

Gutachten zur Rentabilität von Pumpspeicherkraftwerken

Gutachten zur Rentabilität von Pumpspeicherkraftwerken

| | |
|----------------------------|---|
| Auftraggeber: | Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie |
| FfE-Auftragsnummer: | StMWIVT-13 |
| Bearbeiter/in: | JConrad, CPellinger, MHinterstocker |
| Fertigstellung: | September 2014 |

Impressum:

Endbericht
Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE)

zum Projekt:

Gutachten zur Rentabilität von
Pumpspeicherkraftwerken

Auftraggeber:

Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft,
Medien, Energie und Technologie

Kontakt:

Am Blütenanger 71
80995 München
Tel.: +49 (0) 89 158121-0
Fax: +49 (0) 89 158121-10
E-Mail: info@ffe.de
Internet: www.ffe.de

Wissenschaftlicher Leiter:

Prof. Dr.-Ing. U. Wagner

Geschäftsführer:

Prof. Dr.-Ing. W. Mauch

Projekt-Manager:

Dr.-Ing. Dipl.-Phys. R. Corradini

Inhalt

| | | |
|----------|--|-----------|
| 1 | Management Summary | 2 |
| 2 | Ausgangssituation | 3 |
| 3 | Zielsetzung | 4 |
| 3.1 | Ziele der Bundes- und Staatsregierung | 4 |
| 3.2 | Ziele der Studie | 4 |
| 4 | Wirtschaftlichkeit des Baus und Betriebs von Pumpspeicherkraftwerken .. | 4 |
| 4.1 | Rechtliche und Regulatorische Rahmenbedingungen | 5 |
| 4.1.1 | Strombezugskosten..... | 5 |
| 4.1.2 | Ökologische Anforderungen | 7 |
| 4.2 | Technische Auslegungswerte..... | 7 |
| 4.2.1 | Leistung und Kapazität..... | 7 |
| 4.2.2 | Verluste..... | 8 |
| 4.2.3 | Technische Lebensdauer | 8 |
| 4.2.4 | Schaltzeiten | 10 |
| 4.2.5 | Nichtverfügbarkeit | 11 |
| 4.3 | Wirtschaftlichkeit | 11 |
| 4.3.1 | Investition und Betriebskosten..... | 11 |
| 4.3.2 | Betrachtete Märkte | 13 |
| 4.3.3 | Erlösoptimierung | 14 |
| 4.3.4 | Investitionsrechnung | 17 |
| 5 | Fazit | 19 |
| 6 | Literaturverzeichnis | 20 |

Abbildungsverzeichnis

| | | |
|----------------|--|----|
| ABBILDUNG 4-1: | <i>MÖGLICHKEITEN DER BEFREIUNG VON UMLAGEN FÜR PUMPSPEICHERKRAFTWERKS BETREIBER</i> | 7 |
| ABBILDUNG 4-2: | <i>EINFLUSS EINER VERVIELFACHUNG DER BETRIEBSARTENWECHSEL AUF EINZELNE KOMPONENTEN VON PSW /VGB-08 09/</i> 10 | |
| ABBILDUNG 4-3: | <i>VISUALISIERUNG DER KOSTENFUNKTION FÜR PSW AUF BASIS DER INVESTITIONEN VON GEPLANTEN PSW IN DEUTSCHLAND UND ÖSTERREICH</i> | 12 |
| ABBILDUNG 4-4: | <i>REIHENFOLGE DER REGELLEISTUNGSAKTIVIERUNG</i> | 14 |
| ABBILDUNG 4-5: | <i>LEISTUNGSGANG DER PUMPE UND TURBINE BEI REINER DAYAHEAD-VERMARKTUNG FÜR EINE BEISPIELHAFTE WOCHEN (OBEN) UND VERLAUF DES SPEICHERFÜLLSTANDES IM SELBEN ZEITRAUM (UNTEN)</i> | 16 |
| ABBILDUNG 4-6: | <i>VERGLEICH DES MITTLEREN SIMULIERTEN TAGESGANGS VON PUMPE UND TURBINE MIT REALEN DATEN. ERZEUGUNGSDATEN VON /EEX-08 12/ UND LEISTUNGSDATEN NACH /DESTATIS-02 13/</i> | 17 |
| ABBILDUNG 4-7: | <i>KUMULIERTER BARWERT DER BETRACHTETEN VERMARKTUNGSOPTIONEN</i> | 18 |

Gutachten zur Rentabilität von Pumpspeicherkraftwerken

1 Management Summary

In diesem Gutachten wird eine Wirtschaftlichkeitsuntersuchung des Baus und Betriebs von Pumpspeicherkraftwerken (PSW) unter derzeitigen Marktbedingungen durchgeführt. Das Gutachten berücksichtigt die bayerischen Verhältnisse für Pumpspeicherkraftwerke. Es wird ein Modell-PSW definiert, dessen Leistung und Kapazität im Bereich der in der Potenzialstudie ermittelten Größenordnung zur Neuerrichtung von PSW in Bayern liegt. Für dieses Modell-PSW erfolgt eine Erläsoptimierung an den Spot- und Regelleistungsmärkten. Die Grundlage bilden zurückliegende Zeitreihen aus dem Jahr 2013. Neben den Marktdaten dienen die technischen Auslegungswerte des Modell-PSW und die rechtlichen Rahmenbedingungen als Eingangsparameter für die Erläsoptimierung. Diese ermittelt den marktorientierten Fahrplan der Pumpe und der Turbine und berechnet die Erlöse (aus Stromverkauf und Regelleistungsangebot) bzw. die Strombezugskosten. Dabei wird die Annahme einer perfekten Voraussicht unterstellt, die im realen Betrieb nicht erreicht wird. Die ermittelten Deckungsbeiträge stellen deshalb eine Maximalabschätzung dar. Die Zielgröße der Optimierung, d.h. Maximierung, ist der Deckungsbeitrag, der sich aus der Differenz der Kosten und der Erlöse ergibt. Mit dem Deckungsbeitrag aus der Optimierung kann die Investition aus Sicht potenzieller PSW-Betreiber nach der Kapitalwertmethode beurteilt werden. Aufgrund spezieller lokaler Verhältnisse können in Einzelfällen auch günstigere ökonomische Bedingungen, als die hier angenommenen, vorliegen. Insgesamt werden sieben Vermarktungsoptionen, die verschiedene Kombinationen der Spot- und Regelleistungsmärkte darstellen, untersucht. Es zeigt sich, dass die Erlöse mit der Teilnahme an den Regelleistungsmärkten deutlich gesteigert werden können. Über den Betrachtungszeitraum von 30 Jahren weist unter den gewählten Annahmen lediglich eine Vermarktungsoption - nämlich die Kombination aller betrachteten Märkte - eine positive Wirtschaftlichkeit auf. Da es sich bei der Untersuchung um eine Maximalabschätzung der Erlöse handelt, kann angenommen werden, dass ein Neubau von Pumpspeicherkraftwerken unter den derzeitigen Rahmenbedingungen i.d.R. nicht wirtschaftlich ist.

2 Ausgangssituation

Der fortschreitende Ausbau der erneuerbaren Energien führt zu veränderten Anforderungen im deutschen Stromversorgungssystem. Stark wechselnde Lastflusssituationen sowie die in der Tendenz steigenden Entfernungen für den Stromtransport verändern den Bedarf an und die Möglichkeiten zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen und stellen neue Anforderungen an die Betriebsführung der Stromnetze.

Die Regelernergie, die Blindleistungsbereitstellung zur Spannungshaltung und die Bereitstellung von Kurzschlussleistung zur Systemstützung im Fehlerfall erfolgt heute praktisch nur durch konventionelle Kraftwerke, deren Einsatzzeiten infolge des Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energie bereits zurückgegangen sind und sich zukünftig weiter stark verringern werden.

