

MASTERARBEIT

zum Erwerb
des akademischen Grades Diplom-Ingenieurin
Masterstudium Bauingenieurwissenschaften – Geotechnik und Wasserbau
von

Katharina HAMBAUMER, BSc

eingereicht am
Institut für Wasserbau und Wasserwirtschaft
der Technischen Universität Graz
Vorstand: Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Gerald Zenz

Thema der Masterarbeit:

**Ausgleich eines zukünftigen regenerativen Energiedargebots
durch den Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken
beispielhaft für das Stromsystem in Deutschland**

*Shifting and storing renewable energy
by pumped-storage hydro power plants
for the power system in Germany*

Betreuer: Ass.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Helmut Knoblauch

Mitbetreuender Assistent: Dipl.-Ing. Wolfgang Richter

Graz, im März 2017

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am

.....

(Unterschrift)

STATUTORY DECLARATION

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources / resources, and that I have explicitly marked all material which has been quoted either literally or by content from the used sources.

Graz,

.....

date

(signature)

Danksagung

Für die Begutachtung und Korrektur der Masterarbeit möchte ich mich bei Herrn Ass.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Helmut Knoblauch bedanken.

Besonderer Dank gilt dem mitbetreuenden Assistenten Herrn Dip.-Ing. Wolfgang Richter für seinen motivierenden Enthusiasmus, die konstruktiven Besprechungstermine und die spannenden Literaturhinweise!

Für das Korrekturlesen der Masterarbeit und die dafür entbehrte Zeit möchte ich herzlichst Frau Birgit Binder, BEd danken.

An dieser Stelle ist es mir ein Anliegen mich bei meinem langjährigen Freund zu bedanken, der die Höhen und Tiefen während der gesamten Studienzeit mit mir durchlebt hat und mir immer eine große Stütze war.

Außerdem möchte ich mich bei meiner Familie, meinen Freunden, Kommilitonen, Arbeitskollegen und meinem direkten Vorgesetzten bedanken, die mir während meines Studiums immer unterstützend zur Seite gestanden sind.

Anmerkung

In der vorliegenden Masterarbeit wird auf eine Aufzählung beider Geschlechter oder die Verbindung beider Geschlechter in einem Wort zugunsten einer leichteren Lesbarkeit des Textes verzichtet. Es soll an dieser Stelle jedoch ausdrücklich festgehalten werden, dass allgemeine Personenbezeichnungen für beide Geschlechter gleichermaßen zu verstehen sind.

Kurzfassung

Deutschland hat sich als größter Stromerzeuger Europas das Ziel gesetzt elektrische Energie bis 2050 zu 80% aus Erneuerbaren Quellen zu gewinnen. Der damit verbundene steigende Anteil an fluktuierenden Energieträgern erfordert auch den Ausbau und die Entwicklung adäquater Speicherkapazitäten. Da Pumpspeicherkraftwerke (PSW) einen besonders hohen Wirkungsgrad aufweisen und technologisch weit entwickelt sind, wird in dieser Arbeit die Stromspeicherung mittels PSW nach energiewirtschaftlichen wie auch wirtschaftlichen Aspekten untersucht.

Hierzu werden Szenarien mit 60%, 80% und 100% Erneuerbarer Energie auf Basis eines Energiemodells untersucht. Daraus lassen sich der Ausbaugrad der volatilen Energieanlagen und die installierten Leistungen eines idealen Pumpspeicherkraftwerkparcs bestimmen.

Aufgrund des begrenzten Ausbaupotentials von Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland wird als mögliche Alternative die *Stromspeicherung in Norwegen* betrachtet und wirtschaftlich mit der *Stromspeicherung in Deutschland* verglichen. Hierzu werden jeweils die gesamten Stromgestehungskosten der zusätzlich erforderlichen Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen, sowie der Pumpspeicherkraftwerke für das Bezugsjahr ermittelt und gegenübergestellt.

Abstract

As the largest producer of electricity in Europe, Germany has set itself the goal of producing up to 80% of its energy from renewable sources by 2050. The associated share of increase fluctuating energy sources also requires the expansion and development of adequate storage facilities. As pumped-storage power plants (PSP) are particularly efficient and technologically well developed, this study investigates the issues affecting the energy industry and the economy for electricity storage by means of PSPs.

In this thesis, scenarios with 60%, 80% and 100% of renewable energy are investigated using a simple energy model. It determines the needed degree of expansion for volatile energy plants and the installed capacity of an ideal pumped-storage power plant park to capture future demand scenarios.

Due to the limited expansion potential of pumped-storage power plants in Germany, *energy storage in Norway* is considered as a possible alternative and compared in economical terms with *energy storage in Germany* . To do this, the total levelized costs of electricity of the additional wind turbines, photovoltaic systems and the pumped-storage power plants are calculated and compared to the reference year.

Inhaltsverzeichnis

1	EINLEITUNG	1
2	ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE BETRACHTUNG	3
2.1	ALLGEMEIN	3
2.2	METHODIK	3
2.3	60% ERNEUERBARE-ENERGIE-SZENARIO	5
2.3.1	<i>Variantenstudie</i>	5
2.3.2	<i>Vorzugsvariante</i>	7
2.4	80% ERNEUERBARE-ENERGIE-SZENARIO	10
2.4.1	<i>Variantenstudie</i>	10
2.4.2	<i>Vorzugsvariante</i>	11
2.5	100% ERNEUERBARE-ENERGIE-SZENARIO	14
2.5.1	<i>Variantenstudie</i>	14
2.5.2	<i>Vorzugsvariante</i>	16
3	WIRTSCHAFTLICHE BETRACHTUNG	19
3.1	ALLGEMEIN	19
3.2	METHODIK	19
3.3	SPEZIFISCHE STROMGESTEHUNGSKOSTEN VON PUMPSPEICHERKRAFTWERKEN	20
3.3.1	<i>Investitionskosten</i>	21
3.3.2	<i>Betriebskosten</i>	23
3.3.3	<i>Zinssatz</i>	25
3.3.4	<i>Ergebnisse</i>	28
3.4	STROMGESTEHUNGSKOSTEN VON PUMPSPEICHERKRAFTWERKEN IN DEUTSCHLAND	29
3.5	STROMGESTEHUNGSKOSTEN VON WIND- UND PHOTOVOLTAIK-ANLAGEN	30
3.5.1	<i>Stromgestehungskosten von Windenergieanlagen</i>	30
3.5.2	<i>Stromgestehungskosten von Photovoltaikanlagen</i>	32
3.6	GESAMTE STROMGESTEHUNGSKOSTEN FÜR DIE STROMSPEICHERUNG IN DEUTSCHLAND	33
3.7	AUSBAUKOSTEN DES DEUTSCHEN STROMNETZES	33
4	STROMSPEICHERUNG IN NORWEGEN	35
4.1	ALLGEMEIN	35
4.2	METHODIK	35
4.3	SPEZIFISCHE STROMGESTEHUNGSKOSTEN VON PUMPSPEICHERKRAFTWERKEN IN NORWEGEN	36
4.4	STROMGESTEHUNGSKOSTEN VON PUMPSPEICHERKRAFTWERKEN IN NORWEGEN	38
4.5	GESAMTE STROMGESTEHUNGSKOSTEN FÜR DIE STROMSPEICHERUNG IN NORWEGEN.	39
5	SCHLUSSFOLGERUNGEN	40
5.1	AUSBAUGRAD VOLATILER ENERGIEANLAGEN	40
5.2	LEISTUNGSDISKREPANZ ZWISCHEN TURBINE UND PUMPE.	40
5.3	STROMSPEICHERUNG IN DEUTSCHLAND VERSUS IN NORWEGEN	41
6	ZUSAMMENFASSUNG	44
	ANHANG	49

LITERATURVERZEICHNIS	56
ABBILDUNGSVERZEICHNIS	59
TABELLENVERZEICHNIS	60
FORMELVERZEICHNIS	61

Abkürzungsverzeichnis

EE	Erneuerbare Energie
PSW	Pumpspeicherkraftwerk
PSP	Pumped-storage plant
PV	Photovoltaik
PVA	Photovoltaikanlage
LCOE	Levelized Cost of Electricity
WEA	Windenergieanlage

1 Einleitung

Deutschland ist mit einem Anteil von fast zwanzig Prozent der größte Nettostromerzeuger Europas [1] und setzt zunehmend auf die Erzeugung aus neuen Erneuerbaren Energieanlagen wie Wind- und Solaranlagen. Im Jahr 2015 wurden 30% der Bruttostromerzeugung aus regenerativen Energieträgern gewonnen. Dieser Anteil soll laut *Energiekonzept* der deutschen Bundesregierung bis 2050 auf 80% erhöht werden [2]. Durch den vermehrten Einsatz regenerativer, volatiler Erzeugungsanlagen (Wind- und Solaranlagen) ist eine erhöhte Flexibilität des Stromsystems erforderlich. Prinzipiell bieten Pumpspeicherwerke (PSW) aufgrund ihrer spezifischen Eigenschaften hierzu eine ideale Lösung. Neben der Speicherung des Überangebots an elektrischer Energie und dem Ausgleich der Residuallast bieten sie weitere Vorteile wie die Frequenzhaltung im Stromnetz, Reserve- und Störungsbereitstellung im Verbundnetz oder die Schwarzstartfähigkeit [3]. Darüber hinaus erreichen PSW derzeit den höchsten Wirkungsgrad von bis zu 85% und sind die wirtschaftlich günstigste Speichertechnologie.

Jedoch ist das Potential für den Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland begrenzt. Eine mögliche Alternative zur *Stromspeicherung in Deutschland* bietet die *Stromspeicherung in Norwegen*. Norwegen verfügt über ein maximal gespeichertes Energiepotential von etwa 82 Terawattstunden und hält noch ein ungenutztes Potential von 1,36 Terawattstunden bereit, welches durch Adaptierung der vorhandenen Speicherkraftwerke mittels Pumpensätze genutzt werden könnte. Die erforderlichen Interkonnektoren zwischen Deutschland und Norwegen sind bereits in Planung bzw. ist die Fertigstellung des ersten Seekabels NordLink mit Ende 2020 geplant [4].

Ziele der Masterarbeit für jedes Szenario sind:

- die Ermittlung des Ausbaugrades der volatilen Energieanlagen, um einen optimalen Betrieb eines idealen Pumpspeicherkraftwerkparkes gewährleisten zu können
- die Bestimmung der erforderlichen Leistungen für Turbinen und Pumpen eines idealen Pumpspeicherkraftwerkparkes
- der wirtschaftliche Vergleich zwischen der *Stromspeicherung in Deutschland* und der *Stromspeicherung in Norwegen*, jeweils mittels idealer Pumpspeicherkraftwerke

Hierzu wird ein Energiemodell mit den Einspeisungsdaten aus volatilen Energieträgern, Biomasse und Wasserkraft sowie dem Lastgang des Bedarfs aufgebaut. Durch iterative Extrapolation der Windenergie- und Photovoltaikdaten werden mehrere Varianten für Szenarien mit 60%, 80% und 100% EE-Anteil dargestellt. Diese beinhalten neben dem Ausbaugrad der volatilen Anlagen auch die erforderliche installierte Leistung für Turbine und Pumpe des PSW-Parks. Aufgrund hoher Wind-Spitzenlasten ergibt sich eine höhere Leistung für die Pumpe als für die Turbine. Die Vorzugsvariante wird durch die geringste Diskrepanz der beiden Maschinensätze bestimmt und in weiterer Folge für diese optimiert.

Für den wirtschaftlichen Vergleich der *Stromspeicherung in Deutschland* und der *Stromspeicherung in Norwegen* werden die gesamten Stromgestehungskosten aller neu zu errichtenden Anlagen für das Bezugsjahr gegenübergestellt. Dafür werden zunächst die spezifischen Stromgestehungskosten von PSW in Deutschland ermittelt. Diese werden aufgrund stark schwankender Investitions- und Betriebskosten als minimale, mittlere und maximale spezifische Stromgestehungskosten für die einzelnen Szenarien dargestellt. Daraus ergeben sich durch Multiplikation mit der erzeugten elektrischen Energiemenge die Bandbreite der Stromerzeugungskosten von neu errichteten Pumpspeicherkraftwerken für das Bezugsjahr. Um die gesamten Kosten der EE-Szenarien darstellen zu können werden die Stromgestehungskosten von den zusätzlich erforderlichen Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen ermittelt. Die *Stromspeicherung in Norwegen* unterscheidet sich aufgrund der spezifischen Stromgestehungskosten von PSW. Diese beziehen sich auf den Ausbau der bestehenden Speicherkraftwerke zu Pumpspeicherkraftwerke.

2 Energiewirtschaftliche Betrachtung

2.1 Allgemein

Die Grundlage der energiewirtschaftlichen Betrachtung bildet das Energiemodell, welches auf den Photovoltaik- und Wind-Einspeisungsdaten des deutschen Verbundnetzes basiert. Des Weiteren sind die Daten zur Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken und Biomasse eingepflegt, sowie der gesamte Nettostromverbrauch für Deutschland. Alle angegebenen Daten werden im Stundenintervall für das Jahr 2015 abgebildet.

Durch Extrapolation der Wind- und Photovoltaik-Daten werden Szenarien mit einem erneuerbaren Energieanteil von 60%, 80% und 100% dargestellt. Das Überangebot an Strom wird dabei in Pumpspeicherkraftwerken zwischengespeichert und gleicht in Zeiten zu geringer Einspeisung die Residuallast aus. Dadurch wird das Abregeln der volatilen Energieanlagen in Spitzenzeiten verhindert und der Anteil an konventionellen Kraftwerken kann reduziert werden.

2.2 Methodik

Für die Ermittlung der Erneuerbaren-Energie-Szenarien (EE-Szenarien) wird ein Excel-basiertes Modell erstellt. Dieses Energiemodell beinhaltet folgende **Daten** auf Stundenbasis für das Bezugsjahr 2015:

- Windenergie- und Photovoltaikeinspeisung der vier Netzbetreiber Amprion, TenneT, TransnetBW und 50Hertz [5 – 12]
- Einspeisung von Wasserkraftwerken (Laufwasser-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke) und Biomasse [13]
- Nettostromverbrauch [13]

Es werden folgende **Randbedingungen** bzw. **Annahmen** für das Energiemodell getroffen:

- Theoretisch energieautonomes elektrisches Energiesystem – Stromimport und –export werden nicht berücksichtigt

- Keine Berücksichtigung der Regelleistung
- Der Eigenverbrauch von Kraftwerken wird nicht berücksichtigt
- Der Ausbau von Biomasse und Wasserkraft aus Laufwasserkraftwerken wird für die Szenarien nicht weiter erhöht
- Die bestehenden PSW werden bei den Angaben der erforderlichen Leistungen nicht berücksichtigt, da diese bereits in den Daten *Wasserkraft* enthalten sind
- Keine Berücksichtigung des Wirkungsgrades von PSW
- Die Ergebnisse für PSW beziehen sich auf einen idealen Pumpspeicherpark - es wird nicht auf einzelne PSW eingegangen, es wird ihre Gesamtheit betrachtet
- Es wird ein ideales Stromnetz ohne Verluste angenommen

Die Windenergie- und PV-Daten werden für jedes EE-Szenario in 0,1er-Schritten extrapoliert und die PV-Daten um den Faktor erhöht, damit der Prozentsatz an EE gegeben ist. Durch diese Iteration entstehen mehrere Varianten für die EE-Szenarien.

Für die einzelnen Varianten werden folgende **Ergebnisse** dargestellt:

- Ausbaufaktoren der volatilen Energieanlagen
- Installierte Leistungen von Turbine und Pumpe des idealen PSW-Parks
- Differenz der installierten Leistungen
- Betriebszeiten von Turbine und Pumpe
- Gesamtes Arbeitsvermögen für Turbine und Pumpe

Im Anhang werden die Ergebnisse durch die gesamte installierte Leistung für die Windenergieanlage (WEA) und Photovoltaikanlage (PVA) ergänzt, sowie durch die zusätzlich erforderliche installierte Leistung für WEA und PVA.

Der Ausbaufaktor ergibt sich durch die zuvor beschriebene Iteration. Die installierte Leistung von Turbine und Pumpe stellt den jeweiligen Jahreshöchstwert (Peak) dar. Der Lastgang von Turbine und Pumpe ergibt sich aus der Differenz der gesamten eingespeisten Energie (Wind, Solar, Biomasse und Wasserkraft) und der Energienachfrage aus regenerativen Quellen des jeweiligen Szenarios. Die positive Differenz stellt dabei das Überangebot an elektrischer Energie und somit die Leistung der Pumpe und die negative Differenz die Residuallast und somit die Leistung der Turbine dar.

Die Differenz zwischen der installierten Leistung von Turbine und Pumpe ist das Auswahlkriterium für die jeweilige Vorzugsvariante. Dabei wird die Variante mit der geringsten Diskrepanz ausgewählt und für das jeweilige EE-Szenario näher betrachtet.

Die Betriebszeit von Turbine und Pumpe ergibt sich aus der Summe der Stunden, in denen diese aktiv ist. Das gesamte Arbeitsvermögen von Turbine und Pumpe ergibt sich aus der Summe der stündlichen Leistungen.

2.3 60% Erneuerbare-Energie-Szenario

2.3.1 Variantenstudie

Wie in Kapitel 2.2 beschrieben, wird der Faktor Wind schrittweise erhöht und der Faktor Solar dahingehend angepasst, dass 60% des jährlichen Energiebedarfs durch Erneuerbare Energien gedeckt werden. Durch diese Iteration ergeben sich die in nachfolgender Tabelle 1 dargestellten Varianten, welche in der ersten Spalte nummeriert sind. Die Faktoren zur Erhöhung der Wind- und Solarenergie bezogen auf das Jahr 2015 werden in der zweiten und dritten Spalte angegeben. In der dritten und vierten Spalte werden die installierten Leistungen für Turbine und Pumpe dargestellt und in der Spalte Δ Leistung deren Differenz. Welche auch das Auswahlkriterium für die Vorzugsvariante ist, diese ist in der Tabelle grau markiert. Die Anzahl der Stunden, in denen die Maschinensätze in Betrieb sind, können der 7. und 8. Spalte entnommen werden. Das gesamte im Bezugsjahr erbrachte Arbeitsvermögen von Turbine und Pumpe kann den letzten beiden Spalten entnommen werden.

Tabelle 1: 60% EE-Szenario - Ergebnisse der Variantenstudie

Var.	Faktor Wind [-]	Faktor Solar [-]	Max. Leistung Turbine [MW]	Max. Leistung Pumpe [MW]	Δ Leistung [MW]	Betriebszeit Turbine [h/a ₂₀₁₅]	Betriebszeit Pumpe [h/a ₂₀₁₅]	Energie Turbine [MWh/a ₂₀₁₅]	Energie Pumpe [MWh/a ₂₀₁₅]
1)	1,0	5,5	37.570	114.454	76.884	6.034	2.725	107.475.084	106.662.581
2)	1,1	5,3	37.504	110.518	73.014	5.948	2.811	102.796.855	102.753.293
3)	1,2	5,1	37.439	106.583	69.144	5.845	2.914	98.433.164	99.158.543
4)	1,3	4,9	37.374	102.668	65.294	5.735	3.024	94.366.929	95.861.249
5)	1,4	4,7	37.309	99.435	62.126	5.620	3.139	90.605.615	92.868.876
6)	1,5	4,4	37.243	94.055	56.813	5.538	3.221	87.526.606	87.068.097
7)	1,6	4,2	37.178	90.985	53.808	5.425	3.334	84.347.717	84.658.148
8)	1,7	4,0	37.113	87.992	50.879	5.341	3.418	81.418.361	82.497.733
9)	1,8	3,8	37.048	85.083	48.035	5.240	3.519	78.724.430	80.572.744
10)	1,9	3,6	36.981	82.175	45.194	5.141	3.618	76.255.920	78.873.175
11)	2,0	3,3	36.916	76.993	40.076	5.081	3.678	74.467.457	74.362.941
12)	2,1	3,1	36.851	74.085	37.234	4.988	3.771	72.470.954	73.135.379
13)	2,2	2,9	36.786	71.176	34.390	4.929	3.830	70.708.920	72.142.286
14)	2,3	2,7	36.720	68.269	31.549	4.900	3.859	69.150.353	71.352.659
15)	2,4	2,4	36.655	63.086	26.431	4.921	3.838	68.500.203	67.980.740
16)	2,5	2,2	36.590	61.910	25.320	4.919	3.840	67.468.656	67.718.133
17)	2,6	2,0	36.525	61.048	24.523	4.951	3.808	66.694.456	67.712.875
18)	2,7	1,8	36.459	60.183	23.724	4.995	3.764	66.273.762	68.061.121
19)	2,8	1,6	36.394	60.895	24.501	5.078	3.681	66.260.072	68.816.372
20)	2,9	1,3	36.329	61.526	25.198	5.280	3.479	68.464.280	68.298.810
21)	3,0	1,1	36.263	64.786	28.524	5.344	3.415	69.778.874	70.382.344
22)	3,1	1,0	36.198	68.048	31.850	5.324	3.435	69.452.806	74.315.930

Es ergibt sich die Vorzugsvariante aus der Variante 18, siehe graue Markierung, da sich für diese Variante die geringste Diskrepanz zwischen den installierten Leistungen für Turbine und Pumpe mit rund 24 Gigawatt zeigt, dargestellt in der Spalte Δ Leistung.

Generell zeigen die Ergebnisse, dass extreme Diskrepanzen zwischen den Nennleistungen auftreten. Da es aus wirtschaftlichen Gründen von Vorteil ist reversible Pumpenturbinen statt getrennter Maschinensätze zu verwenden, sollte diese Differenz reduziert werden, was für die Vorzugsvariante im nächsten Kapitel untersucht wird.

