4,5 – 4,9 m/s in 13 m Höhe) für Windkraftanlagen im LKR Roth [5]

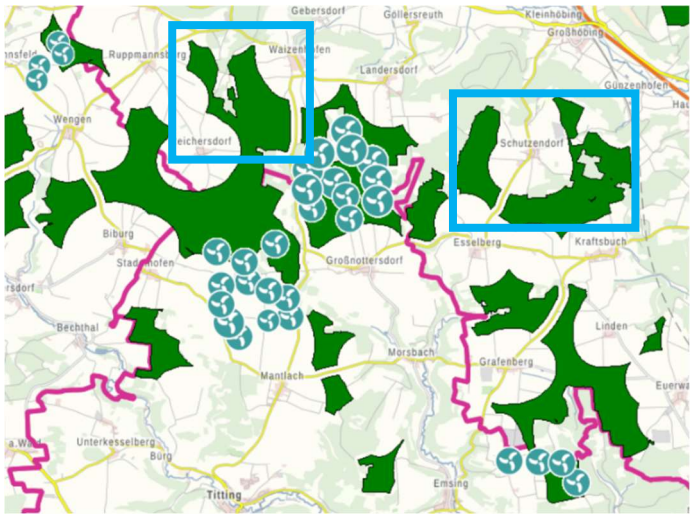


Abbildung 4: Mögliche Bereiche für Neuanlagen im südlichen Teil des LKRes [5]]

schließen, dass die Netzanbindung vorhanden ist, was sich positiv auf die Erschließungskosten auswirkt. Jener Teil (blauer Kasten in Abbildung 5) lässt sich nun mit der Funktion „Windgeschwindigkeiten 160 m Höhe“ darstellen. (siehe Abbildung 5) Mit der zudem gegebenen Skala, siehe Abbildung 6, kann nun auf die Vorort vorhandenen Windgeschwindigkeiten geschlossen werden. Es ergeben sich Spitzenwerte von 7,01 m/s. Es zeigt sich, dass hier erhebliches Potenzial für Neuanlagen besteht. Da die Windkulisse Bayern allerdings unter Vorbehalt ist, gilt es Vorort zu prüfen, ob eine Neuanlage möglich ist. Als Planungsgrundlage sind dabei die Regionalpläne zu beachten. Um eine aussagekräftige Berechnung der potenziellen Energie an den Standorten zu ermöglichen, wird mit einem Mittelwert von 6,7 m/s gerechnet.

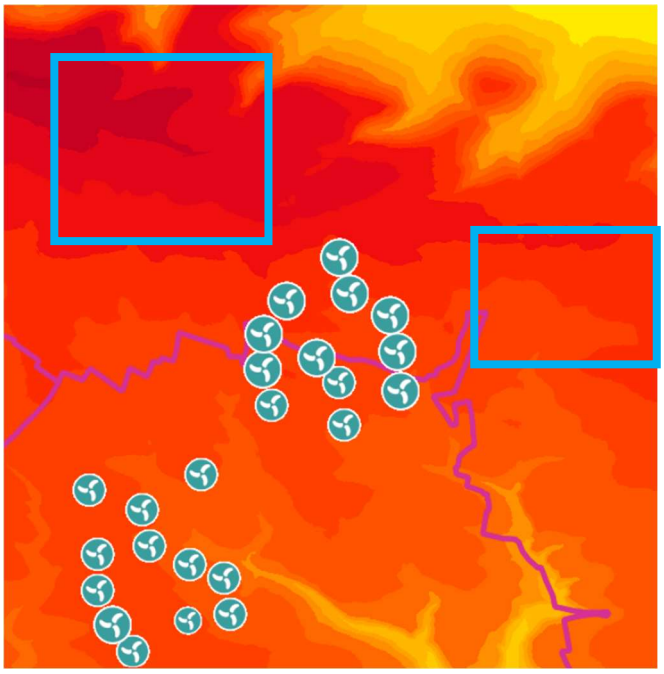


Abbildung 5 Standortertrag in 160 m Höhe [5]

Abbildung 6: Skala zu den Windgeschwindigkeiten [5]

Obwohl der Standort nach der Gebietskulisse als geeigneten gilt, ist dies keine rechtsverbindliche Aussage. Eine rechtsverbindliche Entscheidung, ob eine WEA gebaut werden kann, wird im Genehmigungsverfahren entschieden.

2.2.2 Windanalyse

Nun werden auf Basis des Energieatlas Bayern und den Winddaten der MERRA2-Datenbank die vorhandenen Windleistungen (siehe Abbildung 7 im Betrachtungszeitraum 2018-2021 grafisch dargestellt.

