

Studienarbeit

Regenerative Versorgungsanalyse zur Energieversorgung am Standort
Haßfurt

-

Findung eines Ausbauszenarios zur regenerativen Energieversorgung
mit den niedrigsten Stromgestehungskosten unter Beteiligung der
Systeme Wind, Solar, Biomasse und Geotechnischer Speicher

Janik Böhm

Studiengang: Energiemanagement und Energietechnik

Betreuer: Prof. Dr.-Ing. Matthias Popp, Technische Hochschule Nürnberg
Abgabedatum: 15.12.2022

Abstract

Im Rahmen dieser Projektarbeit wurde eine Versorgungsanalyse zum Standort Haßfurt durchgeführt. Die Versorgungsanalyse basiert dabei auf realen Daten der Haßfurter Stadtwerke. Die Energieversorgung besteht dabei aus den erneuerbaren Energien Wind, Solar und Biomasse. Zur Überbrückung von Flauten wird ein geotechnischer Speicher eingesetzt. Dies könnte zum Beispiel ein Pumpspeicher sein. Bei der Berechnung wird ein Optimum der Stromgestehungskosten, durch Variation der Anteile von Wind und Solar am Versorgungssystem, gesucht. Die Kalkulationsparameter, also zum Beispiel die Herstellkosten der Windenergieanlagen, wurden relativ pessimistisch angesetzt. Als Ergebnis der Versorgungsanalyse kommen Stromgestehungskosten von ca. 52 ct/kWh zustande. Im Vergleich mit dem Marktpreisniveau des Jahres 2022 von im Durchschnitt ca. 24 ct/kWh, zeigt sich, dass dieses System so nicht wirtschaftlich ist. Zur Kostenreduktion kann eine Überschussvermarktung genutzt werden, die die Kosten je nach Marktpreisniveau sogar soweit senken kann, dass mit dem Versorgungssystem Geld verdient werden kann.

Inhaltsverzeichnis

Abstract	I
Inhaltsverzeichnis	II
1 Einleitung.....	1
2 Grundlagen und Methodik des Versorgungsanalysetools	2
2.1 Grundlagen zum Tool	2
2.2 Methodik des iterativen Prozesses	4
2.3 Reduzierung der Stromgestehungskosten	6
3 Eingabewerte für die Versorgungsanalyse	8
3.1 Eingabewerte für die eigene Versorgungsanalyse	8
3.2 Kostenansatz für Brennstoffzellen.....	9
4 Ergebnisse der Berechnung	10
4.1 Daten zum optimalen Mix aus Wind und Solar.....	10
4.2 Darstellung des optimalen Mixes	13
4.2.1 Vergleich von Realdaten und Best-Mix	13
4.2.2 Vergleich der Speicherleerungen.....	14
4.2.3 Analyse des Versorgungsverlaufs von Realdaten und Best-Mix	16
4.2.4 Ladungsabweichung bei verschiedenen Anteilen aus Wind und Solar	19
4.3 Kostensenkung mithilfe der Überschussvermarktung	22
5 Fazit.....	24
6 Literaturverzeichnis	25

1 Einleitung

In der aktuellen Zeit wird eine regenerative Energieversorgung immer wichtiger. Dies hat verschiedene Gründe. Zum einen schreitet der Klimawandel immer weiter voran und sorgt damit für viele Katastrophen. Zum anderen hat die erneuerbare Energieversorgung das Potential, dass Abhängigkeiten von anderen Nationen verringert, wenn nicht sogar ganz verhindert werden können. Die Bedeutung einer unabhängigen Energieversorgung sieht man aktuell an den Problemen in Deutschland (tagesschau.de, 2022). Jahrzehntlang wurde auf die billige Pipeline-Gasversorgung aus Russland gesetzt, Alternativen nicht weiter verfolgt und damit die Abhängigkeit gefestigt. Im aktuellen Russland-Ukraine-Konflikt sieht man die Nachteile dieser Abhängigkeit. Da Deutschland bzw. die Europäische Union in diesem Konflikt eine russlandkritische Position einnimmt, hat Russland die Gaslieferungen verringert bzw. eingestellt. Die Lösung sowohl für den Klimawandel als auch für die Abhängigkeiten liegen bei einem Ausbau der erneuerbaren Energien. Dabei wäre eine hundertprozentige erneuerbare Energieversorgung wünschenswert. Die Stadt Haßfurt nimmt dabei eine Vorreiterrolle ein. Die erneuerbare Energieversorgung in Haßfurt hat das Ziel von 100 % und noch mehr bereits erreicht (Agentur für erneuerbare Energien e.V., 2018). Eine Möglichkeit solch eine Energieversorgung aus verschiedenen Systemen auszulegen, ist das Versorgungsanalysetool von Herrn Professor Popp. Mit diesem Tool kann die erneuerbare Energieversorgung aus Wind, Solar, Biomasse, Laufwasser und unter Benutzung einer Speichertechnologie zu den geringsten Stromgestehungskosten ausgelegt werden. Dies soll in dieser Arbeit anhand der Haßfurter Energieversorgung durchgeführt werden. Dazu werden Zeitreihen aus der aktuellen Haßfurter Stromversorgung von Windenergie-, Photovoltaik-, und Biomasseanlagen genutzt. Diese Zeitreihen liegen für die Jahre 2015 bis 2022 vor. Die Lastzeitreihe kommt ebenfalls von der Stadt Haßfurt.

Zunächst wird der Aufbau und die Funktionen des Tools erläutert. Anschließend werden die hier verwendeten Eingabeparameter dargestellt. Dabei werden Recherchen zu den Kosten für eine Brennstoffzelle angestellt. Hierbei handelt es sich um eine zusätzliche Aufgabe, in dieser Arbeit wird ein System mit einem Geotechnischen Speicher ausgelegt. Die Kostenansätze für die Systeme wurden durch Herrn Professor Popp zu Verfügung gestellt. Im Anschluss wird die Berechnung durchgeführt und die Ergebnisse vorgestellt. Dabei werden die

Stromgestehungskosten zunächst ohne und dann mit Überschussvermarktung aufgezeigt. Zuletzt werden die Ergebnisse diskutiert.

2 Grundlagen und Methodik des Versorgungsanalysetools

In diesem Kapitel wird der Aufbau des Tools in Excel dargestellt und die zugrundeliegende Methodik erläutert. Die Methode baut auf einem iterativen Prozess zur Suche des Optimums der Stromgestehungskosten auf.

2.1 Grundlagen zum Tool

Das Tool ist komplett in dem Microsoft Programm Excel aufgebaut. Die Umwandlungszeitreihen von Wind, Solar und Biomasse und die Lastzeitreihe dienen dabei als Grundlage. Diese Zeitreihen sind im Tool in einem jeweiligen Register hinterlegt. In Abbildung 1 ist ein Ausschnitt aus der Lastzeitreihe zu sehen.

Zeit Mitte	Verbrauch	VzuVD
Do 01.10.15 00:30	7,7150	84,34%
01.10.15 01:30	7,6232	83,34%
01.10.15 02:30	7,1891	78,59%
01.10.15 03:30	7,1437	78,10%
01.10.15 04:30	7,2751	79,54%
01.10.15 05:30	8,4072	91,91%
01.10.15 06:30	10,5433	115,27%
01.10.15 07:30	11,1567	121,97%

Abb. 1: Ausschnitt aus Lastzeitreihe

In der linken Spalte ist die Zeit angetragen. Die Zeitschritte betragen immer eine Stunde. In der mittleren Spalte ist die Last in Megawatt zum jeweiligen Zeitpunkt angegeben. In der rechten Spalte ist die Leistung zum jeweiligen Zeitpunkt mit dem Mittelwert der Leistung der gesamten Zeitreihe verrechnet. Der Mittelwert der Last beträgt 9,1470 MW. Die Abkürzung „VzuVD“ bedeutet „Verbrauch zu Verbrauchsdurchschnitt“. Die Berechnung ist anhand der Werte der ersten Zelle aus Abbildung 1 dargestellt.

$$VzuVD = \frac{\text{Verbrauch}}{\text{Mittelwert Verbrauch}} = \frac{7,7150 \text{ MW}}{9,1470 \text{ MW}} = 84,34 \%$$

Alle Zeitreihen werden auf den Mittelwert der Last bezogen. Dieses Verrechnen mit dem Mittelwert erleichtert die weiteren Berechnungen, da die Werte damit einheitenlos sind und den gleichen Bezugswert haben.

Die Umwandlungszeitreihen zu Wind, Solar und Biomasse sind analog aufgebaut. Neben den Zeitreihen zu Umwandlung und Last gibt es im Tool noch weitere Register. Das Register Kostenminimum dient zur Berechnung des Systems mit den geringsten Kosten. Als Grundlage dieser Berechnung dienen dabei die Umwandlungs-, und Lastzeitreihe, die Kalkulationsparameter und der Speicherwirkungsgrad. Die Kalkulationsparameter beinhalten die Kosten, Abschreibungsdauern, Zinsen und Betriebskostenfaktoren für die einzelnen Systeme Windenergie-, Photovoltaik-, Biomasse- und Speicheranlagen. Neben diesen Parametern müssen auch noch Sicherheitsvorgaben eingegeben werden. Die Parameter werden in das Register Kostenminimum eingetragen. Die Berechnung des Kostenminimums erfolgt mithilfe der Excel eigenen Programmiersprache „Visual Basic for Application“ (VBA).

In Tabelle 1 ist das teilweise Vorgehen in Excel vereinfacht dargestellt.

