

Potentiale zur Erzielung von Deckungsbeiträgen für Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz, Österreich und Deutschland

Gutachten

im Rahmen des Projektes „Bewertung des Beitrags von Speichern und Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz, Österreich und Deutschland zur elektrischen Energieversorgung – Teilstudie b „ökonomische Untersuchungsgegenstände““

Auftraggeber:

Schweizerisches Bundesamt für Energie (BfE), Bern

Auftragnehmer:

Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP) der TU Berlin (Autoren: Alexander Weber, Thorsten Beckers, Sebastian Feuß, Christian von Hirschhausen, Albert Hoffrichter und Daniel Weber) in Zusammenarbeit mit dem IAEW der RWTH Aachen

Berlin, Juni 2014

Angaben zur Projektbearbeitung und Autorenschaft

Das vorliegende Gutachten wurde federführend vom Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP) der TU Berlin erstellt, bezüglich der Abstimmung der Szenarien sowie der Aufbereitung von Daten erfolgte eine enge Zusammenarbeit mit dem IAEW der RWTH Aachen.

Seitens der TU Berlin lag die Projektleitung bei Prof. Dr. Christian von Hirschhausen, die Projektdurchführung wurde von Alexander Weber verantwortet. Sebastian Feuß hat maßgeblich an der Modellierung der Deckungsbeitragsermittlung gearbeitet. Der Anhang E zur Frage möglicher multilateraler Vereinbarungen zur Finanzierung und Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken wurde von Prof. Dr. Thorsten Beckers, Albert Hoffrichter, Alexander Weber und Daniel Weber verfasst.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	iv
Tabellenverzeichnis	v
Abkürzungen.....	vi
Executive Summary	vii
1 Einleitung.....	1
2 Märkte für Energie und Systemdienstleistungen	1
2.1 Märkte aus nationaler Perspektive	2
2.1.1 Regelleistungsmärkte.....	2
2.1.1.1 Regelleistung: Schweiz.....	2
2.1.1.2 Regelleistung: Österreich.....	3
2.1.1.3 Regelleistung: Deutschland	4
2.1.2 Day-Ahead-Märkte	5
2.1.3 Intraday-Märkte	5
2.2 Grenzüberschreitender Handel	6
2.2.1 Derzeit existierende Regelungen	6
2.2.2 Weiterentwicklung der internationalen Kooperationen.....	7
2.2.2.1 Network Code on Capacity Allocation and Congestion Management.....	7
2.2.2.2 Network Code on Electricity Balancing.....	8
3 Kosten des Betriebs	10
3.1 Kosten im Detail	10
3.1.1 Betrieb, Wartung und Instandhaltung.....	10
3.1.2 Netzentgelte	10
3.1.3 Wasserentgelte	12
3.1.4 Pumpwerkabgaben und -steuern	12
3.2 Überblick.....	13
4 Ermittlung der Deckungsbeiträge	14
4.1 Methodik	14
4.1.1 Szenarien	15
4.1.2 Ermittlung der Referenzpumpspeicher.....	16
4.1.3 Betrachtete Märkte und Modellierung	19
4.1.4 Durchführung der Deckungsbeitragsrechnung	20
4.2 Ergebnisse der Deckungsbeitragsermittlung.....	20
4.2.1 Überblick über Ergebnisse	20
4.2.2 Ergebnisse im Detail	23
4.2.2.1 Unterschiede nach Märkten.....	23
4.2.2.2 Unterschiede nach Horizont (MF-/LF-Szenario).....	24
4.2.2.3 Unterschiede nach Referenz-PSKW-Typen	25
4.2.2.3.1 Regelbarkeit der Pumpe.....	25
4.2.2.3.2 Speichervolumen.....	26
4.3 Fazit.....	28
5 Diskussion der Ergebnisse und Schlussfolgerungen	28
5.1 Diskussion der Ergebnisse	28
5.2 Schlussfolgerungen	29
Literaturverzeichnis	31
A Modellbeschreibung Deckungsbeitragsermittlung.....	36

A.1	Einsatzoptimierungsmodell.....	36
A.1.1	Modell mit voll-variabler Pumpe	36
A.1.2	Modellabwandlungen für Referenz-PSKW mit nicht-variabler Pumpe	37
A.1.3	DA-Preiszeitreihen	37
A.2	Modellierung der Regelleistungsmärkte	38
A.2.1	Leistungspreise	38
A.2.2	Arbeitspreis und Abrufwahrscheinlichkeit	38
A.2.3	Ausgeschriebenes Volumen	39
A.2.4	Einordnung der Methode.....	40
A.3	Modellierung der Intradaymärkte.....	41
A.3.1	Ausgangslange.....	41
A.3.2	Modellierungsansatz	42
A.3.3	Praktische Implementierung.....	42
A.4	Methode zur Parametrierung der Demand-Side-Sensitivität.....	43
B	Ergebnisse der Deckungsbeitragsermittlung aller Szenarien und Sensitivitäten	46
C	Deckungsbeiträge anderer Kraftwerkstypen in den gerechneten Szenarien; exemplarisch für den Day-Ahead-Markt.....	49
D	Pumpspeicherkraftwerke im Rahmen der „Connecting Europe Facility“	50
E	Konzeptionelle Analyse zu Ausgestaltungsformen multilateraler Vereinbarungen zur Finanzierung und Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken.....	51
E.1	Relevanz von PSKW im multilateralen Kontext.....	52
E.1.1	Energiewirtschaftliche Ziele	52
E.1.2	Grundsätzlicher Beitrag von Pumpspeicherkraftwerken zur Zielerreichung	52
E.1.3	Aspekte im internationalen Kontext.....	53
E.2	Modelle der Planung und Finanzierung grenzüberschreitender PSKW-Investitionen	55
E.2.1	Modelle ohne zwischenstaatliche Vereinbarung.....	56
E.2.2	Modelle mit zwischenstaatlicher Vereinbarung	57
E.3	Fazit.....	58

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Vergleich der in 2013 von den ÜNB in Deutschland erhobenen Entgelte (Jahresbenutzungsdauer > 2 500 h) im Höchstspannungsnetz mit Lastgangzählung.	11
Abbildung 2: Dimensionen der Deckungsbeitragsermittlung; es finden insgesamt 96 einzelne Bewertungen statt.	15
Abbildung 3: Betrachtete Szenarien.	16
Abbildung 4: Verteilung der maximalen Speicherdauern.	17
Abbildung 5: Im Rahmen der Deckungsbeitragsermittlung berücksichtigte Märkte sowie verwendete Eingangsgrößen.	19
Abbildung 6: Struktur der Deckungsbeitragsermittlung.	20
Abbildung 7: Deckungsbeitrag pro Szenario und Land für Referenz-PSKW 1 (in Mio. € p. a.).....	22
Abbildung 8: Deckungsbeitrag pro Szenario und Land für Referenz-PSKW 2 (in Mio. € p. a.).....	22
Abbildung 9: Deckungsbeitrag pro Szenario und Land für Referenz-PSKW 3 (in Mio. € p. a.).....	22
Abbildung 10: Deckungsbeitrag pro Szenario und Land für Referenz-PSKW 4 (in Mio. € p. a.).....	22
Abbildung 11: Unterschiedliche Vermarktungsergebnisse, Kosten und Deckungsbeiträge für Referenz-PSKW 1 bei Teilnahme an verschiedenen Märkten (in Mio. € p. a.)	24
Abbildung 12: Unterschiedliche Vermarktungsergebnisse, Kosten und Deckungsbeiträge für Referenz-PSKW 1 im Mittelfrist- und Langfristszenario (in Mio. € p. a.).....	25
Abbildung 13: Unterschiede der Deckungsbeiträge aus allen Märkten zwischen den Referenz-PSKW mit unflexibler (Typen 3 und 4) sowie flexibler Pumpe (Typen 1 und 2) (in Mio. € p. a.)	26
Abbildung 14: Unterschiedliche Vermarktungsergebnisse, Kosten und Deckungsbeiträge für Referenz-PSKW mit voll-variabler Pumpe und unterschiedlicher Speichergröße (in Mio. € p. a.)	27
Abbildung 15: Die Variation der Speicherfüllstände zeigt die resultierenden Unterschiede in der Bewirtschaftung kleiner und großer Speicher auf. Dargestellt ist ein Speicher mit variabler Pumpe im LF-Basisszenario, der lediglich am DA-Markt teilnimmt.	27
Abbildung 16: DA-Preise in den MF-/LF-Basisszenarien für die betrachteten Marktgebiete. Quelle: Eigene Darstellung, Daten: IAEW.	37
Abbildung 17: Stundenscharfe GRR-Mengen in den MF-/LF-Szenarien. Quelle: Eigene Darstellung; Daten: IAEW.	40
Abbildung 18: Scatter-Diagramm zur zeitlichen Autokorrelation der Abweichungen zwischen ID- und DA-Preisen.	41

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Modalitäten der SRL-/TRL-Kontrahierung in der Schweiz.	3
Tabelle 2: Modalitäten der SRL-/TRL-Kontrahierung in Österreich.	4
Tabelle 3: Modalitäten der SRL-/TRL-Kontrahierung in Deutschland.	5
Tabelle 4: Höhe der sonstigen Kosten des Betriebs von PSKW pro Land.	13
Tabelle 5: Übersicht über betrachtete Referenzanlagen.	19
Tabelle 6: Für Deutschland im Jahr 2030 ermittelte Parameter für die DSM-Sensitivität.	44
Tabelle 7: Jahresarbeitsmengen im Langfristszenario in den einzelnen Ländern.	44
Tabelle 8: Skalierte DSM-Parameter.	45
Tabelle 9: Ergebnisse Schweiz Teilnahme am DA-, ID- und Regelenergiemarkt (in Mio. € p. a.)	46
Tabelle 10: Ergebnisse Österreich Teilnahme am DA-, ID- und Regelenergiemarkt (in Mio. € p. a.)	47
Tabelle 11: Ergebnisse Deutschland Teilnahme am DA-, ID- und Regelenergiemarkt (in Mio. € p. a.)	48
Tabelle 12: Volllaststunden aggregierte Kraftwerksklassen in den Basisszenarien in Deutschland.	49
Tabelle 13: Überschlägige Erlöse und Deckungsbeiträge thermischer Kraftwerke in den Basisszenarien in Deutschland.	50
Tabelle 14: Investitionskosten und Annuitäten ausgewählter thermischer Kraftwerkstechnologien.	50

Abkürzungen

AR	Autoregressiv
BoA	Braunkohlekraftwerk mit optimierter Anlagentechnik
CACM	Capacity Allocation and Congestion Management
CEF	Connecting Europe Facility
CHF	Schweizer Franken
DA	Day-Ahead
DSM	Demand-Side-Management
EB	Electricity Balancing
EE	Erneuerbare Energien
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
FWGL	Framework Guideline
GRR	Gesamtregelreserve
ID	Intraday
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
LF	Langfrist
MF	Mittelfrist
MRL	Minutenregelleistung (= TRL)
NC	Network Code
NKV	Nutzen-Kosten-Verhältnis
NTC	Net Transfer Capacity
PCI	Project of Common Interest
PSKW	Pumpspeicherkraftwerk
SRL	Sekundärregelleistung
TRL	Tertiärregelleistung (= MRL)
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

Executive Summary

In der „Erklärung von Deutschland, Österreich und der Schweiz zu gemeinsamen Initiativen für den Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken“ vom April 2012 wurde festgestellt, dass die verstärkte Nutzung der Erneuerbaren Energien für die zukünftige Stromversorgung langfristig einen entsprechenden Ausbau von Speicherkapazitäten benötigt. Der hieraus abgeleitete Auftrag für die trilaterale Studie ist demzufolge ein Beitrag zur verstärkten Zusammenarbeit Deutschland-Österreich-Schweiz (D-A-CH) im Bereich der Pumpspeicherkraftwerke; insbesondere geht es darum, die Nutzung dieser Technologie weiter auszubauen und Potentiale zu erschließen. Der vorliegende Studienteil – „ökonomische Untersuchungsgegenstände“ – geht der Frage nach, wie sich die Situation von Pumpspeicherkraftwerken in den nächsten beiden Jahrzehnten aus einer Deckungsbeitragsperspektive darstellt und welche Entwicklungsaussichten bestehen.

Die Deckungsbeitragsermittlung erbringt folgende zentrale Ergebnisse:

- Die Teilnahme am Day-Ahead-Markt stellt den stabilsten Beitrag zur Erzielung von Deckungsbeiträgen dar, eine zusätzliche Teilnahme am Intraday-Markt kann die Deckungsbeiträge weiter erhöhen.
- Die Vermarktungsergebnisse aus Regelleistung und -leistung wirken sich insbesondere in Österreich und Deutschland erheblich positiv auf die Deckungsbeiträge aus, sind jedoch mit hohen Unsicherheiten, insbesondere bzgl. des zukünftigen Marktdesigns behaftet.
- Die Umsetzung der Maßnahmen des Network-Code Electricity Balancing könnte zu einer Angleichung der derzeit sehr heterogenen Vermarktungsmöglichkeiten führen; dies impliziert daher teils erhebliche Veränderungen in den Deckungsbeiträgen.
- Die wirtschaftliche Situation für neue Pumpspeicherkraftwerke ist mittel- und langfristig mit großen Unwägbarkeiten behaftet. Es gibt jedoch Anhaltspunkte dafür, dass sich dies langfristig (d. h. auch über das in dieser Studie angesetzte Langfristszenario hinaus) verbessert.
- Bezüglich der Anlagenauslegung deutet sich an, dass eine ausschließliche Konzentration auf Kurzfristspeicher sowohl einzel- als auch gesamtwirtschaftlich nicht optimal sein könnte sowie dass flexible Anlagen erkennbar höhere Deckungsbeiträge erzielen können.

Eine langfristige trilaterale Kooperation, insbesondere zur gemeinsamen Kostentragung von Neuinvestitionen, ist anspruchsvoll, könnte aber geeignet sein, Nettovorteile aus der Errichtung von Pumpspeicherkraftwerken zu realisieren, die sich sonst nicht einstellen würden. Ein unterstützender Faktor für die Umsetzung grenzüberschreitender Vereinbarungen zur Investition in und zur Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken ist in der Fähigkeit der beteiligten Länder zu sehen, sich gegenseitig glaubhaft ein langfristig kooperatives Verhalten zuzusichern. Dies kann insbesondere dann gegeben sein, wenn zwischen den Ländern traditionell enge wirtschaftliche Austauschbeziehungen bestehen, wenn bereits eine vertiefte politische Zusammenarbeit in bestimmten Bereichen existiert und wenn gemeinsame, langfristige energiepolitische Ziele verfolgt werden.

Aus den vorgenannten Gründen wird empfohlen, die trilaterale Initiative fortzuführen, um so eine Grundlage für konkrete und langfristige energiewirtschaftliche und energiepolitische Kooperationen zu schaffen.

1 Einleitung

Elektrizitätsspeichern im Allgemeinen und Pumpspeicherkraftwerken (PSKW) im Besonderen wurde in der letzten Zeit eine besondere Aufmerksamkeit zuteil, da sie als wichtige Komponenten eines zunehmend auf Erneuerbaren Energien basierenden Systems betrachtet werden.¹ Darüber hinaus kann die in der trilateralen Erklärung der Schweiz, Österreichs und Deutschlands² angeregte Kooperation zum Ausbau und zur Nutzung von PSKW an eine lange Tradition der grenzüberschreitenden energiewirtschaftlichen Kooperation in der Alpenregion anknüpfen. Beispielhaft sind hier der Stern von Laufenburg oder der teils direkte Anschluss österreichischer Speicherkraftwerke (und die teilweise Finanzierung dieser durch deutsche Energieversorgungsunternehmen) zu nennen.³

Die vorliegende Teilstudie ist Bestandteil einer übergeordneten Studie, die im Kontext der vorgenannten trilateralen Erklärung für die Schweiz vom Bundesamt für Energie beauftragt worden ist. Ziel der vorliegenden Teilstudie im Rahmen der Studie im Kontext der trilateralen Erklärung ist in erster Linie eine Ermittlung von mittelfristigen Deckungsbeiträgen idealtypischer PSKW in der Schweiz, Österreich und Deutschland. „Mittelfristig“ bedeutet hierbei, dass Kosten und Erlöse, die sich kurz- und mittelfristigen Entscheidungen zuordnen lassen berücksichtigt werden, nicht jedoch Investitionsentscheidungen. Die Untersuchung erfolgte unter Berücksichtigung von im Rahmen des trilateralen Projektes abgestimmten energiewirtschaftlichen Szenarien. Weiterhin wurden der Untersuchung die derzeit gültigen institutionellen Rahmenbedingungen zu Grunde gelegt, mögliche Weiterentwicklungen werden jedoch auch diskutiert. Zunächst wird in Abschnitt 2 die Situation in Bezug auf die relevanten Märkte für Fahrplanenergie und Systemdienstleistungen dargestellt. Hierbei wird auch ein Ausblick auf derzeit bestehende grenzüberschreitende Vermarktungsmöglichkeiten und anstehende Entwicklungen im Kontext europäischer Regelungen gegeben. Die Kosten des Betriebs werden in Abschnitt 3 aufgearbeitet und in Bezug auf die wirtschaftliche Analyse strukturiert; die Ermittlung der Deckungsbeiträge selbst wird in Abschnitt 4 dargestellt. Eine abschließende Diskussion der Ergebnisse sowie die Schlussfolgerungen der Untersuchungen werden in Abschnitt 5 vorgenommen.

2 Märkte für Energie und Systemdienstleistungen

In den im Rahmen dieser Studie betrachteten Ländern liegen unterschiedliche Ausgangssituationen für PSKW, insbesondere in Bezug auf den Zugang zu Märkten für Fahrplanenergie und Systemdienstleistungen, vor. In den direkt folgenden Abschnitten 2.1.1, 2.1.2 und 2.1.3 werden zunächst die Märkte für Energie und Systemdienstleistungen (konkret: Regelleistung, Day-Ahead und Intraday) beschrieben. Anschließend wird in Abschnitt 2.2 ein Ausblick über aktuelle und in der Zukunft mögliche Weiterentwicklungen, insbesondere in grenzüberschreitender Hinsicht und unter Berücksichtigung der Entwicklung der Europäischen Regelungen, gegeben.

¹ Hier seien beispielhaft die Studien von Balmer/Möst/Spreng (2006), Neldner (2012), BfE (2013) sowie Schill (2013) genannt.

² Vgl. UVEK/BMWFJ/BMWi (2012).

³ Vgl. z. B. Hughes (1993), Schnug/Fleischer (1999) sowie Horstmann/Kleinekorte (2003).

2.1 Märkte aus nationaler Perspektive

In den folgenden drei Abschnitten wird die Ausgestaltung der Regelleistungs-, Day-Ahead- und Intradaymärkte in den jeweiligen Ländern beschrieben. Hierbei werden zunächst grenzüberschreitende Aspekte vernachlässigt, die dann jedoch in Abschnitt 2.2 erläutert werden.

2.1.1 Regelleistungsmärkte

Grundsätzlich wird zwischen drei Regelleistungsarten unterscheiden: Der Primärregelung, der Sekundär- sowie Tertiärregelung⁴ (SRL, TRL). PSKW sind grundsätzlich nur zur Erbringung von SRL/TRL geeignet, da die Erbringung von Primärregelung einen dauernden, gleichgerichteten Betrieb erfordern würde.⁵ In den folgenden drei Abschnitten wird jeweils ein kurzer Überblick über die Organisation der Regelleistungserbringung in den drei beteiligten Ländern gegeben.

Zunächst ist jedoch festzuhalten, dass die Organisation der Regelleistungserbringung in allen betrachteten Ländern einem grundsätzlich ähnlichen Schema folgt:

- 1) Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) legen die zu beschaffende Regelleistungsmenge fest.
- 2) Es findet eine Ausschreibung statt, bei der die präqualifizierten Teilnehmer – für die betreffende Zeitscheibe – Gebote bestehend aus einer Menge (in MW) sowie einem Arbeitspreis (CHF/MWh bzw. €/MWh) und meistens auch, jedoch nicht immer, einem Leistungspreis (CHF/MWh bzw. €/MWh), abgeben.
- 3) Falls zutreffend: Die eingegangenen Gebote werden ausschließlich nach ihrem Leistungspreis aufsteigend geordnet, anschließend werden die günstigsten Gebote, die zur Deckung der zu beschaffenden Regelleistungsmenge nötig sind, zum Angebotspreis bezuschlagt.
- 4) Der Abruf erfolgt wiederum in der Reihenfolge der Arbeitspreise; hier werden grundsätzlich die günstigsten Angebote zuerst abgerufen. Die Bezahlung erfolgt zum jeweils gebotenen Arbeitspreis.

Darüber hinaus ist es teils möglich, grenzüberschreitend an Regelleistungsmärkten teilzunehmen; dies wird in Abschnitt 2.2.1 erläutert.

2.1.1.1 Regelleistung: Schweiz

Die Modalitäten der Regelleistungsbeschaffung für SRL/TRL in der Schweiz sind überblicksartig in Tabelle 1 dargestellt.

⁴ In Deutschland wird die Tertiärregelung abweichend zur Schweiz und Österreich auch als Minutenregelung (MRL) bezeichnet.

⁵ Falls durch einen koordinierten Einsatz mehrerer Maschinensätze eine entsprechende Verschiebung des Arbeitspunktes möglich ist oder ohnehin eine ständige (leistungsmäßig begrenzte) Abarbeitung von Speicherwasser erfolgt, ist auch eine Erbringung von PRL durch PSKW denkbar. Von diesem Fall wird jedoch im Rahmen der vorliegenden Studie abgesehen. Dies wird auch deshalb in Kauf genommen, da zwar grundsätzlich für die Vorhaltung von PRL höhere Preise als für die Bereitstellung von SRL/TRL beobachtbar sind, jedoch selbst in dem Fall dass PRL technisch vom PSKW erbracht werden kann, die maximale Leistung auf Grund technischer Anforderungen entsprechend begrenzt ist. Somit wirkt sich diese Annahme entsprechend auch nur begrenzt auf den (prospektiven) Deckungsbeitrag aus.

	SRL	TRL
Ausschreibungsintervall	wöchentlich	täglich/wöchentlich
Zeitscheiben/Produkte	symmetrische Regelleistungsbänder, d. h. ein Gebot an Leistungsvorhaltung gilt stets in beide Richtungen.	6 (tägliche) Zeitscheiben à 4h, je positiv und negativ: 0:00 Uhr bis 4:00 Uhr, 4:00 Uhr bis 8:00 Uhr, 8:00 Uhr bis 12:00 Uhr, 12:00 Uhr bis 16:00 Uhr, 16:00 Uhr bis 20:00 Uhr und 20:00 Uhr bis 24:00 Uhr. Weiterhin existiert eine durchgehende Wochenscheibe Montag 00.00 Uhr bis Sonntag 24.00 Uhr, ebenfalls je positiv und negativ.
Vergütung Leistung (bei Bezuschlagung)	gebotener Leistungspreis (pay-as-bid)	gebotener Leistungspreis (pay-as-bid)
Vergütung Arbeit (bei Abruf)	Stündlicher Spotpreis SwissIX $\pm 20\%$ inkl. Cap/Floor Wochenbase gemäß dem über 15 Minuten gemittelten Stellsignal	gebotener Arbeitspreis (pay-as-bid)
Angebotsfrist am Ausschreibungstag	unterschiedlich, je Ausschreibungskalender	unterschiedlich, je Ausschreibungskalender

Tabelle 1: Modalitäten der SRL-/TRL-Kontrahierung in der Schweiz. Quelle: Swissgrid (2013).