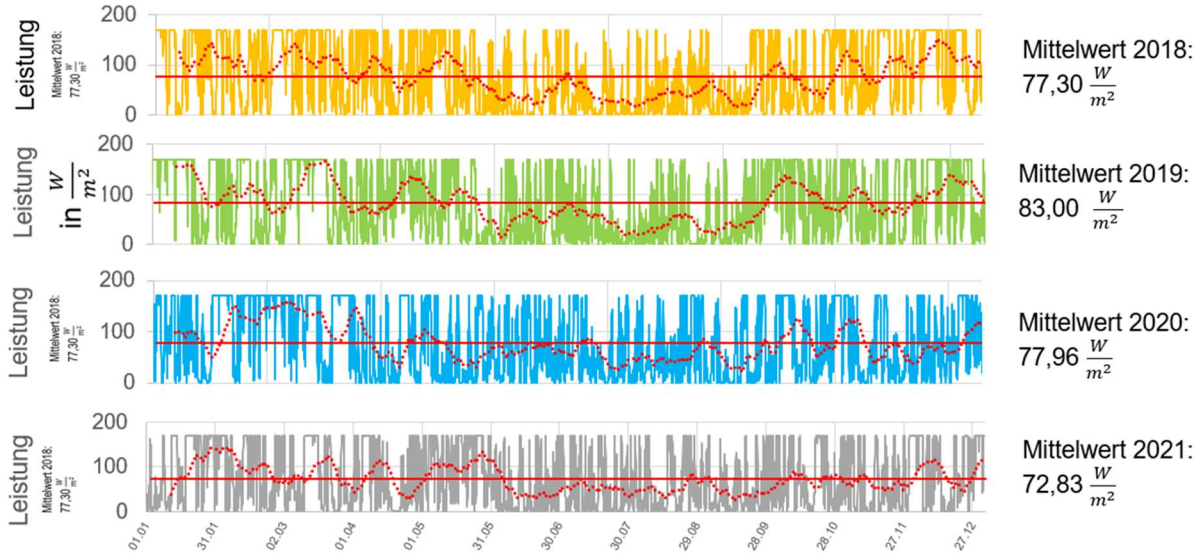


Abbildung 7: Winddaten 2018-2021 aufgearbeitet

Diese Datenbank bietet umfassende weltweite Angaben über Luftdrücke, Temperaturen, Windgeschwindigkeiten, Strahlung und Weiteres in Form von Zeitreihen in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung. Unter [8] können die benötigten Daten heruntergeladen werden. Dazu ist eine kostenlose Anmeldung erforderlich. Zudem wurden die Verbrauchsdaten des Zeitraumes ausgewertet. Alle Daten zusammen werden in das Programm eingearbeitet und errechnen so die nötigen Systemparameter. Die Winddaten der MERRA2-Datenbank wurden mit den tatsächlich vorhandenen Windgeschwindigkeiten laut ENERGIE-Atlas Bayern verrechnet. Daraus entstanden die dargestellten Leistungen. Deutlich ist zu erkennen, dass 2021 im Vergleich zu den Jahren 2018-2022 eine schlechtere Windleistung hatte. Dies ist für die Berechnungsgrundlage von Vorteil, da wir möglichst jedes Szenario für die Speicherauslegung betrachten wollen. Zudem ist an dem Gleitmittelwert (rote gepunktete Linie) zu erkennen, dass die Windleistung im Sommer am schwächsten ist. Dies liegt daran, dass während des Sommers weniger Wind vorhanden ist.

2.2.3 Kostenermittlung

Wichtig für die weiteren Planungsschritte ist nun eine Preiskalkulierung der Anlage. Dafür eignen sich die spezifischen Kosten in Euro/kW. Hierbei gilt zu beachten, dass sich die Anlagenkosten erst nach Erstellen eines umfassenden Anforderungsprofils, Definition des Einsatzfalles und den technischen Anlagendaten vom Hersteller bzw. Anbieter ermitteln lassen. Faktoren sind hier bspw. die Netzanbindung, die Bodenbeschaffenheit und Transportkosten. Laut Heier [9] liegen die gesamten Nebenkosten zwischen 15% und 30% der reinen Anlagenkosten, welche er für Onshore-Anlagen auf etwa 1200 – 1500 Euro/kW schätzt. Diese hängen von vielen Parametern ab, darunter bspw. die Nabenhöhe, Generatorleistung und Rotordurchmesser. Nach Hau [10] können die Kosten der WEA prozentual nach Abbildung 8 unterteil werden.

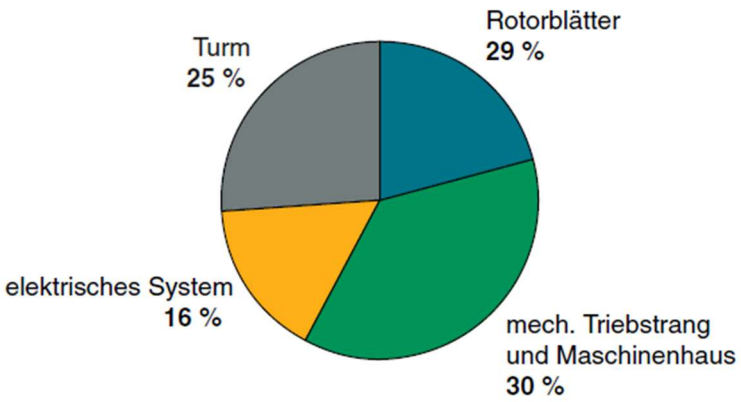


Abbildung 8: Kostenverteilung WEA mit Standardbauweise [10]

Da die Kosten nach Heier [9] nur eine Abschätzung sind gilt es nun genauere Werte zu ermitteln. Hierfür wurde von Engel [11] ein Kostenmodell auf Basis des NREL-Kostenmodells [12] entwickelt. Der dabei errechnete Wert ist nicht absolut richtig, da diverse Einflussfaktoren wie Lohnstückkosten, Produktionsstandort, Inflation und spezifische Produktionsprozesse standort- und zeitpunktabhängig sind. Jedoch ist es eine spezifische Abschätzung an das Anforderungsprofil für die WEA im Landkreis Roth. Das Kostenmodell basiert auf empirisch ermittelten Daten von Datenblättern und Experteninterviews. Die Kosten werden auf Basis von Massenschätzungen für die jeweiligen Komponenten ermittelt. Diese hängen von den wichtigsten Kenngrößen der Komponenten ab. Beispielsweise ergeben sich die Massen von den Rotorblättern abhängig von dem Rotordurchmesser. Der Kostenansatz der Rotorblätter wird anschließend mit der Masse der Rotorblätter berechnet. Die wesentlichen Abhängigkeiten sind in Abbildung 9 dargestellt. Die ermittelten Kosten durch das Kostenmodell wurden u.a. mit bekannten Preisen von Onshore-Windkraftanlagen abgeglichen, was die Korrektheit des Rechenmodells bestätigt.

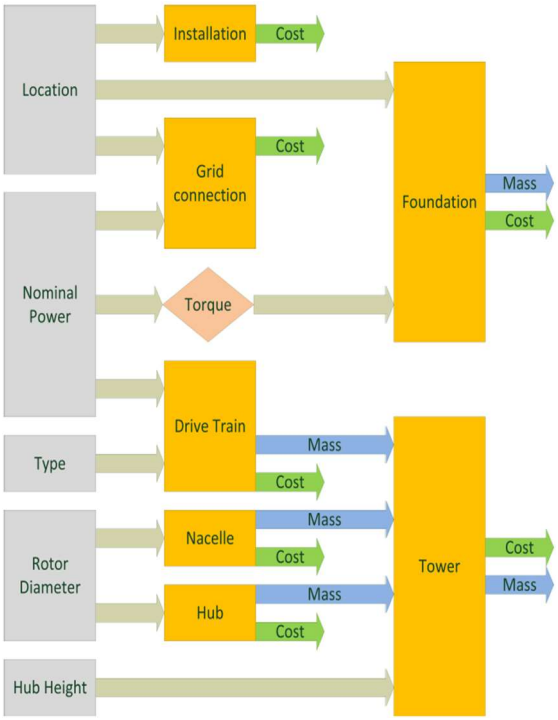


Abbildung 9: Kostenmodell WEA mit den wesentlichen Abhängigkeiten [11]

Dieses Rechenmodell wurde von Weldi [13] zur Ermittlung der energetischen und wirtschaftlichen Auswirkungen diverser Auslegungsparameter wie Rotordurchmesser, spezifische Nennleistung und Nabenhöhe der WEA für ein Stromversorgungssystem in der Region Schwabach angewendet. Dabei wurden geringste SGK mit einem Rotordurchmesser von 160 m, Nabenhöhe von 130 m und eine spezifische Nennleistung von 120 $\frac{W}{m^2}$ ermittelt. Analog zu diesem Berechnungsschema werden die spezifischen Anlagenkosten für WEA für den LKR Roth ermittelt.