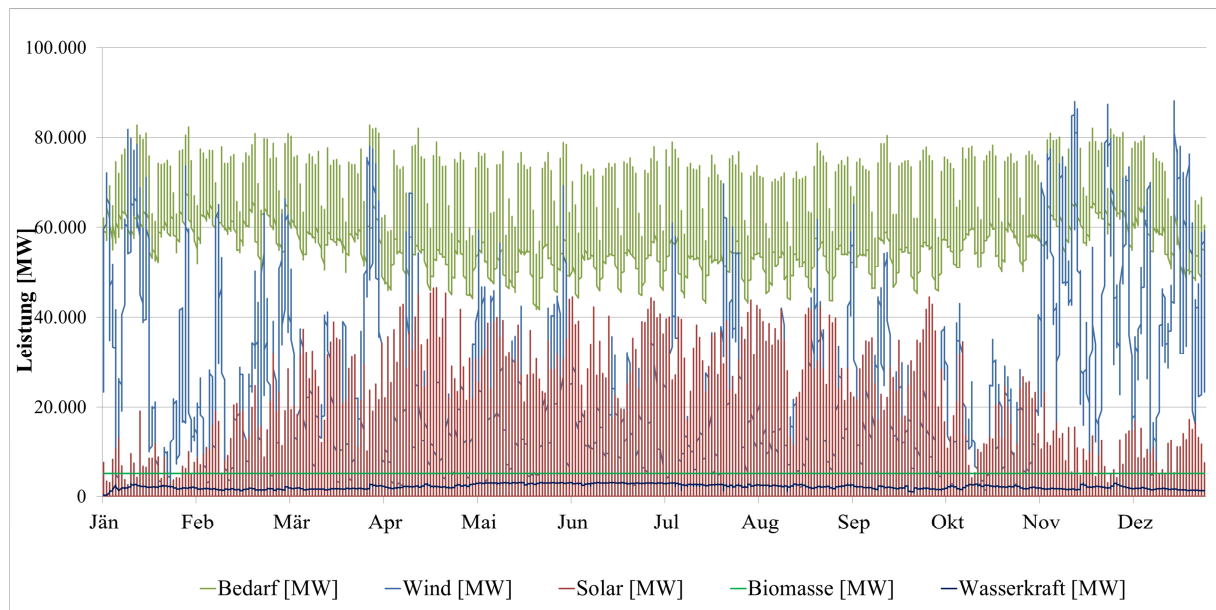
2.3.2 Vorzugsvariante

Die Vorzugsvariante ergibt sich bei Erhöhung der im Bezugsjahr bereitgestellten Windenergie um den Faktor 2,7 und der Solarenergie um den Faktor 1,8, dargestellt in der zweiten und dritten Spalte in Tabelle 1. Das ergibt ein jährliches kumuliertes Arbeitsvolumen von 209 TWh Wind- bzw. 63 TWh Solarenergie. Der Lastgang der einzelnen EE-Anlagen für die Vorzugsvariante kann nachfolgender Abbildung 1 entnommen werden. Es werden die Leistungen (MW) im Stundenintervall abgebildet, wodurch diese auch dem Arbeitsvolumen (MWh) entsprechen.

Dabei stellt der obere, grüne Verlauf den Lastgang des Nettostromverbrauchs für das Bezugsjahr dar. Es zeigen sich Schwankungen im Lastprofil aufgrund des unterschiedlichen Strombedarfs abhängig von Tageszeit, Wochentag und Jahreszeit. So ergibt sich der maximale Stromverbrauch am 30. März zwischen 13 und 14 Uhr und der geringste Bedarf am 25. Mai zwischen ein und zwei Uhr.

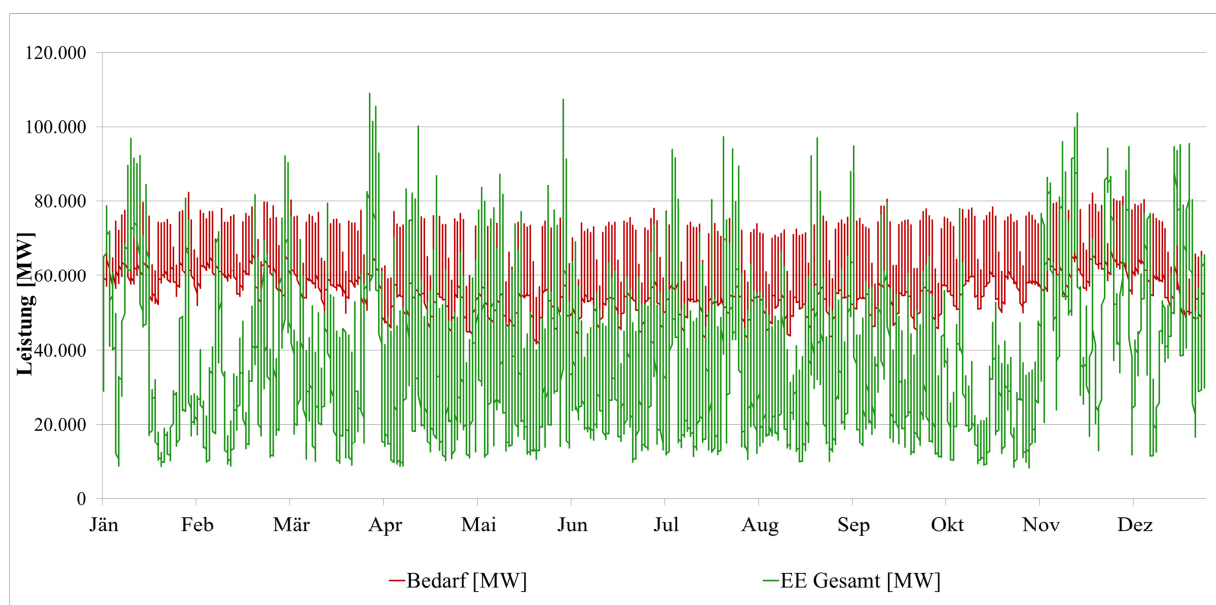
Der Jahresverlauf der extrapolierten Windenergie ist in der Abbildung blau dargestellt. Es zeigen sich deutliche Windspitzen zwischen November und Februar bzw. tritt der höchste Wert Ende Dezember auf. Allgemein ist der Wind-Lastgang von einzelnen Windspitzen charakterisiert. Die extrapolierte Solarenergie (roter Lastgang) beginnt sich ab Februar aufzubauen und erreicht ihren Peak im April, wobei sie im Oktober erst wieder abnimmt. Es ist deutlich zu erkennen, dass in den Wintermonaten die Solareinspeisung aufgrund verkürzter, täglicher Sonnenstunden abnimmt. So können im Sommer täglich 17 Stunden Solarenergie produziert werden, während im Winter nur 9 Stunden zur Verfügung stehen.

Des Weiteren wird in der Abbildung 1 der Verlauf der Biomasse als dunkelgrüne Linie dargestellt. Die Leistung ist das gesamte Jahr über mit 5.112 MW konstant. Annähernd konstant verhält sich das Lastprofil der Wasserkraft (dunkelblaue Linie), die ihre maximale Leistung mit 3 GW im Juni und ihre minimale Leistung mit 310 MW Anfang Jänner erreicht. Diese Schwankungen sind abhängig vom Niederschlag beziehungsweise von der Schneeschmelze.

Abbildung 1: 60% EE-Szenario – Jahresganglinie des Bedarfs und der einzelnen EE

Das Unter- und Überangebot an regenerativer Energien ist aus Abbildung 1 nicht zu erkennen, daher werden die Leistungen der einzelnen EE aufsummiert, und das Ergebnis in Abbildung 2 dargestellt.

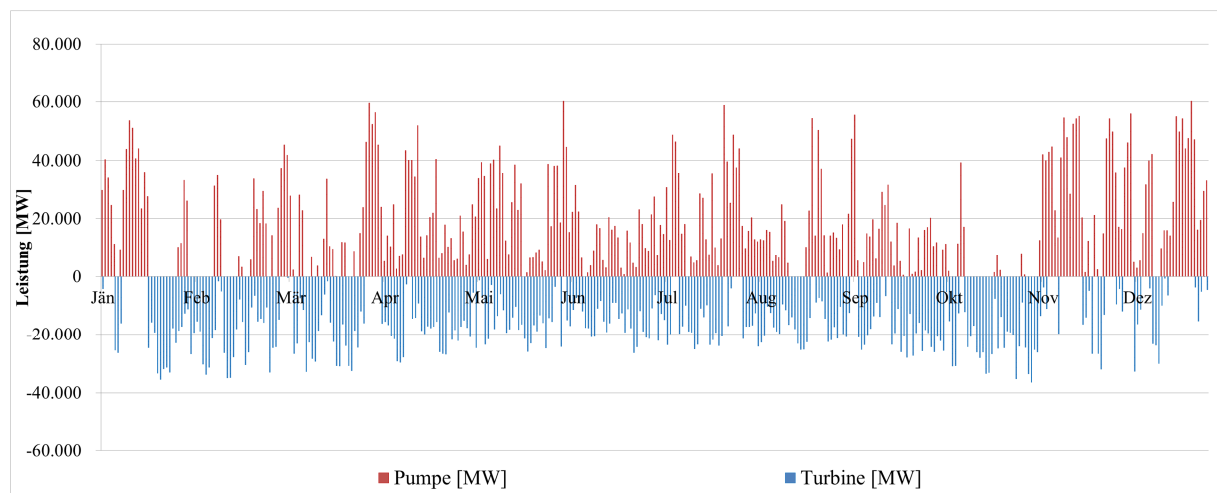
Hierbei zeigt der rote Lastgang den Jahresverlauf des Bedarfs und der grüne Lastgang den Jahresverlauf der gesamten Erneuerbaren Energie. Es ist nun ein deutliches Überangebot Ende März und Anfang Juni mit jeweils über 100 GW, sowie das Unterangebot zu erkennen.

Abbildung 2: 60% EE-Szenario – Jahresganglinie des Bedarfs und der gesamten EE

Aus Abbildung 2 lässt sich bereits die erforderliche Pump- und Turbinenleistung erkennen. Diese ergibt sich aus der Differenz von regenerativem Energiedargebot und Bedarf, unter Berücksichtigung des EE-Anteils und ist in Abbildung 3 dargestellt. Die positive Differenz stellt dabei das Überangebot an elektrischer Energie und somit die Leistung der Pumpe (rot) und die negative Differenz die Residuallast und somit die Leistung der Turbine (blau) dar.

In Abbildung 3 zeigt sich das Über- und Unterangebot nochmal deutlich. Besonders beim Verlauf der Pumpe sieht man, dass kurzzeitig extreme Peaks auftreten bzw. wird hauptsächlich in den Wintermonaten vermehrt mit hoher Leistung Energie eingespeist. Das Lastprofil der Turbine ist hingegen konstanter bei geringerer Leistung.

Abbildung 3: 60% EE-Szenario - Lastgang von Turbine und Pumpe

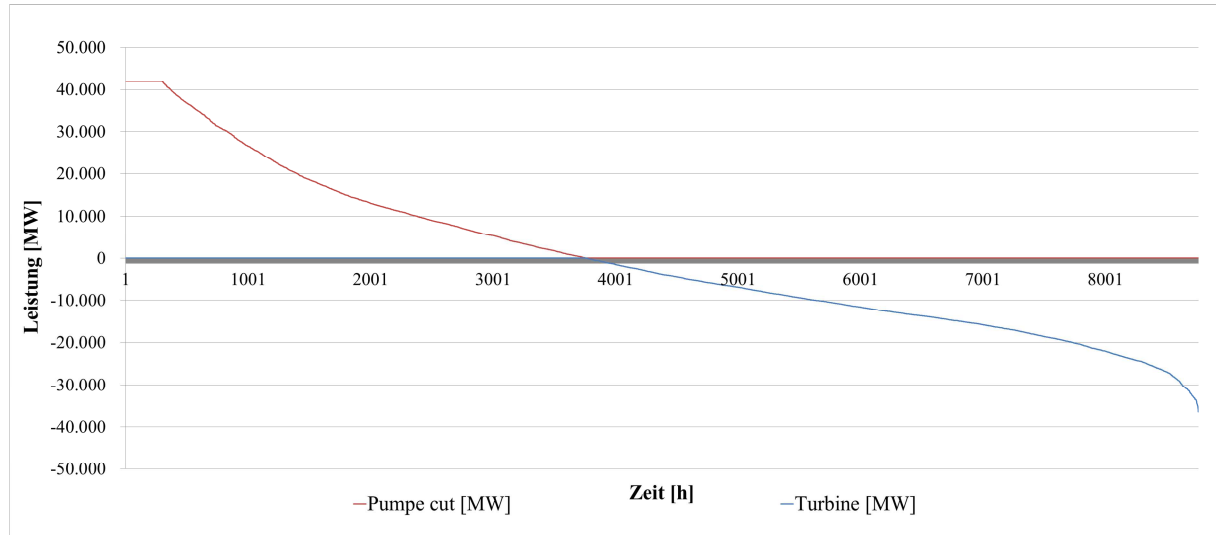


Die installierten Leistungen sind auf die jeweiligen Jahreshöchstwerte ausgelegt. Bei der Pumpe liegt dieser bei 60 GW und bei der Turbine bei rund 36 GW. Dabei wird von der Pumpe ein überschüssiges Arbeitsvolumen von knapp 2 TWh eingespeichert. Die Leistung der Pumpe kann durch Abregelung der Wind- und Solaranlagen während der Spitzenzeiten von 60 GW auf 42 GW reduziert werden. Die Differenz zwischen den Maschinensätzen beträgt jetzt rund 6 GW. Eine weitere Anpassung der Leistungen wird nicht vorgenommen.

Für die Turbine und die leistungsreduzierte Pumpe ergibt sich die in Abbildung 4 dargestellte Jahresdauerlinie. Dabei stellt der positive rote Verlauf den der Pumpe und der negative blaue Verlauf den der Turbine dar. Bei der Pumpleistung konnten rund 300 Stunden auf 42 GW reduziert werden, was deutlich an der horizontalen Geraden zu Beginn des roten Verlaufs erkennbar ist. Die Betriebszeit der Pumpe liegt bei rund 3.700 Stunden, wohingegen die der

Turbine bei knapp 5.000 Stunden liegt. Daher wird für die Pumpe eine höhere Leistung benötigt, um das gleiche Arbeitsvolumen aufbringen zu können.

Abbildung 4: 60% EE-Szenario - Jahresdauerlinie von Turbine und Pumpe



2.4 80% Erneuerbare-Energie-Szenario

2.4.1 Variantenstudie

Wie in Kapitel 2.3.1 bereits beschrieben ergeben sich auch hier in der nachfolgenden Tabelle 2 die Varianten durch Iteration des Wind- und Solar-Faktors. Aufgrund des erhöhten EE-Anteils ergeben sich jedoch wesentlich mehr Varianten.

Die Vorzugsvariante ist grau markiert und ergibt sich aus der geringsten Differenz zwischen der maximalen Leistung von Turbine und Pumpe (Δ Leistung). Ergänzend werden die Betriebszeiten der Maschinensätze und das jeweilige Arbeitsvermögen angegeben.

Tabelle 2: 80% EE-Szenario - Ergebnisse der Variantenstudie

Var.	Faktor Wind [-]	Faktor Solar [-]	Max. Leistung Turbine [MW]	Max. Leistung Pumpe [MW]	Δ Leistung [MW]	Betriebszeit Turbine [h/a ₂₀₁₅]	Betriebszeit Pumpe [h/a ₂₀₁₅]	Energie Turbine [MWh/a ₂₀₁₅]	Energie Pumpe [MWh/a ₂₀₁₅]
1)	1,0	8,7	52.704	181.330	128.626	6.062	2.697	172.069.432	171.629.251
2)	1,1	8,5	52.583	177.395	124.812	6.054	2.705	167.052.113	167.380.873
3)	1,2	8,3	52.518	173.459	120.941	6.043	2.716	162.078.058	163.175.758
4)	1,3	8,1	52.452	169.523	117.071	6.033	2.726	157.161.208	159.027.850
5)	1,4	7,9	52.387	165.587	113.200	6.016	2.743	152.295.559	154.931.141

6)	1,5	7,6	52.322	159.070	106.749	5.977	2.782	147.872.150	147.785.962
7)	1,6	7,4	52.257	155.134	102.877	5.908	2.851	143.352.832	144.035.585
8)	1,7	7,1	52.191	148.617	96.426	5.854	2.905	139.390.826	137.351.808
9)	1,8	7,0	52.126	147.263	95.137	5.748	3.011	134.960.013	137.180.648
10)	1,9	6,7	52.061	141.372	89.311	5.690	3.069	131.445.032	130.943.897
11)	2,0	6,5	51.996	138.056	86.061	5.608	3.151	127.807.519	128.075.325
12)	2,1	6,3	51.929	134.741	82.812	5.528	3.231	124.387.779	125.424.526
13)	2,2	6,1	51.864	131.566	79.702	5.470	3.289	121.142.126	122.947.814
14)	2,3	5,9	51.799	128.496	76.697	5.386	3.373	118.074.300	120.648.928
15)	2,4	5,6	51.734	123.228	71.493	5.347	3.412	115.573.144	115.426.003
16)	2,5	5,4	51.668	120.320	68.652	5.270	3.489	112.855.893	113.477.692
17)	2,6	5,2	51.603	117.411	65.808	5.218	3.541	110.300.425	111.691.165
18)	2,7	5,0	51.538	114.504	62.966	5.136	3.623	107.894.957	110.054.638
19)	2,8	4,7	51.473	109.321	57.848	5.096	3.663	106.102.999	105.540.909
20)	2,9	4,5	51.407	106.414	55.007	5.031	3.728	104.034.933	104.241.784
21)	3,0	4,3	51.342	103.505	52.163	4.969	3.790	102.130.820	103.106.612
22)	3,1	4,1	51.277	100.598	49.321	4.929	3.830	100.388.236	102.132.970
23)	3,2	3,9	51.212	97.690	46.478	4.906	3.853	98.787.478	101.301.152
24)	3,3	3,6	51.145	92.508	41.362	4.920	3.839	97.966.285	97.758.189
25)	3,4	3,4	51.080	89.599	38.518	4.920	3.839	96.728.461	97.289.306
26)	3,5	3,2	51.015	88.608	37.592	4.910	3.849	95.649.884	96.979.670
27)	3,6	3,0	50.950	87.744	36.793	4.899	3.860	94.747.580	96.846.306
28)	3,7	2,7	50.884	85.178	34.293	5.003	3.756	94.992.571	94.369.527
29)	3,8	2,5	50.819	84.321	33.502	5.041	3.718	94.655.949	94.801.846
30)	3,9	2,3	50.754	85.058	34.303	5.103	3.656	94.620.952	95.535.790
31)	4,0	2,1	50.688	85.794	35.106	5.176	3.583	94.968.618	96.652.397
32)	4,1	1,9	50.623	87.403	36.780	5.250	3.509	95.745.779	98.198.499
33)	4,2	1,6	50.558	90.664	40.106	5.353	3.406	98.757.092	98.488.041
34)	4,3	1,4	50.493	93.924	43.431	5.399	3.360	100.404.723	100.904.614
35)	4,4	1,2	50.427	97.185	46.758	5.439	3.320	102.385.245	103.654.077
36)	4,5	1,0	50.362	100.445	50.083	5.448	3.311	104.625.104	106.662.876

Die Vorzugsvariante ergibt sich aus der Variante 29, siehe graue Markierung. Hier tritt die geringste Diskrepanz zwischen den installierten Leistungen für Turbine und Pumpe mit rund 34 Gigawatt auf, dargestellt in der Spalte Δ Leistung.

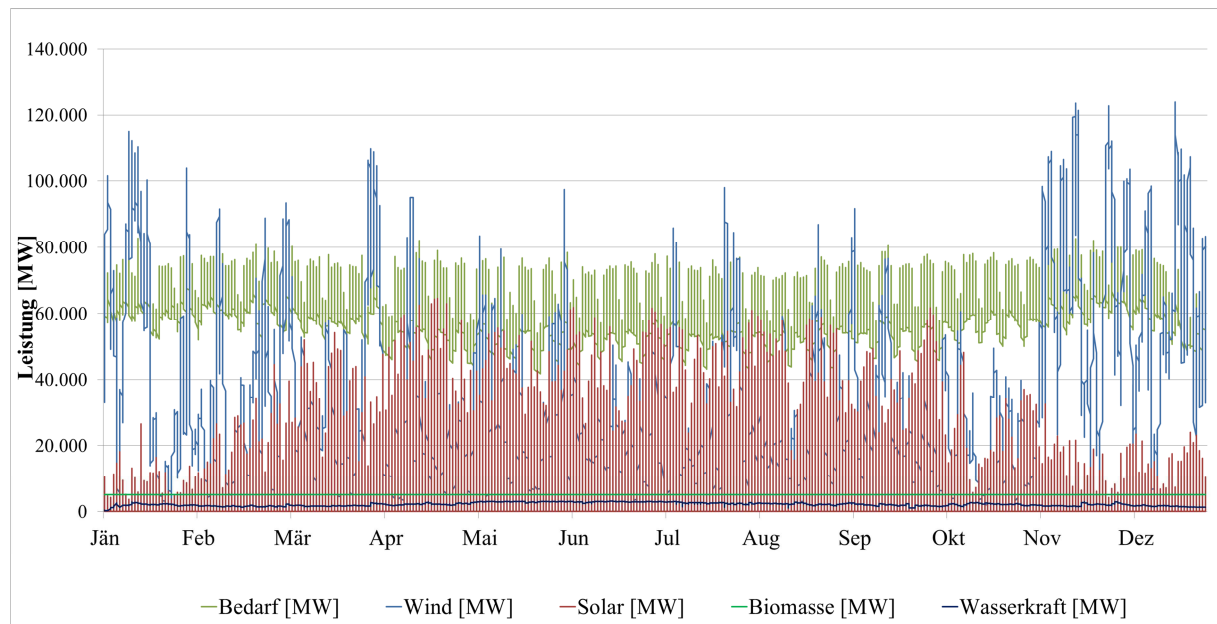
2.4.2 Vorzugsvariante

Um einen Anteil von 80% EE gewährleisten zu können, muss die Windenergie für die Vorzugsvariante um den Faktor 3,8 und die Solarenergie um den Faktor 2,5 ausgebaut werden. Das jährliche Arbeitsvolumen beträgt dabei 295 TWh für Wind- bzw. 87 TWh für Solarenergie. Der Lastgang der einzelnen EE-Anlagen ist in nachfolgender Abbildung 5

dargestellt. Die Leistungen (MW) sind im Stundenintervall abgebildet, wodurch diese auch dem Arbeitsvolumen (MWh) entsprechen. Die Leistungen für Biomasse und Wasserkraft, sowie der Nettostromverbrauch entsprechen denen aus dem 60% EE-Szenario.