2.1.1.2 Regelleistung: Österreich

In Österreich erfolgt die Kontrahierung der Regelleistung über eine internetbasierte Ausschreibungsplattform.⁶ Eine Übersicht für SRL/TRL ist in Tabelle 2 dargestellt.

	SRL	TRL
Ausschreibungsintervall	wöchentlich und 4-wöchentlich	wöchentlich („Market-Maker-Ausschreibung“) und täglich

⁶ Vgl. APG.at (2013a).

		(„Day-Ahead-Ausschreibung“)
Zeitscheiben/Produkte	3 Zeitscheiben, weiterhin unterteilt nach positiv/negativ Peak-Woche: Mo-Fr, 8.00 Uhr bis 20.00 Uhr Offpeak-Woche Mo-Fr 0.00 Uhr bis 8.00 Uhr sowie 20.00 Uhr bis 24.00 Uhr Wochenende: Sa-So, 0.00 Uhr bis 24.00 Uhr	6 Zeitscheiben à 4h, jeweils getrennt nach Samstag+Sonntag sowie Montag-Freitag und positiv/negativ: 0:00 Uhr bis 4:00 Uhr, 4:00 Uhr bis 8:00 Uhr, 8:00 Uhr bis 12:00 Uhr, 12:00 Uhr bis 16:00 Uhr, 16:00 Uhr bis 20:00 Uhr und 20:00 Uhr bis 24:00 Uhr.
Vergütung Leistung (bei Bezuschlagung)	gebotener Leistungspreis (pay-as-bid)	nur „Market-Maker“-Ausschreibung: gebotener Leistungspreis (pay-as-bid), bei „Day-Ahead“-Ausschreibung kein Leistungspreis!
Vergütung Arbeit (bei Abruf)	gebotener Arbeitspreis (pay-as-bid)	gebotener Arbeitspreis (pay-as-bid)
Angebotsfrist am Ausschreibungstag	14.00 Uhr (4-wöchentliche Ausschreibungen) 15.00 Uhr (wöchentliche Ausschreibungen)	15.00 Uhr

Tabelle 2: Modalitäten der SRL-/TRL-Kontrahierung in Österreich. Quellen: (E-Control, 2011a, 2011b, 2011c, 2011d, 2011e; APG.at, 2013b, 2013c)

2.1.1.3 Regelleistung: Deutschland

Die Kontrahierung von Regelleistung sowie der Bedingungen für den Abruf erfolgt in Deutschland grundsätzlich über die Plattform www.regelleistung.net⁷. Die Ausschreibungscharakteristika für SRL/TRL sind übersichtsartig in Tabelle 3 dargestellt.

	SRL	TRL
Ausschreibungsintervall	wöchentlich	werktätlich
Zeitscheiben/Produkte	HT: werktags / NT: Wochenen-	6 Zeitscheiben à 4h, je positiv

⁷ Vgl. Bundesnetzagentur (2006, 2007).

	de, bundeseinheitliche Feiertage, je positiv und negativ	und negativ: 0:00 Uhr bis 4:00 Uhr, 4:00 Uhr bis 8:00 Uhr, 8:00 Uhr bis 12:00 Uhr, 12:00 Uhr bis 16:00 Uhr, 16:00 Uhr bis 20:00 Uhr und 20:00 Uhr bis 24:00 Uhr.
Vergütung Leistung (bei Bezuschlagung)	gebotener Leistungspreis (pay-as-bid)	gebotener Leistungspreis (pay-as-bid)
Vergütung Arbeit (bei Abruf)	gebotener Arbeitspreis (pay-as-bid)	gebotener Arbeitspreis (pay-as-bid)
Angebotsfrist am Ausschreibungstag		10.00 Uhr

Tabelle 3: Modalitäten der SRL-/TRL-Kontrahierung in Deutschland. Quelle: (BNetzA, 2011a, 2011b)

2.1.2 Day-Ahead-Märkte

In allen drei Ländern existiert ein Day-Ahead-Markt („Day-Ahead“ wird im Folgenden abgekürzt durch „DA“), der in Form einer vortäglichen, stundenscharfen Auktion durchgeführt wird. Die Schweiz einerseits und Österreich/Deutschland andererseits bilden je ein Marktgebiet. In der Schweiz wird der DA-Markt durch die Börse SwissIX, betrieben von der EPEXspot, durchgeführt. Im Marktgebiet Österreich/Deutschland werden zwei Börsenplätze betrieben: Einerseits durch die EPEXspot sowie andererseits durch die EXAA, wobei letztere einen österreichischen Fokus hat und ein deutlich geringeres Handelsvolumen als die EPEXspot aufweist.⁸

2.1.3 Intraday-Märkte

In jedem der betrachteten Länder ist gegenwärtig ein untertägiger (im Folgenden abgekürzt durch „ID“) Handel nach dem Prinzip des kontinuierlichen Handels möglich. Die Ausprägungen unterscheiden sich jedoch:

- Im Schweizerischen Marktgebiet existiert auf der Plattform der EPEX seit 26.6.2013 ein ID-Handel sowohl für ganze Stunden als auch für Viertelstunden. Weiterhin findet ein grenzüberschreitendes Matching von Orders mit dem deutschen Marktgebiet basierend auf freien ID-Kapazitäten statt.⁹

⁸ Vgl. BNetzA (2013, S. 99).

⁹ Vgl. EPEXspot (2013).

- In Deutschland und Österreich existiert seit dem 26.09.2006 ein ID-Handel mit Stundenprodukten, der in Deutschland seit dem 15.11.2011 auf den Handel mit Viertelstundenprodukten erweitert worden ist.¹⁰

2.2 Grenzüberschreitender Handel

Derzeit sind im Rahmen der betrachteten Marktsegmente bereits teilweise Mechanismen zur grenzüberschreitenden Nutzung von Ressourcen vorhanden. Dies bezieht sich auf alle betrachteten Marktsegmente (DA, ID und Regelleistung); die derzeitige Situation wird im folgenden Abschnitt 2.2.1 knapp dargestellt. Im Abschnitt 2.2.2 wird erläutert, welche zukünftigen Entwicklungen sich, insbesondere vor dem Hintergrund des europäischen Network-Code „Electricity Balancing“ abzeichnen.

2.2.1 Derzeit existierende Regelungen

Derzeit existieren Möglichkeiten zum grenzüberschreitenden Marktzugang in der betrachteten Region, die durch eine entsprechende Kooperation der Regulatoren, Börsen und Übertragungsnetzbetreiber ermöglicht worden sind. Konkret sind dies:

- **Regelleistung:**

Als weitreichende internationale Kooperation kann der internationale Netzregelverbund (IGCC) gelten, der mit verschiedenen Modulen unterschiedliche Stufen der Integration erlaubt. Derzeit ist zwischen der Schweiz und Deutschland das sog. Modul 1 im Einsatz, welches die gegenläufige Aktivierung von Sekundärregelleistung (bei verfügbarer grenzüberschreitender Netzkapazität) verhindert. Weiterhin werden seit März 2012 25 MW des schweizerischen PRL-Bedarfs über die (ursprünglich deutsche) Plattform regelleistung.net ausgeschrieben. Diese Auktion steht sowohl Schweizer als auch deutschen Anbietern offen. Seit dem Juli 2013 findet analog eine gemeinsame Beschaffung der PRL zwischen Österreich und der Schweiz statt.

Für den Fall Österreichs ist eine Teilnahme am deutschen Regelleistungsmarkt dann möglich, wenn das in Österreich befindliche Kraftwerk einen physikalischen Anschluss an das deutsche Stromübertragungsnetz hat; dies ist insbesondere in West-Österreich häufig der Fall.

- **DA:**

Während Deutschland und Österreich ein gemeinsames Marktgebiet darstellen, sind an der Grenze zwischen der Schweiz einerseits sowie Österreich und Deutschland andererseits Engpässe deklariert. Diese Engpässe werden durch langfristige und tägliche Auktionen durch CASC¹¹ bewirtschaftet. Die Auktionen finden explizit, d. h. getrennt von der Spotmarktauktion statt. Ein Marketcoupling¹² zwischen der Schweiz und ihren Nachbarn ist derzeit noch nicht realisiert.

¹⁰ Vgl. EEX (2006), EPEXspot (2011).

¹¹ Vgl. <http://www.casc.eu/en>; die im Jahr 2013 deklarierten NTCs zwischen der Schweiz und dem Marktgebiet Österreich/Deutschland liegen für den Export aus der Schweiz um etwa 5 200 MW, für den Import schwankend bei ca. 1 200 MW, vgl. www.entsoe.net.

¹² Für eine Erläuterung siehe z. B. Weber et al. (2010).

- **ID:**

Der ID-Markt der Schweiz ist mit Hilfe des FITS (Flexible Intraday Trading Scheme) mit dem Marktgebiets Deutschlands/Österreichs verbunden: Sobald sich grenzüberschreitende Orders ausführbar gegenüberstehen und entsprechende Kapazität verfügbar ist, werden diese ausgeführt. Hierbei greift die ID-Plattform auf die ID-Kapazitätsvergabe der ÜNB zu. Diese erfolgt derzeit nach einem first-come-first-served-Verfahren und ist mit einer Nominierungspflicht verbunden¹³. Sie steht somit also auch grundsätzlich einer Nutzung ohne gleichzeitigem Handel auf den ID-Märkten offen. Es ist jedoch anzumerken, dass auf Grund des derzeit gültigen UCTE Operation Handbook¹⁴ eine grenzüberschreitende Vorlaufzeit für Fahrpläne von 45 Minuten vorgesehen ist. In Verbindung mit einer halbstündigen Bearbeitungszeit der auf der EPEX-Plattform abgeschlossenen ID-Geschäfte durch die ECC¹⁵ führt dies jedoch zu einem faktischen Handelsschluss 75 Minuten vor Lieferung.

2.2.2 Weiterentwicklung der internationalen Kooperationen

Für die EU-Mitglieder hat das sog. „3. Binnenmarktpaket“ erhebliche Auswirkungen: Im Rahmen der zu entwickelnden Netzwerkcodes werden grenzüberschreitende Regeln zur Netznutzung festgelegt; hierzu gehören nicht nur die Kapazitätsallokation zur Nutzung von Großhandelsmärkten, sondern auch Regeln zur grenzüberschreitenden Bereitstellung von Systemdienstleistungen; dies beinhaltet insbesondere Regelleistung.¹⁶ Somit ist absehbar, dass sich die Möglichkeiten zur Erzielung von Deckungsbeiträgen in den einzelnen Marktsegmenten eher angleichen als auseinander entwickeln dürften.

Für den Fall der Schweiz war lange Zeit geplant, dass durch Abschluss eines sog. „Stromabkommens“ mit der EU eine Erweiterung der oben genannten europäischen Regelungen bezüglich des Strommarktes auf die Schweiz erfolgt.¹⁷ In jüngerer Zeit steht dies jedoch wieder in Frage.¹⁸ Wird das Stromabkommen dennoch geschlossen, ist aber auch in diesem Fall zu erwarten, dass sich die einzelwirtschaftlichen Perspektiven von PSKW in der Schweiz denen in den anderen Mitgliedsstaaten und insbesondere den direkt benachbarten Märkten angleichen. In den folgenden beiden Abschnitten werden überblicksartig ausgewählte Aspekte der Network Codes „Capacity Allocation and Congestion Management“ (CACM) und „Electricity Balancing“ (EB) diskutiert. Dabei wird angenommen, dass diese über ein Stromabkommen auch für die Schweiz Gültigkeit entfalten.

2.2.2.1 Network Code on Capacity Allocation and Congestion Management

Im Fokus des Network Code CACM¹⁹ steht die diskriminierungsfreie Vergabe von Übertragungskapazität im vor- und untertägigen grenzüberschreitenden Handel mit Strom. Konkret bedeutet dies die

¹³ Vgl. EnBW TNG et al. (2011).

¹⁴ Vgl. (2009, P2-13, Timetable 2).

¹⁵ European Commodity Clearing, vgl. <http://www.ecc.de/>.

¹⁶ Vgl. EC (2009).

¹⁷ Vgl. NZZ.ch (2011, 2013), Füeg (2013) sowie Näf (2013).

¹⁸ Vgl. FAZ.NET (2014) sowie NZZ.ch (2014).

¹⁹ Grundlage des Abschnitts ist der Kommissionsentwurf NC CACM vom 22.11.2013 (EC, 2013a).

Einführung eines Marketcoupling für den DA-Markt sowie die Einführung von Verfahren zur automatischen Vergabe grenzüberschreitender Kapazität im ID-Handel. Bezüglich des ID-Handels wird die Implementierung eines dem derzeit an der Grenze zwischen den Marktgebieten Schweiz und Österreich/Deutschland eingesetzten ähnlichen Verfahrens gefordert, hier dürfte sich daher (im Falle der Anwendbarkeit der Network-Codes auf diese Grenze) keine erhebliche Veränderung ergeben. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass eine Verkürzung des derzeitigen Handelsschlusses von 75 Minuten vor Lieferung auf maximal 60 Minuten notwendig wäre (NC CACM, Art. 67, Nr. 3). Für den DA-Markt ist mit der Einführung eines entsprechenden Marketcoupling zu rechnen; dieses Verfahren hat in der Vergangenheit zu einer grenzüberschreitenden Angleichung der Preise geführt, aber keine fundamentalen Änderungen im Preisniveau verursacht. Insgesamt ist daher, im Vergleich zum Status quo, mit eher geringfügigen Auswirkungen des NC CACM auf die im Rahmen der Studie betrachteten DA- und ID-Märkte zu rechnen.

2.2.2.2 Network Code on Electricity Balancing

Im Bereich der Regelleistung bzw. -energie wird derzeit der Network Code NC EB²⁰ erarbeitet, der eine Vereinheitlichung der Regelleistungsmärkte und eine stärkere Internationalisierung derselben durch intensiviertere Nutzung grenzüberschreitender Netzkapazitäten vorsieht. Als wesentliche Elemente des NC EB lassen sich vier Themenbereiche identifizieren, die im Folgenden kurz diskutiert werden sollen. Darauf aufbauend und unter Berücksichtigung der aktuellen Situation in der betrachteten Region wird analysiert, welche Veränderungen sich in den einzelnen Ländern ergeben könnten.

Als Kernelemente des NC EB stellen sich (i) das Konzept der „Co-ordinated Balancing Areas“, (ii) die Regelungen zur Beschaffung von Regelleistung, (iii) die Organisation des Abrufs von Regelenergie sowie (iv) die Möglichkeit zur Reservierung grenzüberschreitender Netzkapazitäten zum Austausch von Regelleistung bzw. -energie heraus:

- (i) Das Konzept der „**Co-ordinated Balancing Areas**“ (CoBAs) sieht vor, dass jeder ÜNB verpflichtet ist, mit mindestens einem anderen ÜNB eine Regelenergiekooperation einzugehen. Die Mindestanforderung ist, dass wenigstens die gegenläufige Aktivierung von Regelenergie bei entsprechend freier Netzkapazität vermieden werden muss. Langfristig soll eine gemeinsame Vorhaltung und Aktivierung von Regelleistung durchgeführt werden. Weiterhin sollen einzelne CoBAs sukzessive zusammengeführt werden, um so eine europäische Vereinheitlichung zu erreichen.
- (ii) Bezüglich der Ausgestaltung der **Beschaffung von Regelleistung** wird gefordert, dass grenzüberschreitend kompatible „Standardprodukte“ definiert werden; diese sollen grundsätzlich auch die Einbeziehung von Lasten, Speichern, EE-Anlagen und Aggregatoren ermöglichen. Hierbei muss jedoch darauf verwiesen werden, dass Präqualifikationsbedingungen, die letztlich die Miteinbeziehung bestimmter technischer Anlagen in das Regelleistungssystem regeln nicht im NC EB festgelegt werden, sondern durch ÜNB und Regulierungsbehörden im Rahmen des NC „Load-Frequency Control and Reserves“ fixiert werden. Weiterhin ist die

²⁰ Die hier vorgenommene Analyse basiert auf der Entwurfsversion 1.30 der ENTSO-E (2013a), dem „Supporting Document“ zum NC EB (ENTSO-E, 2013b) sowie der finalen FWGL Electricity Balancing der ACER (2012).

symmetrische Beschaffung von Regelleistung, außer für PRL, grundsätzlich nicht mehr gestattet.

- (iii) Für den **Abruf von Regelenergie** sind zwei Neuerungen besonders hervorzuheben: Erstens wird (auf Grund der FWGL EB) eine Vergütung der abgerufenen Energie im Einheitspreisverfahren („marginal pricing“) eingeführt, zweitens sollen ÜNB verpflichtet werden, zumindest Gebote für TRL (ohne vorherige Teilnahme an einer Regelleistungsvergabe) bis max. 1 h vor (potentiellem) Abruf anzunehmen. Im Rahmen einer Co-ordinated Balancing Area wird jedoch grundsätzlich das bekannte Anschluss-ÜNB-Prinzip beibehalten, auch wenn der Abruf der Gebote durch ein jenseits der Grenze verursachtes Ungleichgewicht ausgelöst wird.
- (iv) Eine weitere Neuerung stellt die (bislang rechtlich nicht mögliche) **Reservierung grenzüberschreitender Netzkapazität** zum Zweck der gemeinsamen Regelleistungsvorhaltung dar, welche somit nicht mehr für die Verwendung durch Fahrplanenergie zur Verfügung steht. Es werden verschiedene Verfahren zur Bestimmung des Umfangs der Reservierung grundsätzlich erläutert; ihnen ist gemein, dass versucht wird, eine „effiziente“ Menge zu bestimmen.

Stellt man die oben genannten Neuerungen durch den NC EB dem Status quo der Organisation der Regelleistungserbringung in der Schweiz, Österreich und Deutschland (Abschnitte 2.1 sowie 2.2.1) gegenüber, so lassen sich grundsätzlich folgende Veränderungen identifizieren und deren Effekte einordnen:

- Durch die verstärkte grenzüberschreitende Vorhaltung und Beschaffung von Regelleistung ist damit zu rechnen, dass ein verstärkter Wettbewerb zwischen Regelleistungsanbietern einsetzen könnte. Dies könnte insgesamt zu sinkenden Regelleistungspreisen führen, in einigen Regionen jedoch auf Grund von Nachfrageeffekten auch zu Steigerungen.
- Die Einführung eines Einheitspreisverfahrens („marginal pricing“) für die Vergütung abgerufener Regelenergie könnte jedoch an dieser Stelle zu durchschnittlich höheren Zahlungen an Regelenergieanbieter führen. Bislang erfolgt in allen im Rahmen der vorliegenden Studie betrachteten Ländern eine Vergütung entweder nach dem Gebotspreisverfahren („pay as bid“) oder, für SRL in der Schweiz, basierend auf durchschnittlichen DA-Preisen.
- Dem vorgenannten Punkt direkt entgegenstehend sind zwei Aspekte tendenziell eher geeignet die Erlöse aus dem Abruf zu reduzieren: Die Reduzierung der gesamten Abrufmenge (durch Aufrechnung von Leistungsbilanzungleichgewichten mehrerer Regelzonen) dürfte zu einer insgesamt verringerten Abrufwahrscheinlichkeit führen. Weiterhin dürfte die Ermöglichung von kurzfristigen TRL-Geboten (ohne vorherige Bezuschlagung in einer Regelleistungsauktion) die erzielbaren TRL-Grenzpreise (dort, wo diese Möglichkeit noch nicht vorhanden ist, d. h. in der Schweiz und in Deutschland) eher reduzieren.
- In der Schweiz dürfte der Aspekt des Verbots der symmetrischen Beschaffung von SRL dazu führen, dass hier auch einzelne Anlagen bzw. kleinere Betreiber mit ggf. auch etwas unflexibleren Möglichkeiten der Betriebsführung höhere Erlöse aus dem Anbieten von SRL erzielen können als bislang. Im Ergebnis wird jedoch auch der gegenteilige Effekt durch Vergrößerung des Marktes eine Rolle spielen.

3 Kosten des Betriebs

Zur Ermittlung der Deckungsbeiträge von PSKW werden sowohl Kosten²¹ betrachtet, die sich unmittelbar kurzfristigen Betriebsführungsentscheidungen zurechnen lassen, als auch solche, die für die Erhaltung der Betriebsfähigkeit anzusetzen und somit eher mittelfristigen Entscheidungen zuzurechnen sind. Investitionskosten werden weder direkt noch indirekt berücksichtigt.

Im vorliegenden Abschnitt werden die einzelnen Kostenbestandteile identifiziert und für die jeweiligen Länder bzw. Konstellationen quantifiziert. Von der Betrachtung ausgenommen sind jedoch die Kosten für den Bezug von Pumpstrom, denn diese ergeben sich unmittelbar aus den Marktergebnissen bzw. den damit korrespondierenden Betriebsführungsentscheidungen.

Im Rahmen der Recherche haben sich folgende Kosten als potentiell bedeutend für die Ermittlung von Deckungsbeiträgen herausgestellt:

- Kosten für Betrieb, Wartung und Instandhaltung,
- Netzentgelte,
- Entgelte zur Wassernutzung sowie
- Pumpwerkabgaben.

In der Schweiz, Österreich und Deutschland fallen keine weiteren der Höhe nach relevanten Steuern und Abgaben für den Betrieb von PSKW an. Etwaige weitere Steuern (z. B. auf Gewinn und Kapitalertrag) sollen in dieser Studie ebenso vernachlässigt werden wie Konzessionsgebühren und Bodenpacht.

Der Abschnitt ist wie folgt gegliedert: In Abschnitt 3.1 werden die identifizierten Kosten im Detail analysiert und in Abschnitt 3.2 werden die Ergebnisse zusammengefasst.

3.1 Kosten im Detail

3.1.1 Betrieb, Wartung und Instandhaltung

Bewirtschaftungskosten zur Betriebsführung beinhalten Materialaufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe, den Personalaufwand für den Betrieb, die Überwachung und die Verwaltung der Anlage sowie sonstigen betrieblichen Aufwand wie Instandhaltungskosten, Rechengutbeseitigung und Versicherungskosten.²² Die Bewirtschaftungskosten zur Betriebsführung werden in allen drei betrachteten Ländern mit 16 €/ kW Turbinenleistung und 0,1 €/kWh Speicherkapazität pro Jahr angenommen und im Folgenden als *Betriebskosten* bezeichnet.²³

3.1.2 Netzentgelte

Grundsätzlich wird bei der Analyse vom Anschluss der PSKW an das Übertragungsnetz (Schweiz: Netzebene 1) ausgegangen. Insbesondere für größere Neubauprojekte dürfte dies der Regelfall sein.

²¹ Unter Kosten werden in der vorliegenden Studie die entsprechenden Ausgaben aus Unternehmenssicht verstanden.

²² Vgl. Giesecke/Mosonyi (2009, S. 72f.).

²³ Vgl. DLR/SRU (2010, S. 56).