Zudem werden die Betriebskosten für WEA benötigt. Nach Hau [10] betragen diese ca. 4,0 % - 5,3 % der WEA. Dazu zählen Wartungsverträge, welche sich in routinierte Wartungen und Vollwartungsverträge untergliedern. Bei Vollwartungsverträgen wird dem Betreiber eine Verfügbarkeitsgarantie zugesichert. Diese Kosten sind abhängig von der Nennleistung der

Anlage und betragen bei der angenommen Generatorleistung von 3 MW zwischen 20.000 € - 30.000 €. Zudem empfiehlt es sich, Reparaturrücklagen zu bilden. Haftpflicht-, Maschinen- und Betriebsunterbrechungsversicherung sind nötig. Pachtkosten können abhängig vom Standort anfallen. Steuern auf Gewinne und Verwaltungskosten fallen zudem an.

2.2.4 Ermittlung Anzahl WEA

Die Ermittlung der benötigten Anzahl an WEA wird auf Basis der Verbrauchsdaten im betrachteten Zeitraum von 2018-2021. [14] hat die Aufbereitung dieser Daten durchgeführt und die Durchschnittsleistung (DL) ermittelt. Nach vollständiger Berechnung im Programm ergibt sich der Anteil der benötigten Leistung für WEA (AWEA). Multipliziert man beide Werte so erhält man die benötigte Gesamtleistung der WEA (GLWEA).

$$GLWEA = AWEA * DL \qquad (1)$$

Division der GLEWA durch die Generatornennleistung der WEA (GNL) ergibt die Anlagenzahl (AZ)

$$AZ = \frac{GLWEA}{GNL} \qquad (2)$$

3. Berechnungstool

Die in den vorhergehenden Kapiteln ermittelten Werte werden für die Systemauslegung benötigt. Dabei wird das Berechnungsprogramm von Herrn Prof. Dr. Popp hinzugezogen. Dieses wird im folgenden Kapitel beschrieben.

3.1 Programmbeschreibung

Das Programm läuft nach einem Suchprinzip ab. Dazu werden diverse Parameter in das Programm eingetragen. Diese können in Versorgungssicherheitsparameter und Anlagenparameter unterteil werden. Es folgen die Versorgungssicherheitsparameter mit Erklärung in Tabelle 2.

Tabelle 2: Erklärung der Versorgungssicherheitsparameter

Versorgungssicherheitsparameter	Größe	Erklärung
Bedarfsdeckungsreserve	10 %	Welchen Mehrbedarf kann mit dem erforderlichen Zwischenspeicherungsanteil zusätzlich gedeckt werden.
Kapazitätsreserve	10 %	Im ungünstigsten Zeitpunktes des betrachteten Zeitraumes wäre der Speicher noch zu 10 % gefüllt
Entnahmeleistungsreserve	10 %	Dieser Betrag muss bei größter Differenz zwischen Entnahmeleistung und zur Verfügung stehender regenerativer Energie vorhanden sein.

Da die Laufwasser- und Biomasseenergie nicht ausgebaut werden, werden die Anteile jener an der Energieversorgung im betrachteten Zeitraum zwischen 2018-2021 ermittelt und in das Programm eingearbeitet. Zudem wird der Speicherwirkungsgrad ermittelt und in das Programm eingearbeitet.

Für folgende Systemkomponenten

- Windenergieanlagen
- Solarenergieanlagen
- Laufwasserkraftwerke
- Biomasseleistungsanlagen
- Speicherladeanlagen
- Speicherentnahmeanlagen
- Maximalleistungsanlagen
- Speicherkapazität

werden spezifische Anlagenkosten, Abschreibungsdauer, kalkulatorische Zinsen, die neben den Fremdkapitalzinsen auch die Eigenkapitalrendite und die Steuern auf Fremdkapitalzinsen berücksichtigen und Betriebskostenfaktoren ermittelt und in das Programm eingetragen. Diese Werte ermittelt die jeweilige Arbeitsgruppe für deren Aufgabenbereich. [14] analysiert die Stromverbrauchsdaten und die Sonnenenergie im Betrachtungszeitraum 2018 – 2021. Die Blockheizkraftwerkdaten und der Strommarktpreis werden von [15] ermittelt. Die Laufwasserdaten und Speicherauslegung werden von [16]erarbeitet.

3.2 Programmablauf

Da der Ausbau von WEA und PV-anlagen vorgesehen ist, wird nun ein Mix aus beiden Energiequellen berechnet. Auf Basis der vorhandenen Variablen werden nun die geringsten SGK ermittelt. Dazu wird eine Variable bis zum niedrigsten Betrag der SGK variiert. Mit diesem Wert wird nun die nächste Variable variiert. Am Ende der Rechnung werden die benötigten Parameter des Systems ausgegeben. Für die Berechnungen werden die Windverhältnisse der Jahre 2018-2021 ausgewertet. Diese Daten werden der von der NASA bereitgestellten Wetterdatenbank MERRA2 entnommen.

4. Berechnungen und Ergebnisse

Nach den in Kapitel 2.2.3 beschriebenen Berechnungen werden nun die spezifischen WEA-Kosten und BK ermittelt. Die Berechnung wird exemplarisch für die Variante eins durchgerechnet (siehe

Tabelle 3). Analog werden die Berechnungsschritte für die anderen Varianten durchgeführt. Bei allen Berechnungen sind die Variablen konstant, es werden nur die Parameter für WEA variiert. Es ergeben sich die SGK des Gesamtsystems für drei Varianten.

4.1 Spezifische Kosten WEA

Für die Berechnung der spezifischen Kosten wurde sich auf eine Nabenhöhe von 160 m festgelegt, da dort die Windgeschwindigkeiten nach dem Energie-Atlas Bayern im Mittel 6,7 m/s betragen. Als Variablen werden Rotordurchmesser und Nennleistung des Generators verwendet. Da die Windgeschwindigkeiten im Süden im Vergleich zum Norden Deutschlands [17] gering sind werden große Rotordurchmesser und geringe Generatorleistung für die Berechnungsschritte verwendet. Grund hierfür ist, dass die kinetische Energies des Windes geringer ist, und somit größere Rotordurchmesser zum „Einfangen“ des Windes nötig sind. Die Wahl der Generatornennleistung begründet sich ebenso.