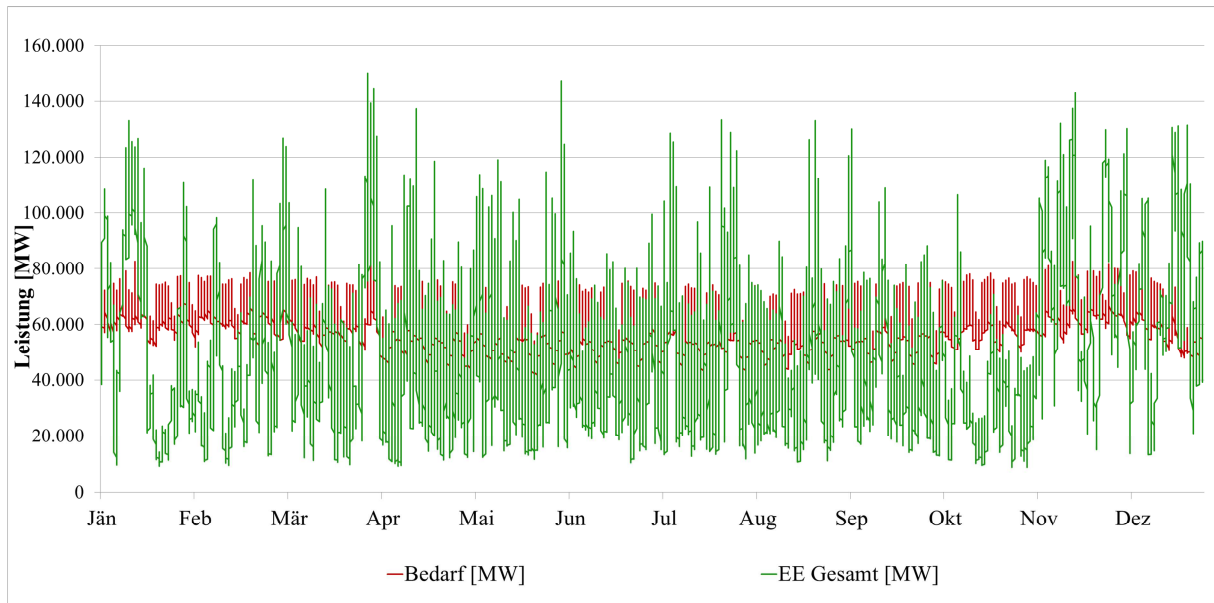
Abbildung 5 zeigt, dass durch die Extrapolation der Winddaten (blauer Verlauf) um den Faktor 3,8 die Peaks noch deutlicher hervortreten, wobei zu Spitzenzeiten eine Windleistung von 124 GW auftritt. Bei der Solarenergie (roter Verlauf) liegt der Peak bei 65 GW, wodurch der mittlere Tagesbedarf von rund 64 GW hier alleine durch Photovoltaikanlagen gedeckt werden könnte.

Abbildung 5: 80% EE-Szenario - Jahressganglinie des Bedarfs und der einzelnen EE



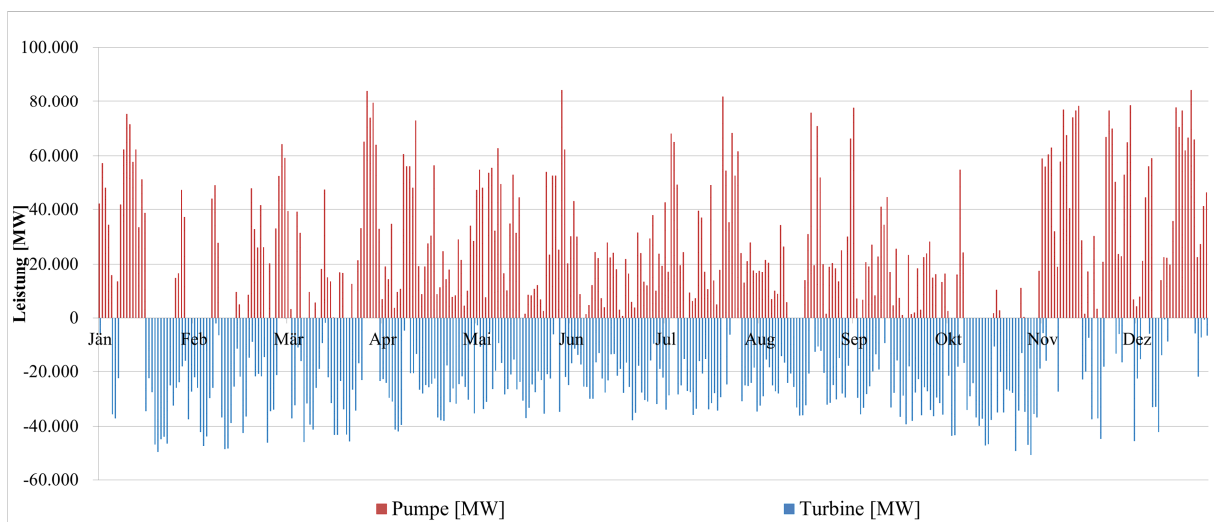
Die gesamte Erneuerbare Energie ist in nachfolgender Abbildung 6 dargestellt, wodurch sich die Anlagengröße des erforderlichen idealen Pumpspeicherkraftwerkparcs ableiten lässt.

Abbildung 6 zeigt, dass im Gegensatz zum 60% EE-Szenario ein regelmäßiges Überangebot verteilt auf das gesamte Jahr auftritt und nicht nur vorwiegend in den Sommer- und Wintermonaten. Der maximale Jahreswert der gesamten EE liegt dabei bei 150 GW. Das entspricht fast dem doppelten maximalen Energiebedarf, dessen Höchstwert liegt bei 83 GW. Die größte Residuallast tritt nach wie vor im Jänner und Oktober auf.

Abbildung 6: 80% EE-Szenario - Jahresganglinie des Bedarfs und der gesamten EE

Aus der Differenz der gesamten Erneuerbaren Energie und des Bedarfs ergibt sich der in nachfolgender Abbildung 7 dargestellte Lastgang von Pumpe und Turbine. Die positive Differenz bildet dabei die Leistung der Pumpe (rot) und die negative Differenz die Leistung der Turbine (blau).

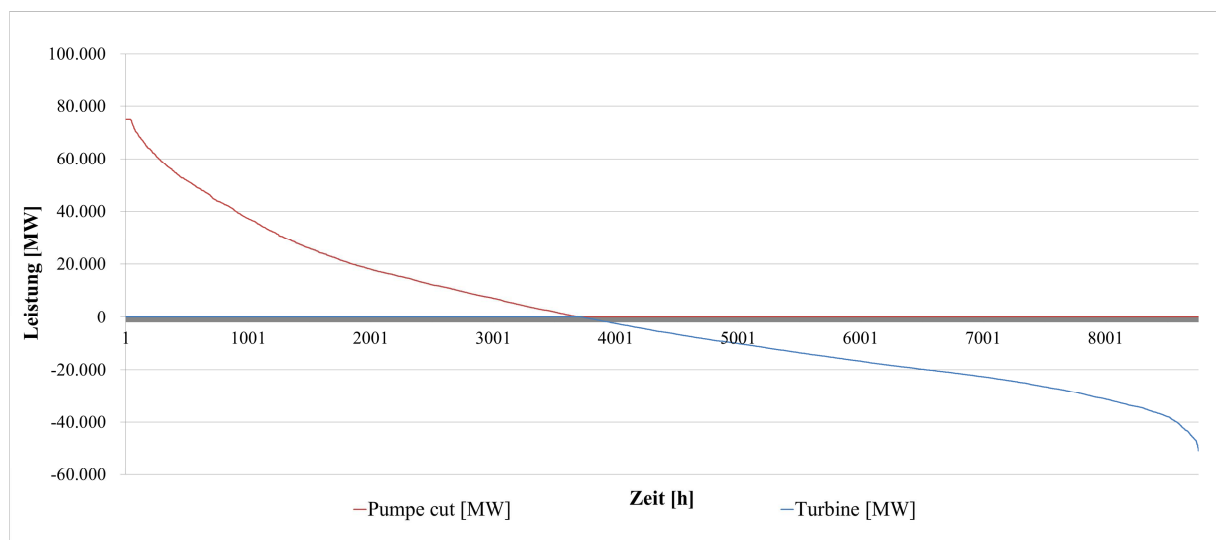
Abbildung 7 zeigt, dass die Pumpe eine Leistung von bis zu 84 GW aufwenden muss, um die Höchstwerte aus der gesamten EE einspeichern zu können. Der Lastgang der Turbine bildet seinen höchsten Verlauf im Frühjahr und Herbst.

Abbildung 7: 80% EE-Szenario - Lastgang von Turbine und Pumpe

Durch Abregelung der Wind- und Solaranlagen um 144 GWh während der Spitzenzeiten, kann die Leistung der Pumpe von rund 84 GW auf 75 GW reduziert werden. Damit liegt die Differenz zwischen Turbine und Pumpe bei rund 24 GW. Eine weitere Anpassung der Leistungen wird nicht vorgenommen.

In nachfolgender Abbildung 8 ist die Jahresdauerlinie der Turbine und der leistungsreduzierten Pumpe dargestellt. Bei der Pumpleistung konnten nur 40 Stunden reduziert werden, dies ist anhand der kurzen horizontalen Gerade erkennbar. Die Betriebszeiten liegen ähnlich wie beim 60% EE-Szenario bei rund 3.700 Stunden für die Pumpe und rund 5.000 Stunden für die Turbine.

Abbildung 8: 80% EE-Szenario - Jahrganglinie von Turbine und Pumpe



2.5 100% Erneuerbare-Energie-Szenario

2.5.1 Variantenstudie

Wie in den Kapiteln 2.3.1 und 2.4.1 zuvor beschrieben, ergeben sich auch hier die Varianten durch Iteration des Wind- und Solar-Faktors. Die Vorzugsvariante ist grau markiert und ergibt sich aus der geringsten Differenz zwischen der maximalen Leistung von Turbine und Pumpe (Δ Leistung). Des Weiteren werden die Betriebszeiten der Maschinensätze und das jeweilige Arbeitsvermögen angegeben.

Tabelle 3: 100% EE-Szenario - Ergebnis der Variantenstudie

Var.	Faktor Wind [-]	Faktor Solar [-]	Max. Leistung Turbine [MW]	Max. Leistung Pumpe [MW]	Δ Leistung [MW]	Betriebszeit Turbine [h]	Betriebszeit Pumpe [h]	Energie Turbine [MWh/a ₂₀₁₅]	Energie Pumpe [MWh/a ₂₀₁₅]
1)	1,0	11,9	68.233	249.187	180.954	6.066	2.693	236.990.725	236.922.866
2)	1,1	11,7	67.972	244.271	176.299	6.064	2.695	231.921.172	232.622.254
3)	1,2	11,5	67.709	240.335	172.626	6.059	2.700	226.874.505	228.344.527
4)	1,3	11,3	67.530	236.398	168.868	6.055	2.704	221.842.191	224.081.154
5)	1,4	11,0	67.465	229.882	162.417	6.055	2.704	217.138.069	216.655.262
6)	1,5	10,8	67.400	225.946	158.546	6.047	2.712	212.150.008	212.436.142
7)	1,6	10,6	67.334	222.010	154.676	6.041	2.718	207.206.564	208.261.639
8)	1,7	10,4	67.269	218.073	150.804	6.029	2.730	202.305.014	204.129.030
9)	1,8	10,2	67.204	214.138	146.934	6.019	2.740	197.443.504	200.036.461
10)	1,9	9,9	67.139	207.621	140.482	5.991	2.768	192.987.510	192.858.696
11)	2,0	9,7	67.073	203.685	136.612	5.936	2.823	188.380.370	189.020.498
12)	2,1	9,5	67.008	199.750	132.742	5.884	2.875	183.942.258	185.351.326
13)	2,2	9,3	66.943	195.813	128.871	5.829	2.930	179.672.957	181.850.966
14)	2,3	9,0	66.877	189.296	122.419	5.768	2.991	175.910.539	175.366.778
15)	2,4	8,8	66.812	185.888	119.077	5.706	3.053	171.995.429	172.220.609
16)	2,5	8,6	66.747	182.574	115.827	5.658	3.101	168.247.710	169.241.831
17)	2,6	8,4	66.682	179.259	112.577	5.589	3.170	164.672.873	166.435.934
18)	2,7	8,2	66.615	175.944	109.328	5.525	3.234	161.259.779	163.791.782
19)	2,8	7,9	66.550	170.129	103.578	5.489	3.270	158.356.935	158.167.167
20)	2,9	7,7	66.485	166.814	100.328	5.440	3.319	155.210.153	155.789.326
21)	3,0	7,5	66.420	163.696	97.276	5.376	3.383	152.211.308	153.559.422
22)	3,1	7,3	66.354	160.739	94.385	5.335	3.424	149.336.791	151.453.846
23)	3,2	7,0	66.289	155.556	89.267	5.290	3.469	147.010.961	146.406.246
24)	3,3	6,8	66.224	152.647	86.423	5.250	3.509	144.408.884	144.573.110
25)	3,4	6,6	66.159	149.740	83.581	5.200	3.559	141.918.845	142.852.012
26)	3,5	6,4	66.093	146.832	80.740	5.140	3.619	139.547.668	141.249.775
27)	3,6	6,2	66.028	143.924	77.896	5.094	3.665	137.301.169	139.772.217
28)	3,7	5,9	65.963	138.741	72.778	5.059	3.700	135.644.279	135.393.557
29)	3,8	5,7	65.898	135.834	69.936	4.995	3.764	133.664.796	134.183.015
30)	3,9	5,5	65.832	132.926	67.095	4.954	3.805	131.812.036	133.099.196
31)	4,0	5,3	65.767	130.017	64.251	4.935	3.824	130.077.339	132.133.440
32)	4,1	5,0	65.702	124.836	59.135	4.931	3.828	129.021.072	128.355.402
33)	4,2	4,8	65.637	121.927	56.291	4.922	3.837	127.541.005	127.644.276
34)	4,3	4,6	65.570	119.020	53.450	4.909	3.850	126.192.508	127.064.721
35)	4,4	4,4	65.505	116.169	50.663	4.910	3.849	124.972.375	126.613.528
36)	4,5	4,2	65.440	115.305	49.865	4.905	3.854	123.870.320	126.280.414
37)	4,6	3,9	65.374	112.737	47.363	4.929	3.830	123.698.221	123.386.544
38)	4,7	3,7	65.309	111.875	46.566	4.951	3.808	122.924.682	123.381.946
39)	4,8	3,5	65.244	111.011	45.767	4.976	3.783	122.346.960	123.573.166
40)	4,9	3,3	65.179	110.147	44.968	5.006	3.753	121.968.362	123.963.508
41)	5,0	3,1	65.113	110.181	45.068	5.056	3.703	121.800.925	124.565.012
42)	5,1	2,8	65.048	109.956	44.908	5.179	3.580	123.254.447	123.296.764
43)	5,2	2,6	64.983	110.692	45.710	5.233	3.526	123.836.438	124.647.696
44)	5,3	2,4	64.918	113.279	48.361	5.278	3.481	124.725.367	126.305.566
45)	5,4	2,2	64.851	116.540	51.688	5.297	3.462	125.887.347	128.236.486
46)	5,5	1,9	64.786	119.800	55.013	5.403	3.356	129.325.942	128.953.312
47)	5,6	1,7	64.721	123.061	58.340	5.433	3.326	131.158.352	131.554.663

48)	5,7	1,5	64.656	126.321	61.665	5.446	3.313	133.223.344	134.388.596
49)	5,8	1,3	64.590	129.582	64.992	5.451	3.308	135.471.809	137.406.001
50)	5,9	1,0	64.525	132.844	68.318	5.482	3.277	140.285.439	139.497.861

Die Vorzugsvariante ergibt sich aus der Variante 42, siehe graue Markierung. Hier tritt die geringste Diskrepanz zwischen den installierten Leistungen für Turbine und Pumpe mit rund 45 Gigawatt auf, dargestellt in der Spalte Δ Leistung.

2.5.2 Vorzugsvariante

Ein theoretischer Anteil von 100% Erneuerbarer Energie könnte beim Ausbau der Windenergie um den Faktor 5,1 und der Solarenergie um den Faktor 2,8 erreicht werden. Das entspricht einem Arbeitsvermögen von 395 TWh für Wind- und 98 TWh für Solarenergie.

Der Lastgang der einzelnen EE-Anlagen ist in nachfolgender Abbildung 9 dargestellt. Die Leistungen (MW) sind im Stundenintervall abgebildet, wodurch diese auch dem Arbeitsvolumen (MWh) entsprechen. Die Leistungen für Biomasse und Wasserkraft sowie der Nettostromverbrauch entsprechen denen aus dem 60% und 80% EE-Szenario.

Abbildung 9 zeigt, dass zu Spitzenzeiten eine Windleistung (blauer Verlauf) von über 160 GW und eine Solarleistung (roter Verlauf) von 72 GW auftritt. Der höchste Stundenbedarf liegt bei 82 GW.

Abbildung 9: 100% EE-Szenario - Jahressganglinie des Bedarfs und der einzelnen EE

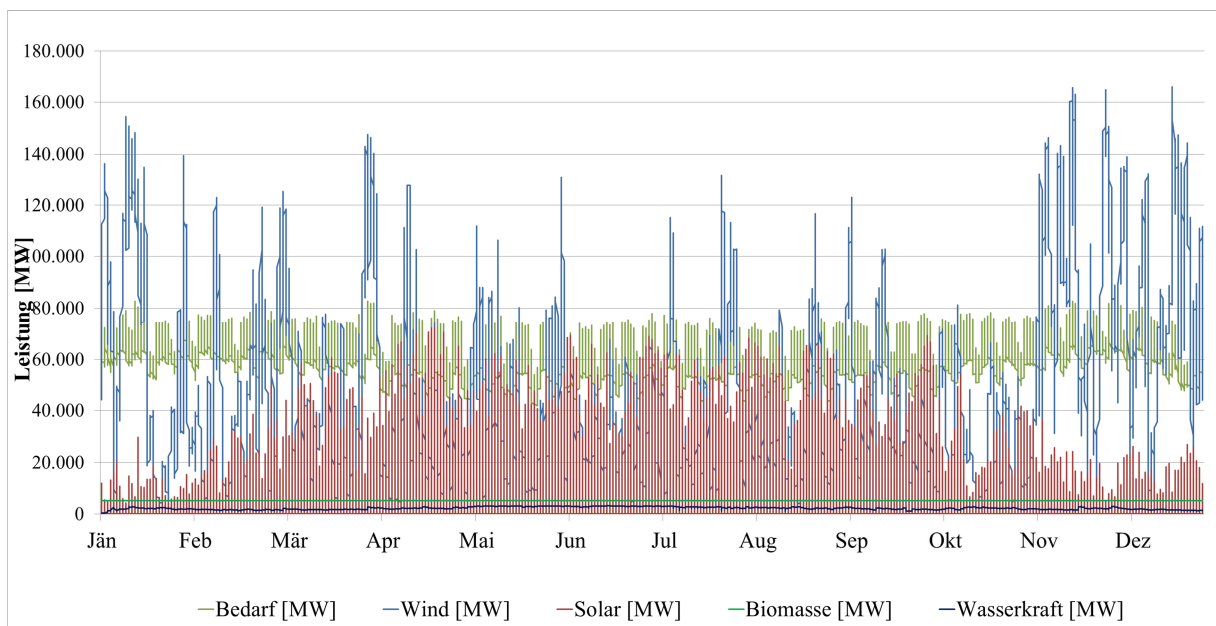


Abbildung 10 zeigt, dass ein enormes Überangebot aus Erneuerbaren Energien erzeugt und gespeichert werden muss, um keine konventionellen Kraftwerke zuschalten zu müssen. Der maximale Jahreswert der gesamten EE liegt dabei bei 192 GW.

Abbildung 10: 100% EE-Szenario - Jahresganglinie des Bedarfs und der gesamten EE

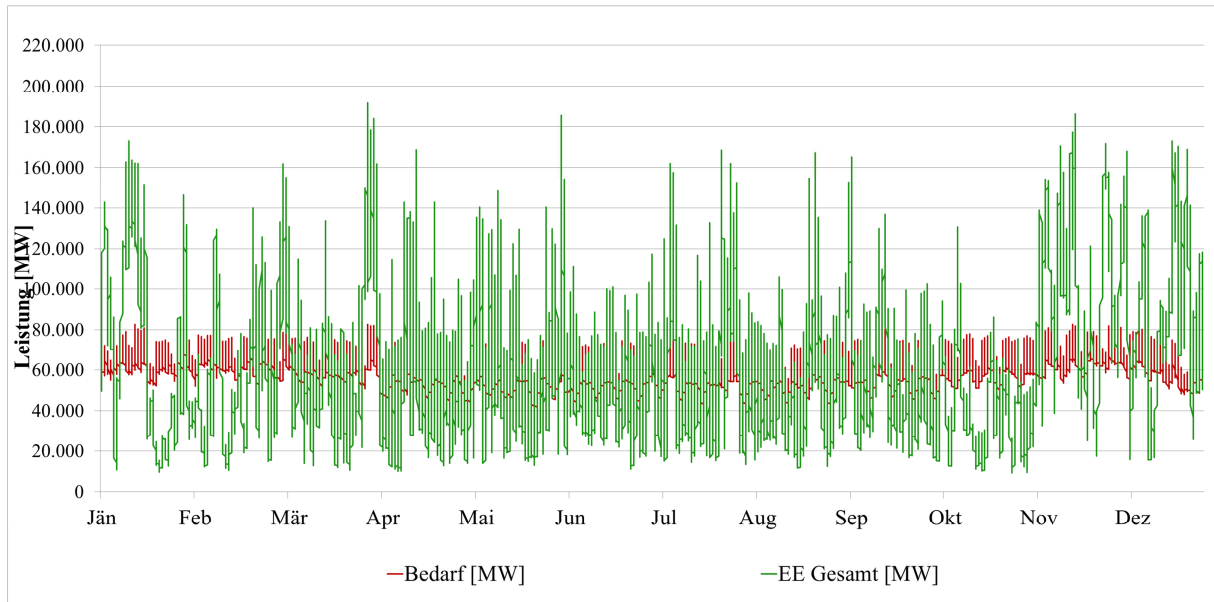
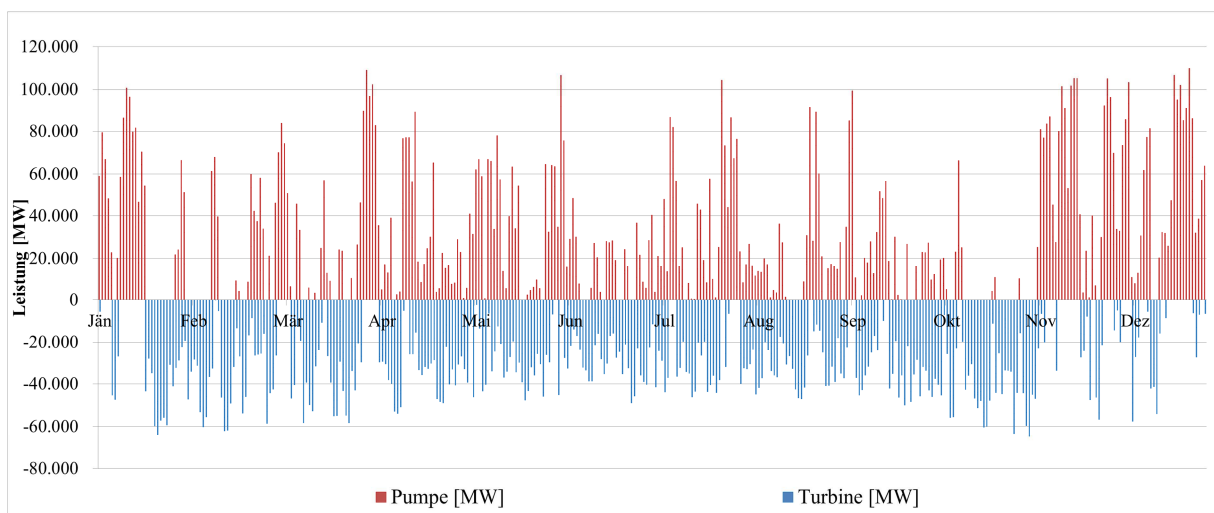


Abbildung 11 zeigt, dass die Pumpe eine Leistung von bis zu 110 GW aufwenden muss, um die Höchstwerte aus der gesamten EE einspeichern zu können. Die Turbine erreicht ihren Höchstwert im November.