In der Schweiz zahlen PSKW keine Netznutzungsentgelte. Die von PSKW in Österreich zu zahlenden Entgelte an den ÜNB unterteilen sich in Netznutzungsentgelte für das Entnehmen von Elektrizität (Leistungspreis: 1 €/kWa, Arbeitspreis: 0,070 ct/kWh), Netzverlustentgelte für das Entnehmen und Einspeisen im Höchstspannungsnetz (0,061 ct/kWh und speziell in Vorarlberg nur 0,029 ct/kWh) sowie in Systemdienstleistungsentgelte für das Einspeisen (0,1790 ct/kWh). Die Zahlen beziehen sich auf die vom ÜNB für das Jahr 2013 erhobenen Entgelte.²⁴

In Deutschland zahlen Kraftwerke für das Einspeisen von elektrischer Energie prinzipiell keine Entgelte an den ÜNB. PSKW müssen im Allgemeinen jedoch Netznutzungsentgelte (Leistungspreis, Arbeitspreis) sowie die Entgelte für den Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung für den Elektrizitätsbezug zum Pumpen zahlen. Diese unterscheiden sich je nach Regelzone in Deutschland erheblich, wie beispielhaft in Abbildung 1 für PSKW mit einer Jahresbenutzungsdauer von mehr als 2 500 Stunden und einem Anschluss an das Höchstspannungsnetz dargestellt ist.

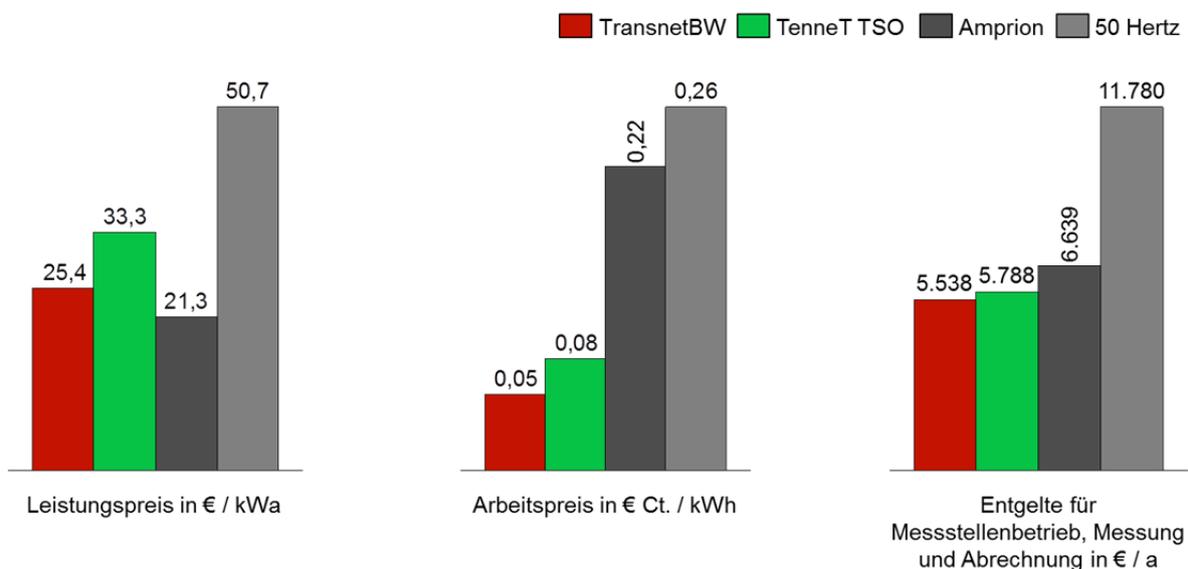


Abbildung 1: Vergleich der in 2013 von den ÜNB in Deutschland erhobenen Entgelte (Jahresbenutzungsdauer > 2 500 h) im Höchstspannungsnetz mit Lastgangzählung. Quelle: Eigene Darstellung, Daten der deutschen ÜNB.

In allen Regelzonen identisch sind die Aufschläge gemäß KWKG (0,115 ct/kWh bis 100 000 kWh/a; 0,025 ct/kWh ab 100 000 kWh/a) und die Aufschläge für die Offshore-Haftungsumlage (0,025 ct/kWh).

Allerdings profitieren die meisten existierenden PSKW von einer Reduktion des Netzentgeltes im Zuge von individuellen Netzentgelten gemäß § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV bei atypischer Netznutzung. Diese Reduktion wird mit dem zuständigen ÜNB ausgehandelt und beträgt bis zu 80 % der gesamten Entgelte.

²⁴ Vgl. E-Control (2013). Für Neubauten, die ab dem 13. September 2013 in Betrieb genommen worden sind, gilt derzeit eine Netzentgeltbefreiung bis Ende 2020 (vgl. Teil 3 der trilateralen Studie zu den juristischen Untersuchungsgegenständen: Riese et al., 2014). Dies soll aber in den Berechnungen, auch im Hinblick auf die dahinter liegenden Zeiträume der Szenarien nicht berücksichtigt werden, stattdessen werden die in Österreich für Bestandsanlagen derzeit anfallenden Entgelte fortgeschrieben.

Für PSKW mit einem Errichtungszeitpunkt ab dem 01.01.2009 und einer Inbetriebnahme zwischen dem 04.08.2011 und dem 04.08.2026 gilt eine Ausnahmegenehmigung im EnWG, wonach für die ersten 20 Jahre nach Inbetriebnahme keine Entgelte für den Netzzugang gemäß §118 Abs. 6 S. 1 EnWG zu zahlen sind. PSKW, welche nach dem 04.08.2011 ihre elektrische Pump- oder Turbinenleistung um 7,5 % oder ihre Speicherkapazität um 5 % erhöht haben, sind gemäß §118 Abs. 6 S. 2 EnWG für die ersten 10 Jahre nach Inbetriebnahme der erneuerten Anlage von der Zahlung der Entgelte für den Netzzugang befreit.

Von der deutschen EEG-Umlage sind PSKW seit dem 01.01.2012 gemäß § 37 Abs. 4 Satz 1 EEG befreit. Für die Ermittlung der Deckungsbeiträge in Deutschland wird aus den vorgenannten Gründen von einer Netzentgeltbefreiung ausgegangen; auch in Hinsicht auf die Wahrung der Vergleichbarkeit des Mittel- und Langfristszenarios.

3.1.3 Wasserentgelte

In Österreich fallen für PSKW keine Wasserentgelte wie Wasserzinsen, Wasserkraftsteuer oder Wasserentnahmeentgelt an. In Deutschland gibt es in einigen Bundesländern eine Abgabe für die Entnahme von Oberflächenwasser, welche je nach Bundesland zwischen 0 und 0,5 ct/m³ schwankt. Allerdings gibt es für PSKW meist Ausnahmeregelungen, sodass die Kosten für Wasserentgelte in Deutschland zu vernachlässigen sind.

In der Schweiz spielt der Wasserzins als Kostenfaktor für PSKW eine deutlich stärkere Rolle. Der Wasserzins wird für die wirtschaftliche Nutzung des öffentlichen Gutes „Wasser“ zur Energieerzeugung erhoben. Näheres regeln Art. 51 des Wasserrechtsgesetzes (WRG)²⁵ und Art. 41 der Wasserzinsverordnung (WZV)²⁶. Wasserzinsen fallen für das Nutzungsrecht an tatsächlichen (natürlichen) Wasserzuflüssen an, die über ein „nutzbares Gefälle“ abgearbeitet werden können. Hierbei wird das „nutzbare Gefälle“ als Höhenunterschied zwischen Entnahme und Wiederabgabe des Wassers definiert. Daraus folgt, dass für ein reines Wälzwerk keine Wasserzinsen anfallen. Für reale Speicherkraftwerke, die in der Regel über natürliche Zuflüsse verfügen, fällt ein kantonal differenzierter Wasserzins an, der sich nach der mittleren verfügbaren Bruttoleistung bestimmt.²⁷ Die derzeitige nationale Obergrenze ist in der Schweiz auf 100 CHF/kW festgelegt und erhöht sich ab dem Jahr 2015 auf 110 CHF/kW (Art. 49 WRG).

Da in der vorliegenden Studie Wälzwerke unterstellt werden, fallen somit keine zu berücksichtigenden Wasserzinsen an.

3.1.4 Pumpwerkabgaben und -steuern

In Österreich und Deutschland gibt es keine gesonderten Steuern oder Abgaben auf den Betrieb eines PSKW.

²⁵ Bundesgesetz über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte vom 22. Dezember 1916 (Fassung vom 1. Juli 2012)

²⁶ Verordnung über die Berechnung des Wasserzinses vom 12. Februar 1918 (Fassung vom 1. Januar 1986)

²⁷ Vgl. BWG (2002, S. 16ff und S. 24).

In der Schweiz gibt es eine Pumpwerkabgabe, welche sich in der Höhe und Art der Besteuerung je nach Kanton unterscheidet. So wird beispielsweise im Kanton Bern die installierte Pumpleistung besteuert, während in Graubünden, Uri und im Wallis die Höhe der Abgabe abhängig von der aufgewendeten Pumpenergie ist. In allen weiteren Kantonen ist der Anteil der Pumpwerkabgabe an den gesamten Steuern und Abgaben für die Wasserkraft zu vernachlässigen.²⁸ Daher und auf Grund der unterschiedlichen Handhabung je nach Kanton sollen Pumpwerkabgaben und -steuern vernachlässigt werden.

3.2 Überblick

Tabelle 4 stellt die Höhe aller im Rahmen der Deckungsbeitragsermittlung berücksichtigten Kosten des Betriebs von PSKW pro Land dar. Ausgenommen sind in dieser Darstellung, wie eingangs bereits festgelegt, die rein marktergebnisabhängigen Kosten für den Bezug von Pumpstrom. Im Ergebnis werden daher Netzentgelte sowie Kosten für Betrieb, Wartung und Instandhaltung (Betriebskosten) berücksichtigt.

Kosten pro Jahr	Schweiz	Österreich	Deutschland
Bewirtschaftungskosten zur Betriebsführung (Betriebskosten)	16 €/kW Turbine + 0,1 €/kWh Speicher	16 €/kW Turbine + 0,1 €/kWh Speicher	16 €/kW Turbine + 0,1 €/kWh Speicher
ÜNB-Entgelte: Messung, Abrechnung, Netznutzung, Systemdienstleistungen	Keine	Pumpen: 100 € ct/kWa + 0,131 € ct/kWh Turbinieren: 0,1790 € ct/kWh	Vorübergehende Befreiung
Wasserzinsen, Wasserkraftsteuer, Wasserentnahmeentgelt	Keine, da Wälzwerk unterstellt	Keine	Ausnahmeregelungen für PSKW; werden daher vernachlässigt
Pumpwerkabgabe	Regional verschieden, werden vernachlässigt	Keine	Keine
Weitere Steuern und Abgaben	Werden vernachlässigt	Werden vernachlässigt	Werden vernachlässigt

Tabelle 4: Höhe der sonstigen Kosten des Betriebs von PSKW pro Land. Quelle: Eigene Darstellung

²⁸ Vgl. BWG (2002).

4 Ermittlung der Deckungsbeiträge

In den nachfolgenden drei Abschnitten wird die Ermittlung der Deckungsbeiträge von PSKW in der Projektregion (Schweiz, Österreich, Deutschland) beschrieben. In Abschnitt 4.1 erfolgt die Darstellung der Methodik, in Abschnitt 4.2 werden die Ergebnisse dargestellt und ein entsprechendes Fazit wird in Abschnitt 4.3 gezogen.

4.1 Methodik

Bei der Deckungsbeitragsermittlung wurde in mehreren Schritten vorgegangen:

- Die energiewirtschaftlichen Prämissen wurden über abgestimmte Szenarien in den Ländern der Untersuchungsregion abgebildet. Die Szenarien werden in Abschnitt 4.1.1 kurz beschrieben; die ausführliche Parametrierung lässt sich aus Teil 1 der trilateralen Studie²⁹, Kapitel 4, entnehmen.
- Es wurden generische „Referenz“-PSKW definiert, die der Deckungsbeitragsermittlung zu Grunde gelegt wurden (Abschnitt 4.1.2).
- Die Bestimmung der Kosten und Erlöse aus der unmittelbaren Vermarktung der Referenzanlagen wurde unter Berücksichtigung des Regelleistungs- bzw. Regelenergiemarktes sowie des DA- und ID-Marktes vorgenommen (Abschnitt 4.1.3).
- Die Deckungsbeitragsermittlung erfolgt schließlich unter Berücksichtigung der in Abschnitt 3 ermittelten Kosten (Abschnitt 4.1.4).

Insgesamt ergeben sich bei vier Referenz-PSKW, acht Szenarien sowie bei drei Ländern 96 unterschiedliche Betrachtungen, die für die Untersuchung des Beitrags einzelner Märkte weiter verfeinert worden sind (Abbildung 2).

²⁹ Vgl. Moser et al. (2013).

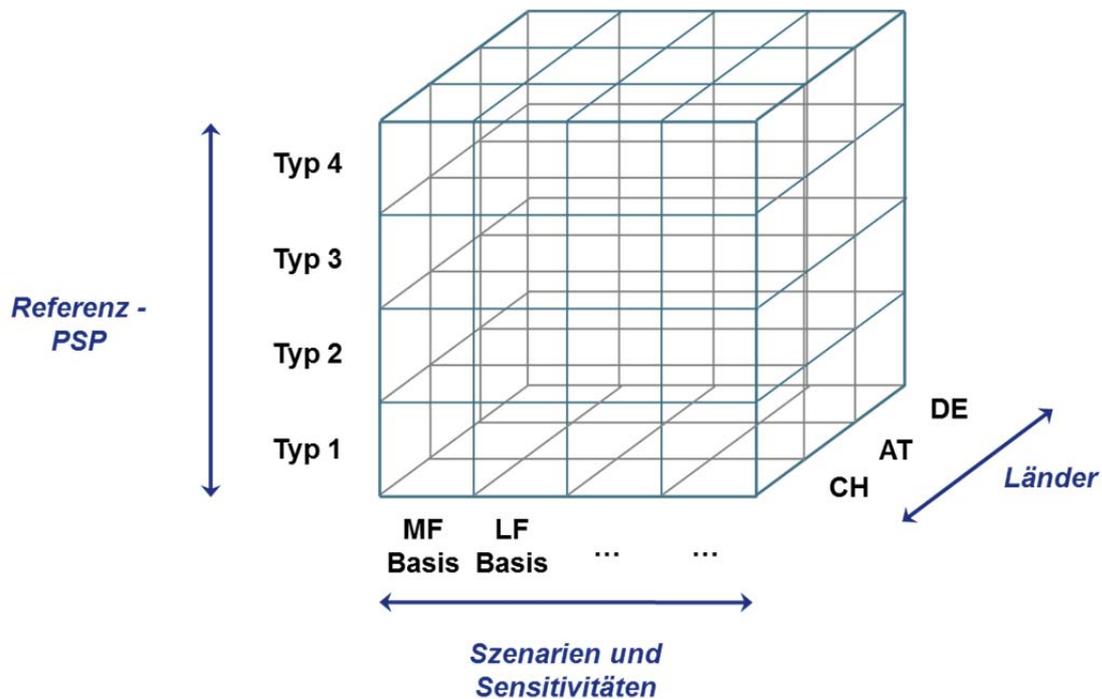


Abbildung 2: Dimensionen der Deckungsbeitragsermittlung; es finden insgesamt 96 einzelne Bewertungen statt. Quelle: Eigene Darstellung.

4.1.1 Szenarien

Abbildung 3 stellt die im Rahmen der Deckungsbeitragsermittlung zu Grunde gelegten energiewirtschaftlichen Szenarien mit ihren jeweiligen Sensitivitäten dar. Die detaillierte Parametrierung der Szenarien ist Teil 1 der trilateralen Studie³⁰, Kapitel 4, „Untersuchungsszenarien“, zu entnehmen. Die Szenarien bilden die Grundlage für die vom IAEW durchgeführten Marktpreissimulationen, Netzrechnungen und Reserveleistungsdimensionierungen und liefern somit unterschiedliche Preis- und Reservemengenzeitreihen, welche im Rahmen der Deckungsbeitragsermittlung für die relevanten Märkte in der Schweiz, Österreich und Deutschland berücksichtigt werden.

Es wurden zwei Basisszenarien, jeweils für den Zeitraum um 2022 („Mittelfrist“- bzw. MF-Szenario) und um 2032 („Langfrist“- bzw. LF-Szenario) definiert, zentrale Ereignisse sind hier der Schweizer, respektive der deutsche Kernenergieausstieg. Datengrundlagen für Erzeugung und Nachfrage waren für den Fall der Schweiz die Energieperspektiven 2050, Szenario „Politische Maßnahmen“³¹, für Österreich der SO&AF der ENTSO-E (2012a, 2013c) sowie für Deutschland der von der Bundesnetzagentur (2012) bestätigte Netzentwicklungsplan der vier ÜNB. Für den Netzausbau wurden für den Fall der Schweiz Daten der Swissgrid, für Österreich des unionsweiten TYNDP der ENTSO-E (2012b) und für Deutschland die bestätigten Maßnahmen des Netzentwicklungsplans 2012 angesetzt. Die Primär-

³⁰ Vgl. Moser et al. (2013).

³¹ Vgl. BFE (2012a).

energiepreise wurden dem Szenario „B“ des deutschen Netzentwicklungsplans entnommen. Neben den Basisszenarien wurden die in Abbildung 3 dargestellten Sensitivitäten untersucht.³²

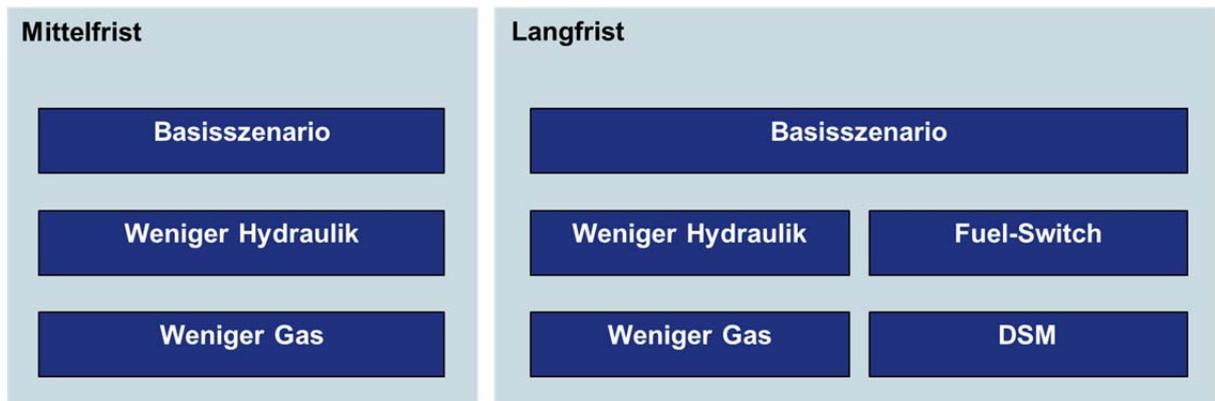


Abbildung 3: Betrachtete Szenarien. Quelle: Eigene Darstellung.

4.1.2 Ermittlung der Referenzpumpspeicher

Die Deckungsbeitragsermittlung wurde am Beispiel vier verschiedener Referenzanlagen durchgeführt. Diese Referenzanlagen sollten nicht nur „typische“, momentan bestehende und neu geplante PSKW in der Schweiz, Österreich und Deutschland bestmöglich abbilden sondern auch Schlussfolgerungen für die zukünftige Deckungsbeitrag-maximierende Auslegung von PSKW zulassen.

Die Differenzierung der Referenzanlagen erfolgte anhand zweier Unterscheidungsmerkmale, welche eine Matrix aufspannen. Das erste Unterscheidungsmerkmal ist die Regelbarkeit der Pumpe und damit die Frage, ob das PSKW nur im Turbinenbetrieb oder auch im Pumpbetrieb uneingeschränkt Regelleistung erbringen kann.

Bei der Wahl des zweiten Unterscheidungsmerkmals wurden zunächst die bestehenden und geplanten PSKW in der Schweiz, Österreich und Deutschland hinsichtlich verschiedener Parameter analysiert. Bezüglich der Parameter Speicherkapazität, Turbinenleistung, Pumpleistung zeigten sich große Unterschiede innerhalb der Länder und zwischen den Ländern, sodass sich kein einheitlicher PSKW-Typ herauskristallisierte. Bei Betrachtung der in Abbildung 4 dargestellten maximalen Speicherdauer, also der Zeit, die ein PSKW unter Volllast höchstens aus- oder einspeichern kann, fallen zwei Klassen von PSKW auf, welche heute schon bestehen oder momentan im Bau oder in Planung sind: PSKW mit einer sehr geringen maximalen Speicherdauer von weniger als 10 Stunden und PSKW mit einer mittleren Speicherdauer zwischen 10 und 100 Stunden. Auch aus der Perspektive des Energiesystems sind PSKW vorerst vor allem für die kurz- und mittelfristige Speicherung von Elektrizität relevant³³. Daher wird als zweites Unterscheidungsmerkmal der Referenzanlagen die maximale Speicherdauer betrachtet. Die Ausprägungen werden mit fünf beziehungsweise mit 55 Stunden festgelegt.

³² Die Parametrierung der DSM-Sensitivität im Langfristszenario wurde vom WIP in Abstimmung mit dem IAEW der RWTH Aachen vorgenommen; die Methodik wird in Anhang A.4 beschrieben.

³³ Vgl. BMU (2012).

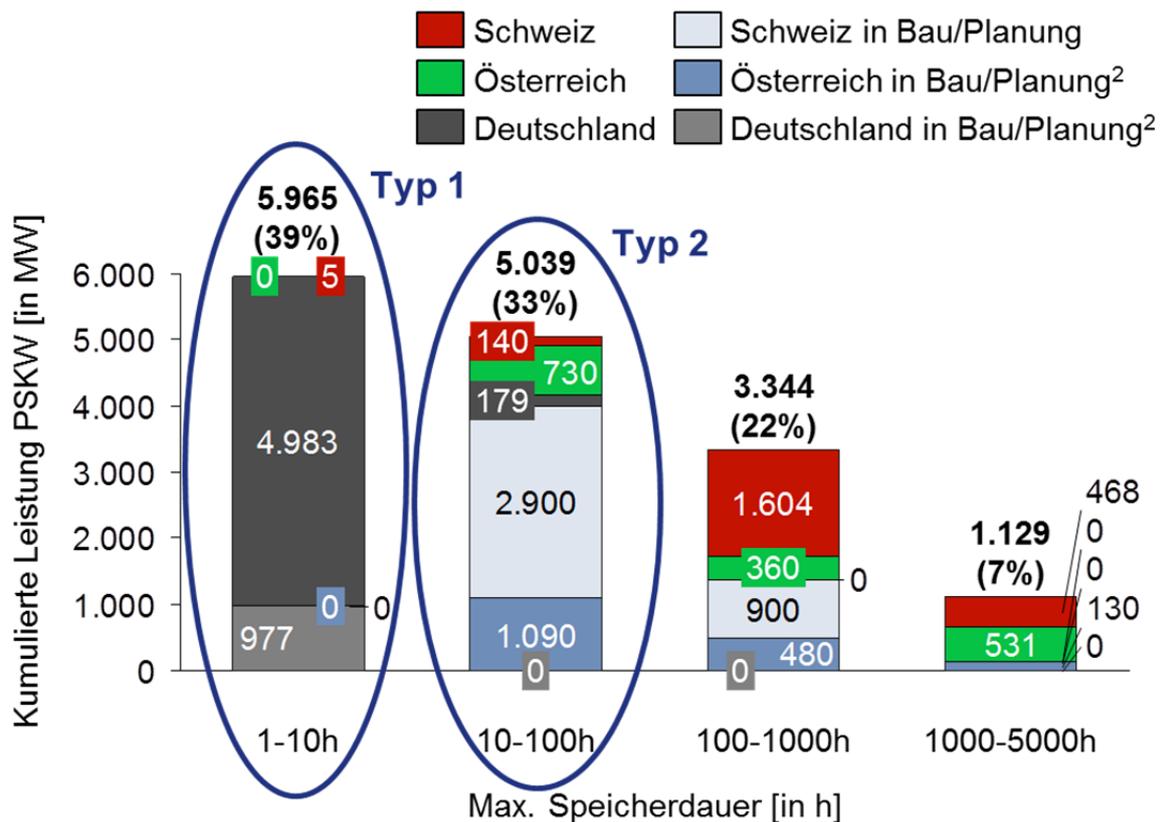


Abbildung 4: Verteilung der maximalen Speicherdauern. Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf Datenmaterial des Auftraggebers.