Es wurden drei Varianten berechnet, dabei sind folgende Werte entstanden. (siehe

Tabelle 3)

Tabelle 3: Auslegungsvarianten WEA

Variante	1	2	3
Nennleistung Generator [MW]	3,5	3	2,5
Durchmesser Rotor [m]	150	150	130
Betriebskosten [%]	4,5	4,5	4,5
Spezifische Kosten [€/kW] Werte aufgerundet	1500	1750	1800

Es wird deutlich, dass die spezifischen Kosten der Anlage höher sind als die von Heier geschätzten 1200 € -1500 €. Grund hierfür ist, dass sich die geplanten Anlagen im Schwachwindbereich befinden. Hierbei werden große Nabenhöhen und große Rotordurchmesser notwendig. Zudem wird die Nennleistung des Generators gesenkt, da der Betrieb bei niedrigen Windgeschwindigkeiten, die im Bereich der geplanten Örtlichkeit

vorhanden sind, so gewährleistet wird. Vorteilhaft dabei ist, dass die Volllaststunden der Anlage erhöht werden. Nachteilig hingegen ist, dass die Anlage bei hohen Geschwindigkeiten, aufgrund der geringen Generatorleistung, abschalten muss und somit kein Strom erzeugt wird. In Abbildung 10 ist dies grafisch verdeutlicht. Die Anlage ist den vorhandenen Bedingungen optimal angepasst. Bei der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von ca. 7 m/s ist die Windpotenzialausnutzung am besten. Jedoch wird die Anlage bei Windgeschwindigkeiten von ca. 28 m/s abgeschaltet, da der Generator ansonsten beschädigt werden könnte.

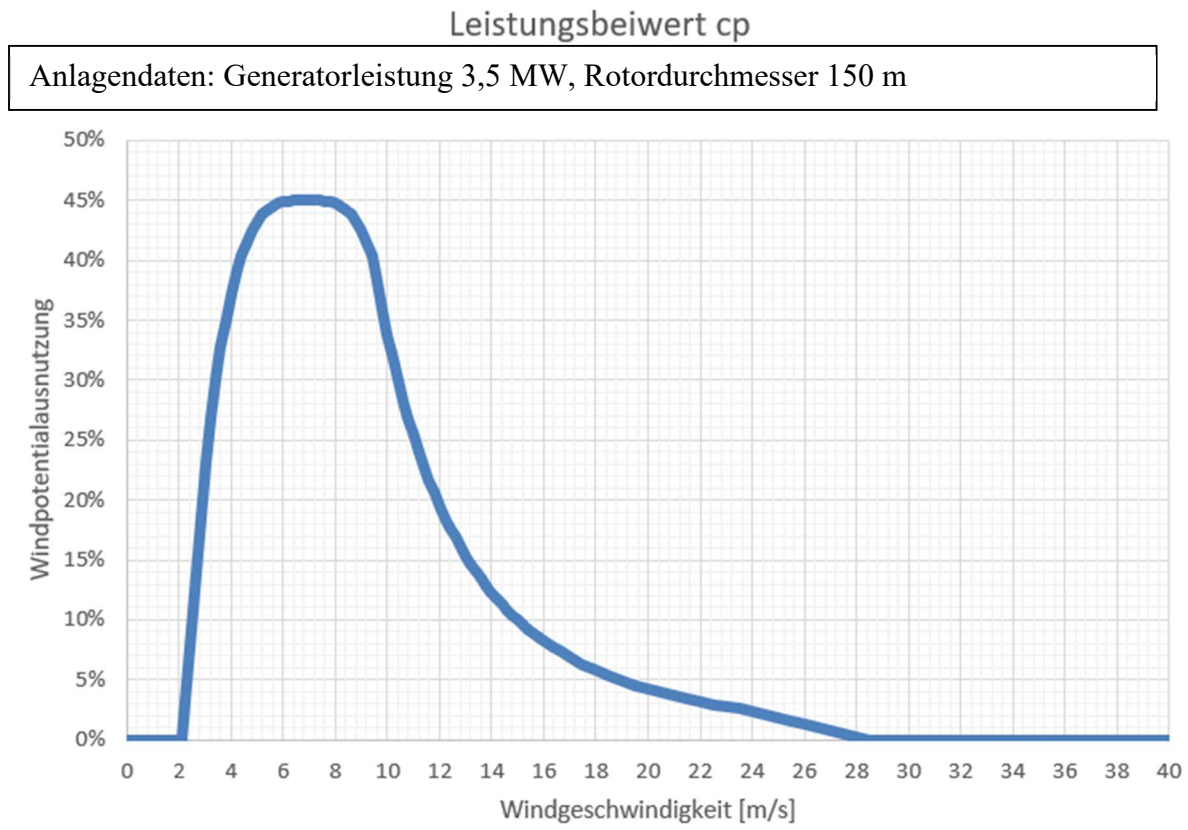


Abbildung 10: Windpotenzialausnutzung über Windgeschwindigkeit

Es gilt hierbei noch zu erwähnen, dass viele Annahmen getroffen wurden, die beim Bau einer WEA nicht unbedingt notwendig sind. Hierzu zählt z.B. das Fundament der Anlage. Die sogenannte Tiefgründung (siehe Abbildung 11) wird verwendet, wenn die Fundamentplatte mit Pfählen versehen wird, um die Lasten in tragfähige Bodenschichten abzuleiten. Dies ist vor allem im norddeutschen Küstenvorfeld notwendig. Da keine Analysen Vorort durchgeführt wurden, kann es sein dass dies nicht notwendig ist und somit die Kosten für den Bau der Anlage sinken. [11]

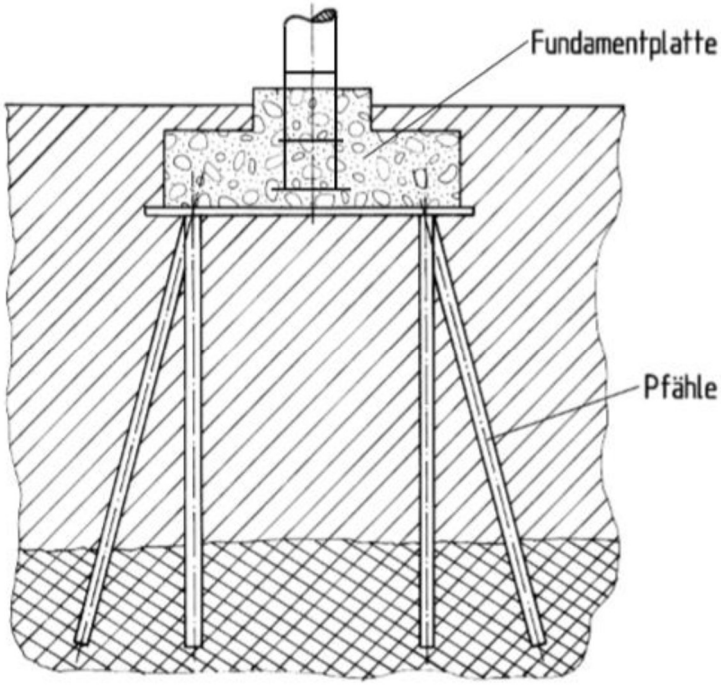


Abbildung 11: Tiefgründung [7]

4.2 Betriebskosten WEA

Da die Betriebskosten von vielen Faktoren abhängig sind, die nicht angenähert werden können, werden für diese 4,5 % der Gesamtkosten der Anlage angenommen.