Abbildung 11: 100% EE-Szenario - Lastgang von Turbine und Pumpe

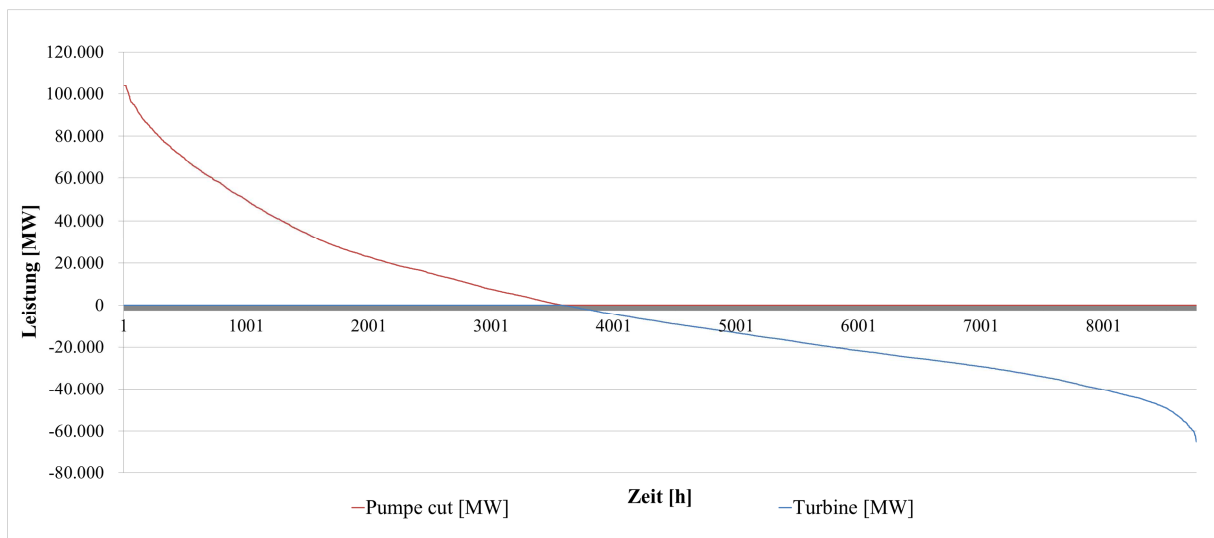


Durch Abregelung der Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen kann die Leistung der Pumpe von rund 110 GW auf 104 GW reduziert werden. Damit liegt die Differenz zwischen Turbine

und Pumpe bei 39 GW. Eine weitere Anpassung der Leistungen wird auch hier nicht vorgenommen.

In nachfolgender Abbildung 8 ist die Jahresdauerlinie der Turbine und der leistungsreduzierten Pumpe dargestellt. Bei der Pumpleistung konnte die Leistung bei nur 18 Stunden reduziert werden. Die Betriebszeiten liegen ähnlich wie beim 60% und 80% EE-Szenario bei rund 3.600 Stunden für die Pumpe und rund 5.200 Stunden für die Turbine.

Abbildung 12: 100% EE-Szeanrio - Jahresdauerlinie für Turbine und Pumpe



3 Wirtschaftliche Betrachtung

3.1 Allgemein

Neben dem Ausbaugrad der Erneuerbaren Energien und der Pumpspeicherkraftwerke, ist auch der monetäre Aspekt von großer Bedeutung. Daher werden die Vorzugsvarianten in diesem Kapitel nach wirtschaftlichen Kriterien betrachtet. Zu diesem Zweck stehen mehrere Methoden zur Verfügung, wobei hier nur die Stromgestehungskosten betrachtet werden. Dieses Verfahren bringt die Jahreskosten und die jährlich erzeugte Energiemenge in Verhältnis und ist somit eine aussagekräftige Methode [23].

3.2 Methodik

Für die in Kapitel 2 dargestellten Vorzugsvarianten werden zunächst die spezifischen Stromgestehungskosten von allen neu zu errichtenden Pumpspeicherkraftwerken gesamtheitlich ermittelt. Hierfür werden unter anderem die Investitions- und Betriebskosten benötigt. Diese können je nach geographischen Verhältnissen und Ausbaugrad einer Anlage stark variieren. Daher werden jeweils drei unterschiedliche Ansätze zur Berechnung angewandt, diese bilden dann die minimalen, mittleren und maximalen Investitions- und Betriebskosten.

Dadurch ergeben sich in weiterer Folge auch die minimalen, mittleren und maximalen spezifischen Stromgestehungskosten je EE-Szenario. Die Stromerzeugungskosten für das abgebildete Bezugsjahr ergeben sich dann durch Multiplikation der spezifischen Stromgestehungskosten mit der produzierten Energiemenge aus dem jeweiligen Szenario.

Die Kosten der Stromerzeugung aus den zusätzlich erforderlichen Wind- und Photovoltaikanlagen ergeben sich auf Basis der spezifischen Stromgestehungskosten des Fraunhofer Instituts für solare Energiesysteme [14] und dem gesamten Arbeitsvolumen der jeweiligen Anlage.

Abschließend werden die Kosten der Stromerzeugung aus zusätzlich errichteten Windenergieanlagen, Photovoltaikanlagen und Pumpspeicherkraftwerken für die *Stromspeicherung in Deutschland* zusammengefasst

3.3 Spezifische Stromgestehungskosten von Pumpspeicherkraftwerken

Die Stromgestehungskosten, auch Levelized Cost of Electricity – LCOE genannt, stellen den finanzmathematischen Mittelwert einer Anlage über ihre Nutzungsdauer dar und werden mit nachfolgender Formel berechnet:

Formel 1: Spezifische Stromgestehungskosten

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{el}}{(1+i)^t}}$$

LCOE	Stromgestehungskosten in €/MWh
I_0	Investitionskosten in €
A_t	Betriebskosten im jeweiligen Jahr in €/a
M_{el}	Erzeugte Strommenge im jeweiligen Jahr in MWh/a
i	kalkulatorischer Zinssatz in %
n	kalkulatorische Nutzungsdauer in Jahren
t	jeweiliges Nutzungsjahr (1, 2, ...n)

Quelle: [15; Seite 6]

Wie Formel 1 zu entnehmen ist, werden die Barwerte¹ der Investitions- und Betriebskosten durch den Barwert der jährlich erzeugten Strommenge dividiert, wodurch sich die Stromgestehungskosten in [€/MWh] ergeben [15]. Diese spezifischen Stromgestehungskosten geben Aufschluss über die Kosten, die zur Erzeugung einer Megawattstunde aufgebracht werden müssen. Hier sei festgehalten, dass Pumpkosten in Formel 1 nicht berücksichtigt werden.

¹ Der Barwert (present value) beschreibt den Wert einer zukünftigen Zahlung zum gegenwärtigen Zeitpunkt [3].

3.3.1 Investitionskosten

Die Investitionskosten eines Pumpspeicherkraftwerks hängen primär von den geographischen Verhältnissen und der Größe der Anlage ab, wodurch sich diese schwer pauschalisieren lassen. Für die Berechnung der Investitionskosten der einzelnen Vorzugsvarianten aus Kapitel 2 werden daher, und um die LCOE-Bandbreite darstellen zu können, drei Ansätze verwendet.

Ansatz A basiert auf der Präsentation *Pumpspeicher-Kraftwerke (PSW)*, die im Rahmen des Bayrischen Energiedialogs 2015 vorgestellt wurde. Hier werden die leistungsbezogenen Investitionskosten mit 1.000 €/kW angegeben [16]. Für die weitere Berechnung wird die installierte Turbinenleistung aus dem Modell für jedes Szenario herangezogen.

Ansatz B ergibt sich aus dem *Gutachten zur Rentabilität von Pumpspeicherkraftwerken*, publiziert von der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. [17]. In dem Gutachten wird die nachfolgende Gleichung zur Ermittlung der Investitionen aufgestellt.

Formel 2: Investitionskosten für PSW

$$I_{PSW} = 1.059,24 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \times P_{Tur,Eng} + 1,3 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \times E_{Kap}$$

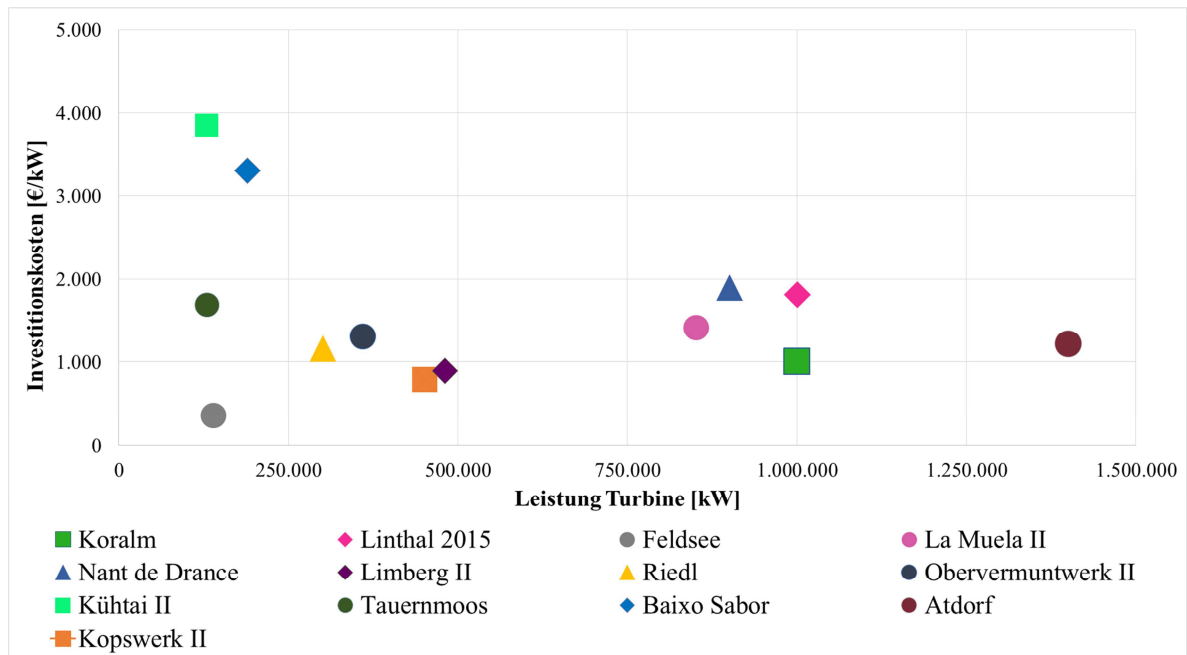
I_{PSW}	Investition für PSW
$P_{Tur,Eng}$ [kW]	Engpassleistung der Turbine
E_{Kap} [kWh]	Nutzbarer Energieinhalt des PSW (Speicherkapazität)

Quelle: [17; Seite 12]

Hierbei ergeben sich die Investitionskosten aus einem leistungs- und einem speicherbezogenen Anteil, wobei die Speicherkapazität kaum Einfluss auf die Kosten hat. Die Engpassleistung der Turbine wird mit der installierten Turbinenleistung und der nutzbare Energieinhalt mit der installierten Pumpleistung aus dem Modell für jedes Szenario angenommen.

Ansatz C stellt den Vergleich der Investitionskosten von internationalen Pumpspeicherkraftwerken dar.

Abbildung 13: Benchmarking - Leistungsbezogene Investitionskosten von PSW



Aus dem Benchmark ergibt sich für die leistungsbezogenen Investitionskosten ein gewichteter Mittelwert von 1.424 €/kW. Für die weitere Berechnung wird die installierte Turbinenleistung aus dem Modell herangezogen.

Die Ergebnisse der Investitionskostenanalyse werden in der nachfolgenden Tabelle 4 dargestellt. Dabei wird für jedes Szenario die installierte Turbinen- und Pumpleistung in Megawatt angegeben. Des Weiteren werden die Ergebnisse der drei oben genannten Ansätze für jedes Szenario dargestellt. Die Analyse zeigt, dass die Investitionskosten zufolge Ansatz A und B verhältnismäßig nahe beieinander liegen, da sich die leistungsbezogenen Anteile der beiden Ansätze nur geringfügig unterscheiden und der speicherbezogene Anteil in Ansatz B einen unwesentlichen Einfluss auf die Investitionskosten hat. Daher werden für die weiteren Berechnungen die Mittelwerte von Ansatz A und C herangezogen.

Tabelle 4: Ergebnisse der Investitionskostenanalyse

Parameter	60% EE	80% EE	100% EE
Installierte Turbinenleistung [MW]	36.459	50.819	65.048
Installierte Pumpleistung [MW]	42.000	75.000	104.000
Investitionskosten - Ansatz A [Mrd. €]	36,5	50,8	65,0
Investitionskosten - Ansatz B [Mrd. €]	38,7	53,9	69,0
Investitionskosten - Mittelwert [Mrd. €]	44,2	61,6	78,8
Investitionskosten - Ansatz C [Mrd. €]	51,9	72,4	92,6

Die Ergebnisse der Analyse zeigen, dass die Investitionskosten für den Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken beim 60% EE-Szenario zwischen rund 36 Mrd. € und 52 Mrd. € liegen, was einen Schwankungsbereich von 16 Mrd. € bedeutet. Beim 80% EE-Szenario liegt dieser Schwankungsbereich bei rund 22 Mrd. € und beim 100% EE-Szenario bei 28 Mrd. €.

3.3.2 Betriebskosten

Die jährlichen Kosten für den Betrieb und Unterhalt der Anlage werden, sowie zuvor die Investitionskosten, mit Hilfe von drei Berechnungsansätzen ermittelt.

Ansatz A bezieht sich auf dem *Gutachten zur Rentabilität von Pumpspeicherkraftwerken*, publiziert von der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V..

Tabelle 5: Betriebskosten von PSW

Fixe Betriebskosten	Anteil bezogen auf die installierten Leistung		$\left[\frac{\text{€}}{\text{kW}\cdot\text{a}} \right]$	2,86
Variable Betriebskosten	Anteil bezogen auf die Startvorgänge pro Jahr	Anteil Turbine	$\left[\frac{\text{€}}{\text{MW}\cdot\text{Start}_{\text{Tur}}} \right]$	3,34
	Anteil bezogen auf die Startvorgänge pro Jahr	Anteil Pumpe	$\left[\frac{\text{€}}{\text{MW}\cdot\text{Start}_{\text{Pump}}} \right]$	8,95
	Anteil bezogen auf die erzeugte Strommenge		$\left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right]$	0,56

Quelle: [16; Seite 13]

Dabei werden die Betriebskosten in fixe und variable Kosten unterteilt, wobei sich die fixen Kosten auf die installierte Leistung und die variablen Kosten auf die Startvorgänge der Maschinensätze und der erzeugten Strommenge beziehen.

Ansatz B stellt die kapazitätsbezogenen Betriebskosten gemäß der Präsentation *Pumpspeicher-Kraftwerke (PSW)* dar, welche mit 1,0 ct/kWh angegeben werden [16].

Ansatz C basiert auf dem Fachbuch *Wasserkraftanlagen – Planung, Bau und Betrieb*, in dem die jährlichen Betriebs- und Unterhaltskosten zwischen 3% und 5% der Investitionskosten liegen [3]. Da dieser Prozentbereich allgemein für Wasserkraftanlagen angegeben wird, wird in weiterer Folge für PSW mit Betriebskosten von 3% der Investitionskosten gerechnet.

Die Ergebnisse der Betriebskostenanalyse werden in nachfolgender Tabelle 6 dargestellt. Dabei wird für jedes Szenario die installierte Turbinen- und Pumpleistung in Megawatt, sowie die jeweiligen Startvorgänge und die jährlich erzeugte Strommenge angegeben. Anschließend werden die Ergebnisse der drei oben genannten Ansätze für jedes Szenario dargestellt.

Tabelle 6: Ergebnisse der Betriebskostenanalyse

Parameter	60% EE	80% EE	100% EE
Installierte Turbinenleistung [MW]	36.459	50.819	65.048
Startvorgänge Turbine [-]	231	230	206
Installierte Pumpleistung [MW]	42.000	75.000	104.000
Startvorgänge Pumpe [-]	229	230	204
Erzeugte Energiemenge [MWh/a ₂₀₁₅]	66.273.762	94.655.949	123.254.447
Betriebskosten - Ansatz A [Mrd. €/a ₂₀₁₅]	0,3	0,4	0,5
Betriebskosten - Ansatz B [Mrd. €/a ₂₀₁₅]	0,7	0,9	1,2
Betriebskosten - Ansatz C [Mrd. €/a ₂₀₁₅]	1,6	2,2	2,8

Die Ergebnisse zeigen, dass die jährlichen Betriebskosten für Pumpspeicherkraftwerke beim 60% EE-Szenario zwischen rund 300 Millionen und 1,6 Milliarden Euro liegen, was eine Differenz von ~1,3 Mrd. € bedeutet. Beim 80% EE-Szenario ergibt sich eine Differenz von 1,8 Mrd. € und beim 100%-EE Szenario von 2,3 Mrd. €.

3.3.3 Zinssatz

Der in Formel 1 herangezogene Zinssatz i stellt die zu erzielende Rendite der Investition dar. Hierfür kann der nominale oder der reale Zinssatz verwendet werden. Der nominale Zinssatz (nominal rate of return) kalkuliert neben dem real zu erwartenden Zinssatz die durchschnittliche jährliche Inflationsrate und einen eventuellen Risikozuschlag mit ein. Da es sich bei Pumpspeicherkraftwerken um längerfristige Investitionen handelt, ist eine Prognose der Inflationsrate nicht möglich. Zu diesem Zweck wird mit dem realen Zinssatz (real rate of return), welcher inflationsbereinigt ist, gerechnet. Die finanzmathematisch

exakte Inflationsbereinigung erfolgt durch Diskontierung² des nominalen Zinssatzes, wobei folgende Rechenvorschrift gilt:

Formel 3: Realer kalkulatorischer Zinssatz

$$i_r = \frac{1 + i}{1 + r} - 1$$

i_r	realer kalkulatorischer Zinssatz in %
i	nominaler kalkulatorischer Zinssatz in %
r	Inflationsrate in %

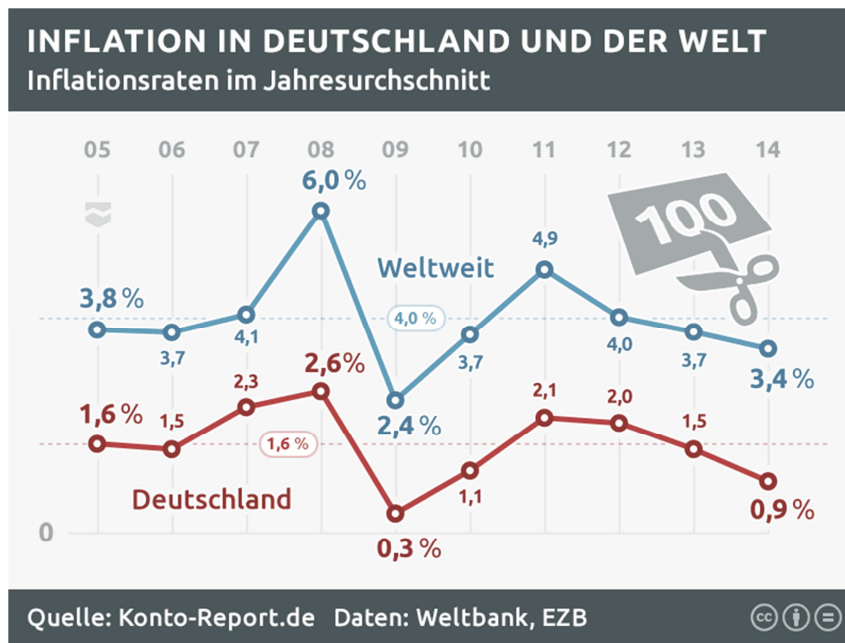
Quelle: [15; Seite 15]

Es wird von einem nominalen kalkulatorischen Zinssatz zwischen 4,5 und 6,5% ausgegangen. Diese Bandbreite stellt in der Regel die effektive „[...] *Verzinsung festverzinslicher Wertpapiere bzw. Schuldverschreibungen mit langer Laufzeit von mindestens 10 Jahren und damit geringem Risiko, [...]*“ dar [3, Seite 66].

Für die Inflationsrate wird der Durchschnittswert von 2005 bis 2014 für Deutschland herangezogen. Gemäß Abbildung 14 beträgt dieser in den dargestellten 10 Jahren 1,6% und wird für die Berechnung des realen Zinssatzes verwendet.