Tab. 1: Berechnung der Residualleistungszeitreihe

Datum & Zeit	WzuVM	SzuVM	BzuVM	UzuVM	VzuVM	RzuVM
Do 01.10.15 00:30	116,0%	0,0%	41,1%	157,0%	84,3%	72,7%
01.10.15 01:30	139,1%	0,0%	41,1%	180,2%	83,3%	96,8%
01.10.15 02:30	163,1%	0,0%	41,1%	204,2%	78,6%	125,6%
01.10.15 03:30	189,1%	0,0%	41,1%	230,2%	78,1%	152,1%
01.10.15 04:30	183,1%	0,0%	41,1%	224,2%	79,5%	144,6%
01.10.15 05:30	195,7%	0,0%	41,1%	236,8%	91,9%	144,9%
01.10.15 06:30	199,0%	0,0%	41,1%	240,0%	115,3%	124,8%
01.10.15 07:30	141,5%	1,1%	41,1%	183,6%	122,0%	61,6%
01.10.15 08:30	124,4%	18,5%	41,1%	184,0%	122,0%	62,0%
01.10.15 09:30	139,7%	44,4%	41,1%	225,2%	114,2%	111,0%

Alle Werte in Tabelle 1 sind auf den Verbrauchsmittelwert von 9,1470 MW bezogen und in Prozent dargestellt. Aus den Spalten „Wind zu Verbrauchsmittelwert“ (WzuVM), „Solar zu Verbrauchsmittelwert“ (SzuVM) und „Biomasse zu Verbrauchsmittelwert“ (BzuVM) errechnet sich durch Addition das „Umwandlungsvermögen zu Verbrauchsmittelwert“ (UzuVM). Das Umwandlungsvermögen gibt die erzielbare Leistung mit den drei

Energiesystemen zum jeweiligen Zeitpunkt an. Zur Berechnung der Residualleistungszeitreihe (RzuVM) wird vom Umwandlungsvermögen der Verbrauch (VzuVM) abgezogen. Wenn die Residualleistung zum jeweiligen Zeitpunkt positiv ist, liegt ein Überschuss vor. Bei Negativität handelt es sich um ein Defizit. Bei einem Überschuss kann der Speicher geladen bzw. bei einem Defizit entladen werden. Bei der Bewirtschaftung des Speichers muss der Speicherwirkungsgrad mit eingerechnet werden. Ausschlaggebend für die Bewirtschaftung ist die Speicherladeleistung, also die maximale Leistung, mit der der Speicher geladen werden kann. Die benötigte Speicherladeleistung ergibt sich aus dem maximal einzuspeichernden Überschuss, sollte aber zur Einschränkung der Kosten sinnvoll begrenzt werden. Überschüsse, die die Speicherladeleistung oder die Speicherkapazität überschreiten, müssen abgeregelt werden. Der Verbrauch wird je nach Bewirtschaftung aus der direkt umgewandelten Leistung oder aus zwischengespeicherten Anteilen gedeckt. Bei einem gewissen Anfangswert ergibt sich ein Speicherladeverlauf. Die tiefste Speicherleerung über den Analysezeitraum ergibt die benötigte Speicherkapazität. Um so größere Leistungen die Umwandlungsanlagen haben, desto geringer fällt die benötigte Speicherkapazität aus. Für die geringsten Stromgestehungskosten wird das Optimum aus Umwandlungsleistung und Kapazität benötigt.

Als Ergebnis der Berechnung wird der günstigste Mix aus den flexiblen Systemen Wind und Solar ausgegeben. Dieser beste Mix wird inklusive aller Ergebnisdaten und den jeweiligen Zeitreihen in einem extra Register ausgegeben. Neben den bereits erwähnten Registern gibt es noch weitere, die zum Beispiel der Berechnung von Dauerlinien dienen.

2.2 Methodik des iterativen Prozesses

Die gesamte Berechnung in Excel erfolgt mithilfe von VBA. Die flexiblen Parameter sind dabei die Anteile aus Wind und Solar, das Umwandlungsvermögen des Gesamtsystems und die Speicherladeleistung. Die Biomasseleistung wird dabei nicht verändert.

Als zusätzliche Vorgaben werden durch den Benutzer die Bedarfsdeckungs-, Kapazitäts- und Entnahmelastungsreserve eingegeben. Die Bedarfsdeckungsreserve ist eine Sicherheitsreserve zur Deckung von Defiziten. Das System wird also darauf ausgelegt, dass zu jedem Zeitpunkt das Defizit plus die gewählte Reserve gedeckt werden kann. Die Defizite ergeben sich aus der Differenz vom Umwandlungsvermögen von Windenergie-, Photovoltaik- und

Biomasseanlagen und der Last. Die Kapazitätsreserve ist eine Reserve für die Speicherkapazität. Der Speicher wird also größer ausgelegt, damit auch längere Flauten, als die in den Analysedaten vorkommenden, überwunden werden können. Bei der Entnahmelastungsreserve wird die Entnahmelastung des Speichers größer angesetzt, um eine gewisse Sicherheit aufzuweisen. Der Suchalgorithmus zur Findung der niedrigsten Stromgestehungskosten ist in Abbildung 2 zu sehen.

Bedarfsdeckungs-, Kapazitäts-, Entnahmelastungsreserve, Grundleistungsanteile und Speicherwirkungsgrad vorgeben
Herstellkosten, Abschreibungsdauern, Zinssätze und Betriebskostenfaktoren vorgeben
Anfangsmix des frei ausbaubaren Anteils von Wind und Sonne vorgeben
Suche nach dem Mix mit den niedrigsten Stromgestehungskostendurchführen
(sehr hohe) Speicherladeleistung zur Auffindung des kleinstmöglichen Umwandlungsvermögens vorgeben
Umwandlungsvermögen für den Start der Lösungsfindung vorgeben
Suche nach minimal erforderlichem Umwandlungsvermögen zur Bedarfsdeckungsreserve durchführen
Bedarfsdeckungsreserve zu den vorliegenden Annahmen bestimmen
falls erforderlich, Umwandlungsvermögen für den nächsten Iterationsschritt festlegen
wiederholen, bis das Mindest-Umwandlungsvermögen zur Mindest-Bedarfsdeckungsreserve bestimmt wurde
Suche nach dem Umwandlungsvermögen mit niedrigsten Stromgestehungskosten zum Mix durchführen
Suche nach der erforderlichen Speicherladeleistung zur Erreichung des Mindest-Umwandlungsvermögens
Bedarfsdeckungsreserve zu den vorliegenden Annahmen bestimmen
falls erforderlich, Speicherladeleistung für den nächsten Iterationsschritt festlegen
wiederholen, bis die Speicherladeleistung mit der geforderten Mindest-Bedarfsdeckungsreserve bestimmt wurde
Stromgestehungskosten feststellen und als vorläufiges Kostenminimum festhalten
höhere Speicherladeleistung zur Ermittlung einer Lösung mit niedrigeren Stromgestehungskosten vorgeben
Suche bei festgehaltenem Umwandlungsvermögen nach der Speicherladeleistung mit niedrigsten Stromgestehungskosten durchführen
Stromgestehungskosten zu den vorliegenden Annahmen bestimmen
falls erforderlich, Speicherladeleistung für den nächsten Iterationsschritt festlegen
wiederholen, bis die Speicherladeleistung mit den niedrigsten Stromgestehungskosten bestimmt wurde
falls erforderlich, Umwandlungsvermögen für den nächsten Iterationsschritt festlegen
wiederholen, bis das Umwandlungsvermögen mit den niedrigsten Stromgestehungskosten gefunden wurde
falls erforderlich, Mix für den nächsten Iterationsschritt festlegen
wiederholen, bis der Mix mit den niedrigsten Stromgestehungskosten gefunden wurde
Ergebnis ist der Mix, das Umwandlungsvermögen und die Speicherladeleistung mit den niedrigsten Stromgestehungskosten

Abb. 2: Suchalgorithmus zur Findung der niedrigsten Stromgestehungskosten (Turner, 2020)

Im Zuge des iterativen Prozesses wird zuerst ein Mix aus Solar und Wind vorgegeben. Darauf wird die Speicherladeleistung möglichst hoch gesetzt, um das kleinstmögliche Umwandlungsvermögen zu finden. Zur Findung des minimalen Umwandlungsvermögens wird zunächst ein Umwandlungsvermögen gesetzt und dann dazu die Bedarfsdeckungsreserve berechnet. Dies wird so oft wiederholt, bis das minimale Umwandlungsvermögen zur Mindest-Bedarfsdeckungsreserve gefunden ist. Bei der Suche nach dem Umwandlungsvermögen mit den geringsten Stromgestehungskosten, wird zunächst die erforderliche Speicherladeleistung zur Erreichung des Mindest-Umwandlungsvermögens berechnet. Danach wird die Speicherladeleistung solange erhöht, bis die Speicherladeleistung mit den geringsten Stromgestehungskosten bestimmt ist. Anschließend wird das Umwandlungsvermögen neu

gesetzt und die Rechnung erneut ausgeführt, bis das Umwandlungsvermögen mit den geringsten Stromgestehungskosten errechnet ist. Im Anschluss werden die Anteile aus Wind und Solar neu gesetzt und die gesamte Berechnung erneut durchgeführt. Dieser iterative Prozess erfolgt solange, bis die niedrigsten Stromgestehungskosten unter Beachtung der Sicherheitsvorgaben gefunden sind. In Abbildung 3 ist der Verlauf der Stromgestehungskosten über den Windanteil zu sehen. Der Solaranteil ergibt sich aus der Differenz des Windanteils von 100 %. Der Punkt des Graphen mit den geringsten Stromgestehungskosten markiert das Optimum.