Natürliche Zuflüsse sollen vernachlässigt werden, da sich diese unmittelbar positiv auf die Erlöse eines PSKW auswirken und im Kontext dieser Studie vor allem die Betrachtung der Deckungsbeiträge im Extremfall – ohne natürliche Zuflüsse – interessant erscheint. Die Betrachtung ohne (wesentliche) natürliche Zuflüsse spiegelt auch insbesondere die Realität von PSKW in Bau oder in der Planung wider, da es sich meistens um Projekte zur Erweiterung bestehender Anlagen handelt, bei der keine Erhöhung des Arbeitsvermögens aus natürlichen Zuflüssen vorgenommen wird.

Unter Annahme eines natürlichen Zuflusses von Null und bei (überschlägiger) Vernachlässigung von Wirkungsgradverlusten kann die Pump- gleich der Turbinenleistung und die Speicherkapazität des Oberbeckens gleich der Speicherkapazität des Unterbeckens angenommen werden.

Für die Referenzanlagen mit voll regelbarer Pumpe soll ein ternärer Maschinensatz mit Francis-Turbine angenommen werden, da nur so eine Regelbarkeit von Pumpe und Turbine zwischen 0 % und 100 % möglich ist.³⁴ Die mit einem ternären Maschinensatz betriebenen Referenzanlagen können somit uneingeschränkt an den relevanten Regelenergiemärkten teilnehmen. Diese Annahme erscheint realistisch, da in der Praxis zusätzliche Flexibilität im Betrieb eines PSKW durch die Optimierung mit mehreren Maschinensätzen und die Optimierung innerhalb eines Kraftwerk-Portfolios vorhanden ist, deren Betrachtung den Umfang dieser Studie jedoch übersteigen würde.

³⁴ Vgl. Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (2013).

Für die Referenzanlagen mit nicht regelbarer Pumpe werden Pumpturbinen angenommen, da diese aufgrund ihrer geringeren Kosten und platzsparenden Bauweise in der Praxis häufig verwendet werden. Sie bieten zudem ausreichend Flexibilität im Betrieb, um im Turbinierbetrieb Regelenergie im TRL- und SRL-Markt zu erbringen.

Es wird ein Maschinensatz pro PSKW angenommen und Stillstandszeiten aufgrund von Wartung etc. werden vernachlässigt (Verfügbarkeit = 100 %) ³⁵, sodass sich die in Tabelle 5 dargestellten Referenzanlagen ergeben. Weiterhin wird angenommen, dass die definierten Referenz-PSKW bei einer Pump- und Turbinenleistung von 250 MW an das Höchstspannungsnetz angeschlossen werden (vgl. auch Abschnitt 3.1.2).

Parameter	Referenz-PSKW 1	Referenz-PSKW 2	Referenz-PSKW 3	Referenz-PSKW 4
Typ des Maschinensatzes	Ternär mit Francis-Turbine		Pumpturbine	
Regelbarkeit Pumpe	Voll regelbar		Nicht regelbar	
Speicherkapazität Ober- und Unterbecken	1 250 MWh	13 750 MWh	1 250 MWh	13 750 MWh
Installierte Turbinen- und Pumpleistung	250 MW	250 MW	250 MW	250 MW
Natürlicher Zufluss	0 (MWh/a)	0 (MWh/a)	0 (MWh/a)	0 (MWh/a)
Mindestlast Turbine (Pumpe) ³⁶	0 % (0 %)	0 % (0 %)	0 % (100 %)	0 % (100 %)
Umschaltzeiten Pump → Turb (Turb → Pump) ³⁷	60s (45s)	60s (45s)	190s (420s)	190s (420s)
Anfahrzeit Turbine (Pumpe) aus Stillstand ³⁸	90s (85s)	90s (85s)	90s (340s)	90s (340s)
Durchschnittlicher Zykluswirkungsgrad ³⁹	83 %	83 %	83 %	83 %

³⁵ Durchschnittliche Verfügbarkeiten werden in der Literatur zwischen 90 % und 98 % angegeben (Giesecke/Mosonyi, 2009, S. 694; DLR/SRU, 2010, S. 56).

³⁶ Vgl. Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (2013, S. 47) und Gespräche mit Branchenexperten.

³⁷ Vgl. Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (2013, S. 47).

³⁸ Vgl. Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (2013, S. 47).

³⁹ Unter Berücksichtigung von Verlusten in den Triebwasserwegen und Verlusten in den Maschinensätzen (Turbinenbetrieb, Pumpbetrieb, elektrische Komponenten) in verschiedener Betriebszustände und verschiedener Konstruktionsvarianten (Bundesamt für Energie (BFE), 2008, S. 42).

Tabelle 5: Übersicht über betrachtete Referenzanlagen.

4.1.3 Betrachtete Märkte und Modellierung

Die Ermittlung der Deckungsbeiträge der PSKW erfolgt durch eine optimierte Betriebsführung vor dem Hintergrund der modellierten Teilmärkte. Dies sind konkret die Regelleistungskontrahierung, der Regelleistungsabruf sowie der Einsatz auf dem DA- und ID-Markt. Eingangsgrößen waren die vom IAEW der RWTH Aachen ermittelten DA-Preise sowie die per Land erforderliche Gesamtregelreserve (GRR). Weiterhin wurden historische Zusammenhänge für die Analyse der Preisbildung bei der Regelleistung, der erzielbaren Preise und Abrufwahrscheinlichkeiten bei der Regelernergie sowie den kommerziell ausnutzbaren Preisdifferenzen zwischen DA- und ID-Markt berücksichtigt. Eine schematische Übersicht der betrachteten Märkte und der jeweils relevanten Eingangsgrößen ist in Abbildung 5 dargestellt.

Markt		Betrachtete Einflussgrößen
Regelleistungskontrahierung	SRL	• GRR ¹ , DA-Preise
	TRL/MRL	• GRR, DA-Preise
	DA	• Exogene Marktsimulation
	ID	• Historisch-dynamische Zusammenhänge (assetgestützte Arbitrage)
Regelleistungsabruf	SRL	• Historischer Zusammenhang: Abrufwahrscheinlichkeit und Arbeitspreis
	TRL/MRL	• Historischer Zusammenhang: Abrufwahrscheinlichkeit und Arbeitspreis

1) GRR = Gesamtregelreserve

Abbildung 5: Im Rahmen der Deckungsbeitragsermittlung berücksichtigte Märkte sowie verwendete Eingangsgrößen. Quelle: Eigene Darstellung.

Eine vertiefte Erläuterung des Modells findet sich in Anhang A, die Erläuterung der Regelleistungsmo- dellierung in Anhang A.2 sowie für die ID-Märkte in Anhang A.3.

Grundsätzlich ist das Modell durch folgende Charakteristika gekennzeichnet:

- Im DA-Markt wird einerseits eine perfekte Voraussicht auf erzielbare Preise unterstellt, andererseits werden die Preise rein auf Grundlage der kurzfristigen Grenzkosten der Kraftwerke aus dem IAEW-Marktmodell ermittelt, ohne dass eventuelle Gebotsaufschläge berücksichtigt werden. Die beiden vorgenannten Aspekte wirken sich tendenziell in entgegengesetzter Rich- tung auf die Erzielung von Einnahmen aus.
- In Hinblick auf die Regelleistungs-/Regelerenergimärkte sowie den ID-Markt werden entspre- chende Unsicherheiten über Preise und (in der Regelleistung) Mengen berücksichtigt. Es wird hier daher nicht, wie in der Modellierung des DA-Marktes, von perfekter Voraussicht ausge- gangen und die modellierten Preise basieren auf historischen Beobachtungen statt auf kurz- fristigen Grenzkosten. Somit werden hier sowohl Unsicherheiten über den (Markt-)Erfolg der

Einsatzoptimierung als auch tendenziell attraktivere, historisch aufgetretene Preise berücksichtigt.

- Der Anlageneinsatz erfolgt nie spekulativ in dem Sinne, dass eine Lieferverpflichtung bzw. ein Bezugsfahrplan nicht eingehalten werden könnte. Konkret:
 - kontrahierte Regelleistung muss immer verfügbar sein,
 - Positionen, die erst im ID-Markt (gewinnbringend) glattgestellt werden sollen, müssen notfalls durch Pumpen/Turbinieren geschlossen werden können.
- Schließlich werden die technischen Nebenbedingungen der jeweiligen Referenzanlage, auch in Bezug auf Umschaltzeiten, adäquat berücksichtigt (siehe Tabelle 5).

4.1.4 Durchführung der Deckungsbeitragsrechnung

Unter Berücksichtigung der vorangegangenen Darlegungen ergeben sich folgende bei der Deckungsbeitragsermittlung zu berücksichtigende Elemente: Die Einnahmen und Ausgaben aus der Vermarktungstätigkeit, die Netzentgelte (wo zutreffend) sowie die Betriebskosten. Die Summe aus Einnahmen und Ausgaben aus der Vermarktungstätigkeit wird im Folgenden als „Vermarktungsergebnis“ bezeichnet. Die Struktur der Deckungsbeitragsermittlung ist in Abbildung 6 dargestellt.



Abbildung 6: Struktur der Deckungsbeitragsermittlung.

Die Ermittlung der Deckungsbeiträge und somit auch die Einsatz- bzw. Vermarktungsoptimierung erfolgt jeweils für ein volles Jahr mit 8 760 Stunden. Relevante Einsatzentscheidungen (Entscheidungsvariablen) sind die Pump- bzw. Turbinierleistung sowie die Reservierung von Energie und Leistung bei einer Teilnahme an Regelleistungs- und ID-Märkten. Die Netzentgelte⁴⁰ werden, sofern sie abhängig von Betriebsführungsentscheidungen anfallen, in die Optimierung des Einsatzes mit einbezogen. Die Betriebskosten sind nicht Gegenstand des Optimierungsproblems, weshalb der Deckungsbeitrag in Ausnahmefällen negativ werden kann. Zu interpretieren wäre ein solcher Wert so, dass eine „Einmötung“ der Anlage in Betracht kommen könnte, wenn dem nicht längerfristige Implikationen entgegenstünden.

4.2 Ergebnisse der Deckungsbeitragsermittlung

In den folgenden Abschnitten werden die Ergebnisse der Deckungsbeitragsermittlung erläutert. In Abschnitt 4.2.1 wird ein Überblick über die wichtigsten Ergebnisse gegeben, in Abschnitt 4.2.2 erfolgt die Diskussion ausgewählter Aspekte im Detail.

4.2.1 Überblick über Ergebnisse

In den Abbildungen 7 bis 10 werden die maximal erzielbaren Deckungsbeiträge der verschiedenen PSKW-Typen in den unterschiedlichen Szenarien und den betrachteten Ländern dargestellt.

⁴⁰ Vgl. Tabelle 4, S. 14.

Folgende Ergebnisse sind bereits hier besonders deutlich zu sehen:

- Es fällt zunächst die große Heterogenität der Deckungsbeiträge in Bezug auf die einzelnen Länder auf: Diese reichen von -1,5 Mio. € p. a. (durch Berücksichtigung der Betriebskosten) bis 29 Mio. € p. a. Die große Spannweite erklärt sich insbesondere durch Unterschiede, die in der Vergangenheit auf den Regelleistungsmärkten der einzelnen Länder beobachtbar waren. Hierauf wird in Abschnitt 4.2.2.1 noch genauer eingegangen.
- Die einzelnen Sensitivitäten führen innerhalb eines Zeithorizontes (MF/LF) für die verschiedenen Länder nur zu eher geringen, aber dennoch erkennbaren Änderungen gegenüber dem jeweiligen Basisszenario:
 - In den MF-Szenarien ist erkennbar, dass die Sensitivitäten „weniger Hydro“ und „weniger Gas“ durchgehend zu einer Erhöhung der Deckungsbeiträge führen.
 - In den LF-Szenarien führt die Sensitivität „weniger Hydro“ ebenfalls durchgehend zu einer Erhöhung der Deckungsbeiträge, die Sensitivität „weniger Gas“ jedoch tendenziell zu einer Senkung der Deckungsbeiträge. Die „Fuel Switch“-Sensitivität hingegen führt zu einer Erhöhung der Deckungsbeiträge, während die „DSM“-Sensitivität geringere Deckungsbeiträge aufweist.
- Beim Vergleich der Ergebnisse zwischen den MF- und LF-Szenarien fällt auf, dass in den LF-Szenarien tendenziell höhere Deckungsbeiträge erzielbar sind. Dies wird in Abschnitt 4.2.2.2 vertieft thematisiert.
- Schließlich zeigt sich beim Vergleich der einzelnen Anlagentypen, dass flexible Anlagen (ternärer Satz, voll regelbare Pumpe) sowie Anlagen mit einem größeren Speichervolumen höhere Deckungsbeiträge erzielen. Dieser Zusammenhang wird in Abschnitt 4.2.2.3 genauer betrachtet.

Die Ergebnisse werden im folgenden Abschnitt 4.2.2 und den entsprechenden Unterabschnitten im Detail analysiert. Hierbei wird jedoch aus Gründen der Übersichtlichkeit und auf Grund des eher geringen Einflusses auf die Ergebnisse der Basisszenarien von den einzelnen Sensitivitäten abstrahiert. Eine vollständige Darstellung der Ergebnisse findet sich in Anhang B.

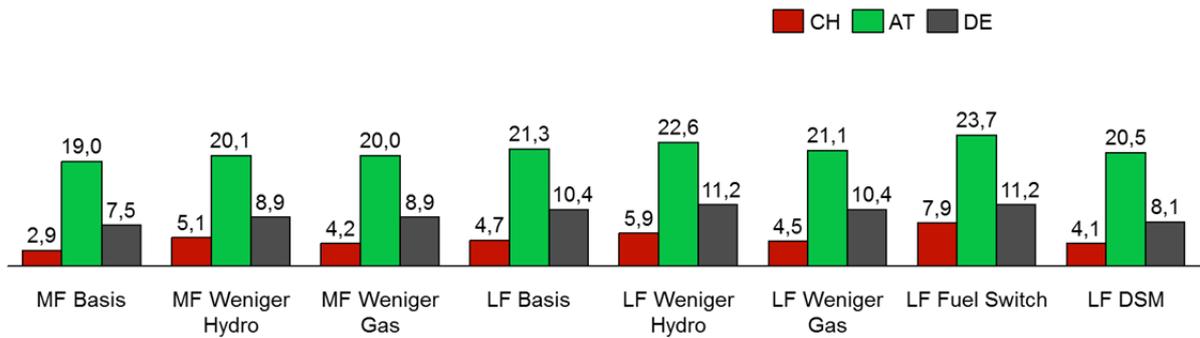


Abbildung 7: Deckungsbeitrag pro Szenario und Land für Referenz-PSKW 1 (in Mio. €p. a.)

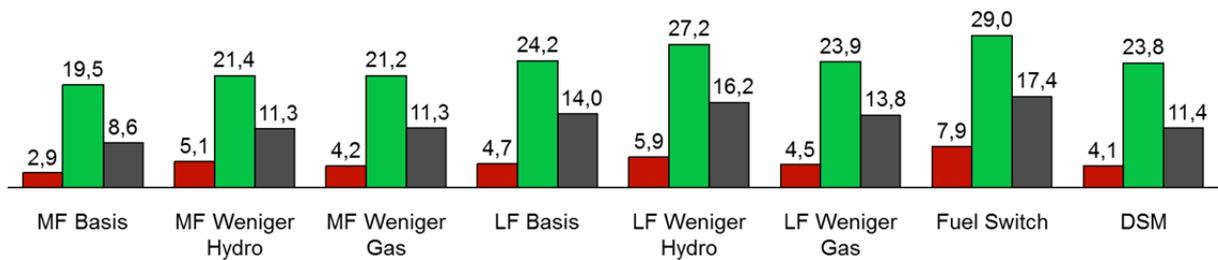


Abbildung 8: Deckungsbeitrag pro Szenario und Land für Referenz-PSKW 2 (in Mio. €p. a.)

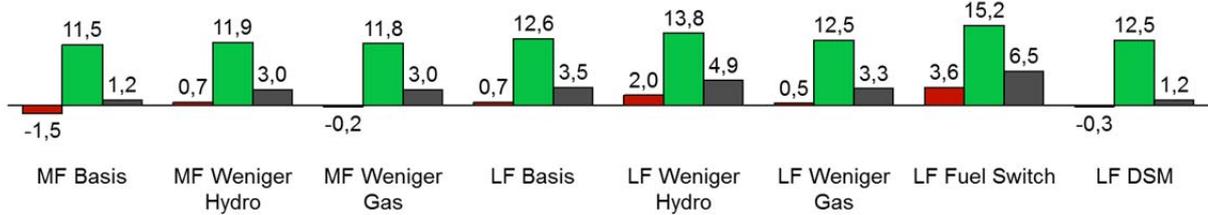


Abbildung 9: Deckungsbeitrag pro Szenario und Land für Referenz-PSKW 3 (in Mio. €p. a.)

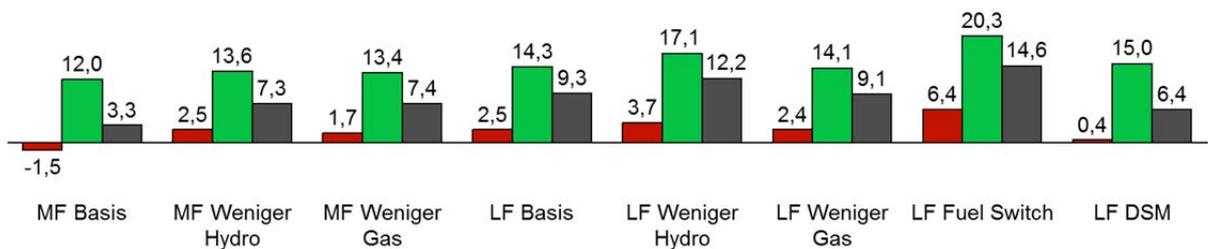


Abbildung 10: Deckungsbeitrag pro Szenario und Land für Referenz-PSKW 4 (in Mio. €p. a.)

4.2.2 Ergebnisse im Detail

4.2.2.1 Unterschiede nach Märkten

Abbildung 11 zeigt die erzielbaren Vermarktungsergebnisse, Kosten und Deckungsbeiträge in den einzelnen Ländern bei Teilnahme an unterschiedlichen Märkten für das Referenz-PSKW 1 im Langfristszenario. Die Beobachtungen sind für das Mittelfristszenario sowie die anderen PSKW-Typen ähnlich, weshalb hier aus Gründen der Übersichtlichkeit darauf verzichtet wird, die anderen Fälle ebenfalls darzustellen. Die Grafik zeigt die Ergebnisse erstens bei ausschließlicher Teilnahme am DA-Markt, zweitens bei Einbeziehung des ID-Markts und drittens bei Teilnahme an DA-, ID- und den Regelenergiemärkten.

In allen drei betrachteten Ländern lassen sich durch die reine Teilnahme am DA-Markt nur verhältnismäßig geringe Deckungsbeiträge erzielen. Dies gilt insbesondere für die Schweiz und Österreich. In Österreich ergibt sich trotz des gemeinsamen Marktgebietes mit Deutschland und der daher identischen DA-Preise aufgrund der energiespezifischen Netzentgelte ein anderer Anlageneinsatz und infolgedessen ein geringerer Deckungsbeitrag. In der Schweiz wird bei alleiniger Teilnahme am DA-Markt ein negativer Deckungsbeitrag erwirtschaftet, da das Vermarktungsergebnis nicht ausreicht, um die Betriebskosten zu decken.

Die Teilnahme am stündlichen ID-Markt erhöht die Deckungsbeiträge in allen drei betrachteten Ländern nur geringfügig im Bereich von 100 000 bis 200 000 € p. a.

Die Vermarktungsergebnisse in den Regelenergiemärkten (Details der Modellierung finden sich in Anhang A.2) machen in allen drei betrachteten Ländern den größten Teil der Deckungsbeiträge aus. Zu berücksichtigen sind aber auch die hohen Unsicherheiten, die mit der Abschätzung zukünftiger Einnahmen aus den Regelenergiemärkten einhergehen. Die Ergebnisse deuten für Österreich im Vergleich (zu den Märkten in den anderen Ländern) auf deutlich höhere erzielbare Preise für Leistung und Energie hin. Dies ergibt sich jedoch insbesondere aus der Modellierung, die auf im Jahr 2012 beobachteten Preisen beruht. Auf Grund der großen Unterschiede zu den Nachbarländern und auch wegen der diesbezüglichen Debatte in Österreich muss es als unsicher erscheinen, ob dieses hohe Preisniveau in den nächsten Jahren entsprechend Bestand haben wird.

Die in der Schweiz entsprechend niedriger als in Deutschland ausfallenden Beiträge zum Vermarktungsergebnis durch den Regelleistungsmarkt lassen sich damit erklären, dass insbesondere die Vergütung für SRL an den Spotmarktpreisen orientiert wird und SRL immer symmetrisch vorgehalten werden muss, was die Freiheitsgrade der Optimierung in der Betriebsführung und Vermarktung des PSKW deutlich einschränkt.

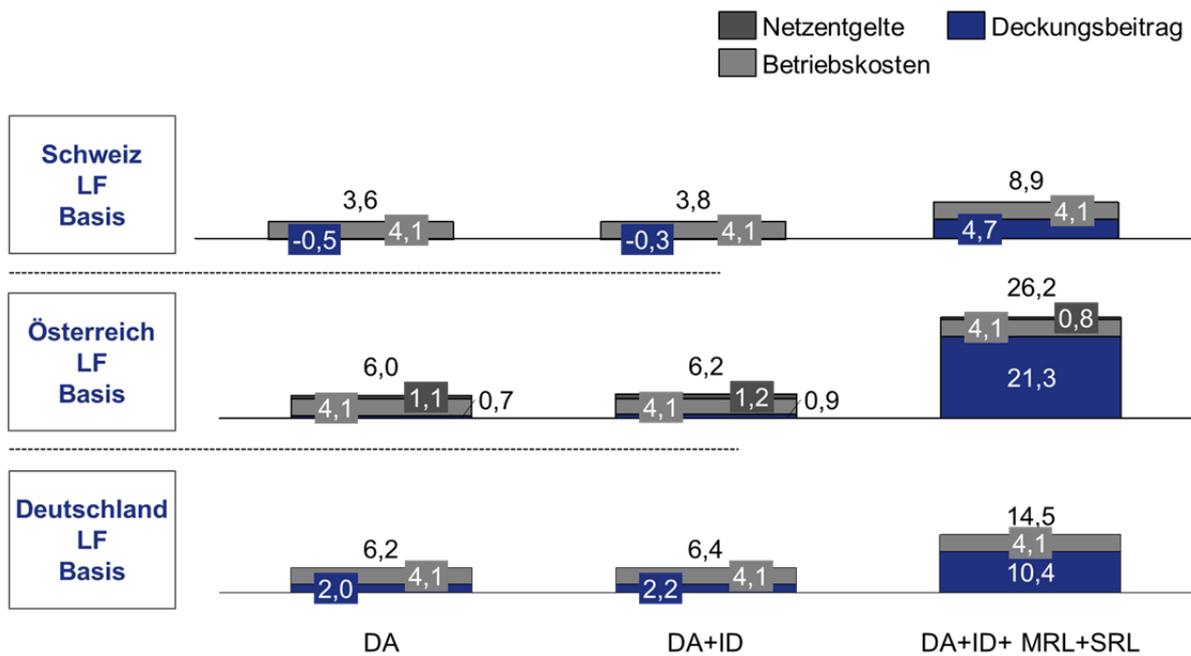


Abbildung 11: Unterschiedliche Vermarktungsergebnisse, Kosten und Deckungsbeiträge für Referenz-PSKW 1 bei Teilnahme an verschiedenen Märkten (in Mio. € p. a.)