Gleichzeitig verändert sich der Bedarf an Flexibilität und den klassischen Systemdienstleistungen hinsichtlich Umfang, Qualität und Ort der Bereitstellung.

Pumpspeicherkraftwerke (PSW) weisen in diesem Zusammenhang aufgrund ihrer technischen Eigenschaften verschiedene Vorteile auf, um entsprechende Beiträge zur Netzstabilität und Versorgungssicherheit zu erbringen. Nach /RWTH-01 14/ ersetzen „15 GW Pumpspeicher mit einem Speichervolumen von 96 GWh bis zu 13 GW aus Gaskraftwerken“.

Das Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie hat mit seiner Ausschreibung „*ein Gutachten in Auftrag gegeben, um die Rentabilität des Baus und Betriebs von Pumpspeicherkraftwerken unter den gegebenen Marktbedingungen zu untersuchen.*“

3 Zielsetzung

3.1 Ziele der Bundes- und Staatsregierung

Im Mai 2012 wurde die *„Erklärung von Deutschland, Österreich und der Schweiz zu gemeinsamen Initiativen für den Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken“* /BMWI-09 12/ unterzeichnet. Darin wurde als gemeinsames Ziel von Deutschland, Österreich und der Schweiz vereinbart, *„[...] die Nutzung dieser Technologie [PSW] in den drei Ländern auszubauen und neue Potenziale zu erschließen.“* /BMWI-09 12/ Diese Erklärung beinhaltet jedoch keine verbindlichen Angaben über den zeitlichen Rahmen und Umfang des angestrebten Ausbaus.

Zur Erschließung der Potenziale von Pumpspeicherkraftwerken soll *„weiterhin für die zügige und investitionsfreundliche Durchführung von Planungs- und Genehmigungsverfahren für zentrale Speicherbauten“* gesorgt werden“ /STMWIVT-01 11/. Außerdem setzt sich die Bayerische Staatsregierung dafür ein *„neue Pumpspeicherkraftwerke über die bisherige Dauer hinaus von den Netzentgelten auszunehmen“*. Darüber hinaus soll *„die Nutzung ausländischer Speicher- und Pumpspeicherkapazitäten in Norwegen und im Alpenraum sowie der dafür notwendige Ausbau der Netzinfrastuktur“* ermöglicht werden.

3.2 Ziele der Studie

Die Ziele des Gutachtens werden in der Leistungsbeschreibung des Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie wie folgt formuliert:

„In einem Gutachten soll die Wirtschaftlichkeit des Baus und Betriebs von Pumpspeicherkraftwerken unter den derzeit gegebenen Marktbedingungen untersucht werden.“

4 Wirtschaftlichkeit des Baus und Betriebs von Pumpspeicherkraftwerken

Um die Wirtschaftlichkeit des Baus und Betriebs von Pumpspeicherkraftwerken unter derzeitigen Marktbedingungen beurteilen zu können, wird ein Modell-PSW definiert, dessen Leistung und Kapazität im durchschnittlichen Bereich der Potenzialstandorte aus der Studie zur Analyse der Pumpspeicherpotenziale in Bayern liegt. Für dieses Modell-PSW erfolgt eine Erläsoptimierung an den Spot- und Regelleistungsmärkten. Die Grundlage bilden Zeitreihen der Preisverläufe aus dem Jahr 2013. Neben den Marktdaten dienen die technischen Auslegungswerte des Modell-PSW und die rechtlichen Rahmenbedingungen als Eingangsparameter für die Erläsoptimierung. Diese ermittelt den marktorientierten Fahrplan der Pumpe und der Turbine und berechnet die Erlöse bzw. die Strombezugskosten. Die Zielgröße der Optimierung, d.h. Maximierung, ist der Deckungsbeitrag, der sich aus der Differenz der Kosten und der Erlöse ergibt. Mit dem Deckungsbeitrag aus der Optimierung kann die Investition aus Sicht potenzieller PSW-Betreiber nach der Kapitalwertmethode beurteilt werden.

4.1 Rechtliche und Regulatorische Rahmenbedingungen

In Bezug auf den Betrieb von PSW muss berücksichtigt werden, dass nach den geltenden rechtlichen Vorgaben der Strombezug von PSW nur unter bestimmten Bedingungen von den Netzentgelten freigestellt ist. Als Grundlage für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit von PSW werden diese Bedingungen im Abschnitt 4.1.1 erläutert.

4.1.1 Strombezugskosten

In diesem Abschnitt wird erläutert, welche Strompreisbestandteile ein Pumpspeicherkraftwerksbetreiber für den Strombezug entrichten muss.

Netzentgelte

Netzentgeltspflichtig ist nach § 14 Abs. 1 StromNEV der Letztverbrauch und damit auch Speicher, die gemäß aktueller Rechtslage als Letztverbraucher einzustufen sind. Mit § 118 Abs. 6 EnWG wurde jedoch eine Übergangsregelung zur Befreiung von Netzentgelten für Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie eingeführt. Die Regelung sieht für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme eine Befreiung für den Bezug von elektrischer Energie zur Beladung von Speicher vor. Sie greift für nach dem 31. Dezember 2008 neu errichtete Speicheranlagen, die ab dem 4. August 2011 innerhalb von 15 Jahren in Betrieb genommen werden. Für bestehende Pumpspeicherkraftwerke deren elektrische Pump- oder Turbinenleistung um mindestens 7,5 Prozent oder deren speicherbare Energiemenge um mindestens 5 Prozent nach dem 4. August 2011 erhöht wurde ist eine Befreiungsmöglichkeit von 10 Jahren gegeben. Voraussetzung für die Befreiung ist, dass der entnommene Strom nach der Speicherung zeitlich verzögert wieder in das Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist wird.

Für die im Rahmen des Gutachtens durchgeführte Simulation von Zeiträumen ohne Netzentgeltbefreiung eines Pumpspeicherkraftwerks werden die Netzentgelte des Übertragungsnetzbetreibers verwendet, der den größten Teil Bayerns abdeckt. Die Leistungs- und Arbeitspreise für die Höchstspannung im Netz der TenneT TSO GmbH betragen im Jahr 2013 für Vollbenutzungsstunden > 2.500 h:

- 33.300 €/(MW*a)
- 0,8 €/MWh

Nach § 19 Abs. 2 StromNEV können für Anlagen mit atypischer Netznutzung individuelle Netzentgelte festgesetzt werden. Diese dürfen um maximal 80 % reduziert werden. Da sich Pumpspeicherkraftwerke zu Zeiten hoher Netzlast (tendenziell hohe Strompreise) i.d.R. im Turbinenbetrieb befinden, gelten diese individuellen Netzentgelte auch für Pumpspeicherkraftwerke. Deshalb werden für die Simulation sowohl der Leistungspreis als auch der Arbeitspreis auf 20 % des o.g. Wertes festgelegt.

Konzessionsabgabe

Die Konzessionsabgabe ist nach der Konzessionsabgabenverordnung (KAV) ein eigenständiger Kostenbestandteil des Strompreises und kein Bestandteil der Netzentgelte. Aus diesem Grund greift die Übergangsregelung zur Befreiung von Netzentgelten nicht gleichzeitig für die Konzessionsabgabe. Da die Konzessionsabgabe an den Letztverbrauch gebunden ist und Speicher als Letztverbraucher eingestuft

werden, muss von einer Verpflichtung zur Zahlung der Konzessionsabgabe ausgegangen werden. Allerdings kann davon ausgegangen werden, dass Pumpspeicherkraftwerke das kommunale Stromnetz nicht nutzen, da sie direkt in das Hoch- oder Höchstspannungsnetz einspeisen. Deshalb wird in dieser Untersuchung angenommen, dass die PSW-Betreiber keine Konzessionsabgaben entrichten müssen. Dies entspricht einer Maximalabschätzung des Deckungsbeitrages.