² Diskontierung oder Abzinsung, bezeichnet die Berechnung des gegenwärtigen Werts einer späteren Zahlung. [3]

Abbildung 14: Inflation in Deutschland und der Welt



Quelle: [18]

Für die Berechnung der Stromgestehungskosten als Minimal- ($LCOE_{\min}$), Mittel- ($LCOE_{\text{mittel}}$) und Maximal-Wert ($LCOE_{\max}$) wird auch der reale Zinssatz in dieser Form benötigt, wodurch sich in Zusammenhang mit oben genannter Parametern folgende Werte ergeben:

Tabelle 7: Minimaler, mittlerer und maximaler realer Zinssatz

Parameter	MIN	MITTEL	MAX
Nominaler Zinssatz i	4,5%	5,5%	6,5%
Inflationsrate r	1,6%	1,6%	1,6%
Realer Zinssatz i_r	2,9%	3,8%	4,8%

3.3.4 Ergebnisse

Durch das Einsetzen der jeweils minimalen, mittleren und maximalen Variablen in Formel 1 ergeben sich nachfolgende spezifische Stromgestehungskosten, wobei diese für eine 30-, 80- und 90-jährige Nutzungsdauer der Pumpspeicherkraftwerke angegeben werden. Die 30-jährige Nutzungsdauer wird für den weiteren Vergleich mit den Stromgestehungskosten für die *Stromspeicherung in Norwegen* benötigt.

Tabelle 8: Spezifische Stromgestehungskosten von Pumpspeicherkraftwerken

Szenario	Nutzungsdauer	LCOE _{min} [€/MWh]	LCOE _{mittel} [€/MWh]	LCOE _{max} [€/MWh]
60% EE	30 Jahre	31,56	47,63	73,31
	80 Jahre	21,61	36,69	62,01
	90 Jahre	21,13	36,25	61,66
80% EE	30 Jahre	31,18	46,72	71,54
	80 Jahre	21,47	36,04	60,52
	90 Jahre	20,99	35,62	60,18
100% EE	30 Jahre	30,55	46,10	70,32
	80 Jahre	21,01	35,60	59,49
	90 Jahre	20,54	35,18	59,16

Durch Heranziehen der minimalen Realzinsen, Investitions-, und Betriebskosten ergeben sich die günstigsten Energieerzeugungskosten mit 20,54 €/MWh bei einem Ausbauszenario von 100% Erneuerbarer Energie und einer Nutzungsdauer von 90 Jahren. Die teuersten Stromgestehungskosten entstehen hier bei einem Ausbauszenario von 60% EE und einer Nutzungsdauer von 30 Jahren.

Im Bereich der mittleren Kosten und Zinsen liegen die günstigsten LCOE wieder bei einem regenerativen Energieanteil von 100% und einer PSW Nutzungsdauer von 90 Jahren. Dabei bildet das 60% EE-Szenario mit einer Nutzungsdauer von 30 Jahren die teuerste Variante.

Die maximalen Stromgestehungskosten liegen zwischen 59,16 €/MWh und 73,31 €/MWh, wobei das 100% EE-Szenario mit 90-jähriger Nutzungsdauer am günstigsten und das 60% EE-Szenario mit 30-jähriger Nutzungsdauer am teuersten ist.

3.4 Stromgestehungskosten von Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland

Die Stromgestehungskosten ergeben sich durch Multiplikation der spezifischen Stromgestehungskosten (LCOE) mit der erzeugten elektrischen Energiemenge. In Tabelle 9 werden diese für die drei Erneuerbaren-Energie-Szenarien bezogen auf ein Jahr dargestellt. Dabei werden die spezifischen Stromgestehungskosten für eine 30-jährige Nutzungsdauer gemäß Tabelle 8 herangezogen, um diese in weiterer Folge mit der *Stromspeicherung in Norwegen* vergleichen zu können.

Die entsprechenden Energiemengen ergeben sich aus dem Modell und stellen die gesamten erzeugten Strommengen für die extrapolierten Szenarien auf Basis der Daten von 2015 dar.

Tabelle 9: Stromgestehungskosten von PSW in Deutschland

Szenario	Parameter	MIN	MITTEL	MAX
60% EE	LCOE [€/MWh]	31,56	47,63	73,31
	Energiemenge [MWh ₂₀₁₅]	66.273.762	66.273.762	66.273.762
	Stromgestehungskosten [Mrd. €₂₀₁₅]	2,1	3,2	4,9
80% EE	LCOE [€/MWh]	31,18	46,72	71,54
	Energiemenge [MWh ₂₀₁₅]	94.655.949	94.655.949	94.655.949
	Stromgestehungskosten [Mrd. €₂₀₁₅]	3,0	4,4	6,8
100% EE	LCOE [€/MWh]	30,55	46,10	70,32
	Energiemenge [MWh ₂₀₁₅]	123.254.447	123.254.447	123.254.447
	Stromgestehungskosten [Mrd. €₂₀₁₅]	3,8	5,7	8,7

Die Ergebnisse zeigen, dass die Stromerzeugung mittels Pumpspeicherkraftwerken für das auf 60% extrapolierte Erneuerbare-Energie-Szenario für das angegebene Nutzungsjahr zwischen 2,1 und 4,9 Milliarden Euro kostet.

Die Stromgestehungskosten für das 80% EE-Szenario liegen zwischen 3,0 und 6,8 Mrd. € und für das 100% EE-Szenario zwischen 3,8 und 8,7 Mrd. €.

3.5 Stromgestehungskosten von Wind- und Photovoltaik-Anlagen

Die Erneuerbaren-Energie-Szenarien basieren auf dem Ausbau der Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen, wodurch die Betrachtung der Stromgestehungskosten für die zusätzlich erforderlichen Anlagen von Bedeutung ist.

3.5.1 Stromgestehungskosten von Windenergieanlagen

Bei der Ermittlung der Stromgestehungskosten von WEA wird zwischen der Energieerzeugung aus On- und Offshore WEA unterschieden, da die Investitions- und Betriebskosten für Offshore Anlagen und zufolge dessen auch die spezifischen Investitionskosten signifikant höher sind als für Onshore Anlagen.

Die minimalen und maximalen spezifischen Stromgestehungskosten sind der Studie *-Stromgestehungskosten erneuerbare Energien-* des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE entnommen [14]. Die mittleren Gestehungskosten ergeben sich durch Bildung des arithmetischen Mittelwerts aus 0,045 und 0,107 €/kWh für Onshore-beziehungsweise aus 0,119 und 0,194 €/kWh für Offshore-Windenergieanlagen.

Die gesamte Wind-Energiemenge stammt aus dem Modell, von diesr ausgehend ein Onshore-Anteil von 94% und ein Offshore-Anteil von 6% angenommen wird.

Tabelle 10: Stromgestehungskosten von Onshore Windenergieanlagen

Szenario	Parameter	MIN	MITTEL	MAX
60% EE	LCOE [€/MWh]	45,00	76,00	107,00
	Energiemenge [MWh ₂₀₁₅]	123.850.806	123.850.806	123.850.806
	Stromgestehungskosten [Mrd. €₂₀₁₅]	5,6	9,4	13,3
80% EE	LCOE [€/MWh]	45,00	76,00	107,00
	Energiemenge [MWh ₂₀₁₅]	203.989.562	203.989.562	203.989.562
	Stromgestehungskosten [Mrd. €₂₀₁₅]	9,2	15,5	21,8
100% EE	LCOE [€/MWh]	45,00	76,00	107,00
	Energiemenge [MWh ₂₀₁₅]	298.699.002	298.699.002	298.699.002
	Stromgestehungskosten [Mrd. €₂₀₁₅]	13,4	22,7	32,0

Quellen: [14; Seite 2]; Eigene Berechnung

Tabelle 11: Stromgestehungskosten von Offshore Windenergieanlagen

Szenario	Parameter	MIN	MITTEL	MAX
60% EE	LCOE [€/MWh]	119,00	157,00	194,00
	Energiemenge [MWh ₂₀₁₅]	7.905.371	7.905.371	7.905.371
	Stromgestehungskosten [Mrd. €₂₀₁₅]	0,9	1,2	1,5
80% EE	LCOE [€/MWh]	119,00	157,00	194,00
	Energiemenge [MWh ₂₀₁₅]	13.020.610	13.020.610	13.020.610
	Stromgestehungskosten [Mrd. €₂₀₁₅]	1,5	2,0	2,5
100% EE	LCOE [€/MWh]	119,00	157,00	194,00
	Energiemenge [MWh ₂₀₁₅]	19.065.894	19.065.894	19.065.894
	Stromgestehungskosten [Mrd. €₂₀₁₅]	2,3	3,0	3,7

Quellen: [14; Seite 2]; Eigene Berechnung

Zusammenfassend können die Stromgestehungskosten für On- und Offshore Windkraftanlagen wie folgt angegeben werden:

Tabelle 12: Stromgestehungskosten von On- und Offshore Windenergieanlagen

Szenario	Stromgestehungskosten	MIN	MITTEL	MAX
60% EE	Onshore WEA [Mrd. € ₀₁₅]	5,6	9,4	13,3
	Offshore WEA [Mrd. € ₀₁₅]	0,9	1,2	1,5
	On- und Offshore WEA [Mrd. €₀₁₅]	6,5	10,7	14,8
80% EE	Onshore WEA [Mrd. € ₀₁₅]	9,2	15,5	21,8
	Offshore WEA [Mrd. € ₀₁₅]	1,5	2,0	2,5
	On- und Offshore WEA [Mrd. €₀₁₅]	10,7	17,5	24,4
100% EE	Onshore WEA [Mrd. € ₀₁₅]	13,4	22,7	32,0
	Offshore WEA [Mrd. € ₀₁₅]	2,3	3,0	3,7
	On- und Offshore WEA [Mrd. €₀₁₅]	15,7	25,7	35,7

3.5.2 Stromgestehungskosten von Photovoltaikanlagen

Die spezifischen Stromgestehungskosten und die Energiemengen ergeben sich wie zuvor in Kapitel 3.5.1 beschrieben.

Tabelle 13: Stromgestehungskosten von Photovoltaikanlagen

Szenario	Parameter	MIN	MITTEL	MAX
60% EE	LCOE [€/MWh]	78,00	110,00	142,00
	Energiemenge [MWh ₂₀₁₅]	27.925.690	27.925.690	27.925.690
	Stromgestehungskosten [Mrd. €₂₀₁₅]	2,2	3,1	4,0
80% EE	LCOE [€/MWh]	78,00	110,00	142,00
	Energiemenge [MWh ₂₀₁₅]	52.360.668	52.360.668	52.360.668
	Stromgestehungskosten [Mrd. €₂₀₁₅]	4,1	5,8	7,4
100% EE	LCOE [€/MWh]	78,00	110,00	142,00
	Energiemenge [MWh ₂₀₁₅]	62.832.802	62.832.802	62.832.802
	Stromgestehungskosten [Mrd. €₂₀₁₅]	4,9	6,9	8,9

Quellen: [14; Seite 2]; Eigene Berechnung

3.6 Gesamte Stromgestehungskosten für die Stromspeicherung in Deutschland

Abschließend werden die jährlichen Stromgestehungskosten von neu errichteten Pumpspeicherkraftwerken, Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen in Deutschland dargestellt.

Tabelle 14: Gesamte Stromgestehungskosten für die Stromspeicherung in Deutschland

Szenario	Stromgestehungskosten	MIN	MITTEL	MAX
60% EE	Pumpspeicherkraftwerke [Mrd. € ₂₀₁₅]	2,1	3,2	4,9
	On- und Offshore WEA [Mrd. € ₂₀₁₅]	6,5	10,7	14,8
	Photovoltaik-Anlagen [Mrd. € ₂₀₁₅]	2,2	3,1	4,0
	Deutschland Gesamt [Mrd. €₂₀₁₅]	10,8	16,9	23,6
80% EE	Pumpspeicherkraftwerke [Mrd. € ₂₀₁₅]	3,0	4,4	6,8
	On- und Offshore WEA [Mrd. € ₂₀₁₅]	10,7	17,5	24,4
	Photovoltaik-Anlagen [Mrd. € ₂₀₁₅]	4,1	5,8	7,4
	Deutschland Gesamt [Mrd. €₂₀₁₅]	17,8	27,7	38,6
100% EE	Pumpspeicherkraftwerke [Mrd. € ₂₀₁₅]	3,8	5,7	8,7
	On- und Offshore WEA [Mrd. € ₂₀₁₅]	15,7	25,7	35,7
	Photovoltaik-Anlagen [Mrd. € ₂₀₁₅]	4,9	6,9	8,9
	Deutschland Gesamt [Mrd. €₂₀₁₅]	24,4	38,3	53,2

Die Ergebnisse stellen jene Kosten dar, die durch die Stromerzeugung mit Hilfe der zusätzlich errichteten Anlagen für das angegebene Bezugsjahr entstehen.

3.7 Ausbaukosten des deutschen Stromnetzes

Der Ausbau der Erneuerbaren Energieanlagen erfordert auch die Erweiterung und den Ausbau des Stromverteilnetzes auf allen Spannungsebenen. Die Deutsche Energie-Agentur (dena) hat zu diesem Thema eine Studie veröffentlicht, welche die Ausbauziele der Bundesländer hinsichtlich Erneuerbarer Energien darstellt und die jeweiligen

Investitionskosten für den erforderlichen Netzausbau angibt. Dabei soll bis 2020 ein regenerativer Energieanteil von 60% und bis 2030 von 80% erreicht werden.

Auf dieser Basis werden die Investitionskosten für den Netzausbau der drei EE-Szenarien hochgerechnet und können der nachfolgenden Tabelle entnommen werden.

Tabelle 15: Ausbaurkosten des deutschen Verteilnetzes

Bundesländer-szenario	Installierte Leistung	2015	2020	2030	-
	Windenergie [GW]	53,0	77,0	107,9	-
	Photovoltaik [GW]	37,8	52,0	71,7	-
	Biomasse [GW]	5,6	6,9	8,7	-
	KWK _{konventionell} [GW]	19,6	20,7	21,4	-
	Pumpspeicher [GW]	-	-	-	-
	Summe [GW]	116,0	156,6	209,7	-
	Kosten Netzausbau [Mrd.]	13,4	26,7	42,5	-
Energie-modell	Installierte Leistung	-	60% EE	80% EE	100% EE
	Windenergie [GW]	-	88,0	123,9	166,3
	Photovoltaik [GW]	-	46,5	64,5	72,3
	Biomasse [GW]	-	-	-	-
	KWK _{konventionell} [GW]	-	-	-	-
	Pumpspeicher [GW]	-	36,0	51,0	65,0
	Summe [GW]	-	170,5	239,4	303,6
	Kosten Netzausbau [Mrd.]	-	29,1	48,5	69,8

Quellen: [19]; Eigene Berechnung

Basierend auf dem *Energiemodell* ergeben sich Investitionskosten für den Netzausbau der Nieder-, Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsebenen zwischen 29,1 und 69,8 Milliarden Euro.

Beim Kostenvergleich der *dena-Verteilnetzstudie* und dem *Energiemodell* gilt es zu beachten, dass die Deutsche Energie-Agentur die Speicherung des Energieüberangebots nicht berücksichtigt, welche beim *Energiemodell* bereits integriert ist.

4 Stromspeicherung in Norwegen

4.1 Allgemein

Norwegen deckt aufgrund der topographischen Situation seine Stromerzeugung zu rund 95% durch Wasserkraft ab. Dabei beträgt der Anteil an Speicherwasserkraftwerken 75%, an Laufwasserkraftwerken 20% und an Pumpspeicherkraftwerken 5%. Abhängig von den Füllständen der Reservoirs ist ein maximales potentielles Arbeitsvolumen von rund 82 TWh für Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke vorhanden [20].

Durch Adaptierung der bestehenden Speicherwasserkraftwerken mit Pumpensätze kann ein Potential von 1,36 TWh genutzt werden. Theoretisch ist ein Potential von 4,38 TWh verfügbar, jedoch sind einige Standorte aufgrund geringer Speicherkapazitäten und hoher Umweltauflagen nicht realisierbar [21].

Das nutzbare Potential ist ausreichend, um den Überschuss an regenerativen Energien auszugleichen und bietet eine mögliche Alternative zur Speicherung in Deutschland. Um die Stromspeicherung in Deutschland und Norwegen miteinander vergleichen zu können, werden nachfolgend die Stromgestehungskosten für die Adaptierung der Speicherkraftwerke in Norwegen berechnet.

4.2 Methodik

Wie in Kapitel 3.2 bereits beschrieben, ergeben sich die Stromgestehungskosten aus Multiplikation der spezifischen Stromgestehungskosten mit der produzierten Energiemenge. Die Energiemenge bleibt bei der *Stromspeicherung in Norwegen* gleich wie bei der *Stromspeicherung in Deutschland* jedoch unterscheiden sich die spezifischen Stromgestehungskosten, da in Norwegen keine neuen Becken und Turbinen für PSW errichtet werden müssen, sondern die bestehenden Speicherkraftwerke ausgebaut werden.

Auch die Stromgestehungskosten für Windenergie- und Photovoltaikanlagen werden für die Betrachtung der *Stromspeicherung in Norwegen* gleich wie bei der *Stromspeicherung in Deutschland* dargestellt.

4.3 Spezifische Stromgestehungskosten von Pumpspeicherkraftwerken in Norwegen

Die spezifischen Stromgestehungskosten von Speicherkraftwerken welche zu Pumpspeicherkraftwerken ausgebaut werden, ergeben sich wie folgt:

Formel 4: Spezifische Stromgestehungskosten von ausgebauten Speicherkraftwerken

$$LCOE_{ph} = \frac{i_{ph} \times (\delta_{n_{ph},r} + OM_{ph})}{\alpha_{ph} \times T_{ph}} + \frac{p_{pump}}{\eta_{ph}}$$

i_{ph} Spezifische Investitionskosten [€/MW]

$\delta_{n_{ph},r}$ Annuitätsfaktor [-]

mit: $\frac{1}{\delta_{n,r}} = \frac{n}{1-(1+r)^{-n}}$

n Nutzungsdauer [a]

r Zinssatz [%]

OM_{ph} Betriebs- und Wartungskosten [%]

α_{ph} erwartete Verfügbarkeit [%]

T_{ph} Volllaststunden [%]

p_{pump} durchschnittlicher Pump-Preis [€/MWh]

η_{ph} Wirkungsgrad [%]

Quelle: [22; Seite 2]

Im Gegensatz zu den spezifischen Stromgestehungskosten von PSW in Deutschland werden hier die Pumpkosten berücksichtigt. Es werden folgende Parameter für die weitere Berechnung verwendet:

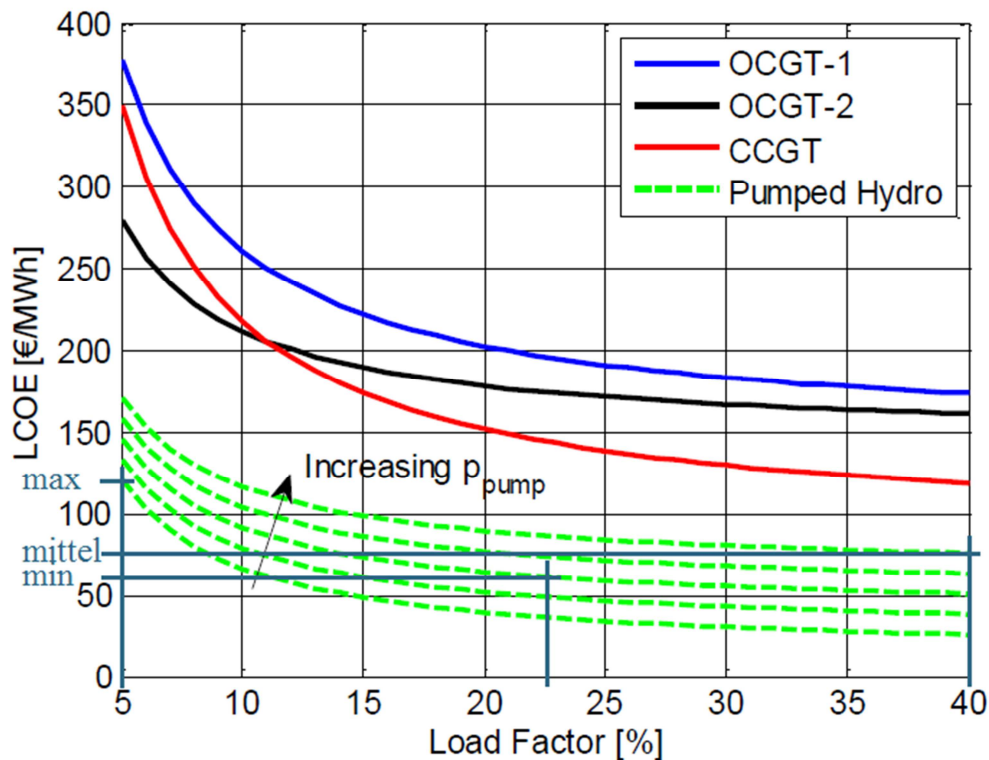
Tabelle 16: Eingabeparameter LCOE von ausgebauten Speicherkraftwerken

i_{ph} [€/kW]	400	α_{ph} [%]	95,7
n [a]	30	T_{ph} [%]	5 - 40
r [%]	10	p_{pump} [€/MWh]	10 - 50
OM_{ph} [%]	0,753	η_{ph} [%]	80

Quelle: [22; Seite 2; 4]

Nachfolgend sind die spezifischen Stromgestehungskosten graphisch dargestellt, wobei diese nur für Pumped Hydro betrachtet werden. OCGT (Open Cycle Gas Turbines) und CCGT (Combinde Cycle Gas Turbines) beziehen sich auf den Ausgleich des EE-Überangebots aus dem europäischen Netz mittels Gasturbinenkraftwerken.

Tabelle 17: Ergebnisse der LCOE-Berechnung für ausgebaute Speicherkraftwerke



Quelle: [22; Seite 4]

Die spezifischen Stromgestehungskosten sind abhängig vom Lastfaktor und dem durchschnittlichen Strompreis zum Pumpen. Der Lastfaktor liegt zwischen 5% und 40%, dies entspricht 438 bis 3505 Volllaststunden. Der Pumppreis liegt zwischen 10 €/MWh und 50 €/MWh und wird mit den grün strichlierten Kurvendargestellt.

Aus den Schnittpunkten der minimalen, mittleren und maximalen Lastfaktoren und den minimalen, mittleren und maximalen Pumppreisen ergeben sich minimale LCOE von 60 €/MWh, mittlere LCOE von 73,33 €/MWh und maximale LCOE von 116,67 €/MWh.

4.4 Stromgestehungskosten von Pumpspeicherkraftwerken in Norwegen

Die Kosten für die Stromerzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken in Norwegen sind in nachfolgender Tabelle für das Bezugsjahr dargestellt.