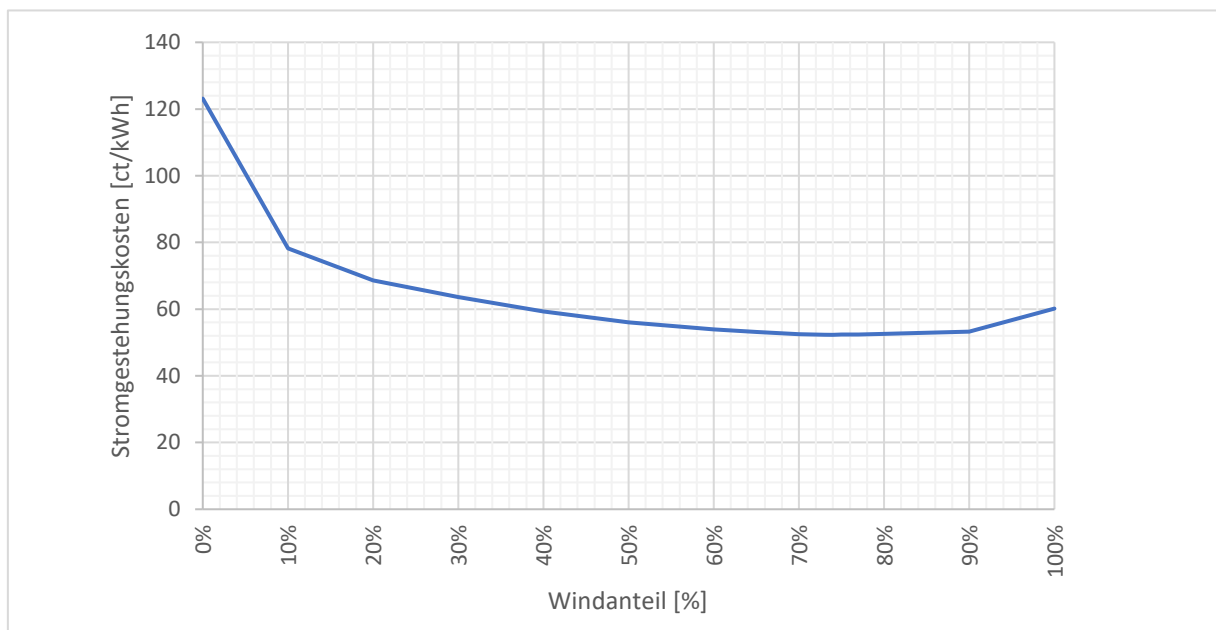


Abb. 3: Stromgestehungskosten über den Windanteil

Zu jedem Mix aus Wind und Solar wird die vorher erläuterte Berechnung durchgeführt. Dabei werden Umwandlungsvermögen und Speicherladeleistung variiert, bis das jeweilige Optimum der Stromgestehungskosten gefunden ist.

2.3 Reduzierung der Stromgestehungskosten

Die gefundenen Stromgestehungskosten können noch weiter reduziert werden. Dazu wird mithilfe des Tools eine Überschussvermarktung mithilfe des Speichers simuliert. Bei der Überschussvermarktung werden Stromüberschüsse bei Markttiefstpreisen gespeichert und zu Zeiten mit Höchstpreisen verkauft. Für die Verminderung der Stromgestehungskosten ist die

Höhe der Großhandelspreise ausschlaggebend. Diese Großhandelspreise sind auf der Informationsplattform der Bundesnetzagentur hinterlegt und lassen sich frei herunterladen (BNetzA, 2022). In Abbildung 4 sind die deutschen Börsenstrompreise für das Jahr 2022 zu sehen. Der Mittelwert über das ganze Jahr beträgt knapp 24 ct/kWh.

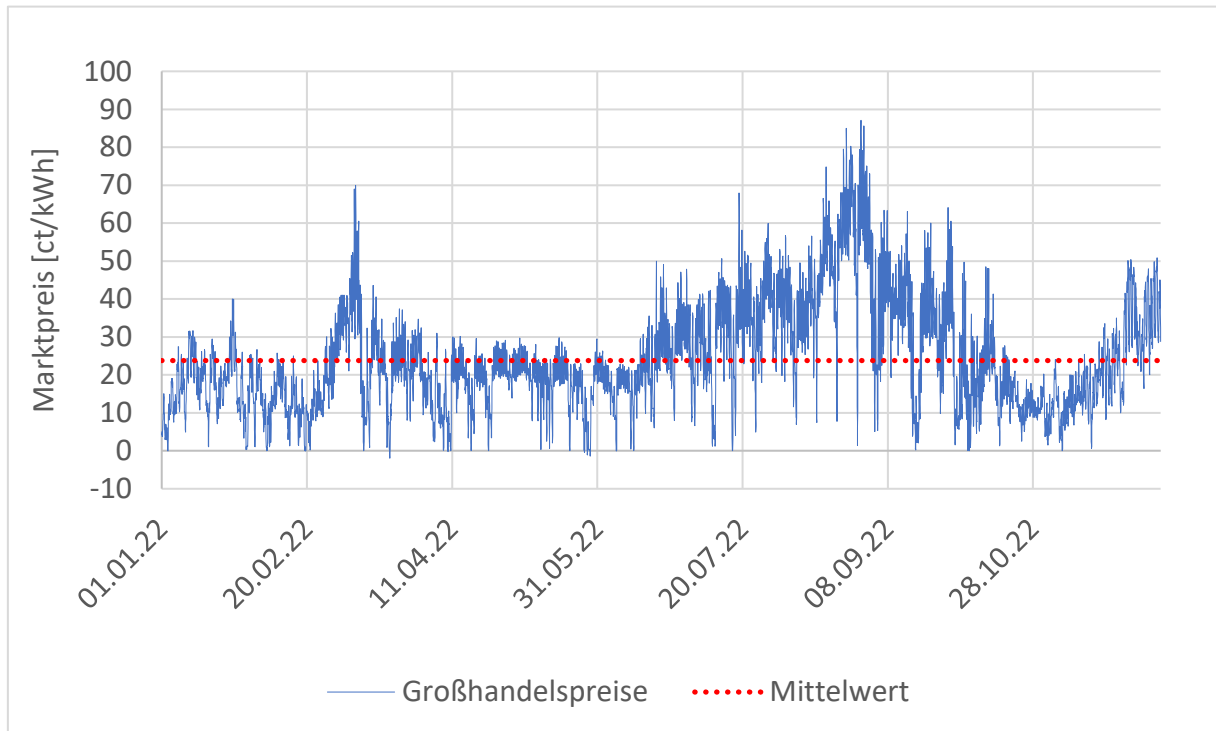


Abb. 4: Großhandelsstrompreise für Deutschland für das Jahr 2022

Bei den Großhandelspreisen handelt es sich um die Day-Ahead-Börsenstrompreise des für Deutschland relevanten Marktgebietes. Die Day-Ahead-Marktpreise bilden sich aus den Geboten zu Angebot und Nachfrage des nachfolgenden Tages (BNetzA, 2022).

Zur Berechnung der Überschussvermarktung wird die Zeitreihe der Großhandelspreise und die Residualleistungszeitreihe aus der Stromversorgung verwendet. Als Vorgaben setzt der Benutzer die Prognosedauer fest, also die Dauer wie weit mithilfe von Wetterprognosen in die Zukunft „geblickt“ werden kann. Bei der Berechnung wird je nach Überschüssen oder Defiziten der Speicher bewirtschaftet. Ob Überschüsse oder Defizite vorliegen, lässt sich aus dem Vorzeichen des jeweiligen Wertes der Residualleistungszeitreihe bestimmen. Die Bewirtschaftung muss 24 Stunden vorher feststehen, da die Angebote bis 12 Uhr des vorherigen Tages bei der Börse eingegangen sein müssen. Das abgegebene Angebot ist verpflichtend und muss erfüllt werden. Bei der Vermarktung muss die maximale Exportleistung zum

vorgelagerten Netzbetreiber beachtet werden. Diese kann nicht überschritten werden. Die maximale Exportleistung wurde hier auf 500 % des Verbrauchsmittelwertes gesetzt. Die Exportleistung beträgt somit knapp 46 MW. Die Ausgabe der Berechnung ist der Betrag, um den die originalen Stromgestehungskosten verringert werden können.

3 Eingabewerte für die Versorgungsanalyse

Die Eingabewerte für die Versorgungsanalyse beinhalten die Vorgaben des Benutzers zu den kalkulatorischen Parametern und den Sicherheitsanforderungen. Die Vorgaben für den Speicher sind abhängig von der verwendeten Speichertechnologie. Dabei können zum Beispiel Batterie-, Wasserstoff oder geotechnische Speicher verwendet werden. In dieser Arbeit wird ein geotechnischer Speicher, also zum Beispiel ein Pumpspeicher, betrachtet. Zusätzlich zu den in dieser Arbeit verwendeten Eingaben werden noch Recherchen zu den Kosten einer Brennstoffzelle angestellt.

3.1 Eingabewerte für die eigene Versorgungsanalyse

Die technischen und kalkulatorischen Parameter der hier verwendeten Systeme können ziemlich große Bereiche einnehmen. Hierbei kann sowohl optimistisch als auch pessimistisch gerechnet werden. In dieser Arbeit sollen eher pessimistische Parameter genutzt werden. Diese lassen sich in technische, kalkulatorische und Sicherheitsparameter unterteilen. Unter die technischen Parameter fällt hier nur der Wirkungsgrad der verwendeten Speichertechnologie. Dieser soll hier 70 % betragen. Die kalkulatorischen Parameter sind in Tabelle 2 angegeben

Tab. 2: kalkulatorische Parameter

spezifische Herstellkosten	Ansatz	Einheit	Abschreibungs- dauer	Zins	Betriebskosten- faktor
Windenergieanlagen	1.600	€/kW	15	8,0%	5,0%
Solarenergieanlagen	1000	€/kW	25	8,0%	1,5%
Laufwasserkraftwerke	4.000	€/kW	30	8,0%	1,0%
Biomasseleistungsanlagen	4.000	€/kW	20	8,0%	25,0%
Speicherladeanlagen	250	€/kW	20	8,0%	3,0%
Speicherentnahmeanlagen	250	€/kW	20	8,0%	3,0%
Maximalleistungsanlagen	250	€/kW	20	8,0%	3,0%
Speicherkapazität	60	€/kWh	20	8,0%	3,0%

Neben den kalkulatorischen Parametern gibt es auch noch die Vorgaben zur Sicherheit. Diese sind in Tabelle 3 dargestellt.

Tab. 3: Sicherheitsparameter

Vorgabewerte	Wert
Bedarfsdeckungsreserve	20,0%
Kapazitätsreserve	20,0%
Entnahmeleistungsreserve	20,0%

Reserven von 20 % sind sehr hoch angesetzt. Üblich sind eher Reserven im Bereich von 10 %. Da alle Parameter relativ pessimistisch bzw. sehr hoch angesetzt wurden, ist davon auszugehen, dass sich relativ hohe Stromgestehungskosten ergeben.