4.3 Anzahl WEA

Die Anzahl der WEA lassen sich nach dem in Kapitel 2.2.3 beschriebenen Vorgehen berechnen. Dazu werden Formel (1) und (2) benötigt. Die Durchschnittsverbrauchsleistung von 9,2 MW wurde von [14] ermittelt. Der Anteil der Windenergieanlagen an der Stromversorgung von 3,85 wurde durch das Programm errechnet.

Nach (1) ergibt sich die Gesamtleistung WEA zu

$$3{,}85 * 9{,}2\ MW\ =\ 35{,}42\ MW$$

Die Anlagenanzahl ergibt sich nach (2) zu

$$\frac{35{,}42 MW}{3{,}5 MW} = 10{,}12 \rightarrow 11\ Anlagen$$

Es werden elf WEA für Variante eins benötigt. Die gesamten Ergebnisse sind in Tabelle 5 dargestellt.

4.5 Stromgestehungskosten

Die Werte aller Arbeitsgruppen werden nun in das in Kapitel 3 beschriebene Programm eingearbeitet. Die Versorgungssicherheitsparameter werden bei jedem Programmdurchlauf konstant angenommen und sind in Tabelle 4 dargestellt. Diese gewährleisten autarke Energieversorgung für alle Szenarien des Zeitraumes 2018-2021.

Tabelle 4: Versorgungssicherheitsparameter

Vorgabewerte	Wert
Bedarfsdeckungsreserve	10,0%
Kapazitätsreserve	10,0%
Entnahmeleistungsreserve	10,0%

Für Varianten eins mit 3,5 Megawatt Nennleistung, 150 m Rotordurchmesser, spezifische Anlagenkosten von ca. 1550 €/kW und 4,5 % Betriebskosten ergibt sich eine Gewichtung der Neuanlagen zu 78 % WEA und 22 % PV-Anlagen. Die Stromgestehungskosten ergeben sich zu 18, 89 ct/kWh. Verglichen mit den derzeitigen Stromkosten von ca. 32 ct/kWh (Durchschnittspreis 2021) [18] wäre das eine deutliche Preissenkung. Allerdings sind hierbei u.a. keine Netzentgelte berücksichtigt.

In Tabelle 5 sind die Werte für alle durchgerechneten Varianten dargestellt.

Tabelle 5: Errechnete Anlagendaten

Variante	1	2	3
Gewichtung Wind/Solar [%]	78/22	92/8	92/8
Anzahl WEA	11	13	16
Gesamtleistung WEA [MW]	38,5	37	40 MW
Stromgestehungskosten WEA [ct/kWh]	8,79	8,57	9,02

Die in Tabelle 5 orange markierte Variante ist die mit den geringsten Stromgestehungskosten der Windenergieanlagen. Für weitere Berechnungen wird diese als Berechnungsgrundlagen dienen. Die Gesamtgestehungskosten für das System werden in Tabelle 6 dargestellt.

Tabelle 6: Stromgestehungskosten Gesamtsystem

Variante	1	2	3
Stromgestehungskosten Gesamtsystem [ct/kWh]	21,03	20,39	21,87

Der hierbei ermittelte Wert der SGK ist unabhängig von Strommarktpreisen. Bei hoher Verfügbarkeit regenerativer Energie können Überschüsse nicht genutzt werden können, da der Speicher vollständig gefüllt ist. Um dies zu verhindern, wird nun eine Systembewirtschaftungsstrategie gesucht, die diese Überschüsse sinnvoll vermarktet.

5. Systembewirtschaftungsstrategie

Um die Wirtschaftlichkeit des Systems zu verbessern, wird nun eine Strategie entwickelt. Hierbei werden die Strommarktpreise und die Wetterdaten benötigt. Die Strommarktpreise werden immer am Tag für den Folgetag ermittelt. Die Wetterdaten lassen sich für drei Tage im Voraus bei annehmbarer, jedoch abnehmender Zuverlässigkeit vorhersagen.

Mit diesen Daten kann nun eine Berechnung durchgeführt werden, welche von Professor Popp programmiert wurde. Hierbei werden die Werte des Zeitraumes 2018-2021 hinzugezogen. Die errechneten Werte werden nun in zwei Szenarien dargestellt. Für die Grafik werden in Tabelle 7 folgende Begrifflichkeiten erklärt.

Tabelle 7: Erklärung der Begrifflichkeiten für Abbildung 10 und Abbildung 11

Residualleistung	Die Residualleistung ergibts sich für jeden Zeitschritt aus der Differenz von regenerativem Umwandlungsvermögen minus Verbrauch
Nicht nutzbare Überschüsse	Bei hoher Verfügbarkeit von regenerativer Energie, Speicherladung 100% und/oder negativem Strommarktpreis können die Überschüsse an Energie nicht genutzt werden
Speicherladeleistung	Mit dieser Leistung wird der Speicher geladen. Die Maximalleistung ist an horizontalen Linien im Verlauf zu erkennen.
Speicherentnahmeleistung	Diese Leistung wird dem Speicher bei Verkauf oder zur Versorgung der Stadtwerke entnommen
Export	Diese Leistung wird verkauft
Marktpreis	Strommarktpreis
Speicherleerung	Gibt die gegenüber voller Aufladung des Speichers zum Betrachtungszeitpunkt entnommene Energiemenge an
Speicherleerung Rückwärts	Wie leer darf Speicher maximal werden, wenn er bei Nutzung der verfügbaren Residualleistungen zum Prognoseende voll sein soll.

5.1 Szenario 1: Hohe Verfügbarkeit regenerativer Energie

In Szenario eins (siehe Abbildung 12) ist die Wetterlage für regenerative Energiequellen sehr gut.