Stromsteuer

Die Stromsteuer stellt eine gesetzlich geregelte Verbrauchersteuer dar und fällt an, wenn Strom durch den Letztverbraucher aus dem Netz der allgemeinen Versorgung entnommen wird. Darüber hinaus ist die Steuer durch den Eigenerzeuger zu entrichten, wenn dieser den Strom zum Selbstverbrauch nutzt, da dies dem Letztverbrauch entspricht. (vgl. § 5 Abs. 1 StromStG). Basierend auf § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG besteht jedoch die Möglichkeit einer Stromsteuerbefreiung für Strom, der zur Stromerzeugung aus dem Netz der allgemeinen Versorgung entnommen wird. Dies trifft explizit auf Pumpspeicherkraftwerke zu. Andere Speichertechnologien finden bis dato keine Erwähnung.

EEG-Umlage

Die EEG-Umlage ist vom Letztverbraucher zu tragen und damit zunächst bei der Beladung eines Speichers zu entrichten. Eine Befreiungsmöglichkeit für netzabhängige Speicher wurde im Rahmen der EEG-Novelle von 2012 mit § 37 EEG eingeführt. Für Strom der zum Zweck der reinen Zwischenspeicherung in Stromspeicher geliefert oder geleitet wird, entfällt die Verpflichtung zur Zahlung der EEG-Umlage. Wird der Strom indes für andere Zwecke genutzt, z.B. als Fahrstrom in einem Elektrostraßenfahrzeug, greift die Möglichkeit der Befreiung nicht.

KWK-Umlage, Offshore-Umlage, AbLaV-Umlage und StromNEV-Umlage

Die KWK-Umlage, die Offshore-Umlage, die AbLaV-Umlage sowie die StromNEV Umlage sind eigenständige Abgaben und nicht Bestandteil der Netzentgelte. Die eingangs beschriebene Möglichkeit der Netzentgeltbefreiung kann demnach nicht auf die Umlagen übertragen werden. Darüber hinaus sind die Umlagen an den Letztverbrauch gekoppelt. Aus diesem Grund muss davon ausgegangen werden, dass auch die Beladung von netzabhängigen Speichern von der Entrichtung der Umlagen betroffen ist.

Fazit & Ausblick

Die Analyse zeigt, dass es bereits Möglichkeiten zur Befreiung von Steuern und Abgaben bei der Beladung von Speichern gibt. Diese Möglichkeiten beschränken sich nach derzeitiger Rechtslage noch auf bestimmte Speichertechnologien oder bestimmte Speicherzwecke. Die Ergebnisse sind in Abbildung 4-1 zusammengefasst.

| Form der Belastung | Entgelt- pflichtig | Befreiungs- möglichkeit |
|--------------------|-----------------------|----------------------------|
| Netzentgelte | Ja | Ja |
| Konzessionsabgabe | Ja | Offen |
| Stromsteuer | Ja | Ja |
| EEG-Umlage | Ja | Teilweise |
| KWK-Umlage | Ja | Offen |
| Offshore-Umlage | Ja | Offen |
| AbLaV-Umlage | Ja | Offen |
| StromNEV-Umlage | Ja | Offen |

Abbildung 4-1: *Möglichkeiten der Befreiung von Umlagen für Pumpspeicherkraftwerksbetreiber*

Entscheidend für die zukünftige Ausgestaltung des rechtlichen Rahmens wird die gesetzliche Definition des Begriffes „Letztverbrauch“ sein. Erfolgt eine Änderung der bisherigen Definition, wie es aktuell von einer Vielzahl potenzieller Speicherbetreiber gefordert wird, kann dies zur Befreiung von Speicheranlagen von Steuern und Abgaben führen. Da das Ziel dieser Studie die Untersuchung der Wirtschaftlichkeit unter gegebenen Marktbedingungen ist, werden die Umlagen entsprechend den oben aufgeführten Bedingungen berücksichtigt. Daraus ergeben sich in Summe folgende Strompreisbestandteile, die für den Strombezug der Pumpe anfallen:

- 1,81 €/MWh (für Neuanlagen)
- 1,97 €/MWh (für Bestandsanlagen)

4.1.2 Ökologische Anforderungen

Die ökologischen Anforderungen können von Standort zu Standort sehr unterschiedlich sein. Neben den ökologischen Anforderungen aus dem Naturschutz können weitere gesetzlich geregelte Belange (z.B. Wasserwirtschaft, Denkmalschutz u.a.) Kosten verursachen und sind im Einzelfall zu prüfen. Deswegen wird für die Wirtschaftlichkeitsuntersuchung angenommen, dass es bei dem fiktiven Bau des gewählten Referenzkraftwerks zu keinerlei Kosten für die Umsetzung nicht planbarer Umweltschutzanforderungen kommt.

4.2 Technische Auslegungswerte

4.2.1 Leistung und Kapazität

Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Pumpspeicherkraftwerke sind verschiedene technische Kennwerte von besonderer Bedeutung. Die Leistung des Maschinensatzes und die Kapazität des PSW definieren beispielsweise im Wesentlichen die Investition. Um die Wirtschaftlichkeit eines PSW untersuchen zu können, wird eine Modell-Anlage dimensioniert. Dazu werden Leistung, Kapazität und Investitionen in Rücksprache mit

dem Auftraggeber auf 300 MW, 3.500 MWh und 350 Mio.€ festgelegt. Die Größe des Modell-PSW liegt damit im Bereich der Potenzialstandorte aus der Studie zur Analyse der Pumpspeicherpotenziale in Bayern.

4.2.2 Verluste

Eine weitere wichtige technische Randbedingung stellen die Verluste dar. In dem FfE-Projekt „Merit Order der Energiespeicherung in Jahr 2030 – Teil Pumpspeicherkraftwerke“ /FFE-29 13/ wurde ein mittlerer Gesamtwirkungsgrad der bestehenden und geplanten Kraftwerke von 73 % ermittelt (die bayerischen PSW sind in Tabelle 4-1 dargestellt). Dieser setzt sich aus einem Pumpwirkungsgrad von 82 % und einem Turbinenwirkungsgrad von 89 % zusammen. Die Wirkungsgrade berücksichtigen außerdem die Verluste in Rohrleitung, Generator und Transformator.

Tabelle 4-1: *Bestehende Pumpspeicherkraftwerke in Bayern, Stand 2013 /BNETZA-04 13/, /IWS-02 09/, /ZSW-02 12/, /DENA-02 08/, Betreiberangaben, eigene Berechnungen*

| Kraftwerksname | P_{Tur} | P_{Pump} | η_{ges} | E_{kap} |
|--------------------------------|-----------|------------|--------------|-----------|
| [MW] | [MW] | [MW] | [%] | [MWh] |
| Happurg | 160 | 126 | 72% | 900 |
| Jansen - Reisach Rabenleite | 28 | 84 | 75% | 630 |
| Jansen - Tanzmühle | 28 | 25 | 69% | 404 |
| Langenprozelten | 164 | 154 | k.A. | 950 |
| Leitzachwerk 1 | 49 | 45 | 78% | 550 |
| Leitzachwerk 2 | 50 | 38 | 80% | 550 |
| Oberberg I | 3 | 4,6 | 83% | 58 |
| Oberberg II | 1 | 1,0 | 70% | 4 |
| Oberberg III a&b | 11 | 5,4 | 70% | 65 |

P_{Tur} : Turbinenleistung; P_{Pump} : Pumpleistung, η_{ges} : Gesamtwirkungsgrad, E_{kap} : Speicherkapazität

Neben den Speicherverlusten bei der Energieumwandlung, die über den Nutzungsgrad erfasst werden, können zusätzlich Speicherverluste durch Versickerung und Verdunstung auftreten. Diese „Selbstentladung“ beträgt 0 bis 0,05 % pro Tag /IWS-02 09/. Gleichzeitig kann Niederschlag als „Selbstaufladung“ verstanden werden. Da diese Speicherverluste und -gewinne im Vergleich zu den Speicherverlusten bei der Energieumwandlung vernachlässigbar sind, werden sie im Rahmen dieses Gutachtens nicht berücksichtigt.