Tabelle 18: Stromgestehungskosten von PSW in Norwegen

Szenario	Parameter	Min	Mittel	Max
60% EE	LCOE [€/MWh]	60,00	73,33	116,67
	Energiemenge [MWh ₂₀₁₅]	66.273.762	66.273.762	66.273.762
	Stromgestehungskosten [Mrd. €₂₀₁₅]	4,0	4,9	7,7
80% EE	LCOE [€/MWh]	60,00	73,33	116,67
	Energiemenge [MWh ₂₀₁₅]	94.655.949	94.655.949	94.655.949
	Stromgestehungskosten [Mrd. €₂₀₁₅]	5,7	6,9	11,0
100% EE	LCOE [€/MWh]	60,00	73,33	116,67
	Energiemenge [MWh ₂₀₁₅]	123.254.447	123.254.447	123.254.447
	Stromgestehungskosten [Mrd. €₂₀₁₅]	7,4	9,0	14,4

Quellen: LCOE Quelle: [22; Seite 4]; Eigene Berechnung

Dabei sind die Stromgestehungskosten für das 60% EE-Szenario im Durchschnitt um 2,1 Mrd. € teurer als für PSW in Deutschland. Für das 80% EE-Szenario liegen die durchschnittlichen Kosten 3,2 Mrd. € und für das 100% EE-Szenario 4,3 Mrd. € über den Kosten für die *Stromspeicherung in Deutschland*.

4.5 Gesamte Stromgestehungskosten für die Stromspeicherung in Norwegen

Abschließend werden die Stromgestehungskosten von Pumpspeicherkraftwerken, Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen für die Stromspeicherung in Norwegen dargestellt.

Tabelle 19: Gesamte Stromgestehungskosten für die Stromspeicherung in Norwegen

Szenario	Stromgestehungskosten	MIN	MITTEL	MAX
60% EE	Pumpspeicherkraftwerke [Mrd. € ₂₀₁₅]	4,0	4,9	7,7
	On- und Offshore WEA [Mrd. € ₂₀₁₅]	6,5	10,7	14,8
	Photovoltaik-Anlagen [Mrd. € ₂₀₁₅]	2,2	3,1	4,0
	Norwegen Gesamt [Mrd. €₂₀₁₅]	12,7	18,6	26,5
80% EE	Pumpspeicherkraftwerke [Mrd. € ₂₀₁₅]	5,7	6,9	11,0
	On- und Offshore WEA [Mrd. € ₂₀₁₅]	10,7	17,5	24,4
	Photovoltaik-Anlagen [Mrd. € ₂₀₁₅]	4,1	5,8	7,4
	Norwegen Gesamt [Mrd. €₂₀₁₅]	20,5	30,2	42,8
100% EE	Pumpspeicherkraftwerke [Mrd. € ₂₀₁₅]	7,4	9,0	14,4
	On- und Offshore WEA [Mrd. € ₂₀₁₅]	15,7	25,7	35,7
	Photovoltaik-Anlagen [Mrd. € ₂₀₁₅]	4,9	6,9	8,9
	Norwegen Gesamt [Mrd. €₂₀₁₅]	28,0	41,6	59,0

Die Ergebnisse stellen jene Kosten dar, die durch die Stromerzeugung mit Hilfe der zusätzlich errichteten Anlagen für das angegebene Bezugsjahr entstehen.

Die Differenzen zur *Stromspeicherung in Deutschland* sind im vorherigen Kapitel 4.4 beschrieben. Da die Stromgestehungskosten aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen die gleichen sind wie bei der *Stromspeicherung in Deutschland*, gelten die Differenzen auch für die *Stromspeicherung in Norwegen*.

5 Schlussfolgerungen

5.1 Ausbaugrad volatiler Energieanlagen

Vergleicht man den Ausbaugrad aus den Erneuerbaren-Energie-Szenarien mit den Zielsetzungen der deutschen Bundesländer aus der *dena-Verteilnetzstudie* [19], so liegen diese für das *Energiemodell* in einem durchaus realistischen Bereich. In nachfolgender Tabelle werden die Ausbauziele noch einmal dargestellt.

Tabelle 20: Vergleich der Ausbauziele von volatilen Energieanlagen

Bundesländer- szenario	Installierte Leistung	2015	2020	2030	-
	Windenergie [GW]	53,0	77,0	107,9	-
	Photovoltaik [GW]	37,8	52,0	71,7	-
	Summe [GW]	90,8	129,0	179,6	-
Energie- modell	Installierte Leistung	-	60% EE	80% EE	100% EE
	Windenergie [GW]	-	88,0	123,9	166,3
	Photovoltaik [GW]	-	46,5	64,5	72,3
	Summe [GW]	-	134,5	188,4	238,6

Die gesamte installierte Leistung der fluktuierenden Energieanlagen liegt für einen Erneuerbaren Energieanteil von 60% beim *Energiemodell* um 5,5 GW über dem geplanten Ausbauziel der deutschen Bundesländer. Beim 80% EE-Anteil liegt die kumulierte Leistung aus dem *Energiemodell* um 8,8 GW über der des *Bundesländerszenarios*.

Generell ergibt sich aus dem Energiemodell für das 60% EE-Szenario eine zusätzlich erforderliche installierte Leistung der Windenergieanlagen von 43 GW und der Solarenergieanlagen von 7 GW. Für das 80% EE-Szenario müssen 79 GW Nennleistung für WEA und 25 GW für PVA neu errichtet werden und für das 100% EE-Szenario 121 GW beziehungsweise 32 GW.

5.2 Leistungsdiskrepanz zwischen Turbine und Pumpe

Die im Energiemodell auftretende Differenz zwischen der installierten Leistung für Turbine und Pumpe stellt einen ungelösten Aspekt dar. Die Pumpleistungen der einzelnen

Vorzugsvarianten wurden zwar in Kapitel 2 dahingehend optimiert, als das die Peaks der Windenergie- und Photovoltaikanlagen soweit abgeregelt wurden, dass das zum Ausgleich der Residuallast notwendige Energievolumen gerade vorhanden ist. Dennoch treten Diskrepanzen zwischen 6 GW und 37 GW auf. Diese Differenzen sind insofern wichtig zu betrachten als das Pumpspeicherkraftwerke stets mit gleichen Pump- und Turbinenleistungen gebaut werden. Es wird festgestellt, dass die Energiemege (Arbeit) von Pumpen und Turbinen in den Szenarien so ausgerichtet sind, dass diese in etwa ident sind. Allerdings weist der erforderliche Pumpbetrieb wesentlich steilere Spitzen auf als der Turbinenbetrieb. Daher rührt die Diskrepanz zwischen Erzeugungs- und Speicherungsleistung.

Der Einsatz von reversiblen Pumpturbinen bringt hingegen eine Kostenreduktion von bis zu 30% mit sich [3], hierbei sind die installierten Leistungen gleich anzusetzen. Durch angleichen der Pump- an die Turbinenleistung könnten im *Energiemodell* rund 2 TWh bei den 60% und 80% EE-Szenarien und 8 TWh beim 100% EE-Szenario nicht eingespeichert werden. Oder umgekehrt müsste die Turbinenleistung um diesen Betrag überdimensioniert werden. Es ist zu bedenken, dass die Netzkapazitäten auch für diese Leistungen errichtet werden müssen. Hierbei stellt sich die Frage inwieweit die Leistungsspitzen wirtschaftlich übertragbar sind. Diese Fragestellung wird in dieser Arbeit nicht untersucht.

5.3 Stromspeicherung in Deutschland versus in Norwegen

Aus den Ergebnissen der Kapitel 3.6 und 4.5 zeigt sich, dass die *Stromspeicherung in Deutschland* für das 60% EE-Szenario um durchschnittlich 2,1 Mrd. € günstiger ist als die *Stromspeicherung in Norwegen*. Beim 80% EE-Szenario ist Deutschland um 3,2 Mrd. € und beim 100% EE-Szenario um 4,3 Mrd. € günstiger. Siehe Gegenüberstellung in nachfolgender Tabelle 21.

Hier gilt es zu beachten, dass bei der *Stromspeicherung in Norwegen* die Kosten des Pumpstroms berücksichtigt werden, welche bei den Kosten für die *Stromspeicherung in Deutschland* nicht einfließen. Die Pumpkosten liegen bei den LCOE für Norwegen zwischen 12,5 €/MWh und 62,5 €/MWh. Vernachlässigt man diese bei den spezifischen Stromgestehungskosten, ergeben sich die in nachfolgender Tabelle 22 dargestellten neuen gesamten Stromgestehungskosten für das Bezugsjahr 2015.

Tabelle 21: Gesamte Stromgestehungskosten für Deutschland und Norwegen

Szenario	Stromgestehungskosten	MIN	MITTEL	MAX
60% EE	Deutschland Gesamt [Mrd. € ₂₀₁₅]	10,8	16,9	23,6
	Norwegen Gesamt [Mrd. € ₂₀₁₅]	12,7	18,6	26,5
80% EE	Deutschland Gesamt [Mrd. € ₂₀₁₅]	17,8	27,7	38,6
	Norwegen Gesamt [Mrd. € ₂₀₁₅]	20,5	30,2	42,8
100% EE	Deutschland Gesamt [Mrd. € ₂₀₁₅]	24,4	38,3	53,2
	Norwegen Gesamt [Mrd. € ₂₀₁₅]	28,0	41,6	59,0

Tabelle 22: Gesamte Stromgestehungskosten exkl. Pumpkosten für Norwegen

Szenario	Stromgestehungskosten	MIN	MITTEL	MAX
60% EE	Deutschland Gesamt [Mrd. € ₂₀₁₅]	10,8	16,9	23,6
	Norwegen Gesamt [Mrd. € ₂₀₁₅]	11,1	16,8	22,4
80% EE	Deutschland Gesamt [Mrd. € ₂₀₁₅]	17,8	27,7	38,6
	Norwegen Gesamt [Mrd. € ₂₀₁₅]	18,2	27,8	36,9
100% EE	Deutschland Gesamt [Mrd. € ₂₀₁₅]	24,4	38,3	53,2
	Norwegen Gesamt [Mrd. € ₂₀₁₅]	25,0	38,5	51,3

Die Kosten aus Tabelle 22 sind nun besser vergleichbar, da weder für Deutschland noch für Norwegen Pumpkosten berücksichtigt werden. Es zeigt sich, dass die gesamten Stromgestehungskosten für Deutschland und Norwegen annähernd gleich sind, wobei die Stromspeicherung in Norwegen minimal teurer ist (rote Markierung).

Die Netzausbaukosten in Deutschland wären um 10 Milliarden Euro geringer, wenn die Stromspeicherung einzig in Norwegen erfolgen würde, jedoch sind für die ausreichende Vernetzung der beiden Länder weitere Interkonnektoren erforderlich. Ausgehend vom derzeit geplanten Seekabel NordLink mit einer Leistung von 1.400 Megawatt, wären für die drei Szenarien zwischen 30 und 74 solcher Kabel notwendig, um das in Deutschland erzeugte

Überangebot an elektrischer Energie in Norwegen zwischenspeichern zu können. Derzeit belaufen sich die Investitionskosten eines Seekabels auf rund zwei Milliarden Euro. Davon ausgehend würde die ausreichende Vernetzung der beiden Länder zwischen 60 und 148 Milliarden Euro kosten.

Prinzipiell stellen die Stromgestehungskosten der beiden Speicher-Standorte einen durchaus realistischen Bereich dar, bedenkt man, dass sich die gesamten Stromerzeugungskosten inkl. Vertrieb im Jahr 2014 auf rund 48,3 Mrd. € belaufen [24; 25]. Der Anteil an Erneuerbaren Energien betrug in diesem Jahr rund 26%, wodurch sich Kosten von etwa 36 Mrd. € für die Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken ergeben. Im 60% EE-Szenario würden sich somit zusätzlich 20 Mrd. € und im 80% EE-Szenario zusätzlich 10 Mrd. € für die Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken ergeben. Für die bereits ausgebauten Erneuerbaren Energien ergeben sich im Jahr 2014 rund 14,5 Mrd. €. Wodurch die maximalen Gestehungskosten aller EE-Szenarien im Bereich von 55 bis 75 Milliarden Euro liegen.

6 Zusammenfassung

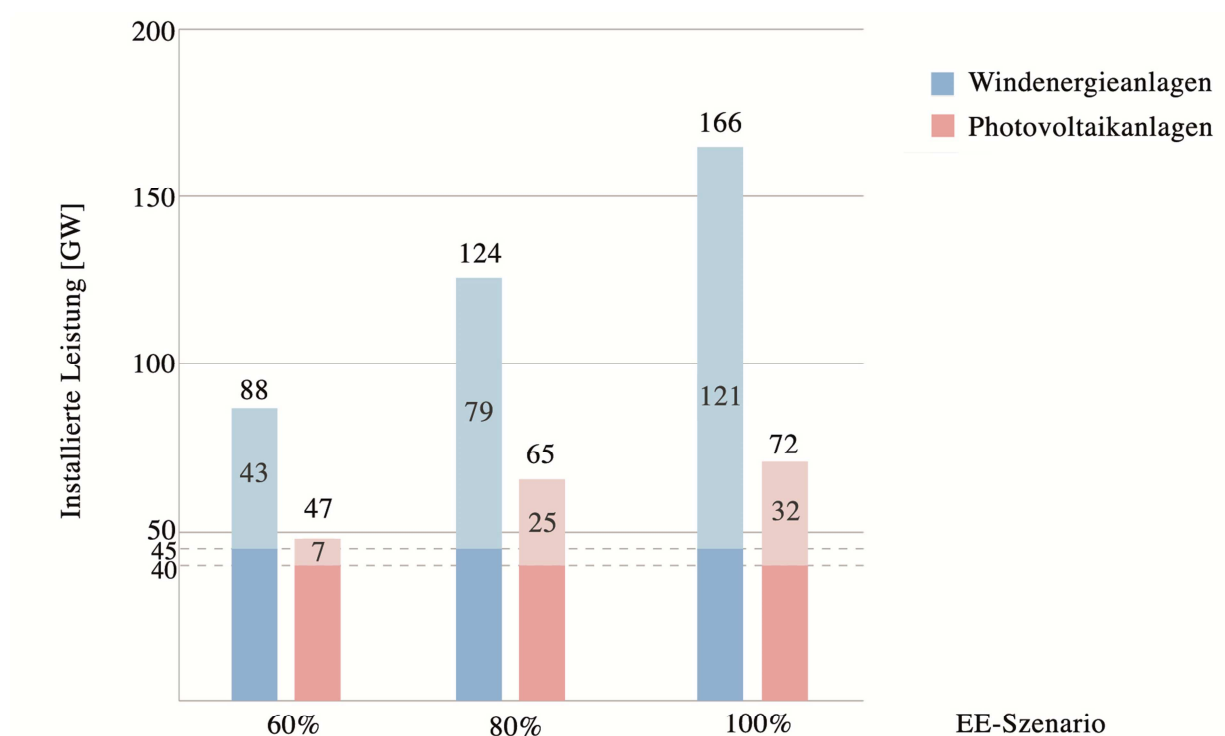
Aufgrund des steigenden Anteils an Erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung und dem damit verbundenen Anteil an fluktuierenden Energieträgern wurde die Stromspeicherung mittels Pumpspeicherkraftwerken untersucht. Eines der Ziele dieser Arbeit ist dabei die Bestimmung des Ausbaugrades der volatilen Energieanlagen für Szenarien mit 60%, 80% und 100% Erneuerbarer Energie, um einen optimalen Betrieb eines idealen Pumpspeicherkraftwerkparks gewährleisten zu können.

Zu diesem Zweck wurde ein Energiemodell mit den Einspeisungsdaten aus volatilen Energieträgern, Biomasse und Wasserkraft sowie dem Lastgang des Bedarfs aufgebaut. In *Kapitel 2 Energiewirtschaftliche Betrachtung* werden die für das Energiemodell herangezogenen Daten sowie die Randbedingungen und Annahmen beschrieben. Darüber hinaus wird für jedes Erneuerbare-Energie-Szenario die Variantenstudie und die daraus resultierende Vorzugsvariante beschrieben, aus der sich in weiterer Folge der Ausbaugrad der Windenergie- und Photovoltaikanlagen für einen optimalen Betrieb des PSW-Parks ergibt.

Die Ergebnisse der Untersuchung sind in nachfolgender Abbildung 15 dargestellt. Dabei wird die installierte Leistung von Windenergieanlagen blau dargestellt, wobei der kräftige Blauton den Stand 2015 und der helle Blauton die zusätzlich erforderliche Leistung darstellt. Die installierte Leistung von Photovoltaikanlagen wird nach dem gleichen Prinzip in rot dargestellt.

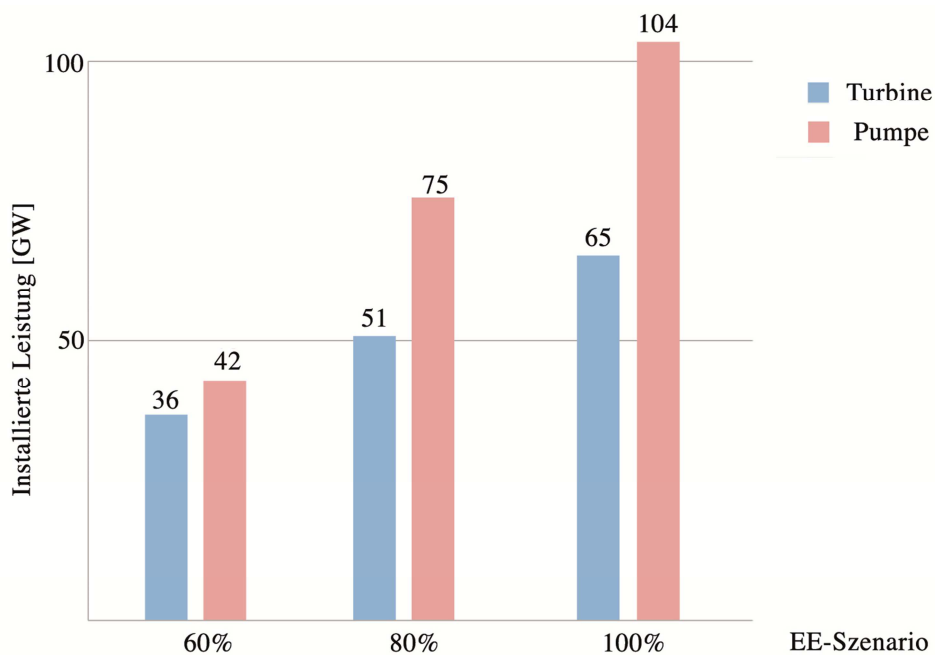
Abbildung 15 zeigt, dass sich der optimale Betrieb des PSW-Parks für das 60% EE-Szenario bei einem zusätzlichen Ausbau der Windenergieanlagen von 43 GW und der Photovoltaikanlagen von 7 GW einstellt. Für ein Szenario mit 80% EE-Anteil muss in Summe eine installierte Leistung der WEA von 124 GW vorhanden sein. Dazu ist der Ausbau von 79 GW notwendig, was in etwa der Anzahl von 26.400 Windrädern und damit der derzeit ausgebauten Menge an Windrädern entspricht. Zusätzlich müssen 25.000 Hektar Photovoltaikfläche errichtet werden, um die kumulierte Solar-Nennleistung von 65 GW bereitstellen zu können. Damit Deutschland seinen Strombedarf zu 100% aus Erneuerbaren Energien decken kann, müssten zusätzlich 121 GW Leistung für WEA und 32 GW Leistung für PVA installiert werden, was eine gesamte installierte Leistung von 166 GW für Windenergie- und 72 GW für Photovoltaikanlagen bedeutet.

Abbildung 15: Ausbaugrad volatiler Energieanlagen je Szenario



Für die dargestellten Ausbaugrade der volatilen Energieanlagen wird in *Kapitel 2 Energiewirtschaftliche Betrachtung* der Jahresverlauf der gesamten Erneuerbaren Energien und des Bedarfs dargestellt. Aufgrund von saisonalen sowie Tageszeit und Wochentag abhängigen Schwankungen ergibt sich ein Über- beziehungsweise Unterangebot an regenerativen Energien. Daraus ergeben sich in weiterer Folge die Nennleistungen für Pumpe und Turbine des idealen Pumpspeicherkraftwerkparcs, dargestellt in nachfolgender Abbildung 16.

Es konnte die Erkenntnis gewonnen werden, dass aufgrund kurzzeitiger, extremer Windspitzen erhöhte Pumpleistungen erforderlich sind, um den Ausgleich der Residuallast einzig durch PSW gewährleisten zu können. Dieses Thema wird in *Kapitel 5.2 Leistungsdiskrepanz zwischen Turbine und Pumpe* näher beschrieben.

Abbildung 16: Installierte Leistungen des Pumpspeicherparks je Szenario

Da das Ausbaupotential von Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland begrenzt ist, wurde als mögliche Alternative die Stromspeicherung in Norwegen betrachtet (*Kapitel 4*) und wirtschaftlich mit der Stromspeicherung in Deutschland verglichen (*Kapitel 5.3*). Dazu wurden die gesamten Stromgestehungskosten der zusätzlich erforderlichen Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen sowie Pumpspeicherkraftwerke für die Vorzugsvarianten ermittelt. Dabei gilt zu beachten, dass für die Speicherung in Norwegen die bestehenden Speicherkraftwerke mittels Maschinensätze aufgerüstet werden müssen, wohingegen in Deutschland neue PSW inklusive Becken errichtet werden müssen. Daher wurden unterschiedliche Formeln zur Ermittlung der spezifischen Stromgestehungskosten herangezogen.

In *Kapitel 3.3 Spezifische Stromgestehungskosten von Pumpspeicherkraftwerken* werden diese für Deutschland ermittelt, wobei verschiedene Ansätze verwendet wurden, um eine gewisse Bandbreite aufgrund schwankender Eingangsparameter darzustellen. Die spezifischen Stromgestehungskosten von PSW in Norwegen werden in *Kapitel 4.3* beschrieben. Auch hier werden minimale bis maximale LCOE angegeben, wobei die unterschiedlichen Kosten auf den Einfluss der schwankenden Volllaststunden und Pumppreise zurückzuführen sind.