4.2.2.2 Unterschiede nach Horizont (MF-/LF-Szenario)

Bereits die Abbildungen 7 bis 10 verdeutlichen, dass im langfristigen Zeitbereich in allen drei Ländern höhere Deckungsbeiträge als im mittelfristigen Zeitbereich erzielt werden können. Dies ist insbesondere auf die größeren Preis-Spreads im DA-Markt zurückzuführen, die aus der vermehrten Einspeisung fluktuierender Erneuerbarer Energien resultieren. Abbildung 12 zeigt die im Langfrist- und Mittelfrist-Basiszenario erzielten Vermarktungsergebnisse, Deckungsbeiträge und Kosten für das Referenz-PSKW 1 einerseits bei der ausschließlichen Teilnahme am DA-Markt und andererseits bei der Teilnahme am DA- und ID-Markt sowie den Regelenergiemärkten. In allen drei betrachteten Ländern werden langfristig höhere Deckungsbeiträge erzielt als mittelfristig, was insbesondere auf die erhöhten Vermarktungsergebnisse im DA-Markt zurückzuführen ist: Es ist erkennbar, dass die zusätzlichen Beiträge aus ID- und Regelleistungsmärkten sich nur wenig und in keine eindeutige Richtung ändern.

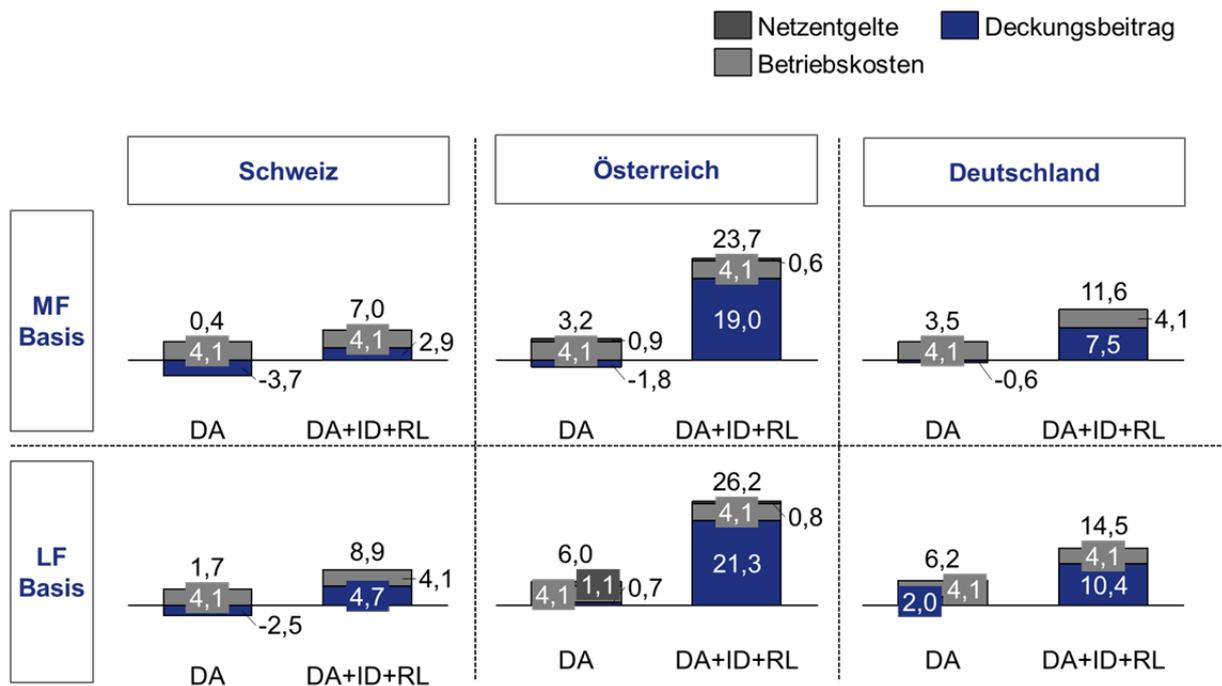


Abbildung 12: Unterschiedliche Vermarktungsergebnisse, Kosten und Deckungsbeiträge für Referenz-PSKW 1 im Mittelfrist- und Langfristszenario (in Mio. € p. a.)

4.2.2.3 Unterschiede nach Referenz-PSKW-Typen

In Bezug auf die unterschiedlichen Auslegungen der Referenz-PSKW-Typen fällt auf, dass sowohl die flexibleren Anlagen (d. h. ternärer Satz mit voll regelbarer Pumpe) als auch die Anlagen mit dem größeren Speichervolumen grundsätzlich höhere Deckungsbeiträge erzielen.

4.2.2.3.1 Regelbarkeit der Pumpe

Wie aus Abbildung 13 ersichtlich, erzielen PSKW mit voll variabler Pumpe in allen drei betrachteten Ländern deutlich höhere Deckungsbeiträge als PSKW mit nicht-variabler Pumpe. PSKW mit nicht-variabler Pumpe können negative Regelenergie nur in dem Ausmaß anbieten, wie sie im DA-Markt turbinieren: In diesem Fall wird bei Abruf die negative Regelenergie durch Reduktion der Turbinierleistung erbracht. Diese signifikante Einschränkung führt durch die langen Regelenergieausschreibungen über viele Stunden dazu, dass solche PSKW kaum noch negative Regelleistung anbieten. Die Vorhaltung von negativer Regelleistung und einem entsprechend zu erwartenden Abruf ermöglicht PSKW mit voll variabler Pumpe das Auffüllen des Oberbeckens zu sehr geringen Kosten und teilweise sogar zu negativen Kosten (d. h. negativer Preis für negative Regelenergie, Zahlungsrichtung daher: Übertragungsnetz an Anbieter). In letztgenanntem Fall wird das PSKW daher für den Bezug von Energie bezahlt. Die Unterschiede zwischen PSKW mit nicht-variabler Pumpe und PSKW mit variabler Pumpe fallen insbesondere in der Schweiz ins Gewicht, da hier die SRL in beide Richtungen gebündelt („symmetrisch“) angeboten werden muss und somit bei eingeschränkter Regelbarkeit der Pumpe sich die Vorhaltung von SRL kaum noch lohnt.

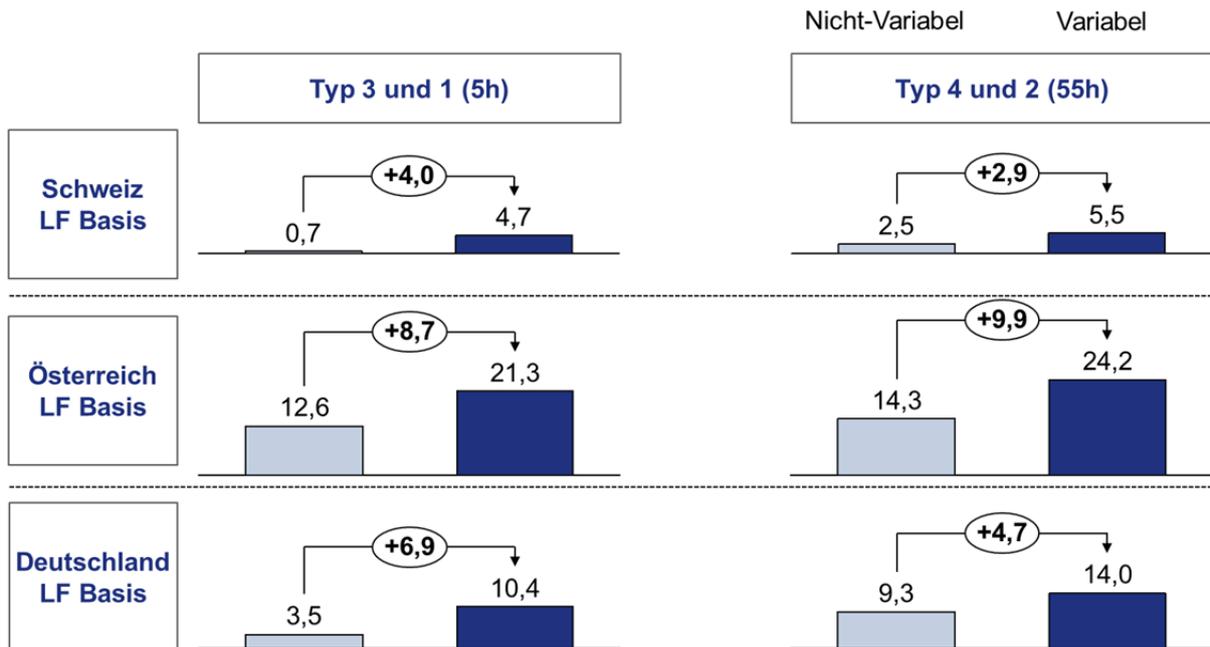


Abbildung 13: Unterschiede der Deckungsbeiträge aus allen Märkten zwischen den Referenz-PSKW mit unflexibler (Typen 3 und 4) sowie flexibler Pumpe (Typen 1 und 2) (in Mio. € p. a.)

4.2.2.3.2 Speichervolumen

Neben den höheren Deckungsbeiträgen, welche mit einer variablen Pumpe erzielt werden können, erzielen auch PSKW mit größeren Arbeitsvolumina in allen drei betrachteten Ländern höhere Deckungsbeiträge. Dies ist in Abbildung 14 dargestellt: Es fällt auf, dass der Zuwachs insbesondere durch die Teilnahme am DA-Markt anfällt und die Verbesserung der Deckungsbeiträge durch zusätzliche Teilnahme an ID- und RL-Märkten vom Speichervolumen eher unabhängig ist.

Die resultierenden Unterschiede in der Betriebsführung werden durch den Vergleich der Speicherfüllstände im Zeitverlauf deutlich (Abbildung 15): Beim Speicher mit kleinem Speichervermögen sind faktisch ausschließlich Tageszyklen erkennbar, während bei der Bewirtschaftung des größeren Speichers deutlich längere Zyklen erkennbar sind. Dies zeigt auf, dass zumindest aus individualwirtschaftlicher Sicht die zukünftige Bedeutung von Pumpspeicherkraftwerken nicht nur im Bereich der Tageszyklen, sondern auch in längeren Zyklen liegen dürfte. Die Beobachtung legt diesen Schluss ebenfalls für die gesamtwirtschaftliche Perspektive nahe.

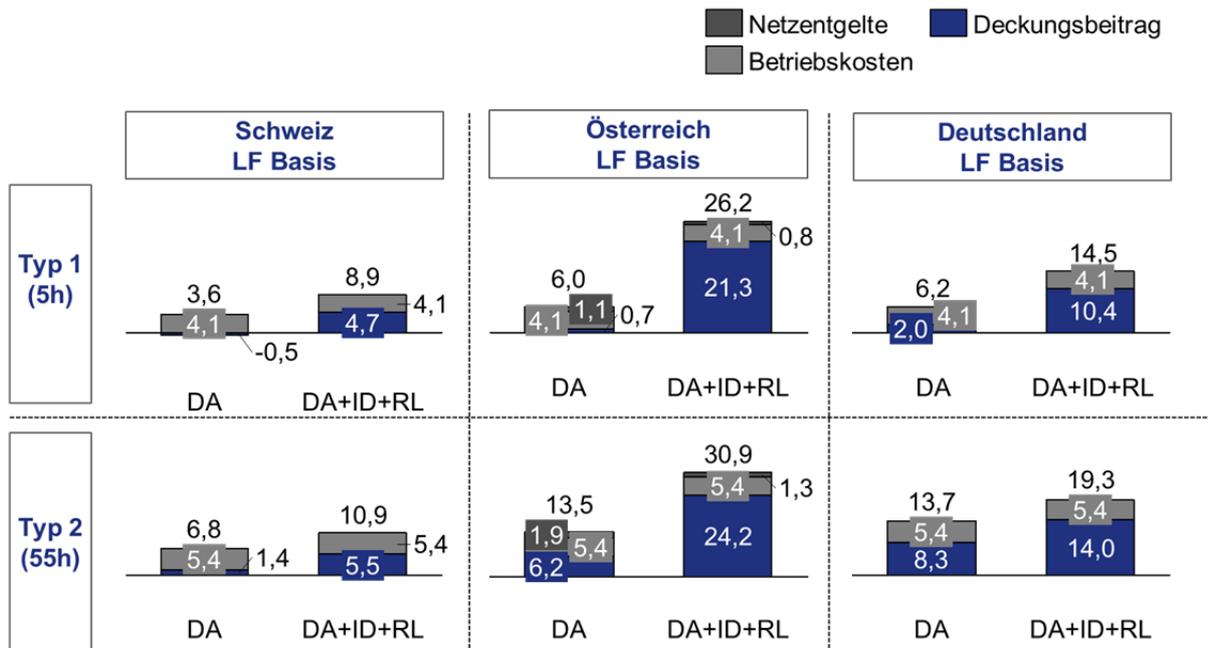


Abbildung 14: Unterschiedliche Vermarktungsergebnisse, Kosten und Deckungsbeiträge für Referenz-PSKW mit voll-variabler Pumpe und unterschiedlicher Speichergöße (in Mio. € p. a.)

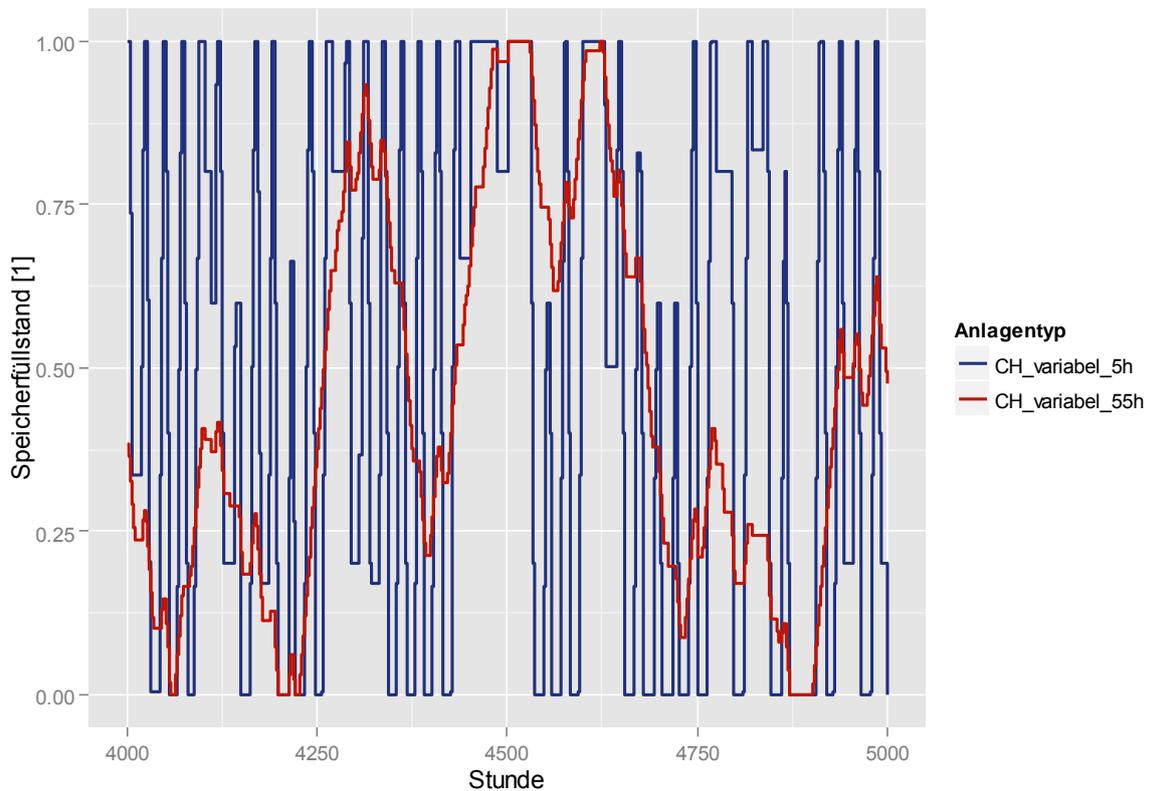


Abbildung 15: Die Variation der Speicherfüllstände zeigt die resultierenden Unterschiede in der Bewirtschaftung kleiner und großer Speicher auf. Dargestellt ist ein Speicher mit variabler Pumpe im LF-Basisszenario, der lediglich am DA-Markt teilnimmt.

4.3 Fazit

Die Deckungsbeitragsermittlung weist auf teils deutliche Unterschiede zwischen den betrachteten Fällen hin, sowohl in Bezug auf die Länder, die Märkte, die Szenarien als auch auf die technische Dimensionierung der Anlagen.

Bezüglich der Szenarien lässt sich deutlich erkennen, dass die Möglichkeiten zur Erzielung von Deckungsbeiträgen (spotmarktgetrieben) im Langfristbereich besser werden. Die übrigen Sensitivitäten führen zwar ebenfalls zu Ausschlägen, sind jedoch weniger deutlich ausgeprägt. Einer der drastischsten Unterschiede ergibt sich aus der Betrachtung der Regelenenergiemärkte in den verschiedenen Ländern. Dies ist der derzeit sehr heterogenen Ausgestaltung dieser Märkte, auch in Bezug auf die Marktteilnahme, geschuldet. Aufgrund dieser erheblichen Unterschiede ist davon auszugehen, dass langfristig eine Veränderung eintreten könnte, sei es durch konkrete direkte Intervention der Regulierungsbehörden oder durch die Umsetzung des Network Code Electricity Balancing. Daher sind die Ergebnisse aus der Teilnahme an den Regelenenergiemärkten mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Die Teilnahme am ID-Markt ermöglicht eine Erhöhung der Deckungsbeiträge; diese ist im Vergleich zu den DA-Einnahmen jedoch nicht besonders groß. Grundsätzlich ist anzumerken, dass die Marktsituation für PSKW angespannt erscheint, eine überschlägige und stark stilisierte Betrachtung für thermische Erzeugungstechnologien (Anhang C) ergibt jedoch Ähnliches.

In Bezug auf die technische Auslegung der Anlagen wird deutlich, dass sowohl flexiblere Anlagen als auch solche zur eher langfristigeren (d. h. eher 55 Stunden statt 5 Stunden) Speicherung größere Möglichkeiten zur Erzielung von Deckungsbeiträgen aufweisen. Diese Ergebnisse sind über alle Szenarien und Länder robust und weisen im Falle der Speichergröße darauf hin, dass die aktuell verstärkte Planung von Speichern mit eher geringem Arbeitsvermögen sowohl individual- als auch gesamtwirtschaftlich suboptimal sein könnte.

5 Diskussion der Ergebnisse und Schlussfolgerungen

5.1 Diskussion der Ergebnisse

Die Ermittlung von Deckungsbeiträgen im Rahmen dieser Studie hat gezeigt, dass die Situation für PSKW in den betrachteten Szenarien und Märkten als tendenziell angespannt anzusehen ist:

- Bestandsanlagen dürften vergleichsweise geringe Renditen aufweisen, auch die (vorübergehende) Stilllegung von Anlagen scheint denkbar.
- Die ermittelten Deckungsbeiträge dürften in der Regel nicht zur Re-Finanzierung von Neu- Investitionen in PSKW ausreichen.

Dieses Ergebnis lässt jedoch nur begrenzt Rückschlüsse darauf zu, inwiefern aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive insbesondere der Neubau von PSKW sinnvoll sein könnte. Es gibt Hinweise darauf, dass PSKW zumindest in der längeren Frist, gerade aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive, eine zunehmend wichtigere Rolle zukommen könnte. Es ist jedoch nicht absehbar, inwiefern sich dies auch auf individualwirtschaftlicher Ebene widerspiegeln wird. Daher wird im Folgenden kurz darauf eingegangen, wie Investitionen in PSKW besonders gefördert werden bzw. in Zukunft gefördert werden könnten.

Auf EU-Ebene gibt es entsprechende Förderbemühungen im Rahmen der „Connecting Europe Facility“ (CEF), die auch PSKW umfasst. Grundsätzlich ist diese allerdings eher auf die Unterstützung von Investitionen in Netzinfrastruktur ausgerichtet. So ist für PSKW (im Gegensatz zu anderen Anlagen) auch keine direkte finanzielle Förderung der Investition selbst vorgesehen. Stattdessen beschränkt sich die Förderung auf die Bereitstellung von Finanzierungsinstrumenten⁴¹ und die finanzielle Unterstützung projektspezifischer Studien, d. h. Vor- bzw. Durchführbarkeitsstudien etc. Eine kurze Übersicht über die CEF wird in Anhang D gegeben.

Weiterhin findet in vielen europäischen Ländern eine Debatte darüber statt, in welchem Ausmaß Kapazitätsinstrumente zur Steuerung und Finanzierung des Zu- bzw. Umbaus des Erzeugungssystems eingesetzt werden könnten bzw. sollten. In diesem Kontext wird auch diskutiert, inwiefern über nationale Grenzen hinweg koordinierte Lösungen zur Bereitstellung von Erzeugungskapazität sinnvoll sein könnten, um die Kosten zu begrenzen. Eine besondere Relevanz kommt dieser Frage im Zusammenhang mit der Bereitstellung von Anlagen wie PSKW zu, denen aufgrund ihrer technischen Eigenschaften zwar häufig eine wichtige Rolle in Europas Stromsystem der Zukunft zugeschrieben wird, bei denen aber die Optionen zur räumlichen Verortung aufgrund geographischer und hydrologischer Gegebenheiten begrenzt sind. Grundsätzlich scheint es plausibel, dass unter solchen Voraussetzungen eine Aufteilung von (in erster Linie national anfallenden) Kosten auf diejenigen Länder, die von der Errichtung einer solchen Anlage profitieren, erfolgen könnte. Dies setzt jedoch voraus, dass eine solche Aufteilung bzw. Aufteilungsregel ex ante hinreichend gut definierbar ist. Maßgeblich dafür kann sein, inwieweit sich die komplexen Effekte voraussagen lassen, die sich aufgrund von Interaktionen und Entwicklungen im interdependenten Elektrizitätssystem ergeben. Insbesondere in einem stark vermaschten System, wie dem der Untersuchungsregion, dürfte dies vor allem über große Zeiträume hinweg schwierig sein. Die Erkenntnisse aus den vertiefenden Überlegungen zu dieser Thematik in Anhang E deuten darauf hin, dass die Umsetzung entsprechender internationaler Vereinbarungen häufig problematisch sein dürfte. Allerdings dürfte es sich als hilfreich erweisen, wenn die betroffenen Länder bereits in vertieften Beziehungen zueinander stehen, da dies die Glaubhaftigkeit der Zusage eines langfristig kooperativen Verhaltens erhöht. Dieser Aspekt kann dabei helfen, Unsicherheiten in Hinblick auf das Verhalten des Vertragspartners zu reduzieren, er sollte jedoch nicht überschätzt werden: Auch Länder, die sonst in engen Beziehungen zueinander stehen, werden ein erhebliches Interesse daran haben, den Vertrag möglichst präzise und robust zu fassen, was aber wegen der hohen technischen Komplexität sowie der damit zusammenhängenden Unsicherheit über zukünftige Entwicklungen schwierig ist.