4.2.3 Technische Lebensdauer

Die mittlere technische Lebensdauer der Absperrbauwerke (Speicherbecken, Talsperren) und die mittlere technische Lebensdauer der Turbinen/Pumpen sind in **Tabelle 4-2** zusammengefasst.

Tabelle 4-2: Kennwerte zur technischen Lebensdauer von PSW /IWS-02 09/

| Mittlere technische Lebensdauer | |
|---------------------------------|------------------|
| Speicherbecken, Talsperren | Turbinen, Pumpen |
| [a] | [a] |
| 80 - 100 | 30 - 60 |

Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass sich die Lebensdauer einzelner Komponenten von PSW mit einer steigenden Anzahl an Betriebswechseln reduzieren kann. In /VGB-08 08/ wurden die Revisionszyklen von PSW infolge modifizierter Betriebsweisen abgeschätzt. Diese Untersuchung wurde durchgeführt, da für viele PSW, die ursprünglich auf einen Nacht-Tag-Wälzbetrieb ausgelegt wurden, die Anzahl der Betriebsartenwechsel, die Häufigkeit des Teillastbetriebs und die Zahl der jährlichen Betriebsstunden im Zeitraum 1994-2004 gestiegen sind. Diese nachträgliche Nutzungsänderung mit abweichenden Betriebsparametern führen zu verändertem Verschleißverhalten. Über eine Umfrage wurden über 100 Maschinensätze in über 20 PSW erfasst. Dabei wurden die einzelnen Komponenten der PSW klassifiziert und jeweils über eine Regression eine sogenannte Relativzahl je Einflussgröße gebildet:

$$L_n = R \cdot L_a \quad (4-1)$$

- $L_n[a]$: Lebensdauer bei „neuer“ Einsatzweise
 $R [-]$: für die Komponente ermittelte resultierende Relativzahl je Einflussgröße
 $L_a[a]$: Lebensdauer bei „alter“ Einsatzweise

In **Abbildung 4-2** ist der Einfluss der Betriebsartenwechsel auf die relative Lebensdauer einzelner Komponenten von PSW dargestellt. Dies veranschaulicht, dass eine Vervielfachung der Betriebsartenwechsel von PSW einen großen Einfluss auf die Lebensdauer einzelner Komponenten haben kann - wobei der „Nullzustand“ den ursprünglichen Auslegungszustand mit den zugehörigen Revisionszyklen repräsentiert.

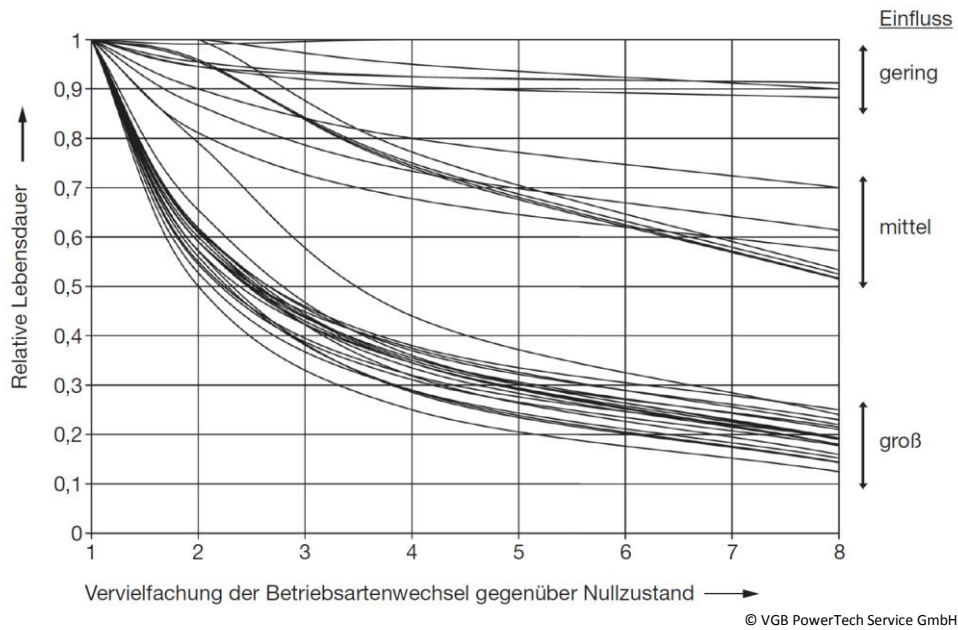


Abbildung 4-2: *Einfluss einer Vervielfachung der Betriebsartenwechsel auf einzelne Komponenten von PSW /VGB-08 09/*

Somit ist davon auszugehen, dass die technische Lebensdauer der Turbinen und Pumpen von der Anzahl der Betriebsartenwechsel, der Häufigkeit des Teillastbetriebs und der Zahl der jährlichen Betriebsstunden abhängig ist. Wie in /VGB-08 09/ erläutert, ist das tatsächliche Verschleißverhalten sehr von den jeweiligen PSW abhängig und kann dementsprechend unterschiedlich ausfallen. Ferner sind die in /VGB-08 08/ ermittelten Kennwerte nur als Hinweise auf das Verschleißverhalten zu sehen. Folglich ist im Rahmen dieses Gutachtens keine detaillierte Parametrisierung der technischen Lebensdauer der einzelnen Komponenten in Abhängigkeit von dem Einsatz der PSW möglich. Jedoch werden die Kosten, die durch den Verschleiß in Abhängigkeit von der Anzahl der Startvorgänge entstehen, abgebildet.

4.2.4 Schaltzeiten

Die Flexibilität des Maschinensatzes ist entscheidend für die Möglichkeit, für die verschiedenen Regelleistungsarten präqualifiziert zu werden. Eine wesentliche Anforderung der Teilnahme an den Regelleistungsmärkten stellt die Dauer von Abruf bis zur Bereitstellung der Regelleistung dar. In Tabelle 4-3 sind die mittleren Schaltzeiten einer reversiblen Pumpturbine dargestellt. Pumpspeicherkraftwerke können sich aufgrund ihrer Flexibilitäten i.d.R. für Sekundärregel- und Minutenreserveleistung präqualifizieren. Einzelne Anlagen können auch die Anforderungen der Primärregelleistung erfüllen.

Tabelle 4-3: *Schaltzeiten für Anordnung VI von Maschinensätzen für Pumpspeicherkraftwerke /IWS-02 09/, /WAWI-01 12/*

| Aggregatanordnung VI | Schaltzeit | Mittelwert |
|---------------------------------|------------|-------------------|
| | [s] | [s] |
| Stillstand bis Turbinenbetrieb | 60-100 | 80 |
| Pumpbetrieb bis Turbinenbetrieb | 90-120 | 105 |
| Stillstand bis Pumpbetrieb | 160-240 | 200 |
| Turbinen- bis Pumpbetrieb | - | 420 ¹⁾ |

¹⁾ Angabe aus /WAWI-01 12/ für konventionelle reversible Pumpturbine

4.2.5 Nichtverfügbarkeit

Aufgrund von Revision oder technischen Ausfällen kommt es zur temporären Nichtverfügbarkeit von PSW. So sind nach /IWS-02 09/ von 8760 Stunden im Jahr ca. 10 % Zeiten der Nichtverfügbarkeit. Dies deckt sich in etwa mit den statischen Daten zu Speicherwasserkraftwerken in Österreich /ECON-03 12/.

4.3 Wirtschaftlichkeit

Den Erlösen stehen Investitionen und Betriebskosten gegenüber, die individuell sehr unterschiedlich sein können. Deswegen werden hier die Investitionen und Betriebskosten bereits realisierter und geplanter Pumpspeicherkraftwerke untersucht.