3.2 Kostenansatz für Brennstoffzellen

Die spezifischen Herstellkosten für Brennstoffzellen sind sehr abhängig von der Anlagengröße, der Menge der produzierten Anlagen und der Bautechnologie. Im Laufe der Zeit haben sich die Kosten stark verändert. Durch klassische Degressionseffekte sind die Kosten gesunken. Um das Jahr 2005 lagen die allgemeinen Kosten zwischen 5.500 – 50.000 €/kWel (UBA, 2005). Zum Jahr 2014 waren die Kosten bereits auf einen Bereich von ca. 16.500 – 3.500 €/kWel gesunken (Darrow et al., 2017). Die Anlagengröße, die die spezifischen Kosten verursacht, liegt dabei zwischen 0,7 – 1400 kWel. Zum Jahr 2016 liegen die Kosten von Anlagen mit 100 kWel und 250 kWel bei ca. 1.100 – 2.900 €/kWel (Battelle Memorial Institute, 2016). Für das Jahr 2018 liegen die spezifischen Herstellkosten bei 31.400 – 3.400 €/kWel (Saur et al., 2018). Die hohen

Kosten von 31.400 €/kW_{el} ergeben sich wieder bei kleinen Anlagen. Der Großteil der hier verwendeten Quellen hatte die Kosten in \$/kW_{el} angegeben. Die Umrechnung in €/kW_{el} erfolgte mithilfe der durchschnittlichen Währungskurse des jeweiligen Jahres (Statista GmbH, 2022). Bei der Verwendung von Power-to-Gas-Power mithilfe einer Brennstoffzelle im Zuge einer Versorgungsanalyse, ist davon auszugehen, dass die Anlagen eher größer ausfallen. Nach der Analyse der untersuchten Quellen ist mit spezifischen Herstellkosten von 1.500 – 5.000 €/kW_{el} zu rechnen.

Im Jahr 2019 erreichte die erste Hochtemperatur-Brennstoffzelle mehr als 11 Jahre Lebensdauer (Forschungszentrum Jülich, 2019). Allgemein ist die Lebensdauer einer Brennstoffzelle stark vom Betriebsverhalten und der verwendeten Technologie abhängig. Aufgrund des wissenschaftlichen Fortschritts ist davon auszugehen, dass die Lebensdauern von Brennstoffzellen noch weiter steigen werden. Die Abschreibungsdauer sollte somit aktuell um die 10 Jahre betragen.

4 Ergebnisse der Berechnung

Im Folgenden werden die Ergebnisse zum optimalen Mix anschaulich dargestellt und erläutert. Zur Darstellung und Erläuterung werden zusätzlich noch verschiedene „Werkzeuge“ eingeführt. Diese „Werkzeuge“ dienen der besseren Veranschaulichung des Umwandlungssystems.

4.1 Daten zum optimalen Mix aus Wind und Solar

Der optimale Mix setzt sich aus den flexiblen Anteilen Wind und Solar zu 73 % Wind und 27 % Solar zusammen. In Tabelle 4 sind die wichtigsten Ergebniswerte dargestellt.

Tab. 4: Wichtigsten Werte des Systems

Anteil Wind	73	%
Anteil PV	27	%
Wind Nennleistung	63,2	MW
PV Nennleistung	49,5	MWp
Speicherladeleistung	23,0	MW
Speicherkapazität	1,4	GWh

Im Gesamten ergeben sich Stromgestehungskosten von 52,3 ct/kWh. Diese Kosten setzen sich aus den verschiedenen Systemanteilen zusammen. Darunter fallen die in Abbildung 5 dargestellten Anteile. Unter Speichermaximalleistung sind alle Komponenten zusammengefasst, die sowohl für Lade-, als auch für Entladevorgänge genutzt werden, jedoch nach den maximalen Anforderungen ausgelegt werden.

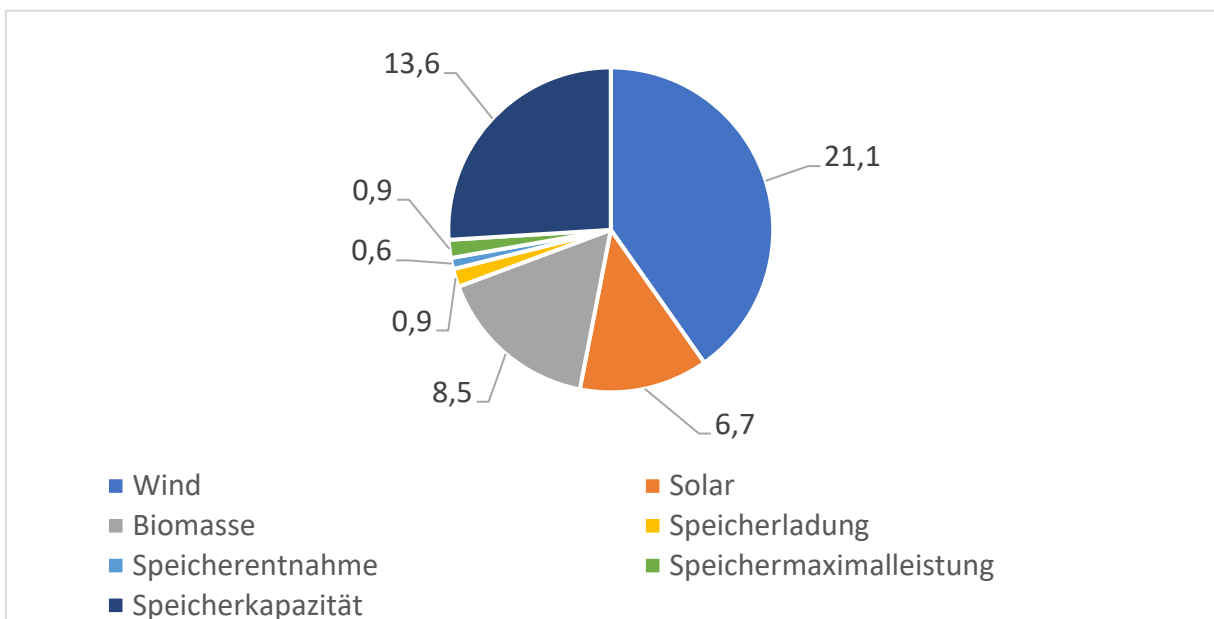


Abb. 5: Anteile der Stromgestehungskosten [ct/kWh]

Deutlich zu erkennen ist der große Anteil der Windenergieanlagen. Diese nehmen fast die Hälfte der gesamten Stromgestehungskosten ein. Gefolgt von den Kosten für die Speicherkapazität, die 13,6 ct/kWh betragen und damit ca. $\frac{1}{4}$ der Gesamtkosten einnehmen. Die Kostenanteile für Solar und Biomasse bewegen sich im gleichen Bereich, wobei die Biomasse noch einen größeren Anteil ausmacht. Die restlichen Speicheranteile kommen zuletzt und betragen nur einen geringen Anteil an den Stromgestehungskosten.

Um so ein System aufzubauen sind große Investitionen nötig. Diese sind in Tabelle 5 gerundet dargestellt.

Tab. 5: Investitionskosten für das berechnete System.

Wind	101.164.000	€
Solar	49.478.000	€
Biomasse	19.384.000	€
Speicher	97.639.000	€

Die Kosten für die Windenergie- und Speichieranlagen machen wieder den größten Anteil aus. Die Investitionskosten für die Photovoltaikanlagen betragen ca. die Hälfte der Windinvestitionskosten. Den kleinsten Anteil haben die Kosten für die Biomasseanlagen. Insgesamt müssen Investitionskosten von ca. 270 Millionen € gestemmt werden.

4.2 Darstellung des optimalen Mixes

Zur besseren Veranschaulichung wird in diesem Kapitel der Best-Mix näher dargestellt und auch mit dem realen Mix verglichen. Zur Analyse des Best-Mixes werden verschiedene „Werkzeuge“ eingesetzt, die in den jeweiligen Kapitel erläutert werden.

4.2.1 Vergleich von Realdaten und Best-Mix

Zur besseren Veranschaulichung der Best-Mix Daten werden diese im Folgenden den Realdaten gegenübergestellt. Dazu werden die beiden Residualzeitreihen und die jeweiligen Dauerlinien im gleichen Diagramm dargestellt. Eine Dauerlinie ist eine nach der Größe sortierte Zeitreihe, beginnend mit dem größten Wert. Die beiden Residualzeitreihen basieren auf unterschiedlichen Umwandlungsvermögen. In Tabelle 6 sind die Umwandlungsdaten der beiden Datensätze aufgezeigt. Die Daten sind dabei auf den Verbrauchsmittelwert von 9,1470 MW bezogen.

Tab. 6: Umwandlungsdaten von Realdaten und Best-Mix

	Realdaten	Best-Mix
Windanteil	74%	152%
Solaranteil	28%	56%
Biomasseanteil	28%	28%
Umwandlungsvermögen gesamt	130%	237%

Die Umwandlungsdaten unterscheiden sich hinsichtlich des Wind und Solaranteils stark. Die Anteile vom Best-Mix betragen ca. das doppelte der Realdaten. Der Biomasseanteil ist bei beiden Systemen gleich und beträgt ca. 28 %, was einer Durchschnittsleistung von knapp 2,6 MW entspricht. Der Unterschied des Umwandlungsvermögens entspricht dem bei Wind und Solar. Der Unterschied bei den beiden Systemen kommt daher, dass der Best-Mix auf einem Optimum aus Umwandlungsvermögen und Speichergröße basiert, während das reale System anderen Überlegungen unterworfen ist. In Abbildung 6 sind die Residualzeitreihen und die Dauerlinien dargestellt. Die Dauerlinien sind nach der Größe und nicht nach der Zeit geordnet. Somit entsprechen die Werte der y-Achse nicht dem Zeitpunkt auf der x-Achse.