5.2 Schlussfolgerungen

In der „Erklärung von Deutschland, Österreich und der Schweiz zu gemeinsamen Initiativen für den Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken“ vom April 2012 wurde festgestellt, dass die verstärkte Nutzung der Erneuerbaren Energien für die zukünftige Stromversorgung langfristig einen entsprechenden Ausbau von Speicherkapazitäten benötigt. Der hieraus abgeleitete Auftrag für die trilaterale Studie ist demzufolge ein Beitrag zur verstärkten Zusammenarbeit Deutschland-Österreich-Schweiz (D-A-CH)

⁴¹ Dies können etwa Beteiligungsinvestitionen, Darlehen, Bürgschaften o. Ä. sein, siehe hierzu auch Anhang D.

im Bereich der Pumpspeicherkraftwerke; insbesondere geht es darum, die Nutzung dieser Technologie weiter auszubauen und Potentiale zu erschließen. Der vorliegende Studienteil – „ökonomische Untersuchungsgegenstände“ – geht der Frage nach, wie sich die Situation von Pumpspeicherkraftwerken in den nächsten beiden Jahrzehnten aus einer Deckungsbeitragsperspektive darstellt und welche Entwicklungsaussichten bestehen.

Die Deckungsbeitragsermittlung erbringt folgende zentrale Ergebnisse:

- Die Teilnahme am Day-Ahead-Markt stellt den stabilsten Beitrag zur Erzielung von Deckungsbeiträgen dar, eine zusätzliche Teilnahme am Intraday-Markt kann die Deckungsbeiträge weiter erhöhen.
- Die Vermarktungsergebnisse aus Regelenergie und -leistung wirken sich insbesondere in Österreich und Deutschland erheblich positiv auf die Deckungsbeiträge aus, sind jedoch mit hohen Unsicherheiten, insbesondere bzgl. des zukünftigen Marktdesigns behaftet.
- Die Umsetzung der Maßnahmen des Network-Code Electricity Balancing könnte zu einer Angleichung der derzeit sehr heterogenen Vermarktungsmöglichkeiten führen; dies impliziert daher teils erhebliche Veränderungen in den Deckungsbeiträgen.
- Die wirtschaftliche Situation für neue Pumpspeicherkraftwerke ist mittel- und langfristig mit großen Unwägbarkeiten behaftet. Es gibt jedoch Anhaltspunkte dafür, dass sich dies langfristig (d. h. auch über das in dieser Studie angesetzte Langfristszenario hinaus) verbessert.
- Bezüglich der Anlagenauslegung deutet sich an, dass eine ausschließliche Konzentration auf Kurzfristspeicher sowohl einzel- als auch gesamtwirtschaftlich nicht optimal sein könnte sowie dass flexible Anlagen erkennbar höhere Deckungsbeiträge erzielen können.

Eine langfristige trilaterale Kooperation, insbesondere zur gemeinsamen Kostentragung von Neuinvestitionen, ist anspruchsvoll, könnte aber geeignet sein, Nettovorteile aus der Errichtung von Pumpspeicherkraftwerken zu realisieren, die sich sonst nicht einstellen würden. Ein unterstützender Faktor für die Umsetzung grenzüberschreitender Vereinbarungen zur Investition in und zur Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken ist in der Fähigkeit der beteiligten Länder zu sehen, sich gegenseitig glaubhaft ein langfristig kooperatives Verhalten zuzusichern. Dies kann insbesondere dann gegeben sein, wenn zwischen den Ländern traditionell enge wirtschaftliche Austauschbeziehungen bestehen, wenn bereits eine vertiefte politische Zusammenarbeit in bestimmten Bereichen existiert und wenn gemeinsame, langfristige energiepolitische Ziele verfolgt werden.

Aus den vorgenannten Gründen wird empfohlen, die trilaterale Initiative fortzuführen, um so eine Grundlage für konkrete und langfristige energiewirtschaftliche und energiepolitische Kooperationen zu schaffen.

Literaturverzeichnis

- ACER (2012):** Framework Guidelines on Electricity Balancing (FG-2012-E-009). ACER. Online verfügbar: http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Framework_Guidelines/Framework%20Guidelines/Framework%20Guidelines%20on%20Electricity%20Balancing.pdf Letzter Zugriff am: 22.04.2013
- AG Interaktion (2012a):** Bericht der AG 3 Interaktion an den Steuerungskreis der Plattform Erneuerbare Energien, die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin. Online verfügbar: http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente__PDFs_/Plattform_EE_EEG-Dialog/121015_Bericht_AG_3-bf.pdf Letzter Zugriff am: 24.09.2013
- AG Interaktion (2012b):** Anhang zum Bericht der AG 3 Interaktion: Potentiale und Hemmnisse der Flexibilitätsoptionen. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin. Online verfügbar: http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente__PDFs_/Plattform_EE_EEG-Dialog/121015_UEbersicht_Potenziale_und_Hemmnisse_der_Flexibilitaetsoptionen-bf.pdf Letzter Zugriff am: 24.09.2013
- APG.at (2013a):** Ausschreibungssystem - Regelenenergiemarkt (Internetseite). Online verfügbar: <https://www.apg.at/emwebapgrem/startApp.do> Letzter Zugriff am: 26.09.2013
- APG.at (2013b):** APG - Marktinformationen - Ausschreibungen der Sekundärregelleistung in der Regelzone APG (Internetseite). Online verfügbar: <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/sekundaerregelung/ausschreibungen> Letzter Zugriff am: 26.09.2013
- APG.at (2013c):** APG - Marktinformationen - Ausschreibungen der Tertiärregelleistung in der Regelzone APG (Internetseite). Online verfügbar: <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/tertiaerregelung/ausschreibungen> Letzter Zugriff am: 26.09.2013
- Balmer, M. / Möst, D. / Spreng, D. (2006):** Schweizer Wasserkraftwerke im Wettbewerb: eine Analyse im Rahmen des europäischen Elektrizitätsversorgungssystems. vdf, Hochsch.-Verl. an der ETH, Zürich.
- Beckers, T. / Hoffrichter, A. (2014):** Eine (institutionen-)ökonomische Analyse grundsätzlicher und aktueller Fragen bezüglich des institutionellen Stromsektordesigns im Bereich der Erzeugung. EnWZ - Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft 3, 57–63.
- Beckers, T. / Hoffrichter, A. / Weber, A. / Weber, D. (2014):** Internationale Koordination in der Gestaltung des Europäischen Elektrizitätsversorgungssystems. (Manuskript, erstellt im Rahmen des vom BMWF finanzierten Forschungsvorhabens EK-E4S).
- BMU (2012):** Report by the working group 3 on interaction between renewable energy supply, conventional energy supply and demand side. Online verfügbar: http://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Downloads/pdf/Report_renewable_energies_platform_bf.pdf Letzter Zugriff am: 24.07.2013
- BNetzA (2006):** BK6-06-012: Festlegung zur Ausschreibungspraxis in der Minutenreserve. Online verfügbar: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2006/2006_001bis100/BK6-06-012/BK6-06-012FestlegungMinutenrld7318pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=2 Letzter Zugriff am: 25.09.2013
- BNetzA (2007):** BK6-06-066: Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt von Sekundärregelung. Online verfügbar: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2006/2006_001bis100/BK6-06-066/BK6-06-066_Beschluss_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=2 Letzter Zugriff am: 25.09.2013
- BNetzA (2011a):** BK6-10-098: Festlegungsverfahren zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelleistung. Online verfügbar: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2010/BK6-10-000bis100/BK6-10-097bis-099/BK6-10-098_Beschluss_2011_04_12.pdf?__blob=publicationFile&v=2 Letzter Zugriff am: 23.09.2013

- BNetzA (2011b):** BK6-10-099: Festlegungsverfahren zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Minutenreserve. Online verfügbar: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2010/BK6-10-000bis100/BK6-10-097bis-099/BK6-10-099_Beschluss_2011_10_18.pdf?__blob=publicationFile&v=2 Letzter Zugriff am: 23.09.2013
- BNetzA (2013):** Monitoringbericht 2012. Bonn.
- Bundesamt für Energie (BFE) (2008):** Bestimmung von Wirkungsgraden bei Pumpspeicherung in Wasserkraftanlagen. Online verfügbar: http://www.bfe.admin.ch/dokumentation/publikationen/index.html?start=0&lang=de&marker_suche=1&ps_text=estimmung+von+Wirkungsgraden+bei+Pumpspeicherung+in+Wasserkraftanlagen&ps_nr=&ps_date_day=Tag&ps_date_month=Monat&ps_date_year=Jahr&ps_autor=&ps_date2_day=Tag&ps_date2_month=Monat&ps_date2_year=Jahr&ps_show_typ=no&ps_show_kat=no Letzter Zugriff am: 24.07.2013
- Bundesamt für Energie (BFE) (2012a):** Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 - Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000 - 2050 - Ergebnisse der Modellrechnung für das Energiesystem. Online verfügbar: http://www.bfe.admin.ch/dokumentation/publikationen/index.html?start=0&lang=de&marker_suche=1&ps_text=Energieperspektiven+2050&ps_nr=&ps_date_day=Tag&ps_date_month=Monat&ps_date_year=Jahr&ps_autor=&ps_date2_day=Tag&ps_date2_month=Monat&ps_date2_year=Jahr&ps_show_typ=no&ps_show_kat=no Letzter Zugriff am: 24.07.2013
- Bundesamt für Energie (BFE) (2012b):** Folgeabschätzung einer Einführung von «Smart Metering» im Zusammenhang mit «Smart Grids» in der Schweiz. Online verfügbar: <http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/27519.pdf> Letzter Zugriff am: 12.11.2013
- Bundesamt für Energie (BFE) (2013):** Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz im Rahmen der Energiestrategie 2050. Online verfügbar: <http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/33124.pdf> Letzter Zugriff am: 13.12.2013
- Bundesamt für Wasser und Geologie (BWG) (2002):** Der Wasserzins – die wichtigste Abgabe auf der Wasserkraftnutzung in der Schweiz. Online verfügbar: http://www.bfe.admin.ch/themen/00490/00491/?dossier_id=00803&lang=de Letzter Zugriff am: 24.07.2013
- Bundesnetzagentur (2012):** Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom 2012 durch die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bundesnetzagentur, Bonn. Online verfügbar: http://nvonb.bundesnetzagentur.de/netzausbau/Bestaetigung_Netzentwicklungsplan_Strom_2012.pdf Letzter Zugriff am: 07.12.2012
- DLR / SRU (2010):** Möglichkeiten und Grenzen der Integration verschiedener regenerativer Energiequellen zu einer 100% regenerativen Stromversorgung der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2050. Online verfügbar: http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/03_Materialien/2010_MAT42_DZLR_Integration_Energiequellen_2050.pdf?__blob=publicationFile Letzter Zugriff am: 24.07.2013
- EC (2009):** Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC. Online verfügbar: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:EN:PDF> Letzter Zugriff am: 21.11.2012
- EC (2013a):** Regulation establishing a Network Code on Capacity Allocation and Congestion Management and a guideline on Governance supplementing Regulation (EC) 714/2009 Working draft. Online verfügbar: http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/electricity/doc/20131122-cacm.pdf Letzter Zugriff am: 12.12.2013
- EC (2013b):** Long term infrastructure vision for Europe and beyond (COM(2013) 711), Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Brüssel. Online verfügbar:

http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/pci/doc/com_2013_0711_en.pdf Letzter Zugriff am: 21.10.2013

EC (2013c): Projects of Common Interest by Country (COM(2013) 711), Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Brüssel. Online verfügbar: http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/pci/doc/2013_pci_projects_country.pdf Letzter Zugriff am: 21.10.2013

E-Control (2011a): Bescheid des Vorstands vom 23.11.2011, V SEK 01/11: Genehmigung der Bedingungen für die im Rahmen der Tertiärregelung beschafften Anteile der Sekundärregelung gemäß § 69 EIWOG 2010. Online verfügbar: <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/recht/dokumente/pdfs/Bescheid%20SEK%20APG%20Ausfallsreserve%2023-11-2011.pdf> Letzter Zugriff am: 26.09.2013

E-Control (2011b): Bescheid des Vorstands vom 23.11.2011, V SEK 01/11: Genehmigung der Bedingungen für die im Rahmen der Tertiärregelung beschafften Anteile der Sekundärregelung gemäß § 69 EIWOG 2010. BEILAGE 1: Ausschreibungsbedingungen. Online verfügbar: <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/recht/dokumente/pdfs/Bescheid%20SekReg%20Beilage%201%20Ausschreibungsbedingungen.pdf> Letzter Zugriff am: 26.09.2013

E-Control (2011c): Bescheid des Vorstands vom 23.11.2011, V SEK 01/11: Genehmigung der Bedingungen für die im Rahmen der Tertiärregelung beschafften Anteile der Sekundärregelung gemäß § 69 EIWOG 2010. BEILAGE 2: Begriffsbestimmungen. Online verfügbar: <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/recht/dokumente/pdfs/Bescheid%20SekReg%20Beilage%202%20Begriffsbestimmungen.pdf> Letzter Zugriff am: 26.09.2013

E-Control (2011d): Bescheid des Vorstands vom 8.8.2011, V SEK 01/11 Genehmigung der Bedingungen für die Beschaffung der Sekundärregelung durch den Regelzonenführer gemäß § 69 EIWOG 2010. Online verfügbar: <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/recht/dokumente/pdfs/Bescheid%20SEK%20APG%2008-08-2011%20final.pdf> Letzter Zugriff am: 26.09.2013

E-Control (2011e): Bescheid des Vorstands vom 8.8.2011, V SEK 01/11 Genehmigung der Bedingungen für die Beschaffung der Sekundärregelung durch den Regelzonenführer gemäß § 69 EIWOG 2010. BEILAGE: Ausschreibungsbedingungen. Online verfügbar: <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/recht/dokumente/pdfs/Bescheid%20SEK%20APG%20-%20Beilage%201.pdf> Letzter Zugriff am: 26.09.2013

E-Control (2013): Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012 in der Fassung der Novelle 2013. Online verfügbar: http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/SNE%202012%20idF%20Novelle%202013_konsolidiert.pdf Letzter Zugriff am: 24.07.2013

EEX (2006): Erfolgreicher Start des Intraday-Handels. Online verfügbar: http://cdn.eex.com/document/13896/20060926_Start_Intraday.pdf Letzter Zugriff am: 25.09.2013

EnBW TNG / Amprion / Swissgrid (2011): Regeln für die Teilnahme an der Intraday-Kapazitätsvergabe verfügbarer Transportkapazität im grenzüberschreitenden Stromhandel zwischen dem Regelblock Deutschland und der Schweiz (Intraday-Kapazitätsvergabe). Online verfügbar: <http://www.transnetbw.de/downloads/strommarkt/engpassmanagement/intraday-kapazitaetsvergaberegeln.pdf> Letzter Zugriff am: 13.12.2013

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (EFZN) (2013): Studie Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit. Online verfügbar: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/eignung-von-speichertechnologien-zum-erhalt-der-systemsicherheit,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> Letzter Zugriff am: 24.07.2013

- ENTSO-E (2012a):** Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2012-2030. ENTSO-E, Brussels. Online verfügbar: <https://www.entsoe.eu/system-development/system-adequacy-and-market-modeling/soaf-2012-2030/> Letzter Zugriff am: 24.09.2012
- ENTSO-E (2012b):** The Ten-Year Network Development Plan and Regional Investment Plans (Internetseite). Online verfügbar: <https://www.entsoe.eu/system-development/tyndp/> Letzter Zugriff am: 11.12.2012
- ENTSO-E (2013a):** Draft Network Code on Electricity Balancing V1.30. ENTSO-E. Online verfügbar: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/resources/BAL/131016_NC_EB_draft_V1_30.pdf Letzter Zugriff am: 26.11.2013
- ENTSO-E (2013b):** Supporting Document for the Network Code on Electricity Balancing (V 1.30). ENTSO-E. Online verfügbar: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/resources/BAL/131021_NC_EB_Supporting_Document_2013.pdf Letzter Zugriff am: 13.11.2013
- ENTSO-E (2013c):** Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF) 2013-2030. ENTSO-E, Brussels. Online verfügbar: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/So_AF_2013-2030/130403_SOAF_2013-2030_final.pdf Letzter Zugriff am: 16.12.2013
- EPEXspot (2011):** 15-Minute-Kontrakte erfolgreich auf deutschem Intraday-Markt gestartet. Online verfügbar: http://static.epexspot.com/document/14763/2011-12-15_15%20minute_contracts_launch.pdf Letzter Zugriff am: 25.09.2013
- EPEXspot (2013):** Integrierter Schweizer Intraday-Markt erfolgreich gestartet. Online verfügbar: http://static.epexspot.com/document/23696/13-06-27_EPEX%20SPOT_Swiss%20Intraday%20Launch_E-D-F.pdf Letzter Zugriff am: 25.09.2013
- EU (2012):** Verordnung (EU, Euratom) Nr. 966/2012 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 über die Haushaltsordnung für den Gesamthaushaltsplan der Union und zur Aufhebung der Verordnung (EG, Euratom) Nr. 1605/2002 des Rates. Online verfügbar: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:298:0001:0096:DE:PDF> Letzter Zugriff am: 15.04.2014
- EU (2013):** Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 17. April 2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur und zur Aufhebung der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 713/2009, (EG) Nr. 714/2009 und (EG) Nr. 715/2009. Online verfügbar: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2013:115:0039:0075:DE:PDF> Letzter Zugriff am: 09.04.2014
- FAZ (2014):** Nach Schweizer Referendum: EU stoppt Gespräche über Stromabkommen. FAZ.NET. Online verfügbar: <http://www.faz.net/aktuell/politik/nach-schweizer-referendum-eu-stoppt-gespraech-ueber-stromabkommen-12795337.html> Letzter Zugriff am: 19.02.2014
- Füeg, J.-C. (2013):** BFE: Status Stromabkommen EU-Schweiz. Bern. Online verfügbar: <http://www.youtube.com/watch?v=LFWHLSX1paA> Letzter Zugriff am: 17.09.2013
- Giesecke, J. / Mosonyi, E. (2009):** Wasserkraftanlagen: Planung, Bau und Betrieb. Springer Berlin, Berlin.
- Horstmann, T. / Kleinekorte, K. (2003):** Strom für Europa : 75 Jahre RWE-Hauptschaltleitung Brauweiler 1928 - 2003 = Power for Europe. Klartext, Essen.
- Hughes, T.P. (1993):** Networks of power: electrification in Western society, 1880-1930. Johns Hopkins University Press, Baltimore and London.
- Moser, A. (2013):** Bewertung des Beitrags von Speichern und Pumpspeichern in der Schweiz, Österreich und Deutschland zur elektrischen Energieversorgung. Aachen.
- Näf, U. (2013):** Die Gunst der Stunde nutzen (Internetseite). EU-Stromabkommen: Die Gunst der Stunde nutzen. Online verfügbar: http://www.economiesuisse.ch/de/themen/enu/eu-strom/seiten/_detail.aspx?artID=komentar_20130809 Letzter Zugriff am: 17.09.2013
- Neldner, W. (2012):** Nutzungsnotwendigkeiten von Pumpspeicherwerken (PSW) als bipolare leistungsstarke Systemstabilisatoren. NeldnerConsult, Berlin.

- NZZ.ch (2011):** Energieabkommen soll im Spätherbst stehen: Leuthard und Oettinger wollen die Verhandlungen vorantreiben. Neue Zürcher Zeitung. Online verfügbar: <http://www.nzz.ch/aktuell/schweiz/energieabkommen-soll-im-spaetherbst-stehen-1.10304200> Letzter Zugriff am: 23.09.2013
- NZZ.ch (2013):** Stromabkommen Schweiz - EU: Leuthard zufrieden mit Strompoker. Neue Zürcher Zeitung. Online verfügbar: <http://www.nzz.ch/aktuell/schweiz/leuthard-zufrieden-mit-strompoker-1.18159993> Letzter Zugriff am: 02.10.2013
- NZZ.ch (2014):** BfE-Chef Walter Steinmann zu den sistierten EU-Verhandlungen: «Langsames Ausklinken aus dem europäischen Strommarkt». Online verfügbar: <http://www.nzz.ch/aktuell/schweiz/langsames-ausklinken-aus-dem-europaeischen-strommarkt-1.18241268> Letzter Zugriff am: 14.02.2014
- R Core Team (2012):** R: A Language and Environment for Statistical Computing. R Foundation for Statistical Computing, Vienna, Austria.
- Riese, C. / Schulte-Beckhausen, S. / Nebel, J.A. / Schneider, C. / Kirch, T. (2014):** Rechtsgutachten im Rahmen der Trilateralen Vereinbarung vom 2. Mai 2012 zwischen Deutschland, Österreich und der Schweiz zu Pumpspeicherkraftwerken.
- Schill, W.-P. (2013):** Integration von Wind- und Solarenergie: Flexibles Stromsystem verringert Überschüsse (34), DIW Wochenbericht. DIW Berlin, Berlin. Online verfügbar: http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.426135.de/13-34-1.pdf Letzter Zugriff am: 17.09.2013
- Schnug, A. / Fleischer, L. (1999):** Bausteine für Stromeuropa : eine Chronik des elektrischen Verbunds in Deutschland ; 50 Jahre Deutsche Verbundgesellschaft. Dt. Verbundges., Heidelberg.
- Schröder, A. / Kunz, F. / Meiß, J. / Mendelevitch, R. / von Hirschhausen, C. (2013):** Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050 (68), DIW Data Documentation. DIW Berlin, Berlin. Online verfügbar: http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.424566.de/diw_datadoc_2013-068.pdf Letzter Zugriff am: 17.07.2013
- Swissgrid (2013):** Grundlagen Systemdienstleistungsprodukte. Online verfügbar: http://swissgrid.ch/content/dam/swissgrid/experts/ancillary_services/Dokumente/D130527_AS-Products_V6R6_DE.pdf Letzter Zugriff am: 09.09.2013
- UCTE (2009):** UCTE Operation Handbook -- Policy 2: Scheduling and Accounting. Online verfügbar: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_2_final.pdf Letzter Zugriff am: 03.04.2014
- UVEK / BMWFJ / BMWi (2012):** Erklärung von Deutschland, Österreich und der Schweiz zu gemeinsamen Initiativen für den Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken. Online verfügbar: <http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/26737.pdf> Letzter Zugriff am: 17.12.2013
- VDE (2012):** Demand Side Integration -- Lastverschiebungspotenziale in Deutschland.
- Weber, A. / Graeber, D. / Semmig, A. (2010):** Market Coupling and the CWE Project. Zeitschrift für Energiewirtschaft 34, 303–309.