4.3.1 Investition und Betriebskosten

Als Basis für die Ermittlung der Kosten des Einsatzes von PSW zur Energiespeicherung werden im Folgenden die Investitionen und Betriebskosten für PSW dargestellt. Die nachfolgend erläuterte Formel zur Abschätzung der Investitionen dient dabei zu Verifikation der unter Abschnitt 4.2 angenommenen Investitionen.

Investitionen

Im Rahmen dieses Gutachtens wird keine detaillierte Analyse der Kosten für die einzelnen Komponenten von PSW durchgeführt, sondern nur die gesamten Investitionen je PSW betrachtet, da davon ausgegangen wird, dass die Planung, Genehmigung und der Bau des Speicherbeckens den maßgeblichen Anteil an den Investitionen ausmacht.

In Anlehnung an /TUM-03 12/ lässt sich auf Basis dieser Angaben eine zugehörige Kostenfunktion ermitteln, siehe **Gleichung (4-2)**. Dabei teilen sich die Investitionen auf einen Anteil für die Bereitstellung der Leistung des PSW (Turbinen, Pumpen) und auf einen Anteil für die Speicherkapazität (Speicherbecken) auf. Wie in **Abbildung 4-3** veranschaulicht, repräsentiert diese Funktion eine Ebene, die mit einem Bestimmtheitsmaß von 0,9034 die Investitionen der geplanten PSW-Projekte abbildet. Es ist ersichtlich, dass die Investitionen primär von der installierten Leistung und kaum von der Speicherkapazität abhängig sind.

$$I_{PSW} = 1.059,24 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \cdot P_{Tur,Eng} + 1,3 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \cdot E_{Kap} \quad (4-2)$$

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

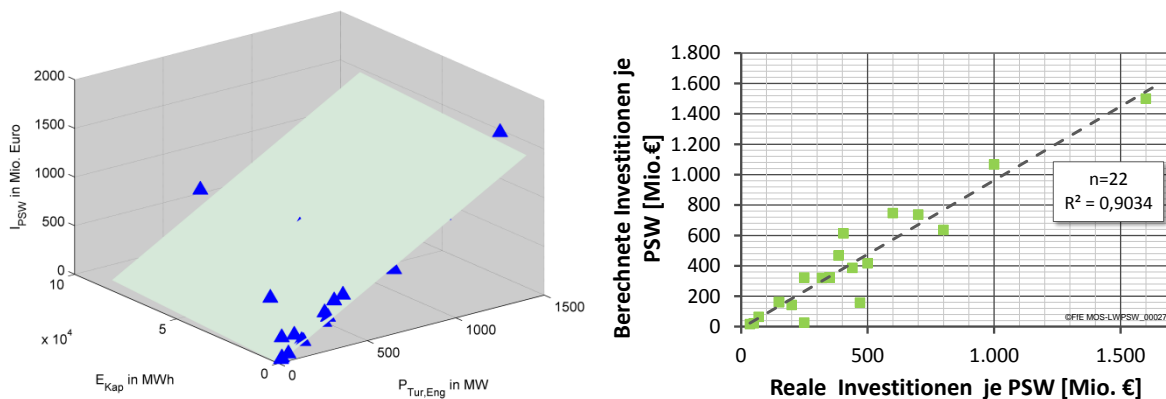


Abbildung 4-3: Visualisierung der Kostenfunktion für PSW auf Basis der Investitionen von geplanten PSW in Deutschland und Österreich

In Bezug auf die Kostenfunktion ist jedoch darauf hinzuweisen, dass besonders im Fall von PSW die Investitionen im Einzelfall stark variieren können. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Investitionen sehr standortspezifisch sind, sehr hohe Investitionsrisiken (z.B. Erhöhung des Planungsaufwands durch ökologische Vorgaben, Proteste, Sicherheitsbedenken etc.) auftreten können, und die Integration von Pumpen in bestehende Speicherwasserkraftwerke im Vergleich zur vollständigen Neuerrichtung von PSW vergleichsweise geringe spezifische Investitionen aufweisen kann.

Betriebskosten

Zur Abbildung der Betriebskosten wird zwischen fixen und variablen Betriebskosten unterschieden. Ferner soll über die Betriebskosten berücksichtigt werden, dass sich die Anzahl der Betriebsartenwechsel auf den Verschleiß der Maschinensätze und damit auf die erforderlichen Reinvestitionen auswirkt, wie in Abschnitt 4.2.3 erläutert. Folglich wird ein Anteil der variablen Betriebskosten auf die Anzahl der Startvorgänge pro Jahr bezogen. Hierfür wurden Betreiberangaben herangezogen und ausgewertet. Die resultierenden spezifischen Betriebskosten sind in Tabelle 4-4 aufgeführt.

Tabelle 4-4: *Betriebskosten und Verfügbarkeit für PSW ohne Strombezug /TUM-03 12/, Betreiberangaben, eigene Berechnungen*

| | | | | |
|-------------------------|---|----------------|--|------|
| Fixe Betriebskosten | Anteil bezogen auf die installierten Leistung | | $\left[\frac{\text{€}}{\text{kW}\cdot\text{a}} \right]$ | 2,86 |
| | Anteil bezogen auf die Startvorgänge pro Jahr | Anteil Turbine | $\left[\frac{\text{€}}{\text{MW}\cdot\text{Start}_{\text{Tur}}} \right]$ | 3,34 |
| Variable Betriebskosten | 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 |
| | Technische Verfügbarkeit | | | 0,90 |

Für den Pumpbetrieb entstehen weiterhin Strombezugskosten. Die dabei zu berücksichtigenden Strompreisbestandteile können Abschnitt 4.1.1 entnommen werden.

4.3.2 Betrachtete Märkte

Das zu untersuchende Modell-Pumpspeicherkraftwerk kann je nach Vermarktungsoption an den folgenden Märkten teilnehmen:

- DayAhead
- IntraDay
- Regelleistung

DayAhead und IntraDay Handel

Am DayAhead-Markt können einzelne Stundenprodukte für den folgenden Tag gehandelt werden. Der Abschluss des Handelsgeschäfts am Spot-Markt muss bis 12:00 des Vortages erfolgen. Am Intraday-Markt werden Handelsgeschäfte für den laufenden Tag getätigt. Der Abschluss des Geschäftes kann dabei bis zu 45 Minuten vor der Lieferung erfolgen. Gehandelt werden dabei Stunden und seit Januar 2012 auch 15-Minuten Produkte. Im Gegensatz zum Day-Ahead Handel wird der Börsenpreis nicht durch das Market-Clearing Prinzip festgelegt sondern es gilt das Prinzip pay-as-bid. Das heißt jeder Anbieter bekommt den Preis mit dem er angeboten hat, sofern es zum Abschluss eines Handelsgeschäftes kommt. Der unmittelbare Charakter des Handels beinhaltet auch, dass die jeweilige Auktion zum Handel nur einmalig ausgeführt werden kann. Das heißt Händler können sich in einem bestimmten Zugzwang zum Tätigen von Handelsgeschäften befinden. Dies kann zu starken Schwankungen der Börsenpreise in den einzelnen Stunden führen, über die ein Speicher Erlöse generieren kann. Bei niedrigen oder negativen Börsenpreisen kommt es zur Beladung, bei hohen Börsenpreisen zur Entladung des Speichers. Der Speichereinsatz folgt dem Prinzip Erlöse durch Preisdifferenzen zu generieren.

Regelleistungsmärkte

Die Gleichgewichtsfrequenz im europäischen Verbundnetz beträgt 50 Hz. Sie liegt vor, wenn Stromeinspeisung und Abnahme im Gleichgewicht stehen. Kann dieses Gleichgewicht nicht gehalten werden, kommt es zu einer Abweichung von der Gleichgewichtsfrequenz. Schnelle Frequenzänderungen werden zunächst durch die

sogenannte Momentanreserve aufgefangen. Hält die Ursache der Frequenzabweichung länger an, ist es Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber die Gleichgewichtsfrequenz durch den Einsatz von Regelleistung wieder herzustellen. Zu diesem Zweck stehen ihnen drei verschiedene Regelleistungsarten zur Verfügung (siehe Abbildung 4-4).