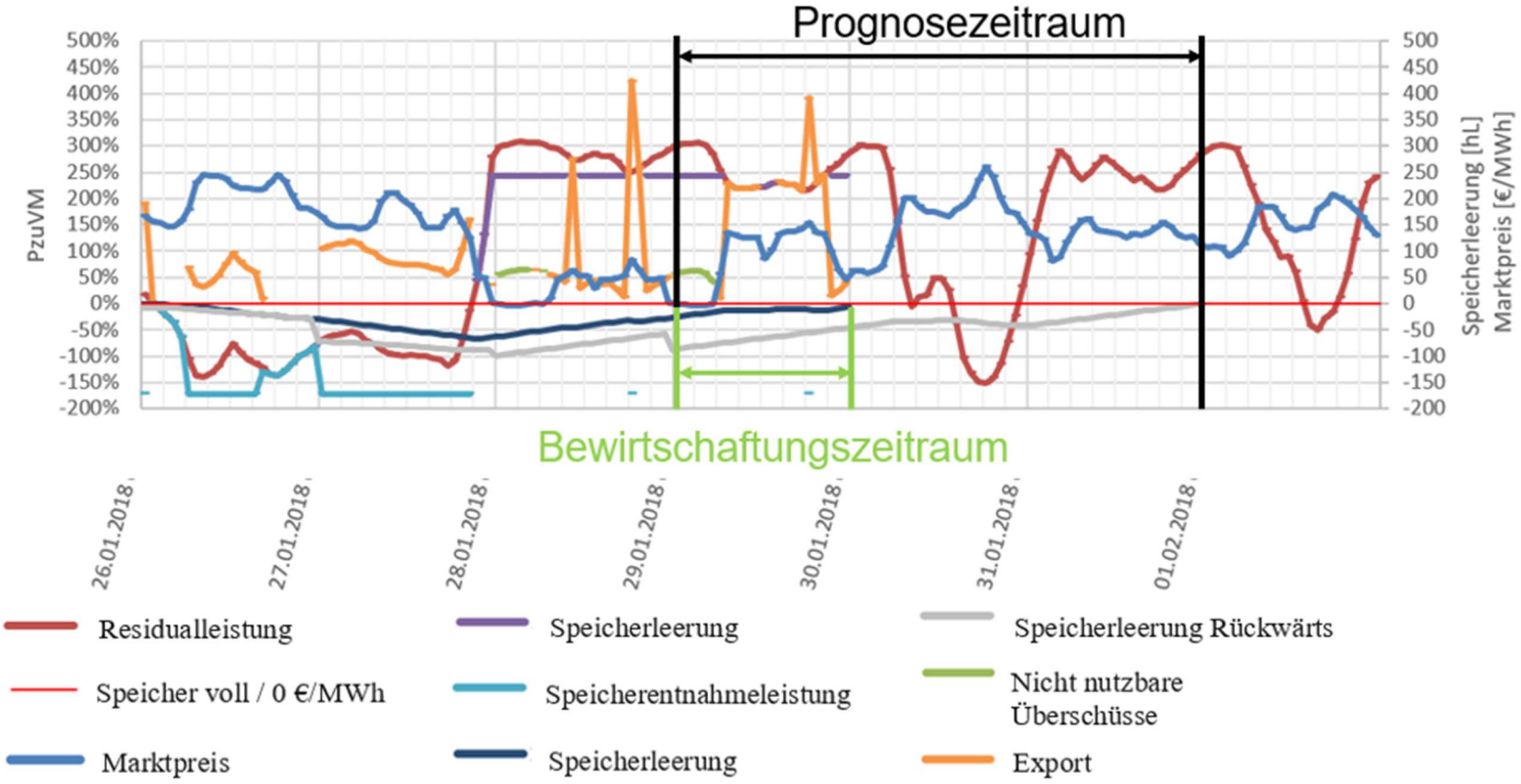


Abbildung 12: Systembewirtschaftungsstrategie – Gute Verfügbarkeit regenerativer Energien

Die Residualleistung (braune Linie) deckt die Energieversorgung der Stadtwerke Roth vollständig, wenn der Wert die horizontale rote Linie schneidet. Wenn die Residualleistung unterhalb der Linie ist, reicht die regenerative Energieversorgung nicht und das Defizit ist durch eine Speicherentnahme auszugleichen. Dabei legt sich die hellblaue Linie über die Residualleistung oder unter diese, wenn zusätzliche noch exportiert wird. Bei Werten über der 0-Linie ist mehr Energie vorhanden und der Speicher kann geladen werden und/oder es kann Energie exportiert werden. Der Marktpreis (blaue Linie) zeigt den Verlauf des Marktpreises über den Tag. Wenn der Marktpreis unter der Nulllinie ist, sind negative Marktpreise vorhanden und es wäre nicht sinnvoll, Strom zu verkaufen. Dies kann der Abbildung 12 zu Beginn des 30.01.2018 entnommen werden. Hier wäre Energie zum Export vorhanden, da die Residualleistung sehr hoch ist, und die maximale Speicherleistung (horizontale lila Linie) erreicht ist. Die Speicherentnahmeleistung (hellblaue Linie) und Speicherladeleistung (lila Linie) ist am Maximum, wenn die Verläufe in horizontale Linien übergehen. Die Speicherleerung (dunkelblaue Linie) zeigt den derzeitigen Füllstand des Speichers. Bei der Nulllinie ist der Speicher vollständig gefüllt. Die Speicherleerung Rückwärts (graue Linie) soll von der Speicherleerungslinie nicht unterschritten werden, da die graue Linie den Verlauf darstellt, der sein sollte, um am Ende des Prognosezeitraumes einen vollen Speicher vorzufinden. Mit diesem Wert kann auch der Wert des Exports (orange Linie) ermittelt werden. Wenn der Speicher im Prognosezeitraum voll wird und überschüssige Leistung bei positivem Strommarktpreis vorhanden ist, kann diese verkauft werden. Hierbei gilt zu sagen, dass die Exportleistung auf Prognosen aufbaut, welche nicht zu 100 % vorherzusagen sind.

5.2 Szenario 2: Geringe Verfügbarkeit regenerativer Energie

Im Zeitraum vom 05.02 – 11.02.22 (siehe Abbildung 13) sind die Wetterverhältnisse für regenerative Energien eher schlecht.