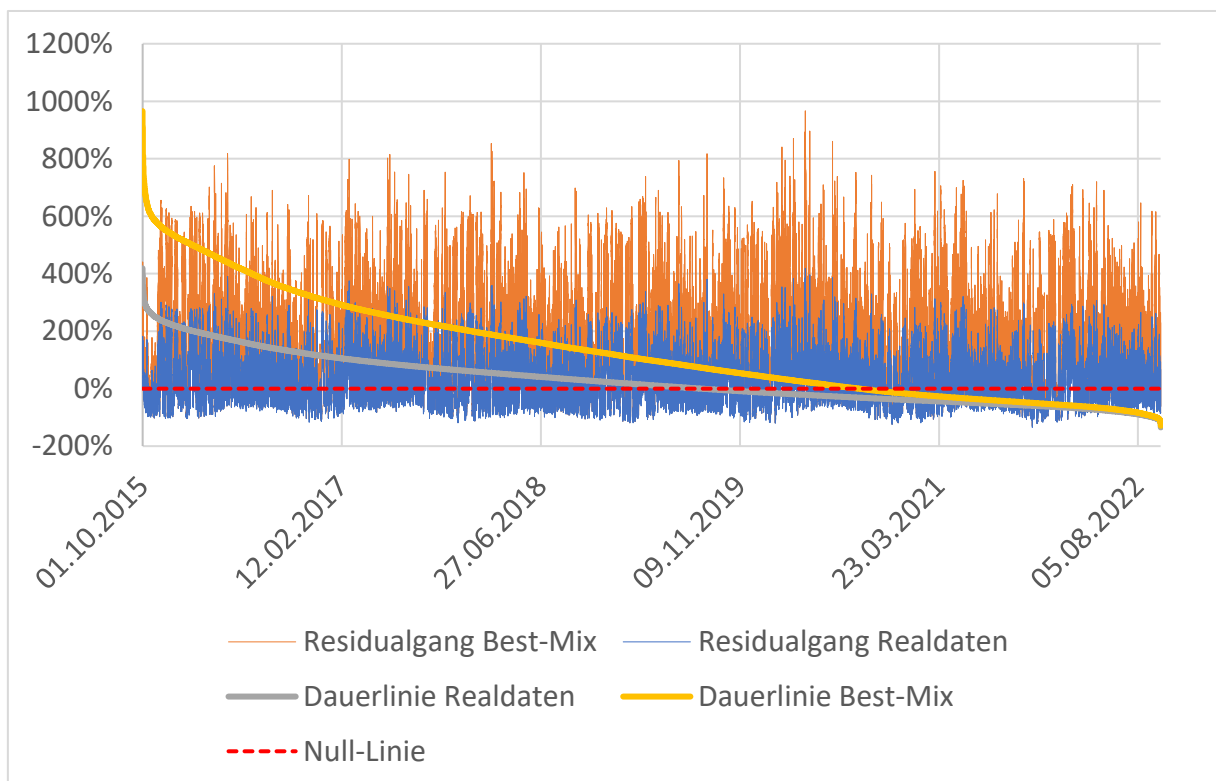


Abb. 6: Residualzeitreihe und Dauerlinie von Best-Mix und Realdaten

Der Unterschied zwischen den Umwandlungsvermögen der beiden Systeme aus Tabelle 6 wird hier noch einmal klar deutlich. Die Residualzeitreihe des Best-Mix erreicht ein viel höheres

Niveau als die der Realdaten. Die Dauerlinie spiegelt diese Erkenntnis wieder. Die Niveauerhöhung fällt insbesondere bei den positiven Werten (Überschüsse) höher aus als bei den negativen (Defizite). Damit verfügt das Best-Mix-System über mehr Überschüsse, die gespeichert werden können. Da zu jedem Zeitpunkt mehr Umwandlungsvermögen zur Verfügung steht, müsste als logische Schlussfolgerung die benötigte Speicherkapazität des Best-Mix-Systems geringer ausfallen als beim realen System.

4.2.2 Vergleich der Speicherleerungen

Die Speicherleerung ist eine Größe der Versorgungsanalyse, die den Speicherzustand zu jedem Zeitpunkt beschreibt. Die Speicherleerung beginnt hier bei null. Bei einem Defizit bzw. negativen Wert der Residualzeitreihe wird der jeweilige Wert von dem Wert der Speicherleerung abgezogen. Bei einem Überschuss wird dieser durch Addition mit der Speicherleerung verrechnet. Die Speicherleerung darf aber nicht größer als null werden. Somit entspricht die tiefste Speicherleerung der benötigten Kapazität. In Abbildung 7 ist die Speicherleerung beider Systeme zu sehen. Die Speicherleerung ist hier in Tagesladungen (TL) angegeben. Eine Tagesladung entspricht der verbrauchten Energie eines Tages. Bei einem durchschnittlichen Verbrauch von 9,147 MW wären das dann ca. 219,5 MWh.

$$1 TL = 9,1470 * 24 h = 219,528 MWh$$

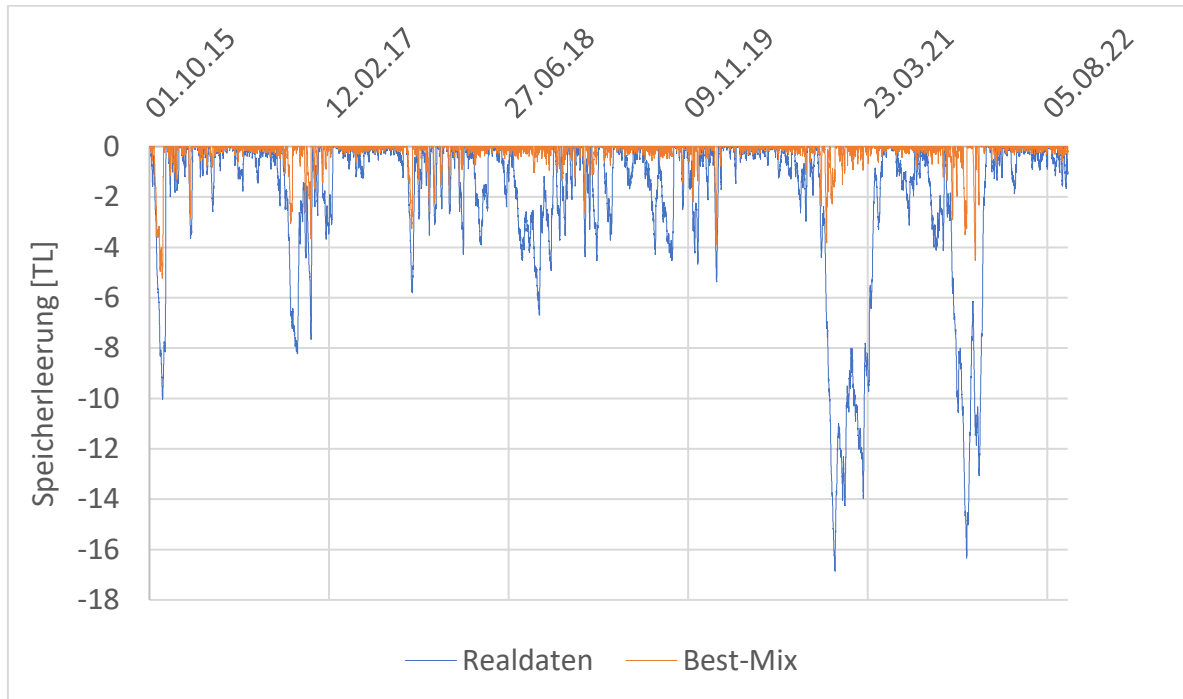


Abb. 7: Speicherleerung von Best-Mix und Realdaten

In der Abbildung ist eindeutig zu erkennen, dass die Speicherleerung des realen Systems viel tiefere Werte annimmt als beim Best-Mix. Dies kommt durch das höhere Umwandlungsvermögen zustande. Während die tiefste Speicherleerung beim Best-Mix -5,2 TL beträgt, kommt beim realen System eine Speicherleerung von -16,9 TL zustande. Die jeweiligen Tagesladungen entsprechen 1,2 GWh bzw. 3,7 GWh Speicherkapazität. Das reale System benötigt also die dreifache Speicherkapazität des Best-Mix-Systems.

4.2.3 Analyse des Versorgungsverlaufs von Realdaten und Best-Mix

In Abbildung 8 ist ein Versorgungsverlauf mit den realen Daten zu sehen. Abbildung 8 besteht dabei aus zwei Diagrammen, die zusammengefügt sind und den gleichen Zeitraum abdecken. Der hier zu sehende Zeitpunkt ist derjenige, mit der tiefsten Speicherleerung des gesamten Analysezeitraums. Im oberen Diagramm ist die Leistung von Wind (blau), Sonne (orange) und Biomasse (dunkelgrün) zu sehen. Daraus resultiert das Umwandlungsvermögen (hellgrün). Ebenfalls angetragen ist der Verbrauch (rot). Vom Verbrauch und dem Umwandlungsvermögen ist zusätzlich der jeweilige Durchschnitt des betrachteten Zeitfensters zu sehen. Alle Werte sind

auf den Verbrauchsdurchschnitt bezogen und in % angegeben. Im zweiten Diagramm ist die resultierende Residualleistung und die Speicherleerung zu sehen. Während die Residualleistung auf den Verbrauchsdurchschnitt bezogen ist, ist die Speicherleerung in Tagesladungen angegeben.

Den hauptsächlichen Anteil am Umwandlungsvermögen nimmt der Wind ein. Die Sonne trägt nur einen geringen Teil bei. Dies hängt natürlich mit der jeweiligen Jahreszeit zusammen. Die Biomasseleistung bewegt sich relativ konstant zwischen 20 % und 40 %. Das Umwandlungsvermögen schwankt stark. Dies wird hauptsächlich durch die großen Schwankungen bei der Windleistung hervorgerufen. Aus dem Umwandlungsvermögen und dem Verbrauch resultiert die Residualleistung. Bei der Betrachtung der Residualleistung ist deutlich zu erkennen, dass die Residualleistung in dem ersten $\frac{3}{4}$ des betrachteten Zeitraums eher negative Werte und damit Defizite aufweist. Dieser große Anteil an Defiziten wird nur durch ein paar Spitzen mit positiven Werten unterbrochen. Im letzten $\frac{1}{3}$ des Zeitraums weist die Residualleistung eher Überschüsse aus. Das beschriebene Verhalten zeigt sich auch in der Speicherleerung wieder.