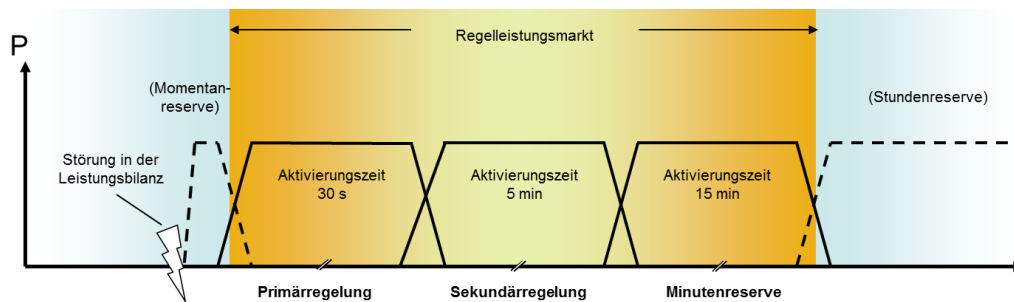


Abbildung 4-4: Reihenfolge der Regelleistungsaktivierung

Durch die Vermarktung von Regelleistung an den Regelleistungsmärkten können PSW-Betreiber weitere Erlöse erzielen, die über die der DayAhead und IntraDay-Vermarktung hinausgehen. In diesem Gutachten wird der Fokus auf die Bereitstellung von Sekundärregelung und Minutenreserveleistung gelegt, da Primärregelung die höchsten technischen Anforderungen stellt und nicht von jedem PSW bereitgestellt werden kann. PSW-Betreiber können auf den Regelleistungsmärkten aktuell i.d.R. höhere Erlöse erwirtschaften, als auf den Spotmärkten. Der Verlauf zukünftiger Leistungs- und Arbeitspreise auf den Regelleistungsmärkten ist jedoch unsicherer, als der des Strompreises an den Spotmärkten. Deshalb eignen sich die Erlöse aus der Vermarktung von Regelleistung nur bedingt zur Investitionsentscheidung von Pumpspeicherkraftwerken. Zu einem ähnlichen Ergebnis kommt die *trilaterale Studie zu Pumpspeicherkraftwerken /BMW-04 14/*. Für die Erläuterung wurde in den Vermarktungsoptionen mit Regelleistung nur der Leistungspreis und kein Abruf von Regelleistung (Arbeitspreis) simuliert. Es wird angenommen, dass die Einschränkungen, die aus dem Abruf resultieren die Erlöse aus dem Arbeitspreis egalisieren.

4.3.3 Erläuterung

Zur Bestimmung der Erlöse aufgrund von Einschränkungen bei gleichzeitiger Vermarktung auf unterschiedlichen Märkten wird eine Optimierungsrechnung durchgeführt. Die Optimierung basiert auf historischen Zeitreihen. Dafür wird das Modell-PSW mathematisch beschrieben. Hierfür dienen die oben beschriebenen rechtlichen Rahmenbedingungen und technischen Auslegungswerte als Eingangsdaten. Für die Optimierung wird eine hundertprozentige Prognosequalität der Märkte (perfect foresight) zugrunde gelegt. Dies führt zu einer Maximalabschätzung der erzielten Deckungsbeiträge. Die Zielgröße der Optimierung, d.h. Maximierung, ist der Deckungsbeitrag. Dieser ist definiert als die Differenz zwischen Kosten und Erlösen. Die Erlöse von PSW-Betreibern setzen sich aus Stromerlösen durch den Verkauf und aus Erlösen für die Vorhaltung bzw. Bereitstellung von Regelleistung zusammen. Die Kosten beinhalten die Strombezugskosten und die variablen bzw. fixen Betriebskosten.

Die folgenden Vermarktungsoptionen wurden untersucht:

- DayAhead
- DayAhead + IntraDay
- DayAhead + Minutenreserveleistung
- DayAhead + Sekundärregelleistung
- DayAhead + IntraDay + Minutenreserveleistung
- DayAhead + IntraDay + Sekundärregelleistung
- DayAhead + IntraDay + Minutenreserveleistung + Sekundärregelleistung

Das Ergebnis der Optimierung sind Leistungsgänge von Pumpe und Turbine sowie der erzielte Deckungsbeitrag. In Abbildung 4-5 ist der Leistungsgang von Pumpe, Turbine (oben) und der Speicherfüllstand (unten) bei reiner DayAhead-Vermarktung für eine beispielhafte Woche dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Pumpe überwiegend in der Nacht und am Wochenende - zu Zeiten niedriger Strompreise – betrieben wird. Die Turbine hingegen ist zu Zeiten von Strompreisspitzen in Betrieb. Auffällig ist außerdem, dass das „PV-Tal“ am Mittag in diesem Beispiel zu einem Minimallastbetrieb der Turbine führt. Durch diesen Betrieb fallen die berücksichtigten Startkosten kein weiteres Mal an. Im Falle eines weiter ausgeprägten lokalen Strompreissminimums am Mittag, würde die Turbine in den Stillstand übergehen. Diese Betriebsweise kann auch durch die Anzahl der Startvorgänge bestätigt werden. In dem simulierten Jahr kommt es zu 302 Startvorgängen der Pumpe bzw. 378 der Turbine. Dabei werden 670 GWh Pumpstrom benötigt und 490 GWh Strom erzeugt. Die Differenz entspricht den Verlusten.

Für den wirtschaftlichen Betrieb des Pumpspeicherkraftwerks wird je nach Dauer des Pump- und Turbinenbetriebs ein Strompreis-Spread von ca. 10 bis 30 €/MWh benötigt. Aus diesem Grund erfolgt am letzten Tag in Abbildung 4-5 kein Turbinenbetrieb.