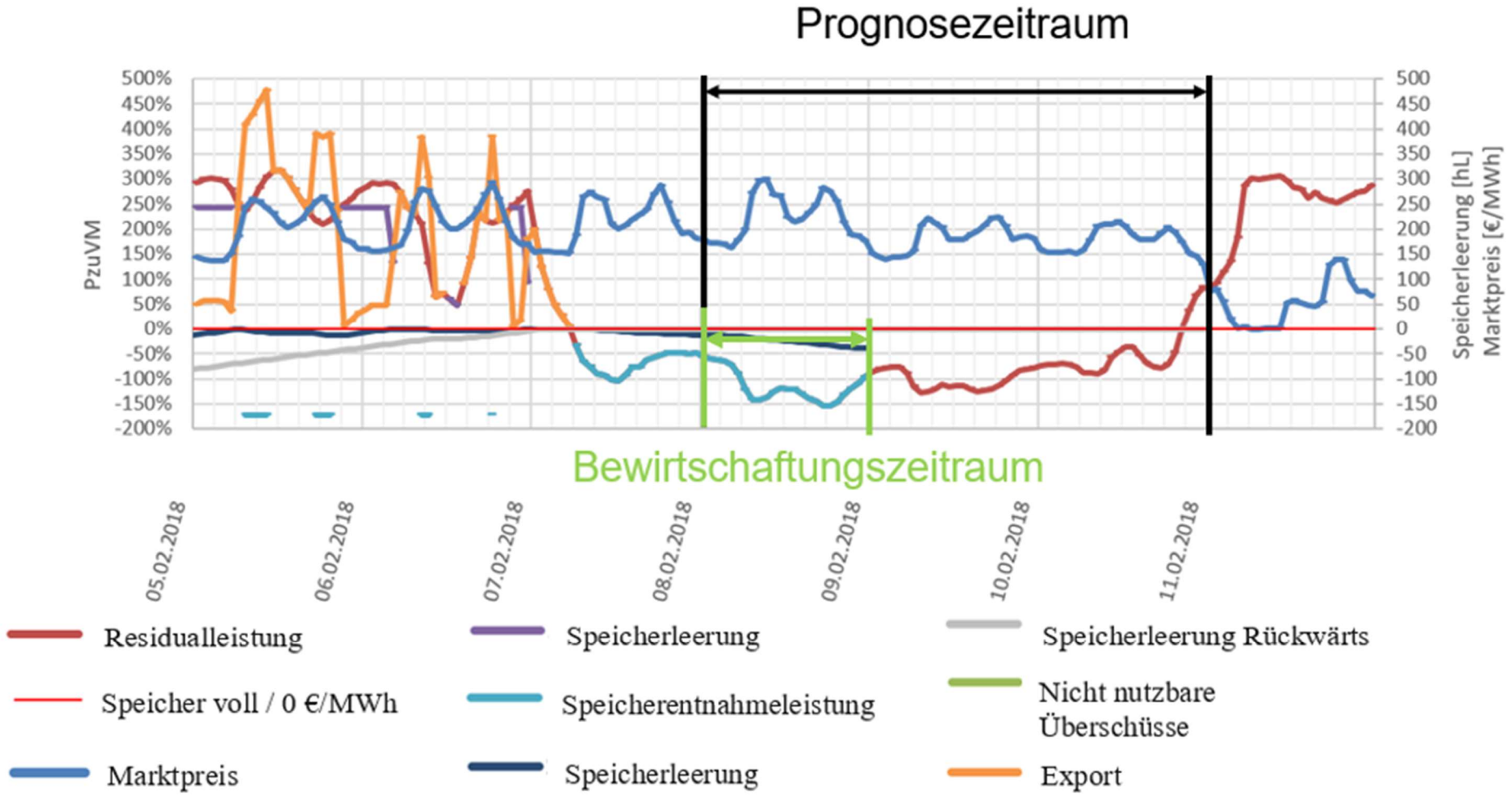


Abbildung 13: Systembewirtschaftungsstrategie - Geringe Verfügbarkeit regenerativer Energien

In Abbildung 13 ist im Prognosezeitraum die Residualleistung permanent unter dem durchschnittlichen Verbrauchswert. Dies führt dazu, dass die Speicherleerung unterhalb der Speicherleerung Rückwärts liegt, was bedeutet, dass der Speicher im Prognosezeitraum nicht voll werden kann. Auch zu sehen ist, dass bei niedriger Verfügbarkeit von regenerativen Energien der Marktpreis hoch ist. Dies liegt darin, dass nun Strom von den Kraftwerken zur Verfügung gestellt werden muss. Diese Perioden mit größter Differenz zwischen Energieverfügbarkeit Energieverbrauch wurde im betrachteten Zeitraum von 2018 bis 2021 ermittelt und danach wurde die Speicherauslegung durchgeführt. In allen untersuchten Szenarien verbleiben bei der angewandten Bewirtschaftungsstrategie bei der tiefsten Speicherleerung 10% der verfügbaren Speicherkapazität als Sicherheitsreserve vorhanden.

Die in Abbildung 12 und Abbildung 13 dargestellten Verläufe zeigen die Systembewirtschaftungsstrategie. Diese Strategie wurde für den Zeitraum von 2018 – 2021 durchgeführt. Bei der tatsächlichen Bewirtschaftung sind die Verkaufsgebote auf Basis einer Marktpreisprognose in Verbindung mit einer Residualleistungsprognose für das Versorgungsgebiet zu erstellen. Risiko bei der Bewirtschaftung ist, dass die Exportleistung auf Prognosen basiert. Hierbei gibt es keine Garantie für Richtigkeit. Es könnte sein, dass man z.B. bei der Vermarktung neben den Höchstpreisen liegt und dadurch die Erlösmöglichkeiten nicht voll ausschöpft oder die Residualleistung im eigenen Gebiet niedriger ausfällt, als prognostiziert, und die eingegangenen Verpflichtungen nicht erfüllt werden können.

5.3 Kosteneinsparpotenzial Systembewirtschaftungsstrategie

Das Ziel der obig dargestellten Strategie ist, die Stromgestehungskosten zu senken. Hierbei spielt das Strommarktpreis-Niveau eine entscheidende Rolle. Die Aufbereitung dieser Daten wurde von [15] durchgeführt und sind in Abbildung 14 dargestellt.