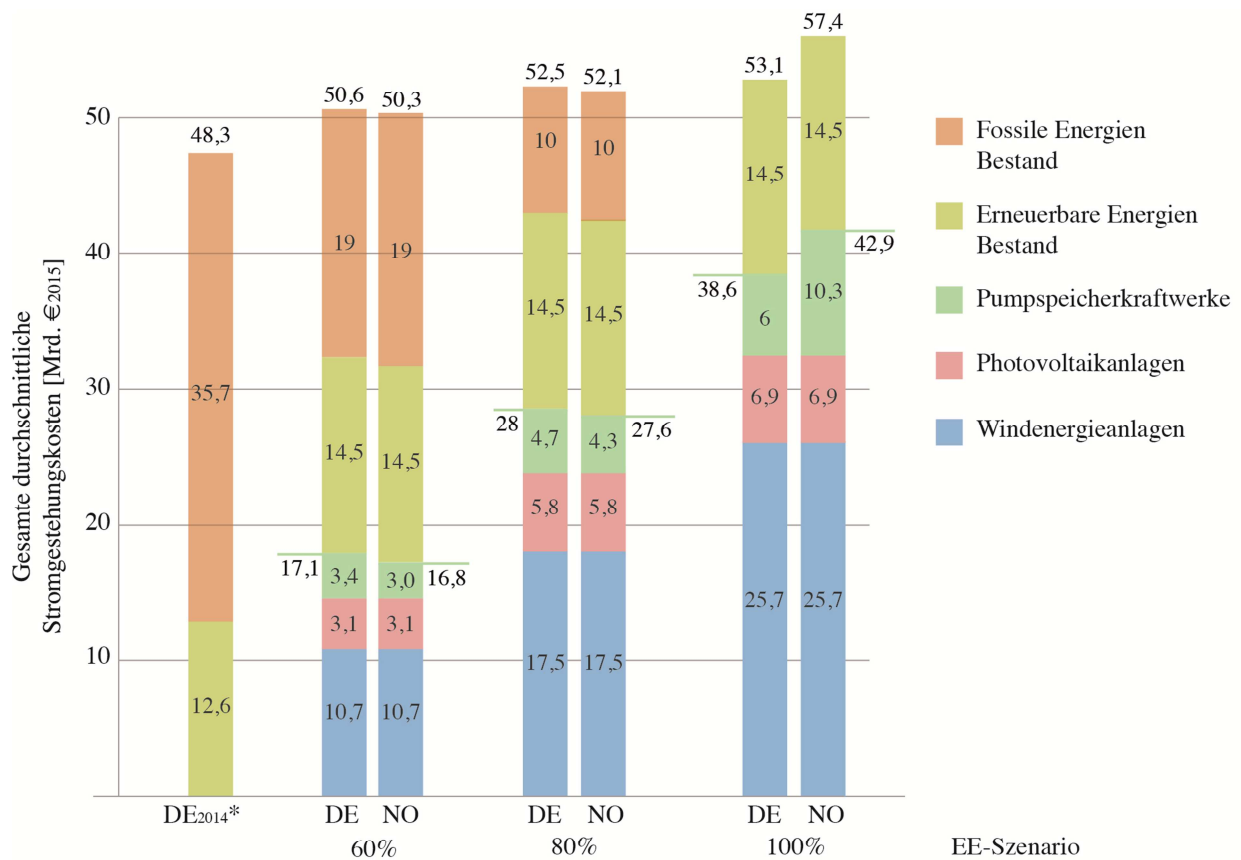
Da die LCOE von PSW in Deutschland keine Pumpkosten berücksichtigen, werden die gesamten Stromgestehungskosten für Norwegen in *Kapitel 5.3* beziehungsweise in nachfolgender Abbildung 17 ohne diese dargestellt.

Abbildung 17 zeigt die gesamten durchschnittlichen Stromerzeugungskosten für die Stromspeicherung in Deutschland (DE) und in Norwegen (NO). Diese werden für jedes Erneuerbare-Energie-Szenario und das Bezugsjahr 2015 dargestellt. Eine Ausnahme bildet der erste Balken, der die tatsächlichen Stromerzeugungskosten inklusive Vertrieb für das Jahr 2014 angibt und als Vergleichswert für die derzeitigen Stromerzeugungskosten dienen soll.

Im Gegensatz zur Gegenüberstellung in *Kapitel 5.3 Stromspeicherung in Deutschland versus in Norwegen* werden in der nachfolgenden Abbildung die Mittelwerte der minimalen, mittleren und maximalen Stromerzeugungskosten dargestellt. Es zeigt sich, dass bei einem Erneuerbaren Energie Anteil von 60% und 80% die Stromerzeugung mit adaptierten Speicherkraftwerken in Norwegen weniger kostet als die Stromerzeugung mit neu errichteten PSW in Deutschland. Bei einem EE-Anteil von 100% sind die Kosten für die Stromerzeugung mit neu errichteten PSW in Deutschland geringer. Generell sind die Gestehungskosten aller EE-Szenarien günstiger als die Stromerzeugungskosten für das Jahr 2014.

Zusätzlich zu den dargestellten Stromgestehungskosten muss für die Stromspeicherung in Deutschland mit Investitionskosten für den Netzausbau zwischen 29 Mrd. € und 70 Mrd. € je nach Szenario gerechnet werden, siehe auch *Kapitel 3.7 Ausbaurkosten des deutschen Stromnetzes*. Für die Stromspeicherung in Norwegen fallen die Netzausbaukosten in Deutschland mit 23 bis 55 Mrd. € zwar günstiger aus jedoch müssten zwischen 30 und 74 Interkonnektoren verlegt werden, um das in Deutschland erzeugte Überangebot in Norwegen zwischenspeichern zu können. Wodurch zusätzliche Investitionskosten zwischen 60 und 148 Milliarden Euro anfallen.

Abbildung 17: Wirtschaftlicher Vergleich zwischen der Stromspeicherung in Deutschland und in Norwegen



*Stromerzeugung und Vertrieb

Die Ergebnisse dieser Arbeit geben Anhalt zum erforderlichen Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland, um den Anteil an steigender Erneuerbarer Energien mit dieser möglichen Speichertechnologie auszugleichen. Des Weiteren ist es von Interesse die Flexibilität und Regelung der PSW selbst zu untersuchen. Besonders der stufenlosen Regelung von PSW und der hohe Effizienzgrad der Stromspeicherung kommt in Kombination mit volatilen Energieanlagen eine große Bedeutung zu.

Anhang³

Anhang 1: 60% EE-Szenario - Nennleistung der Windenergie- & Photovoltaikanlagen

Var.	Faktor Wind [-]	Faktor Solar [-]	GESAMTE Installierte Windleistung [MW]	NEU Installierte Windleistung [MW]	GESAMTE Installierte PV-Leistung [MW]	NEU Installierte PV-Leistung [MW]	Max. Leistung Turbine [MW]	Max. Leistung Pumpe [MW]
1)	1,0	5,5	32.607	0	141.965	102.178	37.570	114.454
2)	1,1	5,3	35.868	0	136.802	97.015	37.504	110.518
3)	1,2	5,1	39.128	0	131.640	91.853	37.439	106.583
4)	1,3	4,9	42.389	0	126.478	86.691	37.374	102.668
5)	1,4	4,7	45.650	703	121.315	81.528	37.309	99.435
6)	1,5	4,4	48.911	3.964	113.572	73.785	37.243	94.055
7)	1,6	4,2	52.171	7.224	108.409	68.622	37.178	90.985
8)	1,7	4,0	55.432	10.485	103.247	63.460	37.113	87.992
9)	1,8	3,8	58.693	13.746	98.085	58.298	37.048	85.083
10)	1,9	3,6	61.953	17.006	92.922	53.135	36.981	82.175
11)	2,0	3,3	65.214	20.267	85.179	45.392	36.916	76.993
12)	2,1	3,1	68.475	23.528	80.016	40.229	36.851	74.085
13)	2,2	2,9	71.735	26.788	74.854	35.067	36.786	71.176
14)	2,3	2,7	74.996	30.049	69.692	29.905	36.720	68.269
15)	2,4	2,4	78.257	33.310	61.948	22.161	36.655	63.086
16)	2,5	2,2	81.518	36.571	56.786	16.999	36.590	61.910
17)	2,6	2,0	84.778	39.831	51.624	11.837	36.525	61.048
18)	2,7	1,8	88.039	43.092	46.461	6.674	36.459	60.183
19)	2,8	1,6	91.300	46.353	41.299	1.512	36.394	60.895
20)	2,9	1,3	94.560	49.613	33.555	0	36.329	61.526
21)	3,0	1,1	97.821	52.874	28.393	0	36.263	64.786
22)	3,1	1,0	101.082	56.135	25.812	0	36.198	68.048

³ Das Energiemodell sowie die Berechnungen zu den Stromgestehungskosten können als Excel-Datei am Institut für Wasserbau und Wasserwirtschaft der Technischen Universität Graz angefordert werden.

Anhang 2: 80% EE-Szenario - Nennleistung der Windenergie- & Photovoltaikanlagen

Var.	Faktor Wind [-]	Faktor Solar [-]	GESAMTE Installierte Windleistung [MW]	NEU Installierte Windleistung [MW]	GESAMTE Installierte PV-Leistung [MW]	NEU Installierte PV-Leistung [MW]	Max. Leistung Turbine [MW]	Max. Leistung Pumpe [MW]
1)	1,0	8,7	32.607	0	224.562	184.775	52.704	181.330
2)	1,1	8,5	35.868	0	219.400	179.613	52.583	177.395
3)	1,2	8,3	39.128	0	214.238	174.451	52.518	173.459
4)	1,3	8,1	42.389	0	209.075	169.288	52.452	169.523
5)	1,4	7,9	45.650	703	203.913	164.126	52.387	165.587
6)	1,5	7,6	48.911	3.964	196.169	156.382	52.322	159.070
7)	1,6	7,4	52.171	7.224	191.007	151.220	52.257	155.134
8)	1,7	7,1	55.432	10.485	183.263	143.476	52.191	148.617
9)	1,8	7,0	58.693	13.746	180.682	140.895	52.126	147.263
10)	1,9	6,7	61.953	17.006	172.939	133.152	52.061	141.372
11)	2,0	6,5	65.214	20.267	167.776	127.989	51.996	138.056
12)	2,1	6,3	68.475	23.528	162.614	122.827	51.929	134.741
13)	2,2	6,1	71.735	26.788	157.452	117.665	51.864	131.566
14)	2,3	5,9	74.996	30.049	152.289	112.502	51.799	128.496
15)	2,4	5,6	78.257	33.310	144.546	104.759	51.734	123.228
16)	2,5	5,4	81.518	36.571	139.383	99.596	51.668	120.320
17)	2,6	5,2	84.778	39.831	134.221	94.434	51.603	117.411
18)	2,7	5,0	88.039	43.092	129.059	89.272	51.538	114.504
19)	2,8	4,7	91.300	46.353	121.315	81.528	51.473	109.321
20)	2,9	4,5	94.560	49.613	116.153	76.366	51.407	106.414
21)	3,0	4,3	97.821	52.874	110.991	71.204	51.342	103.505
22)	3,1	4,1	101.082	56.135	105.828	66.041	51.277	100.598
23)	3,2	3,9	104.342	59.395	100.666	60.879	51.212	97.690
24)	3,3	3,6	107.603	62.656	92.922	53.135	51.145	92.508
25)	3,4	3,4	110.864	65.917	87.760	47.973	51.080	89.599
26)	3,5	3,2	114.125	69.178	82.598	42.811	51.015	88.608
27)	3,6	3,0	117.385	72.438	77.435	37.648	50.950	87.744
28)	3,7	2,7	120.646	75.699	69.692	29.905	50.884	85.178
29)	3,8	2,5	123.907	78.960	64.529	24.742	50.819	84.321
30)	3,9	2,3	127.167	82.220	59.367	19.580	50.754	85.058
31)	4,0	2,1	130.428	85.481	54.205	14.418	50.688	85.794
32)	4,1	1,9	133.689	88.742	49.042	9.255	50.623	87.403
33)	4,2	1,6	136.949	92.002	41.299	1.512	50.558	90.664
34)	4,3	1,4	140.210	95.263	36.136	0	50.493	93.924
35)	4,4	1,2	143.471	98.524	30.974	0	50.427	97.185
36)	4,5	1,0	146.732	101.785	25.812	0	50.362	100.445

Anhang 3: 100% EE-Szenario - Nennleistung der Windenergie- & Photovoltaikanlagen

Var.	Faktor Wind [-]	Faktor Solar [-]	GESAMTE Installierte Windleistung [MW]	NEU Installierte Windleistung [MW]	GESAMTE Installierte PV-Leistung [MW]	NEU Installierte PV-Leistung [MW]	Max. Leistung Turbine [MW]	Max. Leistung Pumpe [MW]
1)	1,0	11,9	32.607	0	307.160	267.373	68.233	249.187
2)	1,1	11,7	35.868	0	301.997	262.210	67.972	244.271
3)	1,2	11,5	39.128	0	296.835	257.048	67.709	240.335
4)	1,3	11,3	42.389	0	291.673	251.886	67.530	236.398
5)	1,4	11,0	45.650	703	283.929	244.142	67.465	229.882
6)	1,5	10,8	48.911	3.964	278.767	238.980	67.400	225.946
7)	1,6	10,6	52.171	7.224	273.605	233.818	67.334	222.010
8)	1,7	10,4	55.432	10.485	268.442	228.655	67.269	218.073
9)	1,8	10,2	58.693	13.746	263.280	223.493	67.204	214.138
10)	1,9	9,9	61.953	17.006	255.536	215.749	67.139	207.621
11)	2,0	9,7	65.214	20.267	250.374	210.587	67.073	203.685
12)	2,1	9,5	68.475	23.528	245.212	205.425	67.008	199.750
13)	2,2	9,3	71.735	26.788	240.049	200.262	66.943	195.813
14)	2,3	9,0	74.996	30.049	232.306	192.519	66.877	189.296
15)	2,4	8,8	78.257	33.310	227.143	187.356	66.812	185.888
16)	2,5	8,6	81.518	36.571	221.981	182.194	66.747	182.574
17)	2,6	8,4	84.778	39.831	216.819	177.032	66.682	179.259
18)	2,7	8,2	88.039	43.092	211.656	171.869	66.615	175.944
19)	2,8	7,9	91.300	46.353	203.913	164.126	66.550	170.129
20)	2,9	7,7	94.560	49.613	198.750	158.963	66.485	166.814
21)	3,0	7,5	97.821	52.874	193.588	153.801	66.420	163.696
22)	3,1	7,3	101.082	56.135	188.426	148.639	66.354	160.739
23)	3,2	7,0	104.342	59.395	180.682	140.895	66.289	155.556
24)	3,3	6,8	107.603	62.656	175.520	135.733	66.224	152.647
25)	3,4	6,6	110.864	65.917	170.358	130.571	66.159	149.740
26)	3,5	6,4	114.125	69.178	165.195	125.408	66.093	146.832
27)	3,6	6,2	117.385	72.438	160.033	120.246	66.028	143.924
28)	3,7	5,9	120.646	75.699	152.289	112.502	65.963	138.741
29)	3,8	5,7	123.907	78.960	147.127	107.340	65.898	135.834
30)	3,9	5,5	127.167	82.220	141.965	102.178	65.832	132.926
31)	4,0	5,3	130.428	85.481	136.802	97.015	65.767	130.017
32)	4,1	5,0	133.689	88.742	129.059	89.272	65.702	124.836
33)	4,2	4,8	136.949	92.002	123.896	84.109	65.637	121.927
34)	4,3	4,6	140.210	95.263	118.734	78.947	65.570	119.020
35)	4,4	4,4	143.471	98.524	113.572	73.785	65.505	116.169
36)	4,5	4,2	146.732	101.785	108.409	68.622	65.440	115.305
37)	4,6	3,9	149.992	105.045	100.666	60.879	65.374	112.737
38)	4,7	3,7	153.253	108.306	95.503	55.716	65.309	111.875
39)	4,8	3,5	156.514	111.567	90.341	50.554	65.244	111.011
40)	4,9	3,3	159.774	114.827	85.179	45.392	65.179	110.147
41)	5,0	3,1	163.035	118.088	80.016	40.229	65.113	110.181
42)	5,1	2,8	166.296	121.349	72.273	32.486	65.048	109.956
43)	5,2	2,6	169.556	124.609	67.111	27.324	64.983	110.692
44)	5,3	2,4	172.817	127.870	61.948	22.161	64.918	113.279

45)	5,4	2,2	176.078	131.131	56.786	16.999	64.851	116.540
46)	5,5	1,9	179.339	134.392	49.042	9.255	64.786	119.800
47)	5,6	1,7	182.599	137.652	43.880	4.093	64.721	123.061
48)	5,7	1,5	185.860	140.913	38.718	0	64.656	126.321
49)	5,8	1,3	189.121	144.174	33.555	0	64.590	129.582
50)	5,9	1,0	192.381	147.434	25.812	0	64.525	132.844

Anhang 4: 60% EE-Szenario – Auszug aus dem Energiemodell

					Lastgang 2015				Extrapolierter Lastgang			Biomasse & Wasserkraft			Auslegung Turbine & Pumpe						
60% EE	Tag	Datum	Von	Bis	Wind [MW]	Solar [MW]	Σ [MW]	Bedarf [MW]	Wind [MW]	Solar [MW]	Σ [MW]	Biomasse [MW]	Wasserkraft [MW]	Σ EE [MW]	Differenz [MW]	Turbine [MW]	Pumpe [MW]				
Wind _{MAX}	346	21.12.2015	22:00	23:00	32.607	-	32.607	66.259	88.039	-	88.039	5.112	1.609	94.760	55.004	-	55.004				
Wind _{MIN}	299	03.11.2015	13:00	14:00	153	8.603	8.756	74.272	412	15.486	15.898	5.112	1.868	22.877	- 21.686	- 21.686	-				
Solar _{MAX}	108	21.04.2015	12:00	13:00	12.265	25.812	38.076	78.606	33.114	46.461	79.575	5.112	2.277	86.964	39.800	-	39.800				
Bedarf _{MAX}	87	30.03.2015	13:00	14:00	28.893	13.219	42.112	82.742	78.011	23.794	101.805	5.112	2.283	109.200	59.554	-	59.554				
Bedarf _{MIN}	141	25.05.2015	01:00	02:00	1.797	-	1.797	41.712	4.851	-	4.851	5.112	2.927	12.890	- 12.137	- 12.137	-				
Turbine _{MAX}	299	03.11.2015	17:00	18:00	653	-	653	75.391	1.764	-	1.764	5.112	1.900	8.776	- 36.459	- 36.459	-				
Pumpe _{MAX}	149	02.06.2015	13:00	14:00	25.439	17.037	42.476	78.892	68.684	30.667	99.351	5.112	3.056	107.518	60.183	-	60.183				
EE _{MAX}	87	30.03.2015	13:00	14:00	28.893	13.219	42.112	82.742	78.011	23.794	101.805	5.112	2.283	109.200	59.554	-	59.554				
Lastgang eines Tages					143	27.05.2015	00:00	01:00	7.443	-	7.443	55.215	20.097	-	20.097	5.112	3.001	28.209	- 4.920	- 4.920	-
					143	27.05.2015	01:00	02:00	8.142	-	8.142	56.058	21.982	-	21.982	5.112	2.995	30.089	- 3.545	- 3.545	-
					143	27.05.2015	02:00	03:00	8.385	-	8.385	57.200	22.640	-	22.640	5.112	2.986	30.737	- 3.583	- 3.583	-
					143	27.05.2015	03:00	04:00	7.880	0,3	7.880	57.811	21.276	0,5	21.276	5.112	2.984	29.372	- 5.315	- 5.315	-
					143	27.05.2015	04:00	05:00	7.027	165	7.192	58.996	18.972	297	19.269	5.112	2.985	27.366	- 8.032	- 8.032	-
					143	27.05.2015	05:00	06:00	6.107	1.329	7.436	63.700	16.488	2.393	18.881	5.112	2.976	26.968	- 11.252	- 11.252	-
					143	27.05.2015	06:00	07:00	5.583	3.596	9.179	68.672	15.074	6.472	21.546	5.112	2.969	29.627	- 11.576	- 11.576	-
					143	27.05.2015	07:00	08:00	5.432	6.418	11.850	71.215	14.667	11.552	26.219	5.112	2.970	34.302	- 8.427	- 8.427	-
					143	27.05.2015	08:00	09:00	5.662	9.398	15.060	72.434	15.287	16.916	32.203	5.112	2.976	40.290	- 3.170	- 3.170	-
					143	27.05.2015	09:00	10:00	5.437	11.005	16.442	74.128	14.679	19.809	34.488	5.112	2.980	42.580	- 1.897	- 1.897	-
					143	27.05.2015	10:00	11:00	5.266	11.105	16.371	74.633	14.218	19.989	34.207	5.112	2.980	42.298	- 2.481	- 2.481	-
					143	27.05.2015	11:00	12:00	5.312	11.449	16.761	73.975	14.342	20.608	34.949	5.112	2.983	43.044	- 1.341	- 1.341	-
					143	27.05.2015	12:00	13:00	5.346	12.053	17.399	73.481	14.434	21.696	36.129	5.112	2.987	44.228	140	-	140
					143	27.05.2015	13:00	14:00	5.401	12.806	18.207	72.671	14.583	23.050	37.633	5.112	2.991	45.736	2.133	-	2.133
					143	27.05.2015	14:00	15:00	5.076	11.950	17.026	71.324	13.706	21.509	35.215	5.112	2.999	43.326	532	-	532
					143	27.05.2015	15:00	16:00	4.303	10.021	14.324	68.951	11.619	18.038	29.657	5.112	3.005	37.773	- 3.598	- 3.598	-
					143	27.05.2015	16:00	17:00	3.453	7.871	11.324	68.184	9.322	14.168	23.490	5.112	3.004	31.606	- 9.305	- 9.305	-
					143	27.05.2015	17:00	18:00	2.697	5.437	8.133	67.513	7.281	9.786	17.067	5.112	3.007	25.185	- 15.323	- 15.323	-
					143	27.05.2015	18:00	19:00	1.919	2.647	4.566	66.176	5.181	4.764	9.945	5.112	3.009	18.066	- 21.640	- 21.640	-
					143	27.05.2015	19:00	20:00	1.658	641	2.299	64.277	4.475	1.154	5.629	5.112	3.011	13.752	- 24.815	- 24.815	-
					143	27.05.2015	20:00	21:00	2.430	26	2.457	64.674	6.562	47	6.609	5.112	3.013	14.734	- 24.070	- 24.070	-
					143	27.05.2015	21:00	22:00	3.941	-	3.941	63.033	10.641	-	10.641	5.112	3.013	18.766	- 19.054	- 19.054	-
					143	27.05.2015	22:00	23:00	5.418	-	5.418	59.635	14.627	-	14.627	5.112	3.017	22.756	- 13.025	- 13.025	-
					143	27.05.2015	23:00	00:00	6.430	-	6.430	56.889	17.361	-	17.361	5.112	2.926	25.398	- 8.735	- 8.735	-