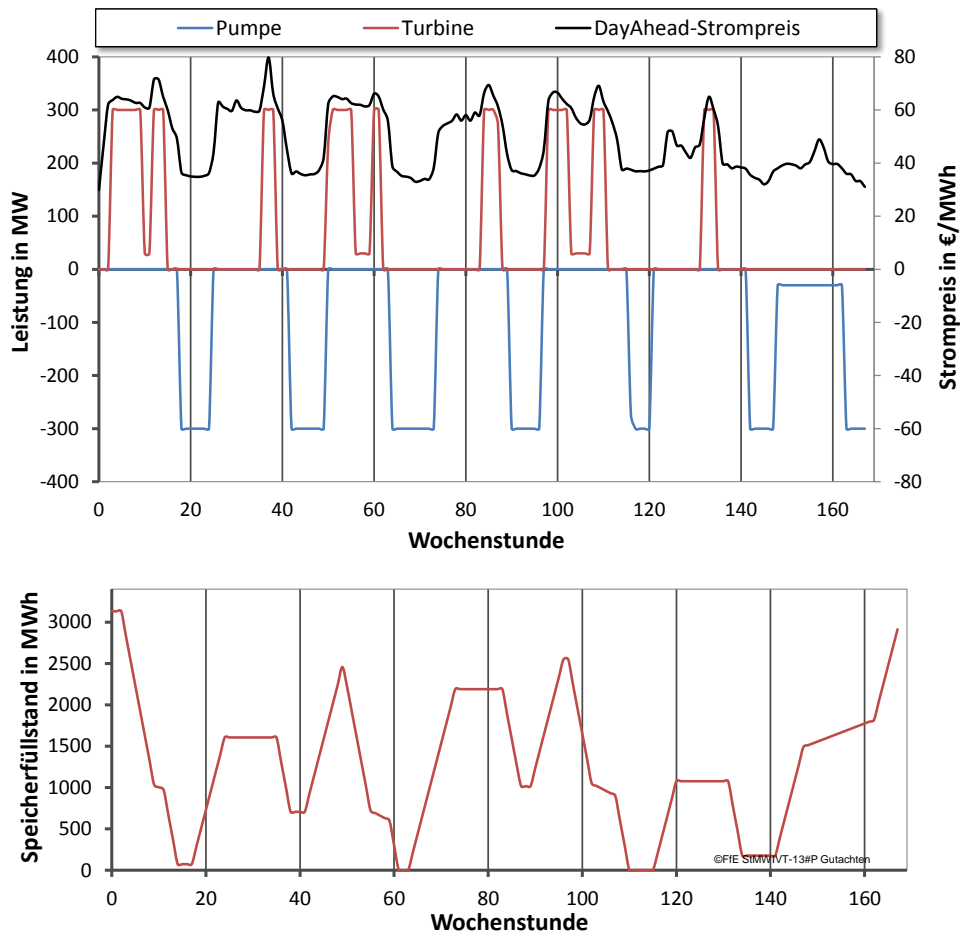


Abbildung 4-5: Leistungsgang der Pumpe und Turbine bei reiner DayAhead-Vermarktung für eine beispielhafte Woche (oben) und Verlauf des Speicherfüllstandes im selben Zeitraum (unten)

Wird das PSW neben den Spotmärkten auch an den Regelleistungsmärkten vermarktet, so entstehen weitere Erlöse. Gleichzeitig werden jedoch die Flexibilität an den Spotmärkten, und dadurch auch die Erlöse auf selbigen, eingeschränkt. Für die Vermarktungsoption DayAhead & Minutenreserveleistung ergibt sich deshalb ein um 180 GWh (-37 %) reduzierter Stromverkauf. In Summe lässt sich der erzielbare Deckungsbeitrag durch die zusätzliche Marktteilnahme jedoch deutlich erhöhen (von 8,5 Mio.€/a auf 19 Mio.€).

Die simulierten Leistungsgänge der reinen DayAhead-Vermarktung werden in Abbildung 4-6 mit denen realer Pumpspeicherkraftwerke verglichen. Dazu wird aus den 365 Tagen ein mittlerer Tagesgang der Pumpe und Turbine erzeugt. Weiterhin werden die skalierten Erzeugungsgänge aller meldenden PSW-Betreiber (grün) nach /EEX-08 12/ und der Strombezug (lila) bzw. die Stromerzeugung (hell blau) nach /DESTATIS-02 13/ abgebildet. Es ist zu erkennen, dass die ermittelten Verläufe der Pumpleistung (dunkelblau) und Turbinenleistung (rot) eine gute zeitliche Übereinstimmung mit den realen PSW aufweisen. Die Verläufe nach EEX und DESTATIS weisen aufgrund der Vielzahl an meldenden PSW erwartungsgemäß einen geglätteten Kurvenverlauf auf.

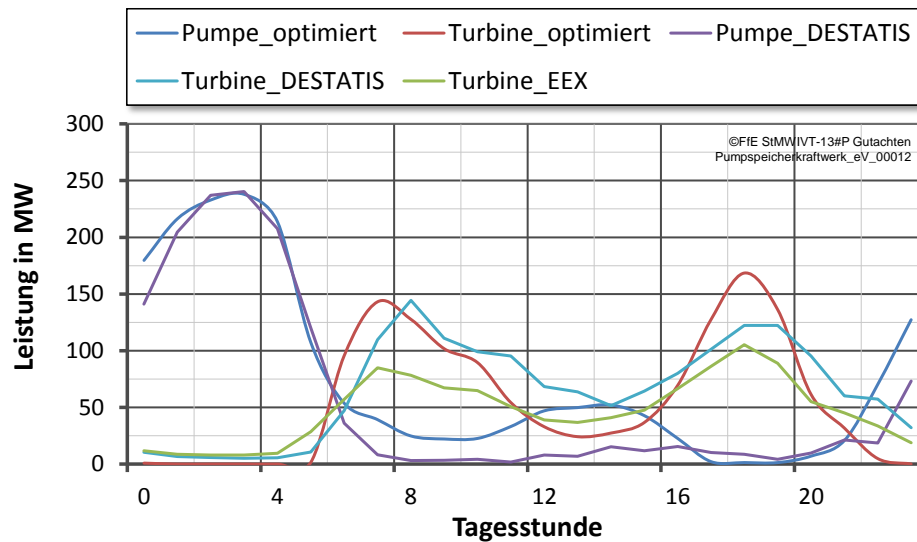


Abbildung 4-6: Vergleich des mittleren simulierten Tagesgangs von Pumpe und Turbine mit realen Daten. Erzeugungsdaten von /EEX-08 12/ und Leistungsdaten nach /DESTATIS-02 13/.

4.3.4 Investitionsrechnung

Mit dem Deckungsbeitrag aus der Optimierung kann die Investition aus Sicht potenzieller PSW-Betreiber nach der Kapitalwertmethode beurteilt werden. Dazu werden die folgenden Annahmen getroffen:

- Investition 350 Mio. €
- Abschreibungsdauer 30 Jahre
- Kalkulationszinssatz 7 % nach /FFE-39 12/
- Nichtverfügbarkeit 10 %

In Tabelle 4-5 werden die ermittelten Deckungsbeiträge und Kapitalwerte der betrachteten Vermarktungsoptionen zusammengefasst. Über den Betrachtungszeitraum von 30 Jahren weist unter den gewählten Annahmen lediglich eine Vermarktungsoption, nämlich die Kombination aller betrachteten Märkte, eine positive Wirtschaftlichkeit auf. Die Vermarktungsoptionen *DayAhead* bzw. *DayAhead* + *IntraDay* sind weit von der Wirtschaftlichkeit entfernt.

Tabelle 4-5: *Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung für die betrachteten Vermarktungsoptionen*

| Option | Deckungsbeitrag in Mio.€ | Kapitalwert in Mio.€ |
|--|--------------------------|----------------------|
| DayAhead | 8,5 | -248 |
| DayAhead & IntraDay | 12,5 | -199 |
| DayAhead & Minutenreserveleistung | 19,2 | -116 |
| DayAhead & IntraDay & Minutenreserveleistung | 19,8 | -82 |
| DayAhead & Sekundärregelleistung | 25,6 | -36 |
| DayAhead & IntraDay & Sekundärregelleistung | 27,4 | -14 |
| DayAhead & IntraDay & Minutenreserveleistung & Sekundärregelleistung | 32,3 | +48 |

In Abbildung 4-7 ist der kumulierte Barwert der verschiedenen Vermarktungsoptionen über den Betrachtungszeitraum von 30 Jahren aufgetragen. Der blaue Bereich zeigt das Ergebnis für die reine DayAhead-Vermarktung (untere Grenze) und die Kombination von DayAhead und IntraDay-Vermarktung (obere Grenze). Der grüne Bereich deckt die Vermarktungsoptionen der zusätzlichen Regelleistungsbereitstellung ab. Hierbei wird die untere Grenze des Bereichs durch die Vermarktungsoption DayAhead & Minutenreserveleistung und die obere Grenze durch die Kombination aller Vermarktungsoptionen definiert. Durch letztere kann in diesem Beispiel eine Amortisationszeit von 21 Jahren erreicht werden. Da es sich bei der Untersuchung um eine Maximalabschätzung der Erlöse handelt, kann angenommen werden, dass ein Neubau von Pumpspeicherkraftwerken unter derzeitigen Marktbedingungen i.d.R. nicht wirtschaftlich ist. An Abbildung 4-7 ist zu erkennen, dass nur unter günstigsten Umständen eine Wirtschaftlichkeit erreicht wird.