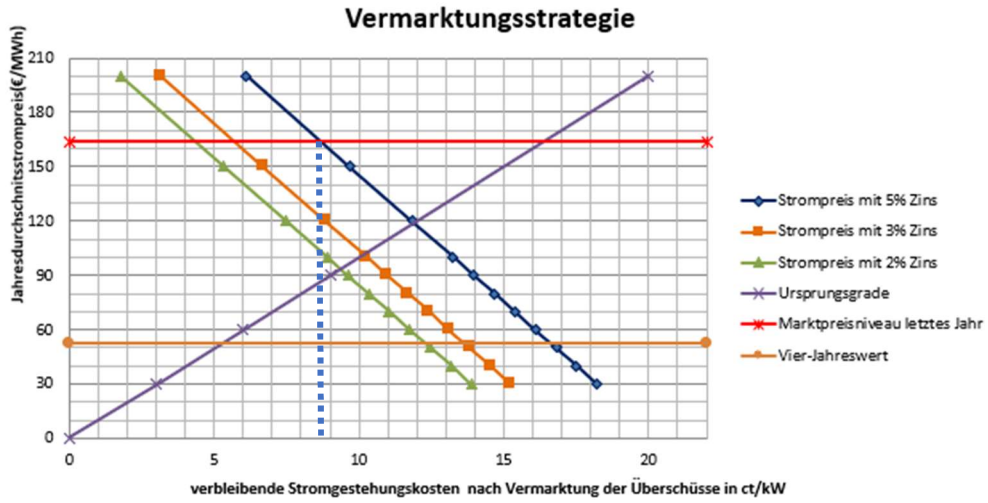


Abbildung 14: Stromgestehungskosten mit Systembewirtschaftungsstrategie

Die horizontale orangene Linie ist der SMP gemittelt über die letzten vier Jahre. Die rote horizontale Linie ist der SMP gemittelt über das letzte Jahr. Es ist eine deutliche Preissteigerung zu erkennen. Eine tendenzielle Steigerung der Preise ist zu erkennen, jedoch ungewiss in welcher Preisklasse es sich einpendelt. Die fallenden Geraden ergeben sich aus den Jahresdurchschnittspreisen des Strommarktes aufgetragen über die verbleibenden Stromgestehungskosten mit der Vermarktungsstrategie. Dabei fließen die kalkulatorischen Zinssätze ein, die für die erforderlichen Investitionen in das selbstversorgungsfähige regenerative System zugrunde gelegt werden. Die steigende lila Gerade ist die Grenze zwischen der Rentabilität des Gesamtsystems, also die Stromgestehungskosten des selbstversorgungsfähigen Systems unter den Kosten einer Versorgung über den Strommarkt liegen. Es ist deutlich zu erkennen, dass im derzeitigen Preisniveau das Gesamtsystem bei jedem betrachteten Zinssatz rentabel ist, hingegen bei dem durchschnittlichen SMP der letzten vier Jahre nicht. Wenn sich der SMP bei 150 €/MWh einpendelt, würde sich das System mit dem höchsten Zinssatz (5%) der betrachtet wurde, rentieren. Die SGK würden sich von 20,39 ct/kWh auf ca. 7,8 ct/kWh verringern (siehe Abbildung 12). Es gilt zu erwähnen, dass dies nicht die Kosten sind, die die kWh dem Kunden kosten würde. Hierbei sind u.a. keine Netzentgelte berücksichtigt.

6. Fazit

In dieser Projektarbeit wurde das Potenzial der WEA im Bereich des Landkreises Roth ermittelt. Es konnten Standorte, die nach der Gebietskulisse Windkraft geeignet wären, ermittelt werden. Eine rechtsverbindliche Aussage kann erst nach einem Genehmigungsverfahren getroffen werden. Die zu erwartenden jahresdurchschnittlichen Windgeschwindigkeiten in diesem Bereich liegen über 6,7 m/s

Mit drei verschiedenen Anlagenkonfigurationen wurden die geringsten Stromgestehungskosten ermittelt. Diese betragen 20,39 ct/kWh Strom. Die Anlage hat hierbei folgende Daten: 3 MW Generatornennleistung, Rotordurchmesser 160m und Nabenhöhe von 160m. Es werden 13 Neuanlagen benötigt, um die Energieversorgung zu sichern.

Zudem wurde eine Systembewirtschaftungsstrategie erörtert, um die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems zu erhöhen. Hierbei werden Strommarktpreise und Wetterprognosen analysiert. Auf Basis dieser Daten kann eine sinnvolle Ein- und Verkaufsstrategie der im Speicher gespeicherten Energie ermittelt werden. Wichtig hierbei ist, dass die Energieversorgung der Stadtwerke Roth permanent sichergestellt ist. Mit dieser Strategie wurden nach Abzug der Markterlöse verbleibende Stromgestehungskosten von 78 €/MWh entsprechend 7,8 Ct/kWh ermittelt.

Quellen

[1] „Verbraucherpreisindex und Inflationsrate“, *Statistisches Bundesamt*. https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Verbraucherpreisindex/_inhalt.html (zugegriffen 22. August 2022).

[2] „Nettostromerzeugung in Deutschland 2021: Erneuerbare Energien witterungsbedingt schwächer - Fraunhofer ISE“, *Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE*. https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/news/2022/nettostromerzeugung-in-deutschland-2021-erneuerbare-energien-witterungsbedingt-schwaecher.html (zugegriffen 22. August 2022).

[3] „Stülpmembranspeicher - dezentraler Strom- und Wärmespeicher“. http://www.poppware.de/Stuelpmembranspeicher/index.htm (zugegriffen 22. August 2022).

[4] V. Quaschning, *Regenerative Energiesysteme: Technologie, Berechnung, Simulation; mit 113 Tabellen*, 7., Aktualisierte Aufl. München: Hanser, 2011.

[5] „Energieatlas Bayern“, *energieatlas.bayern.de*. http://www.energieatlas.bayern.de (zugegriffen 22. August 2022).

[6] „Netztransparenz.de“. https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten (zugegriffen 22. August 2022).

[7] „Gebietskulisse Windkraft - Themenübersicht“. [Online]. Verfügbar unter: https://www.energieatlas.bayern.de/file/pdf/1213/GK-Wind_Themenuebersicht_EA-B.pdf

[8] „MERRA-2“. https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA-2/data_access/ (zugegriffen 22. August 2022).

[9] S. Heier, *Windkraftanlagen: Systemauslegung, Netzintegration und Regelung*, 6., Aktualisierte und Verbesserte Auflage. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2018. doi: 10.1007/978-3-8348-2104-4.

[10] E. Hau, *Windkraftanlagen: Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit*, 6. Auflage. Berlin: Springer Vieweg, 2016. doi: 10.1007/978-3-662-53154-9.

[11] P. Engel, „Berechnung der optimalen Auslegung von Offshore-Windkraftanlagen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit“, 2013.

[12] T. Stehly und P. Duffy, „2020 Cost of Wind Energy Review“, *Renew. Energy*, S. 77, 2022.

[13] T. Weldi, „Bachelorarbeit: Einfluss von Auslegungsparametern von Windenergieanlagen auf die Ökonomie von Stromversorgungssystemen“. 18. März 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://opus4.kobv.de/opus4-ohm/frontdoor/index/index/start/0/rows/10/sortfield/score/sortorder/desc/searchtype/simple/query/weldi/docId/586

[14] T. Madre, [Online]. Verfügbar unter: urn:nbn:de:bvb:92-opus4-8973

[15] A. Nahlik, [Online]. Verfügbar unter: urn:nbn:de:bvb:92-opus4-8937

[16] J. Lubik, [Online]. Verfügbar unter: urn:nbn:de:bvb:92-opus4-9015

[17] „Diercke Weltatlas - Kartenansicht - Deutschland - Windenergie - 978-3-14-100800-5 - 68 - 2 - 1“. https://diercke.westermann.de/content/deutschland-windenergie-978-3-14-100800-5-68-2-1 (zugegriffen 22. August 2022).

[18] BMWK, „Der Strompreis“. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/strompreise-bestandteile.html (zugegriffen 22. August 2022).