Anhang 5: 80% EE-Szenario - Auszug aus dem Energiemodell

					Lastgang 2015				Extrapolierter Lastgang			Biomasse & Wasserkraft			Auslegung Turbine & Pumpe						
80% EE	Tag	Datum	Von	Bis	Wind [MW]	Solar [MW]	Σ [MW]	Bedarf [MW]	Wind [MW]	Solar [MW]	Σ [MW]	Biomasse [MW]	Wasserkraft [MW]	Σ EE [MW]	Differenz [MW]	Turbine [MW]	Pumpe [MW]				
Wind _{MAX}	346	21.12.2015	22:00	23:00	32.607	-	32.607	66.259	123.907	-	123.907	5.112	1.609	130.627	77.620	-	77.620				
Wind _{MIN}	299	03.11.2015	13:00	14:00	153	8.603	8.756	74.272	580	21.508	22.088	5.112	1.868	29.067	- 30.350	- 30.350	-				
Solar _{MAX}	108	21.04.2015	12:00	13:00	12.265	25.812	38.076	78.606	46.605	64.529	111.134	5.112	2.277	118.523	55.638	-	55.638				
Bedarf _{MAX}	87	30.03.2015	13:00	14:00	28.893	13.219	42.112	82.742	78.011	23.794	101.805	# 5.112	2.283	109.200	# 59.554	-	59.554				
Bedarf _{MIN}	141	25.05.2015	01:00	02:00	1.797	-	1.797	41.712	4.851	-	4.851	# 5.112	2.927	12.890	# - 12.137	- 12.137	-				
Turbine _{MAX}	299	03.11.2015	17:00	18:00	653	-	653	75.391	2.482	-	2.482	5.112	1.900	9.494	- 50.819	- 50.819	-				
Pumpe _{MAX}	350	26.12.2015	11:00	12:00	26.572	9.606	36.178	58.954	100.974	24.015	124.989	5.112	1.384	131.484	84.321	-	84.321				
EE _{MAX}	87	30.03.2015	13:00	14:00	28.893	13.219	42.112	82.742	109.793	33.047	142.840	5.112	2.283	150.235	84.041	-	84.041				
Lastgang eines Tages					143	27.05.2015	00:00	01:00	7.443	-	7.443	55.215	28.284	-	28.284	5.112	3.001	36.397	- 7.775	- 7.775	-
					143	27.05.2015	01:00	02:00	8.142	-	8.142	56.058	30.938	-	30.938	5.112	2.995	39.045	- 5.801	- 5.801	-
					143	27.05.2015	02:00	03:00	8.385	-	8.385	57.200	31.863	-	31.863	5.112	2.986	39.961	- 5.799	- 5.799	-
					143	27.05.2015	03:00	04:00	7.880	0,3	7.880	57.811	29.944	0,6	29.945	5.112	2.984	38.040	- 8.208	- 8.208	-
					143	27.05.2015	04:00	05:00	7.027	165	7.192	58.996	26.702	412	27.114	5.112	2.985	35.210	- 11.986	- 11.986	-
					143	27.05.2015	05:00	06:00	6.107	1.329	7.436	63.700	23.206	3.323	26.529	5.112	2.976	34.616	- 16.344	- 16.344	-
					143	27.05.2015	06:00	07:00	5.583	3.596	9.179	68.672	21.215	8.989	30.204	5.112	2.969	38.285	- 16.652	- 16.652	-
					143	27.05.2015	07:00	08:00	5.432	6.418	11.850	71.215	20.643	16.045	36.688	5.112	2.970	44.770	- 12.202	- 12.202	-
					143	27.05.2015	08:00	09:00	5.662	9.398	15.060	72.434	21.515	23.494	45.009	5.112	2.976	53.097	- 4.851	- 4.851	-
					143	27.05.2015	09:00	10:00	5.437	11.005	16.442	74.128	20.659	27.513	48.171	5.112	2.980	56.263	- 3.039	- 3.039	-
					143	27.05.2015	10:00	11:00	5.266	11.105	16.371	74.633	20.011	27.762	47.773	5.112	2.980	55.864	- 3.842	- 3.842	-
					143	27.05.2015	11:00	12:00	5.312	11.449	16.761	73.975	20.185	28.622	48.807	5.112	2.983	56.901	- 2.279	- 2.279	-
					143	27.05.2015	12:00	13:00	5.346	12.053	17.399	73.481	20.314	30.133	50.447	5.112	2.987	58.546	- 239	- 239	-
					143	27.05.2015	13:00	14:00	5.401	12.806	18.207	72.671	20.525	32.014	52.539	5.112	2.991	60.641	2.504	-	2.504
					143	27.05.2015	14:00	15:00	5.076	11.950	17.026	71.324	19.290	29.874	49.164	5.112	2.999	57.275	216	-	216
					143	27.05.2015	15:00	16:00	4.303	10.021	14.324	68.951	16.352	25.053	41.405	5.112	3.005	49.521	- 5.640	- 5.640	-
					143	27.05.2015	16:00	17:00	3.453	7.871	11.324	68.184	13.120	19.678	32.798	5.112	3.004	40.913	- 13.634	- 13.634	-
					143	27.05.2015	17:00	18:00	2.697	5.437	8.133	67.513	10.247	13.592	23.839	5.112	3.007	31.957	- 22.054	- 22.054	-
					143	27.05.2015	18:00	19:00	1.919	2.647	4.566	66.176	7.292	6.616	13.908	5.112	3.009	22.029	- 30.912	- 30.912	-
					143	27.05.2015	19:00	20:00	1.658	641	2.299	64.277	6.299	1.603	7.901	5.112	3.011	16.024	- 35.398	- 35.398	-
					143	27.05.2015	20:00	21:00	2.430	26	2.457	64.674	9.235	66	9.301	5.112	3.013	17.426	- 34.313	- 34.313	-
					143	27.05.2015	21:00	22:00	3.941	-	3.941	63.033	14.976	-	14.976	5.112	3.013	23.101	- 27.325	- 27.325	-
					143	27.05.2015	22:00	23:00	5.418	-	5.418	59.635	20.587	-	20.587	5.112	3.017	28.715	- 18.992	- 18.992	-
					143	27.05.2015	23:00	00:00	6.430	-	6.430	56.889	24.434	-	24.434	5.112	2.926	32.471	- 13.040	- 13.040	-

Anhang 6: 100% EE-Szenario - Auszug aus dem Energiemodell

					Lastgang 2015				Extrapolierter Lastgang			Biomasse & Wasserkraft			Auslegung Turbine & Pumpe						
100% EE	Tag	Datum	Von	Bis	Wind [MW]	Solar [MW]	Σ [MW]	Bedarf [MW]	Wind [MW]	Solar [MW]	Σ [MW]	Biomasse [MW]	Wasserkraft [MW]	Σ EE [MW]	Differenz [MW]	Turbine [MW]	Pumpe [MW]				
Wind _{MAX}	346	21.12.2015	22:00	23:00	32.607	-	32.607	66.259	166.296	-	166.296	5.112	1.609	173.017	106.758	-	106.758				
Wind _{MIN}	299	03.11.2015	13:00	14:00	153	8.603	8.756	74.272	778	24.089	24.867	5.112	1.868	31.846	- 42.425	- 42.425	-				
Solar _{MAX}	108	21.04.2015	12:00	13:00	12.265	25.812	38.076	78.606	62.549	72.273	134.822	5.112	2.277	142.211	63.604	-	63.604				
Bedarf _{MAX}	87	30.03.2015	13:00	14:00	28.893	13.219	42.112	82.742	78.011	23.794	101.805	5.112	2.283	109.200	59.554	-	59.554				
Bedarf _{MIN}	141	25.05.2015	01:00	02:00	1.797	-	1.797	41.712	4.851	-	4.851	5.112	2.927	12.890	- 12.137	- 12.137	-				
Turbine _{MAX}	299	03.11.2015	17:00	18:00	653	-	653	75.391	3.332	-	3.332	5.112	1.900	10.343	- 65.048	- 65.048	-				
Pumpe _{MAX}	350	26.12.2015	11:00	12:00	26.572	9.606	36.178	58.954	135.517	26.897	162.414	5.112	1.384	168.910	109.956	-	109.956				
EE _{MAX}	87	30.03.2015	13:00	14:00	28.893	13.219	42.112	82.742	147.354	37.013	184.367	5.112	2.283	191.762	109.019	-	109.019				
Lastgang eines Tages					143	27.05.2015	00:00	01:00	7.443	-	7.443	55.215	37.961	-	37.961	5.112	3.001	46.073	- 9.142	- 9.142	-
					143	27.05.2015	01:00	02:00	8.142	-	8.142	56.058	41.522	-	41.522	5.112	2.995	49.629	- 6.429	- 6.429	-
					143	27.05.2015	02:00	03:00	8.385	-	8.385	57.200	42.764	-	42.764	5.112	2.986	50.861	- 6.338	- 6.338	-
					143	27.05.2015	03:00	04:00	7.880	0,3	7.880	57.811	40.188	0,7	40.189	5.112	2.984	48.284	- 9.527	- 9.527	-
					143	27.05.2015	04:00	05:00	7.027	165	7.192	58.996	35.836	461	36.298	5.112	2.985	44.394	- 14.601	- 14.601	-
					143	27.05.2015	05:00	06:00	6.107	1.329	7.436	63.700	31.144	3.722	34.866	5.112	2.976	42.954	- 20.747	- 20.747	-
					143	27.05.2015	06:00	07:00	5.583	3.596	9.179	68.672	28.473	10.067	38.541	5.112	2.969	46.622	- 22.050	- 22.050	-
					143	27.05.2015	07:00	08:00	5.432	6.418	11.850	71.215	27.704	17.970	45.675	5.112	2.970	53.757	- 17.458	- 17.458	-
					143	27.05.2015	08:00	09:00	5.662	9.398	15.060	72.434	28.875	26.314	55.189	5.112	2.976	63.276	- 9.158	- 9.158	-
					143	27.05.2015	09:00	10:00	5.437	11.005	16.442	74.128	27.726	30.814	58.540	5.112	2.980	66.632	- 7.495	- 7.495	-
					143	27.05.2015	10:00	11:00	5.266	11.105	16.371	74.633	26.857	31.093	57.950	5.112	2.980	66.041	- 8.591	- 8.591	-
					143	27.05.2015	11:00	12:00	5.312	11.449	16.761	73.975	27.090	32.057	59.146	5.112	2.983	67.241	- 6.734	- 6.734	-
					143	27.05.2015	12:00	13:00	5.346	12.053	17.399	73.481	27.263	33.749	61.012	5.112	2.987	69.111	- 4.370	- 4.370	-
					143	27.05.2015	13:00	14:00	5.401	12.806	18.207	72.671	27.546	35.855	63.402	5.112	2.991	71.505	- 1.167	- 1.167	-
					143	27.05.2015	14:00	15:00	5.076	11.950	17.026	71.324	25.889	33.459	59.347	5.112	2.999	67.459	- 3.865	- 3.865	-
					143	27.05.2015	15:00	16:00	4.303	10.021	14.324	68.951	21.947	28.059	50.005	5.112	3.005	58.122	- 10.830	- 10.830	-
					143	27.05.2015	16:00	17:00	3.453	7.871	11.324	68.184	17.609	22.039	39.648	5.112	3.004	47.763	- 20.420	- 20.420	-
					143	27.05.2015	17:00	18:00	2.697	5.437	8.133	67.513	13.752	15.223	28.975	5.112	3.007	37.094	- 30.420	- 30.420	-
					143	27.05.2015	18:00	19:00	1.919	2.647	4.566	66.176	9.787	7.410	17.197	5.112	3.009	25.318	- 40.858	- 40.858	-
					143	27.05.2015	19:00	20:00	1.658	641	2.299	64.277	8.453	1.795	10.248	5.112	3.011	18.371	- 45.907	- 45.907	-
143	27.05.2015	20:00	21:00	2.430	26	2.457	64.674	12.394	74	12.468	5.112	3.013	20.593	- 44.081	- 44.081	-					
143	27.05.2015	21:00	22:00	3.941	-	3.941	63.033	20.099	-	20.099	5.112	3.013	28.224	- 34.809	- 34.809	-					
143	27.05.2015	22:00	23:00	5.418	-	5.418	59.635	27.629	-	27.629	5.112	3.017	35.758	- 23.876	- 23.876	-					
143	27.05.2015	23:00	00:00	6.430	-	6.430	56.889	32.793	-	32.793	5.112	2.926	40.830	- 16.059	- 16.059	-					

Literaturverzeichnis

- [1] **eurostat (2016)**. Stromerzeugung, Stromverbrauch und Marktübersicht. [Online] <http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/pdfscache/18681.pdf> [08.02.2017]
- [2] **Deutsche Bundesregierung (2010)**. Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. [Online] https://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?__blob=publicationFile&v=5 [08.02.2017]
- [3] **Giesecke, J. und Mosonyi, E. (2009)**. Wasserkraftanlagen. Planung, Bau und Betrieb. 5. Auflage. Berlin : Springer. 978-3-540-88989-2 (eBook).
- [4] **Norddeutscher Rundfunk (2016)**. Spatenstich für XXL-Stromtrasse nach Norwegen. [Online] <http://www.ndr.de/nachrichten/schleswig-holstein/Spatenstich-fuer-XXL-Stromtrasse-nach-Norwegen,nordlink130.html> [08.02.2017.]
- [5] **Amprion (2015)**. Photovoltaikeinspeisung. [Online] <http://www.amprion.net/photovoltaikeinspeisung> [30.04.2016]
- [6] **Amprion (2015)**. Solarenergieeinspeisung. [Online] <http://www.amprion.net/windenergieeinspeisung> [30.04.2016]
- [7] **TenneT (2015)**. Tatsächliche und prognostizierte Solarenergieeinspeisung. [Online] http://www.tennetso.de/site/de/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen/tatsaechliche-und-prognostizierte-solarenergieeinspeisung_land?lang=de_DE [12.05.2016]
- [8] **TenneT (2015)**. Tatsächliche und prognostizierte Windenergieeinspeisung. [Online] <http://www.tennetso.de/site/de/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen/tatsaechliche-und-prognostizierte-windenergieeinspeisung> [12.05.2016]
- [9] **TransnetBW (2015)**. Fotovoltaikeinspeisung Prognose + Hochrechnung. [Online] <https://www.transnetbw.de/de/kennzahlen/erneuerbare-energien/fotovoltaik> [12.05.2016]

- [10] **TransnetBW (2015)**. Windeinspeisung Prognose + Hochrechnung. [Online] <https://www.transnetbw.de/de/kennzahlen/erneuerbare-energien/windenergie>
[12.05.2016]
- [11] **50Hertz (2015)**. Hochrechnungswerte Photovoltaik 2015. [Online] <http://www.50hertz.com/de/Kennzahlen/Photovoltaik/Archiv-Photovoltaik>
[12.05.2016]
- [12] **50Hertz (2015)**. Hochrechnungswerte Windeenergieeinspeisung 2015. [Online] <http://www.50hertz.com/de/Kennzahlen/Windenergie/Archiv-Windenergie>
[12.05.2016]
- [13] **Agora Energiewende (2016)**. Agorameter v6.1. [xls-Dokument] Berlin : Agora Energiewende
- [14] **Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme ISE (2013)**. Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. [Online] <https://www.ise.fraunhofer.de/de/daten-zu-erneuerbaren-energien> [28.01.2017]
- [15] **Neubarth, J. (2015)**. Bewertung der wirtschaftlichen Perspektiven des Projekts Murkraftwerk Graz. Spezifische Investitions- und Stromgestehungskosten sowie Cash-Flow-Analyse. Innsbruck : e3 consult GmbH
- [16] **Pöhler, F. (2015)**. Pumpspeicher-Kraftwerke (PSW). [Online] https://www.energie-innovativ.de/fileadmin/user_upload/energie_innovativ/Energiedialog/Dokumente/2015-01-10-Pumpspeicher-Kraftwerke-Poehler.pdf [15.01.2017]
- [17] **Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (2014)**. Gutachten zur Rentabilität von Pumpspeicherkraftwerken. [Online] https://www.stmwi.bayern.de/fileadmin/user_upload/stmwivt/Themen/Energie_und_Rohstoffe/Dokumente_und_Cover/2014-Pumpspeicher-Rentabilitaetsanalyse.pdf
[11.11.2016]
- [18] **Konto-Report (2015)**. Inflation in Deutschland und der Welt [Online] <http://konto-report.de/download/inflation-deutschland/> [7.01.2017.]

- [19] **Deutsche Energie-Agentur GmbH (2012).** Eine erfolgreiche Energiewende bedarf des Ausbaus der Stromverteilnetze in Deutschland. dena-Verteilnetzstudie: Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse der Studie "Ausbau- und Innovationsbedarf in den Stromverteilnetzen in Deutschland bis 2030"durch die. Projektsteuergruppe. [Online] <https://www.dena.de/themenprojekte/projekte/energiesysteme/dena-verteilnetzstudie/> [29.01.2017.]
- [20] **Prognos AG (2012).** Bedeutung der internationalen Wasserkraft-Speicherung für die Energiewende. [Online] <https://www.prognos.com/publikationen/allepublikationen/294/show/57c7b33e87d0a193664be0c72de22af8/> [29.01.2017.]
- [21] **eSTORAGE (2015).** Overview of potential locations for new Pumped Storage Plants in EU15, Switzerland and Norway. [Online] <http://www.estorage-project.eu/document-library/> [29.01.2017]
- [22] **Korpås, M., Wolfgang, O. & Aam, S. (2016).** Norwegian pumped hydro for providing peaking power in a low-carbon European power market. Cost comparison against OCGT and CCGT. [Online] <http://www.cedren.no/Projekter/HydroBalance/Publikasjoner> [27.01.2017.]
- [23] **Panos, K. (2013).** Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. Berlin : Springer Vieweg. 978-3-642-37265-0 (eBook).
- [24] **STROMVERGLEICH.** Strompreise & Erzeugerpreise 2006 – 2014. Entwicklung der Strompreise und der Kosten für Stromerzeugung & Vertrieb. [Online] <https://1-stromvergleich.com/download/strompreise-stromerzeugung/> [15.03.2017]
- [25] **STROMVERGLEICH.** Strommix in Deutschland 2014. Anteil der einzelnen Energiequellen an der Bruttostromerzeugung. [Online] <https://1-stromvergleich.com/download/stromerzeugung/> [15.03.2017]

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: 60% EE-Szenario – Jahresganglinie des Bedarfs und der einzelnen EE	8
Abbildung 2: 60% EE-Szenario – Jahresganglinie des Bedarfs und der gesamten EE	8
Abbildung 3: 60% EE-Szenario - Lastgang von Turbine und Pumpe	9
Abbildung 4: 60% EE-Szenario - Jahresdauerlinie von Turbine und Pumpe	10
Abbildung 5: 80% EE-Szenario - Jahresganglinie des Bedarfs und der einzelnen EE.....	12
Abbildung 6: 80% EE-Szenario - Jahresganglinie des Bedarfs und der gesamten EE	13
Abbildung 7: 80% EE-Szenario - Lastgang von Turbine und Pumpe	13
Abbildung 8: 80% EE-Szenario - Jahresganglinie von Turbine und Pumpe	14
Abbildung 9: 100% EE-Szenario - Jahresganglinie des Bedarfs und der einzelnen EE.....	16
Abbildung 10: 100% EE-Szenario - Jahresganglinie des Bedarfs und der gesamten EE	17
Abbildung 11: 100% EE-Szenario - Lastgang von Turbine und Pumpe	17
Abbildung 12: 100% EE-Szenario - Jahresdauerlinie für Turbine und Pumpe	18
Abbildung 13: Benchmarking - Leistungsbezogene Investitionskosten von PSW	22
Abbildung 14: Inflation in Deutschland und der Welt	27
Abbildung 15: Ausbaugrad volatiler Energieanlagen je Szenario	45
Abbildung 16: Installierte Leistungen des Pumpspeicherparks je Szenario	46
Abbildung 17: Wirtschaftlicher Vergleich zwischen der Stromspeicherung in.....	48

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: 60% EE-Szenario - Ergebnisse der Variantenstudie	6
Tabelle 2: 80% EE-Szenario - Ergebnisse der Variantenstudie	10
Tabelle 3: 100% EE-Szenario - Ergebnis der Variantenstudie	15
Tabelle 4: Ergebnisse der Investitionskostenanalyse	23
Tabelle 5: Betriebskosten von PSW	24
Tabelle 6: Ergebnisse der Betriebskostenanalyse	25
Tabelle 7: Minimaler, mittlerer und maximaler realer Zinssatz.....	27
Tabelle 8: Spezifische Stromgestehungskosten von Pumpspeicherkraftwerken	28
Tabelle 9: Stromgestehungskosten von PSW in Deutschland	29
Tabelle 10: Stromgestehungskosten von Onshore Windenergieanlagen	31
Tabelle 11: Stromgestehungskosten von Offshore Windenergieanlagen	31
Tabelle 12: Stromgestehungskosten von On- und Offshore Windenergieanlagen	32
Tabelle 13: Stromgestehungskosten von Photovoltaikanlagen	32
Tabelle 14: Gesamte Stromgestehungskosten für die Stromspeicherung in	33
Tabelle 15: Ausbaurkosten des deutschen Verteilnetzes.....	34
Tabelle 16: Eingabeparameter LCOE von ausgebauten Speicherkraftwerken	36
Tabelle 17: Ergebnisse der LCOE-Berechnung für ausgebaute Speicherkraftwerke	37
Tabelle 18: Stromgestehungskosten von PSW in Norwegen.....	38
Tabelle 19: Gesamte Stromgestehungskosten für die Stromspeicherung in Norwegen	39
Tabelle 20: Vergleich der Ausbauziele von volatilen Energieanlagen	40
Tabelle 21: Gesamte Stromgestehungskosten für Deutschland und Norwegen	42
Tabelle 22: Gesamte Stromgestehungskosten exkl. Pumpkosten für Norwegen.....	42

Formelverzeichnis

Formel 1: Spezifische Stromgestehungskosten.....	20
Formel 2: Investitionskosten für PSW	21
Formel 3: Realer kalkulatorischer Zinssatz.....	26
Formel 4: Spezifische Stromgestehungskosten von ausgebauten Speicherkraftwerken.....	36