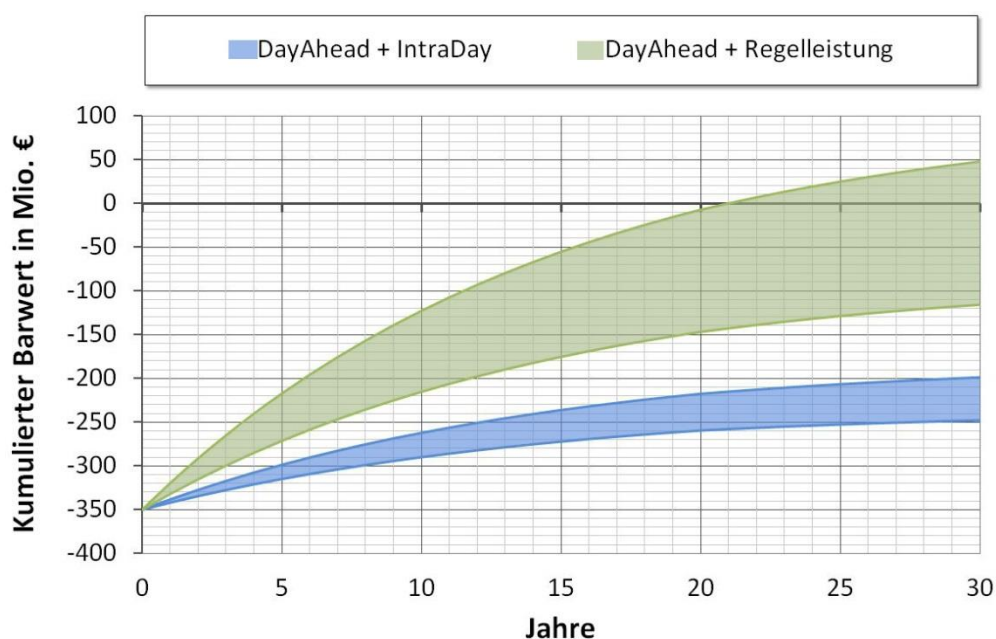


Abbildung 4-7: *Kumulierter Barwert der betrachteten Vermarktungsoptionen*

5 Fazit

Das vorliegende Gutachten untersucht die Wirtschaftlichkeit von Pumpspeicherkraftwerken unter gegebenen Marktbedingungen. Es zeigt anhand eines Modell-Pumpspeicherkraftwerks und dessen simulierten, marktorientierten Einsatzes, welche Deckungsbeiträge durch den Betrieb maximal erwirtschaftet werden können. Die Mehrzahl der betrachteten Vermarktungsoptionen bleibt unwirtschaftlich. Lediglich eine Vermarktungsoption erreicht im Betrachtungszeitraum und unter den gewählten Annahmen die Wirtschaftlichkeit. Da ein wesentlicher Anteil der Erlöse auf die Vermarktung von Regelleistung zurückzuführen ist, deren Prognostizierbarkeit äußerst begrenzt ist, kann angenommen werden, dass aktuell i.d.R. keine Investitionen in PSW zu erwarten sind.

Andererseits werden aus energiewirtschaftlicher Sicht (Ausbau der erneuerbaren Energieträger bei gleichzeitiger Abnahme der konventionellen Kraftwerksleistung) mittelfristig Speicherkapazitäten im Netz zunehmend erforderlich. Pumpspeicherkraftwerke, werden noch auf absehbare Zeit die preiswerteste großtechnische Speicheroption bleiben. Daher ist es wichtig, dass dieser Technologie ein Platz im Markt auch unter den heutigen ungünstigeren energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen (geringe Preismargen und Erlöse für Regelleistung) erhalten bleibt.

6 Literaturverzeichnis

- BMWI-04 14** Weber, Alexander et al.: Potentiale zur Erzielung von Deckungsbeiträgen für Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz, Österreich und Deutschland. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi), 2014
- BMWI-09 12** Rösler, Philipp; Mitterlehner, Reinhold; Leuthard, Doris: Erklärung von Deutschland, Österreich und der Schweiz zu gemeinsamen Initiativen für den Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2012
- BNETZA-04 13** Bundesnetzagentur (BNetzA): Kraftwerkliste Bundesnetzagentur - Stand 27.03.2013. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2013
- DENA-02 08** Untersuchung der elektrizitätswirtschaftlichen und energiepolitischen Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherwerken - NNE-Pumpspeicher. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2008
- DESTATIS-02 13** Monatsbericht über die Elektrizitätsversorgung - Berichtszeitraum Januar bis Dezember 2012. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (destatis), 2013
- ECON-03 12** Kennzahlen der Speicherkraftwerke - Detaillierung von Nichtverfügbarkeitskennzahlen sowohl der Arbeit wie auch der Zeit nach Größenklassen für Speicherkraftwerke ab 2002. Wien: E-Control, 2012
- EEX-08 12** EEX: EEX-Transparenzplattform in: <http://www.transparency.eex.com/de/>. Leipzig: EEX, 2012
- FFE-39 12** Pellingner, Christoph; Schmid, Tobias; et al.: Laufendes Projekt: Merit-Order der Energiespeicherung im Jahr 2030 - Entwicklung und Darstellung kostenoptimierter Speicherinfrastrukturen in Form von Merit Order Kurven in: <http://www.ffe.de/die-themen/speicher-und-netze/414>. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2012
- FFE-29 13** Zwischenbericht zum laufenden Projekt: Merit Order der funktionalen Energiespeicherung im Jahr 2030 - Teil 3: Ermittlung technoökonomischer Kennwerte funktionaler Energiespeicher. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2013
- IWS-02 09** Giesecke, Jürgen; Mosonyi, Emil: Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb, 5., aktualisierte und erweiterte Auflage. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 2009
- RWTH-01 14** Moser, Albert; Rotering, Niklas; Schäfer, Andreas: Unterstützung der Energiewende in Deutschland durch einen Pumpspeicherausbau - Potentiale zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit und der Versorgungssicherheit. Aachen:

- RWTH Aachen, 2014
- STMWIVT-01 11** Bayerisches Energiekonzept "Energie innovativ" - Von der Bayerischen Staatsregierung beschlossen am 24. Mai 2011. München: Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie (StMWIVT), 2011
- TRIA-01 13** Keine Investition am Rursee. Aachen: Trianel GmbH, 2013
- TUM-03 12** Wagner, Ulrich; Hamacher, Thomas: Integration und Bewertung erzeuger- und verbraucherseitiger Energiespeicher - KW21 – Kraftwerke des 21. Jahrhunderts, Arbeitskreis Energiewirtschaft – Projekt BY 1E. München: Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik an der Technischen Universität München (TUM), 2012
- UVPG-01 13** Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG). Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2013
- VGB-08 08** Klein, Kurt; Nowicki, Peter; Pöhler, Frank; Klein, Joachim: Abschätzung von Revisionszyklen bei PSW infolge modifizierter Betriebsweise in: VGB PowerTech Nr. 9/2008, S. 76-81. Essen: VGB PowerTech e.V., 2008
- VWVFG-01 13** Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG). Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2013
- WAWI-01 12** Albrecht, Jörg-Peter: Pumpspeichertechnologien im Vergleich in: Wasserwirtschaft Ausgabe 07/2012, Seite 29-34. Heidelberg: Springer Vieweg, 2012
- WHG-01 10** Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts - Wasserhaushaltsgesetz vom 31. Juli 2009 (BGBl. I S. 2585), das durch Artikel 12 des Gesetzes vom 11. August 2010 (BGBl. I S. 1163) geändert worden ist. Berlin: Bundesministerium der Justiz (BMJ), 2010
- ZSW-02 12** Hartmann, Niklas; Eltrop, Ludger; Bauer, Nikolaus; Salzer, Johannes; Schwarz, Simon; Schmidt, Maïke: Stromspeicherpotenziale für Deutschland. Stuttgart: Zentrum für Energieforschung Stuttgart (ZfES), 2012