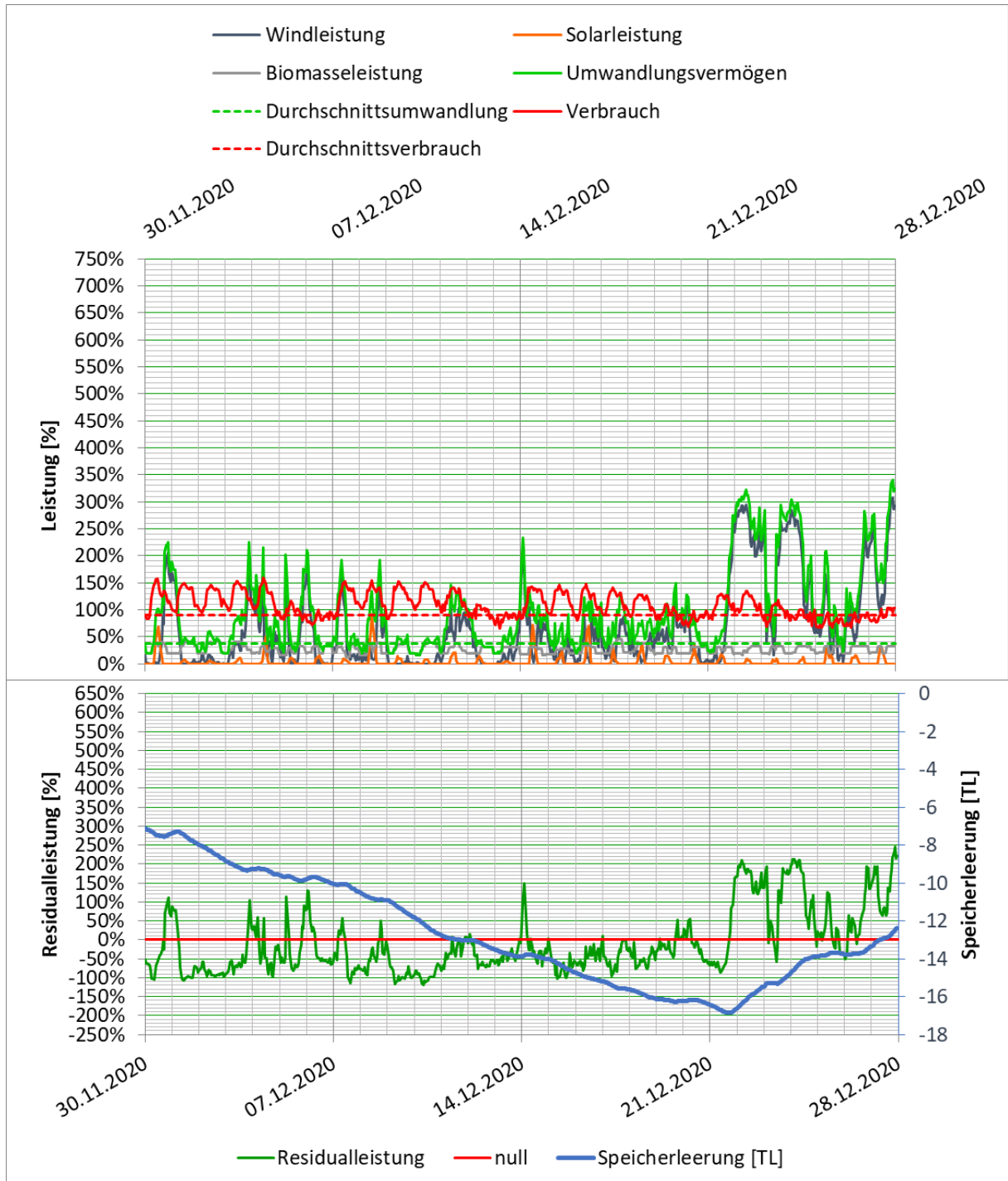


Abb. 8: Versorgungsverlauf der Realdaten für den 30.11.2020 – 28.12.2020

Im Vergleich zum Versorgungsverlauf mit den Realdaten ist in Abbildung 9 der Versorgungsverlauf des Best-Mix-Systems zu sehen.

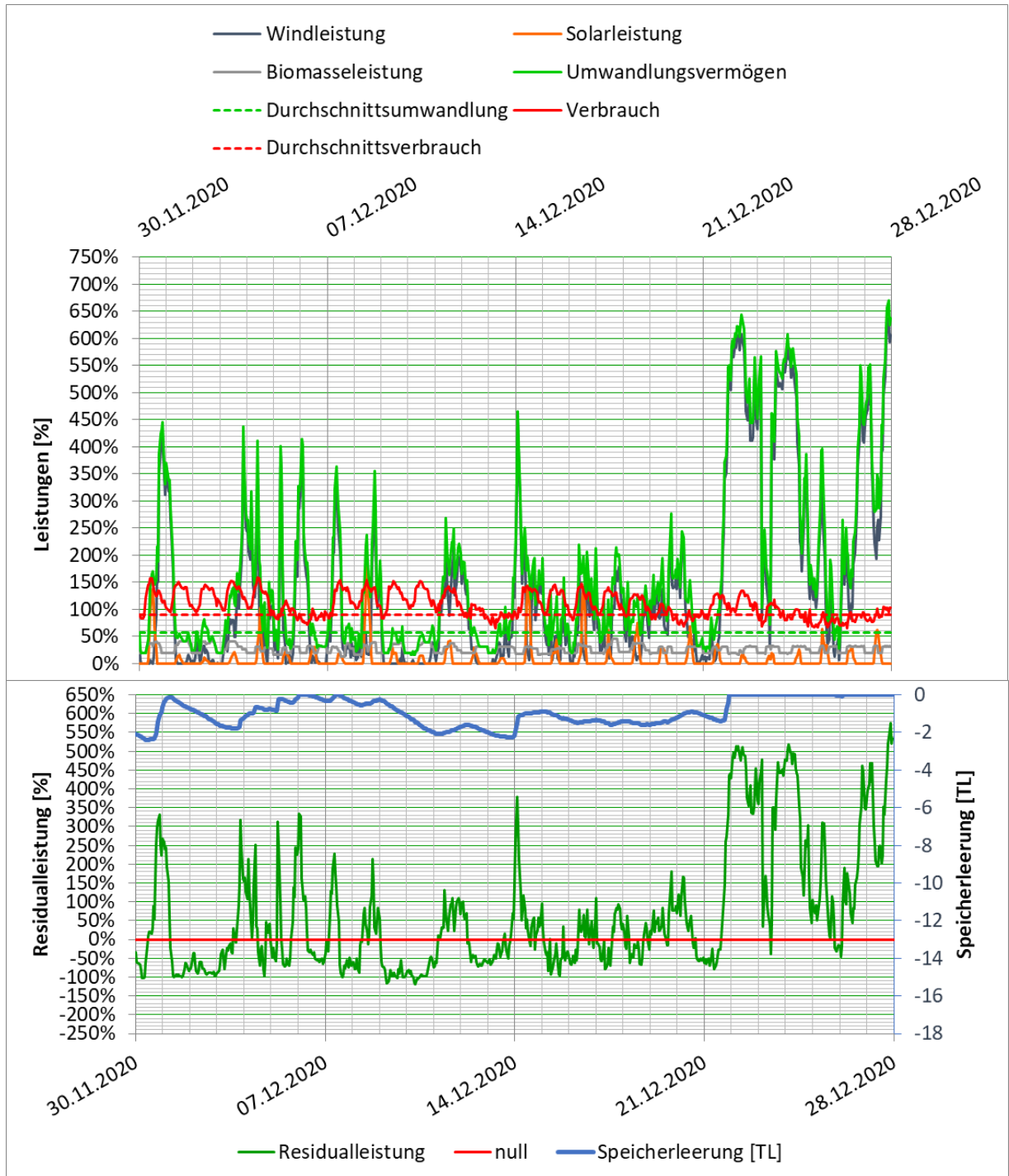


Abb. 9: Versorgungsverlauf des Best-Mix-Systems für den 30.11.2020 – 28.12.2020

Der Unterschied zum Versorgungsverlauf mit den Realdaten ist deutlich zu erkennen. Der Verlauf ist zwar ähnlich, aber dafür sind die Überschüsse um einiges höher. Dies zeigt sich auch im Verlauf der Speicherleerung, die in diesem Zeitraum nicht unter die drei Tagesladungen kommt.

4.2.4 Ladungsabweichung bei verschiedenen Anteilen aus Wind und Solar

Die Ladungsabweichung ist eine theoretische Größe, die zeigt wie ein Speicher bewirtschaftet werden muss, damit aus volatiler Umwandlungsleistung eine konstante Versorgungsleistung wird. Mathematisch ist die Ladungsabweichung das Integral der Durchschnittsleistungsabweichung über der Zeit. Hierbei wird die Leistung P zum Zeitpunkt t und die Durchschnittsleistung P_D benötigt. Die Ladungsabweichung kann auch als Summe berechnet werden. P_i ist dabei die Zeitschrittdurchschnittsleistung und Δt die Zeitschrittdauer.

$$L_{abw} = \int_{t=0}^t (P(t) - P_D) * dt = \sum_{i=1}^{i(t)} (P_i - P_D) * \Delta t$$

In Abbildung 10 ist die Leistungsabweichung zu einem Sollwert und die daraus resultierende Ladungsabweichung dargestellt.