A Modellbeschreibung Deckungsbeitragsermittlung

Das Modell zur Deckungsbeitragsermittlung lässt sich in mehrere Teile gliedern: Den Kern nimmt das Modell zur Einsatzoptimierung ein, welches in Abschnitt A.1 erläutert wird. Weitere Teile stellen die Modellierung der Regelleistungsmärkte (Abschnitt A.2) und der ID-Märkte (Abschnitt A.3) sowie die Methode zur Parametrierung der Demand-Side-Sensitivität (Abschnitt A.4) dar.

A.1 Einsatzoptimierungsmodell

Ziel des Modells ist die Optimierung der Fahrweise des PSKW zur Maximierung des Deckungsbeitrages über 8 760 Stunden eines Jahres. Die Variablen sind die turbinierten und gepumpten Energiemengen in den jeweiligen Märkten zu einem Zeitpunkt sowie der daraus resultierende Speicherfüllstand. Die wesentlichen Parameter sind die Preise und maximalen Volumina der einzelnen Märkte zum jeweiligen Zeitpunkt. Im Folgenden werden die Zielfunktion und die einzelnen Nebenbedingungen des Modells kurz beschrieben.

A.1.1 Modell mit voll-variabler Pumpe

Die Zielfunktion maximiert den Deckungsbeitrag, also die Vermarktungsergebnisse aus dem DA-Markt, dem ID-Markt und den Regelenenergiemärkten unter Abzug der fixen Betriebskosten und der sonstigen Kosten des Betriebes. Die Vermarktungsergebnisse der einzelnen Märkte errechnen sich jeweils aus dem Produkt von Preis und Menge zum jeweiligen Zeitpunkt. Im DA- und ID-Markt fallen zudem Kosten für den Bezug von Strom an. Bei den Regelenenergiemärkten wird unterschieden zwischen Erlösen aus dem Vorhalten von Leistung und den erwarteten Erlösen aus dem Abruf, welche sich aus dem Produkt aus Abrufwahrscheinlichkeit und Arbeitspreis ergeben.

Folgende Nebenbedingungen finden Anwendung:

- **Maximales Volumen:** Die im ID-Markt und die im Regelenenergiemarkt platzierbare Energiemenge wird beschränkt.
- **Kein gleichzeitiges Pumpen und Turbinieren im DA- und ID-Markt:** Das gleichzeitige Pumpen und Turbinieren im DA- und im ID-Markt wird mit Hilfe von Binärvariablen ausgeschlossen.
- **Abrufvolumen Regelenenergie:** Das abgerufene Volumen zu einem Zeitpunkt in den einzelnen Regelenenergiemärkten berechnet sich aus dem Produkt aus Abrufwahrscheinlichkeit und vorgehaltenem Volumen zum jeweiligen Zeitpunkt im jeweiligen Regelenenergiemarkt.
- **Maximale Turbinier- und Pumpleistung:** Zwei Nebenbedingungen stellen sicher, dass die maximale physikalische Turbinier- und Pumpleistung des PSKW für jede mögliche Eintrittswahrscheinlichkeit (Spekulationserfolgswahrscheinlichkeit ID und Abrufwahrscheinlichkeit Regelenenergie) eingehalten wird.
- **Reale Speicherbilanzen:** Fünf Nebenbedingungen bilden den realen Speicherfüllstand ab. Einerseits wird der Speicherfüllstand auf die maximale Größe des Speichers beschränkt und darf nicht kleiner als Null sein, andererseits wird der Speicherfüllstand in der letzten und vor der ersten Periode des Jahres auf Null gesetzt. Weiterhin stellt eine Nebenbedingung sicher, dass der Speicherfüllstand gleich dem Speicherfüllstand der Folgeperiode und der Summe al-

ler realen Ein- und Ausspeisungen unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades des PSKW ist.

- **Theoretische Speicherbilanzen:** Die drei theoretischen Speicherbilanzen stellen sicher, dass die angebotene Regelleistung und die Spekulation im ID-Markt für jede mögliche Eintrittswahrscheinlichkeit (unabhängig vom Erwartungswert des Abrufvolumens) erfüllbar ist und nicht die physikalischen Grenzen des Speichers über- bzw. unterschreitet.
- **Institutioneller Rahmen der Regelenenergiemärkte:** Weitere Nebenbedingungen bilden den jeweiligen institutionellen Rahmen der Regelenenergiemärkte in den verschiedenen Ländern ab und stellen unter anderem sicher, dass positive und negative Regelenenergie getrennt oder wie im Schweizer SRL-Markt gemeinsam angeboten werden muss. Weiterhin bilden sie die vorgegebenen Zeitscheiben in den einzelnen Märkten der betrachteten Länder ab.

A.1.2 Modellabwandlungen für Referenz-PSKW mit nicht-variabler Pumpe

Im Fall der Referenz-PSKW mit nicht-variabler Pumpe sind wenige Modellanpassungen nötig. Bei nicht-variabler Pumpe kann im DA-Markt immer nur entweder gar nicht oder mit voller Leistung gepumpt werden. Weiterhin kann positive Regelenenergie sowie positive ID-Spekulation nur angeboten werden, wenn im DA-Markt nicht gepumpt wird. Letztendlich können negative Regelenenergie und negative ID-Spekulation nur in dem Maße angeboten werden wie im DA-Markt turbinert wird.

A.1.3 DA-Preiszeitreihen

Abbildung 16 zeigt exemplarisch die stundenscharfen DA-Preiszeitreihen für die MF-/LF-Basisszenarien in den relevanten Marktgebieten.

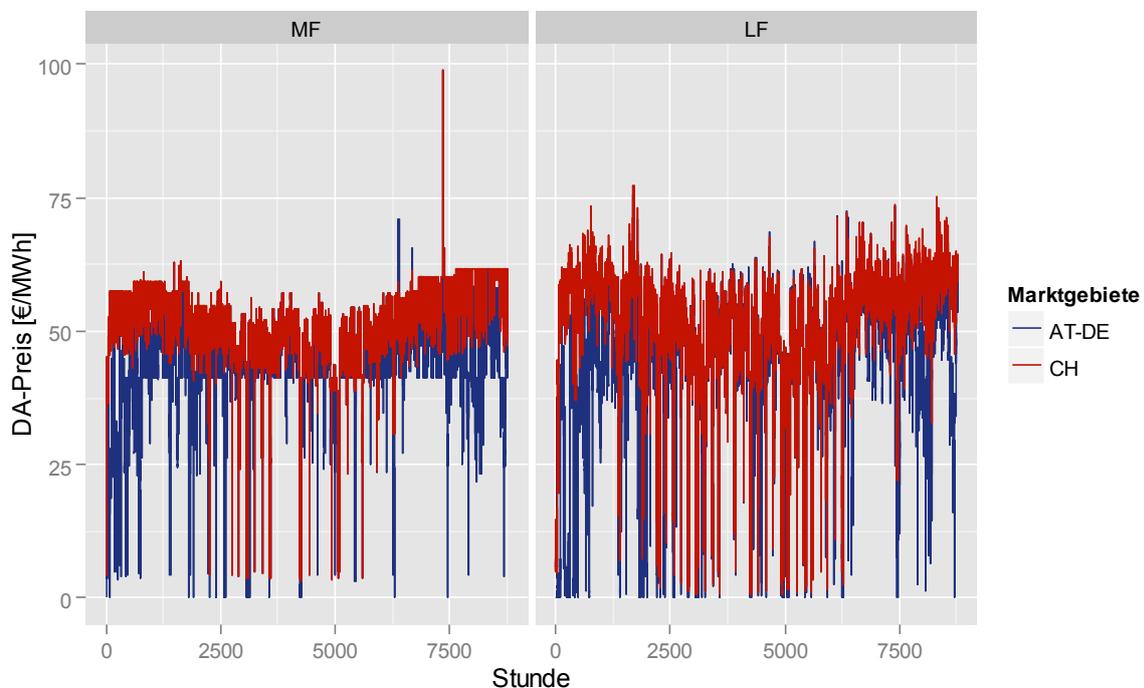


Abbildung 16: DA-Preise in den MF-/LF-Basisszenarien für die betrachteten Marktgebiete. Quelle: Eigene Darstellung, Daten: IAEW.

A.2 Modellierung der Regelleistungsmärkte

Ziel der Modellierung ist es, basierend auf historischen Marktergebnissen des Jahres 2012 Preise, Mengen und Abrufwahrscheinlichkeiten der Regelleistungsmärkte für das Mittel- und das Langfristszenario herzuleiten. Die Modellierung basiert ausschließlich auf öffentlich verfügbaren Informationen und ergänzenden Annahmen.

A.2.1 Leistungspreise

Die institutionell ähnlichen Regelleistungsmärkte in Österreich und Deutschland werden überwiegend mit der gleichen Methode modelliert. In beiden Ländern stehen für 2012 die nach der Auktionierung angenommenen Leistungs- und Arbeitsgebote zu Verfügung. Die Datengrundlage zwischen SRL und TRL unterscheidet sich ebenfalls kaum, sodass für beide Märkte die gleiche Methode angewendet werden kann.⁴² Ähnliche Informationen stehen auch für die TRL-Märkte in der Schweiz zur Verfügung.⁴³

Zur Bestimmung der Leistungspreise im Mittel- und Langfristszenario wird zunächst für jedes Regelleistungprodukt eine lineare Regression aus den mengengewichteten durchschnittlichen Leistungspreisen in 2012 und den durchschnittlichen DA-Preisen der relevanten Stunden in 2012 über alle Ausschreibungszeitpunkte berechnet. Anschließend werden basierend auf den Regressionskoeffizienten und den fundamental modellierten zukünftigen DA-Preisen die Regelleistung-Leistungspreise für jede Stunde des Mittelfrist- und des Langfristszenarios abgeleitet. Die mengengewichteten Leistungspreise in 2012 ergeben sich aus der Merit Order pro Produkt pro Ausschreibungszeitpunkt und den ausgeschriebenen Regelleistungsmengen. Die ausgeschriebene Menge wird in vier Blöcke geviertelt, so dass vier verschiedene Leistungspreise berechnet werden. Dies erfolgt unter Berücksichtigung der Annahme, dass das PSKW nicht immer den Grenzleistungspreis erhalten kann.

Für den Schweizer SRL-Markt sind keine Gebotslisten verfügbar, sondern ausschließlich der mengengewichtete Durchschnitt der höchsten 20 % der angenommenen Gebote je Ausschreibungszeitpunkt.⁴⁴ Dieser Durchschnittspreis wird um 15 % nach unten korrigiert, basierend auf dem Unterschied zwischen den 20 % höchsten Geboten und dem durchschnittlichen Gebot im wöchentlichen Schweizer TRL-Markt. Daher erfolgt für den Schweizer SRL-Markt eine Regression aus den angepassten Durchschnittspreisen und den DA-Preisen aus 2012 ohne Berücksichtigung verschiedener Blöcke.

A.2.2 Arbeitspreis und Abrufwahrscheinlichkeit

Zur Ermittlung der Arbeitspreise pro Produkt in Österreich und Deutschland werden die eingestellten mengengewichteten Durchschnittsarbeitspreise pro Viertelstunde basierend auf den in 2012 abgerufenen Mengen je Viertelstunde und der Merit Order der Arbeitspreise berechnet. Dies erfolgt unter Berücksichtigung der Annahme, dass das PSKW nicht immer den Grenzarbeitspreis bieten wird. Für je-

⁴² <https://www.regelleistung.net> und <https://www.apg.at/emwebapgrem/startApp.do>

⁴³ http://swissgrid.ch/swissgrid/de/home/experts/topics/ancillary_services/tenders/tertiary-control-power.html

⁴⁴ http://swissgrid.ch/content/swissgrid/de/home/experts/topics/ancillary_services/tenders/secondary-control-power.html

den im Jahr 2012 aufgetretenen Arbeitspreis wird die zeitliche Abrufwahrscheinlichkeit aus der Anzahl der Viertelstunden, in denen der aufgetretene Arbeitspreis kleiner oder gleich des betrachteten Arbeitspreises ist, und der Gesamtzahl der relevanten Viertelstunden des Produkts berechnet. Hierfür wird angenommen, dass der Abruf immer für eine volle Viertelstunde erfolgt und es keine Abschlüsse aufgrund von Kraftwerksrampen gibt. Für jeden aufgetretenen Arbeitspreis wird zudem die mengenbezogene Abrufwahrscheinlichkeit aus dem Quotienten der über das Jahr kumulierten pro aufgetretenem Arbeitspreis abgerufenen Menge und der ausgeschriebenen Menge berechnet. Anschließend kann die Wahrscheinlichkeit, mit einer ausgeschriebenen Mengeneinheit in einer Viertelstunde abgerufen zu werden, aus dem Produkt der zeitlichen und der mengenbezogenen Abrufwahrscheinlichkeit berechnet werden. Zur Bestimmung der Arbeitspreise und Abrufwahrscheinlichkeiten des Mittel- und Langfristszenarios wird eine lineare Regression von aufgetretenen Arbeitspreisen und den dazugehörigen Gesamt-Abrufwahrscheinlichkeiten berechnet. Die Arbeitspreise und Abrufwahrscheinlichkeiten im Mittel- und Langfristszenario ergeben sich aus dem maximalen Erwartungswert, also dem Produkt von Arbeitspreis und Abrufwahrscheinlichkeit. Die Arbeitspreis-Regression wird hierbei über alle Zeitpunkte und in allen Szenarien konstant gehalten. Diese Annahme erscheint gerechtfertigt, da zum einen die ÜNB aus Gründen der Versorgungssicherheit bestrebt sind, die Abrufwahrscheinlichkeit zukünftig konstant zu halten, beispielsweise durch eine erhöhte kontrahierte Leistung bei zunehmenden Abrufen. Zum anderen ist der Arbeitspreis im Gegensatz zum Leistungspreis weniger opportunitäts- als vielmehr grenzkostengetrieben und daher weniger beeinflusst von kurzfristigen Marktveränderungen.

Im Schweizer SRL-Markt werden keine Arbeitspreisgebote abgegeben und die Vergütung erfolgt über eine Kopplung an den DA-Preis. Dies wird entsprechend berücksichtigt. Die Abrufwahrscheinlichkeit ergibt sich wie in Deutschland und Österreich aus dem Produkt aus zeitlicher und mengenbezogener Abrufwahrscheinlichkeit. In der Schweiz ist diese für SRL unabhängig vom Arbeitspreis.

Für den Schweizer TRL-Markt sind keine Informationen zu den gebotenen Arbeitspreisen verfügbar⁴⁵, sodass hier die gleiche Methode angewendet wird wie für den Schweizer SRL-Markt.

A.2.3 Ausgeschriebenes Volumen

Die Gesamtregelreserve jeder Stunde der einzelnen Szenarien wird basierend auf der historischen Mengenverteilung auf TRL und SRL aufgeteilt. Anschließend wird das Volumen analog zum Vorgehen bei der Bestimmung des Leistungspreises auf vier Blöcke aufgeteilt. Es wird ein maximaler Anteil des betrachteten PSKW am gesamten Regelenergievolumen in Deutschland von 4,0 % angenommen. Für die Österreichischen und Schweizerischen Regelenergiemärkte wird der Marktanteil entsprechend der Jahresarbeitsmengen auf 12,0 % und 16,4 % (Schweiz) skaliert. Die stundenscharfen Gesamtregelreservemengen sind in Abbildung 17 dargestellt; zu beachten ist hierbei dass sich die Dimensionierung für die einzelnen Sensitivitäten nicht unterscheidet.

⁴⁵ http://swissgrid.ch/swissgrid/de/home/experts/topics/ancillary_services/tenders/tertiary-control-power.html

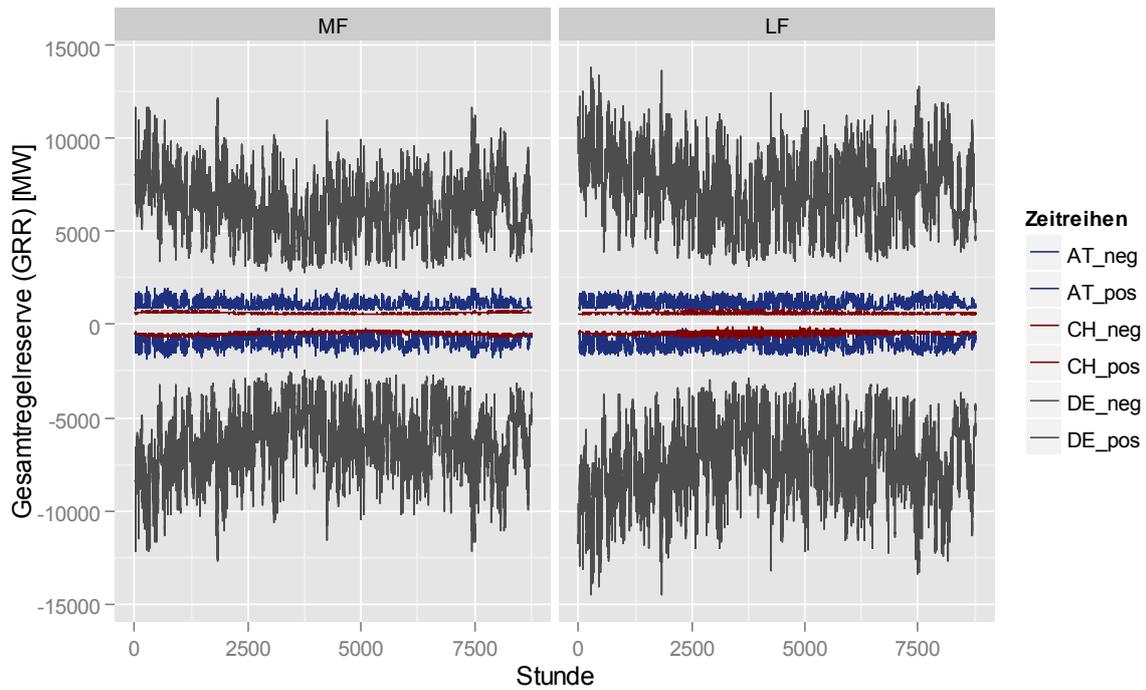


Abbildung 17: Stundenscharfe GRR-Mengen in den MF-/LF-Szenarien. Quelle: Eigene Darstellung; Daten: IAEW.

A.2.4 Einordnung der Methode

Die Modellierung der Regelenenergiemärkte basiert auf linearen Regressionsanalysen. Im Fall der Regression zwischen eingestellten Arbeitspreisen und der dazugehörigen Abrufwahrscheinlichkeit ergibt sich erwartungsgemäß für jedes Produkt eine negative Korrelation. Eine Unschärfe in der Modellierung ergibt sich vor allem über die Annahme, dass das PSKW den maximalen Erwartungswert aus Arbeitspreis und Abrufwahrscheinlichkeit erhält.

Im Falle der Regression zwischen Leistungspreisen und DA-Preisen zeigen sich für die verschiedenen Märkte in den einzelnen Ländern teils positive und teils negative Zusammenhänge ohne erkennbares Muster. Diese Abweichung von den theoretisch zu erwartenden Ergebnissen hat mehrere Ursachen: Erstens erfolgt die Regression im Fall der SRL mit den durchschnittlichen DA-Preisen einer Woche, welche nur schwer für die Marktteilnehmer abzuschätzen sind. Zweitens spiegeln die Gebote nicht zwangsläufig die realen Opportunitätskosten wider, sondern vielmehr die Markterwartungen über das Grenzgebot.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass die hier gewählte Methode zu nachvollziehbaren Ergebnissen führt und dem Umfang dieser Studie gerecht wird. Dennoch soll darauf hingewiesen werden, dass die Einnahmen aus den Regelenenergiemärkten mit hoher Unsicherheit bezüglich der zukünftigen Preise, Volumina und Abrufwahrscheinlichkeiten behaftet sind.

A.3 Modellierung der Intradaymärkte

Die Modellierung der ID-Märkte wurde auf Basis ökonomischer Schätzungen vorgenommen. Der sich dabei ergebende starke autoregressive Zusammenhang wurde als Grundlage für eine dadurch mögliche „asset-besicherte“ Spekulation zur Arbitrage zwischen DA- und ID-Markt verwendet. Die ökonomische Analyse wird in Abschnitt A.3.1 beschrieben, Modellierungsansatz und praktische Implementierung in den Abschnitten A.3.2 und A.3.3.

A.3.1 Ausgangslage

Bei der Analyse der ID-Preise, insbesondere in Deutschland, da hier nun schon seit 2006 Handelsergebnisse vorliegen, fällt auf, dass sich die mittleren ID-Preise nicht stark von den DA-Preisen unterscheiden. Die Abweichung ist kaum von den DA-Preisen selbst und auch nicht von der Höhe der Einspeisung von Wind/PV abhängig. Es lässt sich jedoch beobachten, dass eine starke zeitliche Autokorrelation der absoluten Abweichungen zwischen DA- und ID-Preis der jeweiligen Stunde vorliegen. Daher lässt sich der Pfad einer ID-Preisentwicklung als AR-Prozess auffassen. Die entsprechende Analyse wurde mit dem Statistikpaket R⁴⁶ durchgeführt.

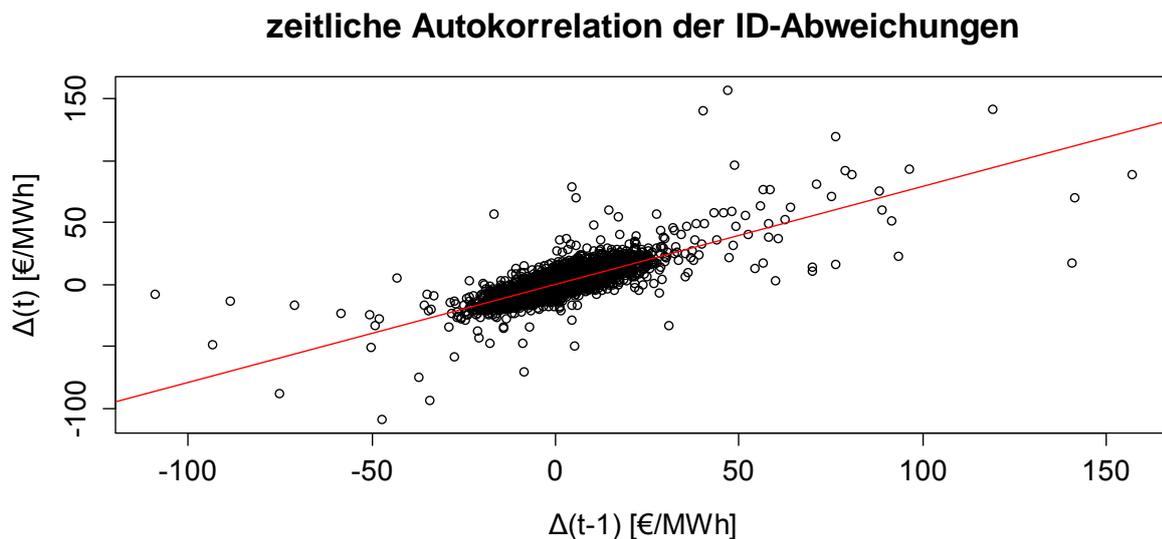


Abbildung 18: Scatter-Diagramm zur zeitlichen Autokorrelation der Abweichungen zwischen ID- und DA-Preisen. Quelle: Eigene Darstellung.

In Abbildung 18 wird der angesprochene autoregressive Zusammenhang deutlich: Im Scatter-Diagramm sind Abweichungen zwischen ID- und DA-Preis Δ aufgetragen; auf der vertikalen Achse zum Zeitpunkt t , auf der vertikalen Achse je zum Zeitpunkt $t-1$. Die Regressionsgerade durch die Punktwolke unterstreicht den Zusammenhang.