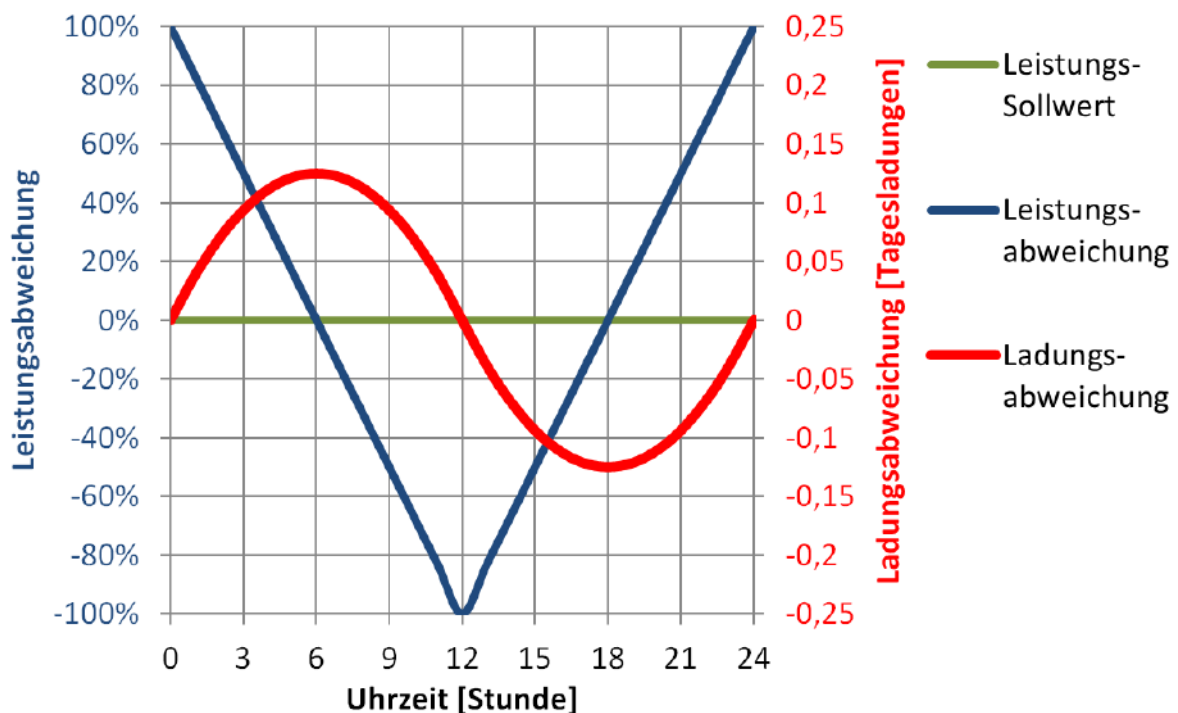


Abb. 10: Leistungsabweichung zu Sollwert und daraus resultierende Ladungsabweichung

Auf der linken Seite des Diagramms ist die Leistungsabweichung (blau) in Bezug auf den Sollwert (grün) angegeben. Bei einer hohen positiven Abweichung wird der Speicher schnell

geladen. Daraus resultiert eine hohe Steigung der Ladungsabweichungskurve. Wenn die Leistungsabweichung geringer wird, wird auch die Zunahme der Ladungsabweichung geringer, bzw. muss der Speicher weniger schnell, bis gar nicht mehr geladen werden. Sobald die Leistungsabweichung negativ wird, wird die vorher eingespeicherte Energie wieder entladen, die Ladungsabweichung nimmt also ab. Insgesamt kommen die in Abbildung 10 dargestellten Kurven zustande. Wenn die Ladungsabweichung einer Wind- bzw. Solarumwandlungszeitreihe über ein Jahr angetragen wird, zeigt sich, dass die Ladungsabweichungen gegenläufig sind. Die Ladungsabweichung der Windenergie ist in der ersten Jahreshälfte positiv und in der zweiten Hälfte negativ. Bei der Solarenergie ist dies genau umgedreht. Durch eine sinnvolle Kombination aus Wind und Solar kann die Ladungsabweichung und somit die nötige Speicherbewirtschaftung verringert werden. In Abbildung 11 ist die Ladungsabweichung bei verschiedenen Anteilen aus Wind und Solar zu den in der Versorgungsanalyse verwendeten Daten zu sehen. Ebenfalls zu sehen ist die Ladungsabweichung des Verbrauchs.

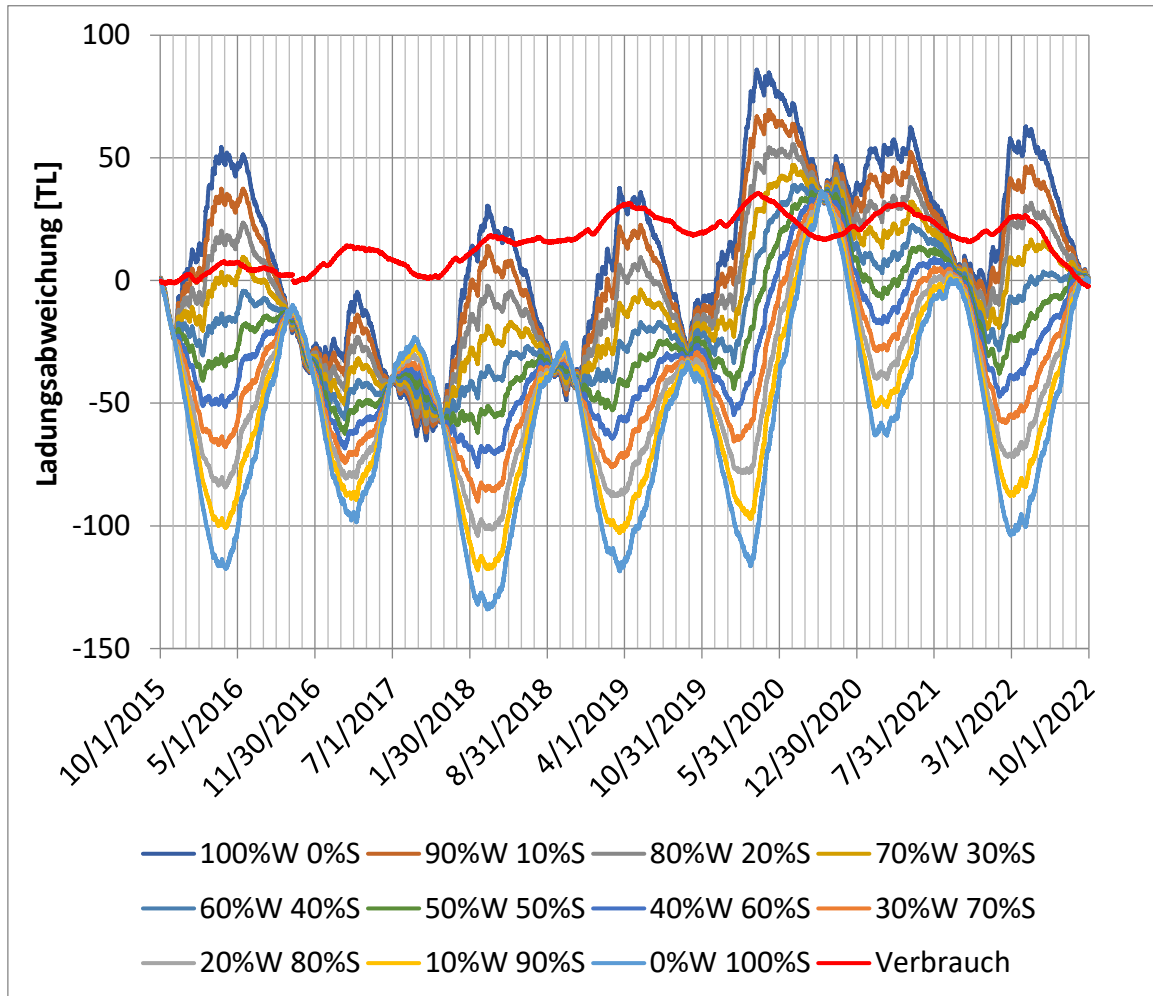


Abb. 11: Ladungsabweichung bei verschiedenen Anteilen aus Wind und Solar

Wenn man die Kurve der Verbrauchsladungsabweichung betrachtet wird deutlich, dass der Verbrauch mit der Zeit zunimmt. Nur ab dem Jahr 2020 wird der Verbrauch wieder geringer. Dies hängt wahrscheinlich mit dem Einsetzen der Corona-Pandemie zusammen, bei dem der Stromverbrauch in ganz Deutschland abgenommen hat (Statista GmbH, 2022).

Bei der Betrachtung der Ladungsabweichungen der Umwandlungssysteme erkennt man das spezifische Verhalten von Wind und Solar und es wird klar, dass eine sinnvolle Kombination der beiden Anlagensysteme anzustreben ist. Die dem Durchschnittswert, also null, am besten entsprechende Kurve ist die mit 70 % Wind und 30 % Sonne. Also allein aus der Analyse der Ladungsabweichung lässt sich schon der Bereich erkennen, in dem sich der voraussichtliche Best-Mix befindet. Allgemein lässt sich erkennen, dass die Jahre unterschiedlich gut für eine erneuerbare Energieversorgung mithilfe von Wind und Sonne geeignet sind. Die relativ gute Umwandlung zum Anfang wird von einer eher schlechten Umwandlung abgelöst. Diese nimmt zwar wieder zu, fällt aber zum Ende hin wieder ab.

In Abbildung 12 ist die Ladungsabweichung des Umwandlungsvermögens von den Realdaten und vom Best-Mix dargestellt. Das Umwandlungsvermögen beinhaltet hier sowohl Wind und Solar, als auch Biomasse.

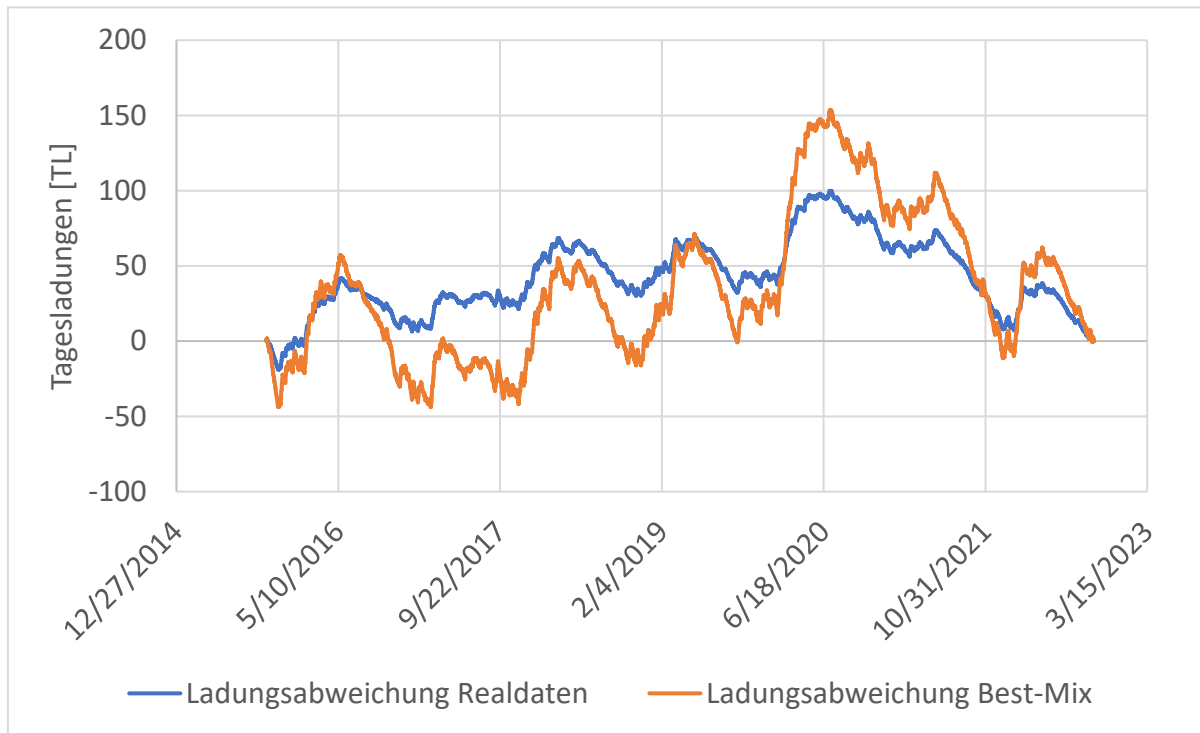


Abb. 12: Ladungsabweichung des Umwandlungsvermögens von Realdaten und Best-Mix

Zu erkennen ist, dass die beiden Kurven einen relativ ähnlichen Verlauf aufweisen. Die Ladungsabweichungskurve der Realdaten hat aber allgemein ein höheres Niveau als die des Best-Mixes. Die Kurve der Ladungsabweichung des Best-Mixes ist näher bei null, somit ist davon auszugehen, dass der Speicher weniger bewirtschaftet werden muss, um eine ständige Versorgung zu gewährleisten. Die Grundzüge des Verlaufs der Kurven passen zu denen aus Abbildung 11.

4.3 Kostensenkung mithilfe der Überschussvermarktung

Mithilfe der Überschussvermarktung lassen sich die Stromgestehungskosten senken. Da sich das Strommarktpreisniveau in den letzten Jahren sehr stark verändert hat, wird das Preisniveau über die Analysejahre angepasst. Dazu wird der Zeitreihenmittelwert von 2015 bis 2022 künstlich auf das aktuelle Niveau erhöht. Die Niveauerhöhung erfolgt wieder in Excel. Dazu

wird zu jedem Jahr der Strompreismittelwert berechnet und anschließend mithilfe der Zielwertsuche ein Wert gesucht, mit dem die Zeitreihe multipliziert den gewünschten Mittelwert ergibt. Dieses Vorgehen kann zu verschiedenen Preisniveaus durchgeführt werden. Damit kann das Marktpreisniveau bestimmt werden, zu dem das hier betrachtete System wirtschaftlich wird. Das aktuelle bzw. das Preisniveau von 2022 beträgt ca. 24 ct/kWh. In Abbildung 13 ist der Markterlös der Überschussvermarktung bei unterschiedlichen Preisniveaus und die Stromgestehungskosten des betrachteten Systems zu sehen.

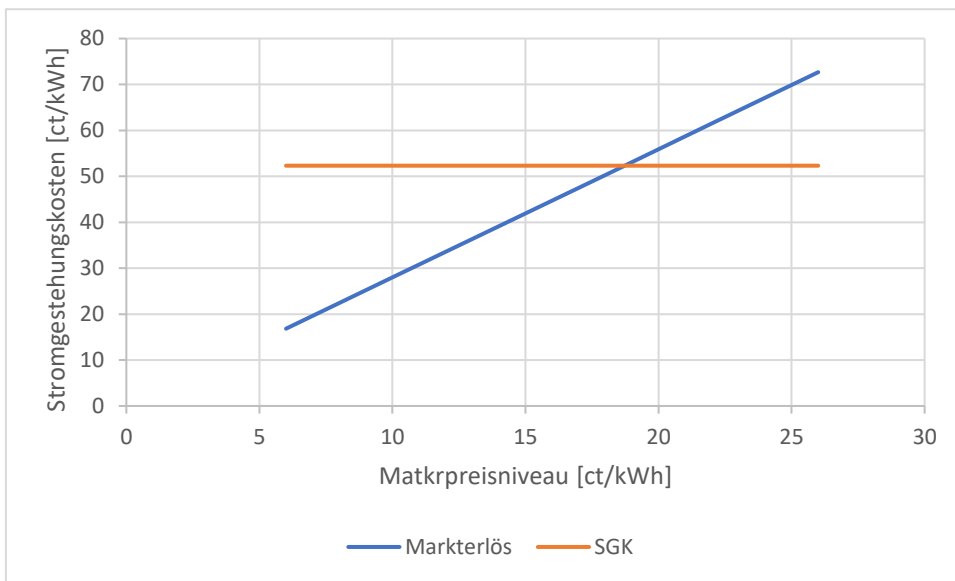


Abb. 13: Markterlös über Preisniveau und Stromgestehungskosten des Best-Mix

Es ist deutlich zu erkennen, dass der Markterlös mit der Zunahme des Preisniveaus linear ansteigt. Der Schnittpunkt der Stromgestehungskosten mit dem Markterlös liegt bei ca. 18 ct/kWh. Bei einem Marktpreisniveau unter diesem Schnittpunkt arbeitet das System nicht wirtschaftlich bzw. ist teurer als der jeweilige Strompreis. Über den 18 ct/kWh, also auch bei den aktuell 24 ct/kWh arbeitet das System wirtschaftlich. Die Differenz aus Stromgestehungskosten und Markterlös wäre dann der Gewinn, den das System erwirtschaftet. Dieser würde bei einem Strompreisniveau von 24 ct/kWh knapp 15 ct/kWh betragen.

5 Fazit

Nach der Untersuchung der Ergebnisse der Versorgungsanalyse wird deutlich, dass das Best-Mix-Versorgungssystem alleine nicht geeignet ist wirtschaftlich zu arbeiten. Wirtschaftlich bedeutet hierbei, dass die Stromgestehungskosten des Systems niedriger sind als die aktuellen Großhandelspreise. Erst mit der Einbindung der Überschussvermarktung lassen sich so große Erlöse erzielen, dass die Stromgestehungskosten in einen wirtschaftlichen Bereich gesenkt werden können. Insbesondere mit dem aktuell sehr hohen Marktpreisniveau lassen sich sehr hohe Erlöse erzielen. Diese werden dabei sogar so hoch, dass mit diesem System Geld verdient werden könnte. Hierbei muss man auch beachten, dass sämtliche Kalkulationsparameter sehr pessimistisch angesetzt wurden. In der Realität ist zumindest teilweise mit optimistischeren Ansätzen zu rechnen. Bei der Überschussvermarktung darf aber nicht vergessen werden, dass das aktuell sehr hohe Marktpreisniveau auch wieder abnehmen kann. Dies könnte die Wirtschaftlichkeit des Systems gefährden. Bei den Stromgestehungskosten ist weiter zu berücksichtigen, dass noch keine Förderungen eingerechnet wurden. Diese können ebenfalls zu einer Kostenreduktion führen.

6 Literaturverzeichnis

- Agentur für Erneuerbare Energien e.V. (2018). *Haßfurt*. Abgerufen am 08.12.2022 von <https://www.unendlich-viel-energie.de/die-agentur/projekte/energie-kommunen/ekdm-hassfurt>
- Battelle Memorial Institute. (2016). *Manufacturing Cost Analysis of 100 and 250 kW Fuel Cell Systems for Primary Power and Combined Heat and Power Applications*. Abgerufen am 11.12.2022 von <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/downloads/manufacturing-cost-analysis-100-and-250-kw-fuel-cell-systems-primary-power>
- BNetzA. (2022). *Großhandelspreise*. Abgerufen am 10.12.2022 von <https://www.smard.de/page/home/wiki-article/446/562>
- BNetzA. (2022). *Marktdaten, Großhandelspreise für Deutschland*. Abgerufen am 10.12.2022 von <https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten>
- Darrow et al. (2017). *Catalog of CHP Technologies*. Abgerufen am 11.12.2022 von https://www.epa.gov/sites/default/files/2015-07/documents/catalog_of_chp_technologies.pdf
- Forschungszentrum Jülich. (2019). *Hochtemperatur-Brennstoffzelle erreicht mehr als 11 Jahre Lebensdauer*. Abgerufen am 11.12.2022 von <https://www.fz-juelich.de/de/aktuelles/news/pressemitteilungen/2019/2019-02-07-sofc>
- Saur et al. (2018). *State-of-the-Art Fuel Cell Voltage Durability and Cost Status*. Abgerufen am 11.12.2022 von <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/71642.pdf>
- Statista GmbH. (2022). *Jährliche Entwicklung des Wechselkurses des Euro gegenüber dem US-Dollar von 1999 bis 2021*. Abgerufen am 11.12.2022 von <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/200194/umfrage/wechselkurs-des-euro-gegenueber-dem-us-dollar-seit-2001/>
- Statista GmbH. (2022). *Nettostromverbrauch in Deutschland in den Jahren 1991 bis 2021*. Abgerufen am 12.12.2022 von <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/164149/umfrage/netto-stromverbrauch-in-deutschland-seit-1999/>

- Tagesschau.de. (2022). *Was, wenn Russland den Gashahn zudreht?* Abgerufen am 08.12.2022 von <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/energie-versorgung-gas-russland-101.html>
- Turner, S. (2020). *Regenerative Versorgungsanalyse zur Energiezelle Max Bögl am Standort Sengenthal*. Abgerufen am 10.12.2022 von https://opus4.kobv.de/opus4-ohm/files/752/Studienarbeit_Smart-Energy_Sean-Turner-1.pdf
- UBA. (2005). *Brennstoffzellen in der stationären Energieversorgung*. Abgerufen am 11.12.2022 von <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/brennstoffzellen-in-stationaeren-energieversorgung>