⁴⁶ Vgl. R Core Team (2012)

A.3.2 Modellierungsansatz

Die Tatsache, dass sich die ID-Preise nicht substantiell und insbesondere nicht systematisch von den DA-Preisen unterscheiden, legt nahe, dass bei Einsatz des Pumpspeicherkraftwerks auf dem ID-Markt alleine keine grundsätzlich anderen Vermarktungsergebnisse als auf dem DA-Markt erzielbar sein werden. Allerdings ermöglicht der autoregressive Charakter der ID-DA-Differenzen die Möglichkeit der „asset-besicherten“ Spekulation: Falls eine Arbitrage zwischen DA und ID (entsprechend der durch den zeitlich-autoregressiven Zusammenhang prädizierten Preisdifferenz) nicht möglich sein sollte, muss das Glattstellen eben durch Pumpen/Turbinieren erfolgen.

Die Opportunität dieses Pumpens/Turbinierens besteht darin, dass Leistung als auch Speichervolumen immer entsprechend der spekulativen ID-Position freigehalten werden muss und dies wiederum die direkten Kontrahierungsmöglichkeiten in den anderen Märkten einschränkt.

A.3.3 Praktische Implementierung

Der autoregressive Zusammenhang wird insbesondere zwischen der unmittelbaren Vorgängerstunde sowie der entsprechenden Beobachtung 24 h vorher deutlich. Da zum Zeitpunkt des Spotmarktschlusses eher auf Grund des um 24 h vorher beobachteten Preises eine entsprechende Prädiktion möglich ist, wird vereinfachend der um 24 h versetzte Vorläuferwert der beobachteten DA-ID-Preisdifferenz (Spread) zur Schätzung der erwarteten DA-ID-Preisdifferenz herangezogen.

Zur Umsetzung der Implementierung wird auf Grund der geschätzten Standardabweichung des Störterms sowie des Autoregressionskoeffizienten per Zufallsgenerator eine beispielhafte Zeitreihe generiert (Monte-Carlo-Ansatz). Somit können für den Optimierungswert Erwartungswerte des Spreads sowie Erfolgswahrscheinlichkeiten (Spread hat prädiziertes Vorzeichen) geschätzt werden und in der Simulation verarbeitet werden.

Auf Basis der vorgenannten Schritte kann die Zielfunktion des Optimierungsproblems (vgl. Abschnitt A.1) entsprechend erweitert werden: Im Erfolgsfall lässt sich die durch den Erwartungswert des Spreads prädizierte Arbitragemöglichkeit nutzen, der Misserfolg tritt dann ein, wenn das Vorzeichen der ursprünglichen Prädiktion entgegengerichtet ist. Dann muss die Position durch Pumpen/Turbinieren glattgestellt werden.

A.4 Methode zur Parametrierung der Demand-Side-Sensitivität

Als Grundlage für die Parametrierung der Demand-Side-Sensitivität wurde in Abstimmung mit den Auftraggebern aller drei Studienteile die VDE-Studie⁴⁷ zur „Demand-Side-Integration“ von 2012 gewählt. Als Meta-Studie wurde die Recherche der AG Interaktion beim deutschen BMU berücksichtigt.⁴⁸

Ebenfalls in Abstimmung wurden die in Tabelle 6 angegebenen Parameter für Deutschland ermittelt. Hierbei handelt es sich um die im Rahmen der VDE-Studie ermittelten technischen Potentiale für das Jahr 2030. Die umfassten Sektoren sind Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) sowie Industrie. Die Potentiale wurden in einem bottom-up-Ansatz ermittelt und liegen hinsichtlich ihrer Größenordnung im Vergleich zu anderen Studien im Mittelfeld. Weiterhin ist die VDE-Studie im Vergleich zu anderen größeren diesbezüglichen Untersuchungen verhältnismäßig aktuell. Das verwendete technische Potential muss jedoch im Kontext der Analyse („Sensitivitätsrechnung“) betrachtet werden; es ist damit zu rechnen, dass ein realistisches Potential in Bezug auf Leistung und speicherbare Energiemengen etwa um 60 % vermindert ist.⁴⁹

Die in den einzelnen Sektoren jeweils untersuchten Maßnahmen im Rahmen der VDE-Studie sind im Folgenden aufgezählt.

- Die Erfassung des aktuellen Potentials in der **Industrie** erfolgte anhand von Experteninterviews. Es wurde keine Hochrechnung der Potentiale auf die Zieljahre 2020 bzw. 2030 durchgeführt, da es bereits jetzt umfangreiche Flexibilitätspotentiale gibt, aber unklar ist, inwiefern eine stärkere Flexibilisierung seitens der Industrie ökonomisch darstellbar ist. Betrachtete Prozesse sind:
 - Druckluftbereitstellung (Speichermöglichkeiten)
 - Prozessdampf aus KWK (Verschiebemöglichkeit zwischen Dampf- und Stromerzeugung),
 - Primäraluminiumprozess, Chlorelektrolyse, Lichtbogenöfen zum Aufspalten organischer Verbindungen (jeweils: Verschiebemöglichkeit der Produktion)
 - Papierindustrie: Holzschliffherstellung u. Papiermaschinen (jeweils: Verschiebemöglichkeit der Produktion, Nutzung branchenüblicher Zwischenspeicher)
 - Elektrostahl: Verschiebemöglichkeit der Produktion,
 - Abwasserbehandlung: Leistungsreduktion der Klärgas-BHKW durch Erhöhung des Fremdstrombezugs,
 - Zementherstellung, Verschiebung der Klinker- und Zementmühlen, jedoch nicht der Rohmehlproduktion.
- Untersuchte Maßnahmen in den Sektoren **GHD** (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) sowie **Haushalte**:

⁴⁷ Vgl. VDE (2012).

⁴⁸ Vgl. AG Interaktion (2012a, 2012b).

⁴⁹ Vgl. BfE (2012b).

- Mobilisierung des Lastverschiebungspotentials im Bereich klassischer Haushaltsgeräte (die jedoch auch in GHD eingesetzt werden): Waschmaschinen, Wäschetrockner, Geschirrspülmaschinen sowie
- Mobilisierung des Lastverschiebungspotentials im Bereich Wärme, Kälte, Klimatisierung: Kühl- und Gefriergeräte, Warmwasserbereitung, Wärmebereitstellung sowie Raumklimatisierung.

	Haushalt	GHD	Industrie
Leistung [GW]	6	1,8	4,5
Verschiebbare Energie [TWh/a]	32,3	9,7	Speicherkapazität: 77 GWh
Reichweite der Verschiebung, maximal [h]	3	3	3

Tabelle 6: Für Deutschland im Jahr 2030 ermittelte Parameter für die DSM-Sensitivität. Quellen: VDE (2012) sowie AG Interaktion (2012a, 2012b).

Diese Parameter wurden anschließend basierend auf dem Jahresstromverbrauch in den einzelnen Ländern im Langfristszenario entsprechend für die Schweiz und Österreich skaliert. Die entsprechenden Jahresarbeitsmengen für das Langfristszenario entstammen der Szenarienparametrierung auf Grund von SOAF bzw. NEP und sind in Tabelle 7 wiedergegeben.

Land	Jahresarbeitsmenge [TWh]
Schweiz	525
Österreich	90
Deutschland	65

Tabelle 7: Jahresarbeitsmengen im Langfristszenario in den einzelnen Ländern. Quelle: Eigene Darstellung.

Die sich durch die entsprechende Skalierung ergebenden DSM-Parameter sind in Tabelle 8 dargestellt. Basierend auf diesen Daten wurden die Residuallastkurven der einzelnen Länder im Langfristszenario geglättet. Diese Glättung wurde durch die energieneutrale Verschiebung von Lasten in den angegebenen Grenzen mit dem Ziel der Minimierung der gemittelten quadratischen Abweichung der Last von ihrem Mittelwert durchgeführt. Die so ermittelten Residuallastkurven wurden anschließend wieder an das IAEW der RWTH Aachen übergeben welches hiermit den entsprechenden Kraftwerkseinsatz ermittelte.

Land	Haushalt	GHD	Industrie
Leistungsreduktion/-erhöhung maximal [MW]			
Schweiz	730,67	219,20	548,00
Österreich	1 003,21	300,96	752,41
Deutschland	6 000,00	1 800,00	4 500,00
Speicherkapazität [MWh]			
Schweiz	-	-	938
Österreich	-	-	1 290
Deutschland	-	-	7 700
Verschiebbare Energie [GWh/a]			
Schweiz	3 930	1 180	
Österreich	5 400	1 620	
Deutschland	32 300	9 700	

Tabelle 8: Skalierte DSM-Parameter.

B Ergebnisse der Deckungsbeitragsermittlung aller Szenarien und Sensitivitäten

Tabelle 9: Ergebnisse Schweiz Teilnahme am DA-, ID- und Regelenergiemarkt (in Mio. € p. a.)

		Referenz-PSKW	Vermarktungsergebnis	Betriebskosten	Netzentgelte	Deckungsbeitrag	
Mittelfrist	Basis	1	7,0	4,1	0	2,9	
		2	7,7	5,4	0	2,3	
		3	2,6	4,1	0	-1,5	
		4	3,9	5,4	0	-1,5	
	Weniger Hydro	1	9,2	4,1	0	5,1	
		2	11,3	5,4	0	6,0	
		3	4,8	4,1	0	0,7	
		4	7,9	5,4	0	2,5	
	Weniger Gas	1	8,3	4,1	0	4,2	
		2	10,4	5,4	0	5,1	
		3	3,9	4,1	0	-0,2	
		4	7,1	5,4	0	1,7	
	Langfrist	Basis	1	8,9	4,1	0	4,7
			2	10,9	5,4	0	5,5
			3	4,9	4,1	0	0,7
			4	7,9	5,4	0	2,5
Weniger Hydro		1	10,0	4,1	0	5,9	
		2	11,8	5,4	0	6,4	
		3	6,1	4,1	0	2,0	
		4	9,0	5,4	0	3,7	
Weniger Gas		1	8,6	4,1	0	4,5	
		2	10,7	5,4	0	5,3	
		3	4,6	4,1	0	0,5	
		4	7,8	5,4	0	2,4	
Fuel Switch		1	12,0	4,1	0	7,9	
		2	14,9	5,4	0	9,5	
		3	7,7	4,1	0	3,6	
		4	11,8	5,4	0	6,4	
DSM		1	8,2	4,1	0	4,1	
		2	9,3	5,4	0	3,9	
		3	3,8	4,1	0	-0,3	
		4	5,8	5,4	0	0,4	

Tabelle 10: Ergebnisse Österreich Teilnahme am DA-, ID- und Regelenergiemarkt
(in Mio. €p. a.)

		Referenz-PSKW	Vermarktungsergebnis	Betriebskosten	Netzentgelte	Deckungsbeitrag
Mittelfrist	Basis	1	23,7	4,1	0,6	19
		2	25,8	5,4	0,9	19,5
		3	16,1	4,1	0,5	11,5
		4	18,1	5,4	0,7	12
	Weniger Hydro	1	25	4,1	0,8	20,1
		2	27,9	5,4	1,2	21,4
		3	16,6	4,1	0,6	11,9
		4	20	5,4	1,1	13,6
	Weniger Gas	1	24,9	4,1	0,8	20
		2	27,8	5,4	1,2	21,2
		3	16,5	4,1	0,6	11,8
		4	19,9	5,4	1,1	13,4
Langfrist	Basis	1	26,2	4,1	0,8	21,3
		2	30,9	5,4	1,3	24,2
		3	17,3	4,1	0,5	12,6
		4	20,9	5,4	1,2	14,3
	Weniger Hydro	1	27,5	4,1	0,8	22,6
		2	33,9	5,4	1,3	27,2
		3	18,5	4,1	0,5	13,8
		4	23,7	5,4	1,3	17,1
	Weniger Gas	1	26	4,1	0,7	21,1
		2	30,6	5,4	1,3	23,9
		3	17,1	4,1	0,5	12,5
		4	20,7	5,4	1,2	14,1
	Fuel Switch	1	28,8	4,1	1	23,7
		2	35,8	5,4	1,5	29
		3	20,1	4,1	0,7	15,2
		4	27	5,4	1,4	20,3
	DSM	1	25,1	4,1	0,5	20,5
		2	30,2	5,4	1	23,8
		3	17,1	4,1	0,4	12,5
		4	21,3	5,4	0,9	15

Tabelle 11: Ergebnisse Deutschland Teilnahme am DA-, ID- und Regelenenergiemarkt
(in Mio. €p. a.)

		Referenz-PSKW	Vermarktungsergebnis	Betriebskosten	Netzentgelte	Deckungsbeitrag
Mittelfrist	Basis	1	11,6	4,1	0	7,5
		2	13,9	5,4	0	8,6
		3	5,3	4,1	0	1,2
		4	8,7	5,4	0	3,3
	Weniger Hydro	1	13	4,1	0	8,9
		2	16,7	5,4	0	11,3
		3	7,2	4,1	0	3
		4	12,7	5,4	0	7,3
	Weniger Gas	1	13	4,1	0	8,9
		2	16,7	5,4	0	11,3
		3	7,1	4,1	0	3
		4	12,8	5,4	0	7,4
Langfrist	Basis	1	14,5	4,1	0	10,4
		2	19,3	5,4	0	14
		3	7,6	4,1	0	3,5
		4	14,7	5,4	0	9,3
	Weniger Hydro	1	15,3	4,1	0	11,2
		2	21,6	5,4	0	16,2
		3	9	4,1	0	4,9
		4	17,6	5,4	0	12,2
	Weniger Gas	1	14,5	4,1	0	10,4
		2	19,2	5,4	0	13,8
		3	7,4	4,1	0	3,3
		4	14,4	5,4	0	9,1
	Fuel Switch	1	15,3	4,1	0	11,2
		2	22,7	5,4	0	17,4
		3	10,6	4,1	0	6,5
		4	19,9	5,4	0	14,6
	DSM	1	12,3	4,1	0	8,1
		2	17,1	5,4	0	11,7
		3	5,3	4,1	0	1,2
		4	11,7	5,4	0	6,4

C Deckungsbeiträge anderer Kraftwerkstypen in den gerechneten Szenarien; exemplarisch für den Day-Ahead-Markt

Zur allgemeinen Einordnung der in der vorliegenden Deckungsbeitragsrechnung ermittelten Ergebnisse für Pumpspeicherkraftwerke erfolgt in diesem Abschnitt eine überschlägige Abschätzung der Deckungsbeitragsituation für die aggregierte Gruppe der Braunkohle-, Steinkohle und Gaskraftwerke für den Fall Deutschlands. Die Marktsimulation des IAEW ergab die in Tabelle 12 dargestellten (durchschnittlichen) Volllaststunden für die genannten Kraftwerksklassen, jeweils im Basisszenario.

Kraftwerksklasse	Volllaststunden Basisszenario-MF, DE	Volllaststunden Basisszenario-LF, DE
Braunkohle	6 722,0	6 534,6
Steinkohle	4 109,1	4 161,6
Gas	1 001,8	782,0

Tabelle 12: Volllaststunden aggregierte Kraftwerksklassen in den Basisszenarien in Deutschland.

Um Deckungsbeiträge zu bestimmen, werden die in den entsprechenden Szenarien ermittelten DA-Preise absteigend sortiert, die jeweils vorliegenden Volllaststunden auf die nächste ganze Zahl abgerundet und auf dieser Basis zunächst durchschnittliche Erlöse [€/kWa] ermittelt. Auf Grundlage des niedrigsten Preises, bei dem noch ein Einsatz der jeweiligen Kraftwerksklasse stattfindet, werden überschlägig die kurzfristigen variablen Kosten des Kraftwerkseinsatzes bestimmt und mit der Einsatzdauer pro Jahr multipliziert. Auf dieser Grundlage werden durchschnittliche Deckungsbeiträge (ebenfalls in €/kWa) für die Kraftwerksklassen berechnet. Die Aufstellung ist in Tabelle 13 wiedergegeben.

Kraftwerksklasse	Basisszenario-MF, DE		Basisszenario-LF, DE	
	ØErlöse [€/kWa]	ØDB [€/kWa]	ØErlöse [€/kWa]	ØDB [€/kWa]
Braunkohle	312,51	41,94	329,99	77,97
Steinkohle	213,61	33,73	227,69	31,08
Gas	45,45	1,27	48,17	2,13

Tabelle 13: Überschlägige Erlöse und Deckungsbeiträge thermischer Kraftwerke in den Basisszenarien in Deutschland.

Zur Gegenüberstellung mit Annuitäten etwaiger Neubauten sind in Tabelle 14 grobe Abschätzungen über Investitionskosten⁵⁰ und Annuitäten bei einer angenommenen Nutzungsdauer von 30 Jahren und einem Zinssatz von 6,00 % angegeben.

Technologie	Investitionskosten [€/kW]	Annuität [€/kWa]
Steinkohle, unterkritisch	1 200	87,18
Braunkohle (BoA)	1 500	108,97
Gasturbine, Kombiprozess	800	58,12
Gasturbine, offener Prozess	400	29,06

Tabelle 14: Investitionskosten und Annuitäten ausgewählter thermischer Kraftwerkstechnologien. Quelle: Eigene Berechnungen.

Zur Ergänzung der überschlägigen Analyse sei darauf hingewiesen, dass die Annuitäten keine (mittelfristig variablen) Kosten der Anlagenbereithaltung, Wartung und des allgemeinen Betriebs enthalten.

D Pumpspeicherkraftwerke im Rahmen der „Connecting Europe Facility“

Derzeit existieren keine umfangreichen Fördermaßnahmen („Kapazitätzahlungen“) für Pumpspeicherkraftwerke, jedoch beinhaltet die „Connecting Europe Facility“ für im Einzelfall näher bestimmte Energieinfrastrukturanlagen Fördermöglichkeiten i. H. v. 5,85 Mrd. €⁵¹, wovon auch Pumpspeicherkraftwerke betroffen sind. Die Fördermöglichkeiten umfassen grundsätzlich zwar auch direkte Finanzhilfen für die Anlagenerrichtung, dies gilt jedoch nicht für Pumpspeicherkraftwerksvorhaben: Diese können direkte Förderung lediglich für entsprechende Projekt(vor)studien erhalten sowie durch die Bereitstellung von Finanzierungsinstrumenten unterstützt werden.⁵² Bei den Finanzierungsinstrumenten handelt es sich grundsätzlich um „Maßnahmen der Komplementärfinanzierung“, die die Form von „Beteiligungsinvestitionen und beteiligungsähnlichen Investitionen, Darlehen, Bürgschaften oder anderen Risikoteilungsinstrumenten“ haben.⁵³

Voraussetzung (d. h. notwendig, aber nicht hinreichend) zum Bezug von Fördermitteln ist die Identifikation von Projekten als „Projects of Common Interest“ (PCI)⁵⁴. Die Liste der PCIs wird von regionalen

⁵⁰ Vgl. Schröder et al. (2013, S. 75). Es handelt sich um sog. „overnight“-Kosten, d. h. ausschließlich die Kosten für die Errichtung der Anlage, ohne Planungskosten, Kosten des Baugrundstücks etc.

⁵¹ Vgl. EC (2013b).

⁵² Vgl. Art. 14 der EU-VO 347/2013 (EU, 2013).

⁵³ Vgl. Art. 2 lit. o der EU-VO 966/2012 (EU, 2012).

⁵⁴ Vgl. EC (2013c).

Gruppen erstellt, denen jeweils Vertreter der entsprechend Mitgliedsstaaten sowie der EU-Kommission angehören. Die Liste umfasst derzeit (Frühjahr 2014) folgende Pumpspeicherkraftwerke in Österreich und Deutschland:

- Kaunertal: **Ausbau Kraftwerk Kaunertal**, PSKW Verset, 400 MW, ~73 h, TIWAG
- Vorarlberg: **Obervermuntwerk II**, 360 MW, ~10 h, Illwerke VKW
- Kaprun: **Limberg III**, 480 MW, ~23 h, Verbund
- Deutschland: **Energiespeicher Riedl**, 300 MW, ~1.300 h, Donaukraftwerke Jochenstein

In Anbetracht der zum Zeitpunkt der Erstellung des vorliegenden Berichts unklaren Situation, inwiefern die oben genannten Anlagen tatsächlich in den Genuss von Zuschüssen kommen sollten, der offensichtlich kleinen Auswahl von PSKW-Anlagen, der – in Bezug auf 250 in der PCI-Liste enthaltenen Projekte – eher geringen gesamten Fördersumme sowie der Nichtberücksichtigung schweizerischer Projekte kann davon ausgegangen werden, dass die Maßnahmen der „Connecting Europe Facility“ in Bezug auf die trilaterale Kooperationen in Hinblick auf Pumpspeicherkraftwerke eine eher untergeordnete Bedeutung haben.

E Konzeptionelle Analyse zu Ausgestaltungsformen multilateraler Vereinbarungen zur Finanzierung und Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken⁵⁵

In einem Elektrizitätssystem, das über nationale Ländergrenzen hinweg verbunden ist, kann die Bereitstellung eines PSKW an einem bestimmten Standort komplexe technische und ökonomische Auswirkungen auf Akteure und Akteursgruppen in verschiedenen Ländern haben. Diesen Auswirkungen können entsprechende Nutzen und Kosten zugeordnet werden. Die Bestimmung tatsächlicher Nutzen- und Kosteneffekte ist nicht trivial und umso aufwändiger je komplexer das Elektrizitätssystem ist. Eine eindeutige Prognose, insbesondere über einen längeren Zeitraum und bezüglich der Zuordnung von Nutzen und Kosten zu einzelnen Ländern wird häufig schwer möglich sein.⁵⁶ Dennoch werden zumindest die jeweiligen betroffenen Akteure eine (mehr oder weniger genaue) Einschätzung der Kosten und Nutzen haben, welche ihnen durch eine Umsetzung des besagten PSKW-Projekts entstehen. Um das eigene Nutzen-Kosten-Verhältnis (NKV) möglichst positiv zu beeinflussen, könnten die Länder bestrebt sein, bestimmte institutionelle Arrangements – d. h. Verträge und Regeln – in Verbindung mit der PSKW-Investition und dessen Betrieb durchzusetzen. Allerdings gehen internationale Verträge mit Laufzeiten, die sich über große Teile der Lebensdauer eines PSKW-Projekts erstrecken, mit großen

⁵⁵ In Anhang E wird umfangreich auf Analysen und Erkenntnisse zurückgegriffen, die im Rahmen des vom deutschen Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderten Projektes EK-E4S („Effiziente Koordination in einem auf Erneuerbaren Energien basierenden europäischen Elektrizitätsversorgungssystem“) durchgeführt bzw. generiert worden sind und in dem Manuskript Beckers et al. (2014) dargestellt sind.

⁵⁶ Wird bei der Bewertung einer Maßnahme die Perspektive betroffener Akteure (bspw. einzelner Länder, nationaler Verbraucher oder einzelner Unternehmen) eingenommen, stehen die individuellen Nutzen- und Kosteneffekte der Maßnahme im Mittelpunkt. Aus einer (ggf. grenzüberschreitenden) rein gesamtwirtschaftlichen Perspektive hingegen werden Veränderungen der individuellen Nutzen- und Kosten- bzw. Vermögenspositionen als Verteilungseffekte angesehen. Entscheidend für die Bewertung der Maßnahme aus dieser Sichtweise sind lediglich die Summen der Nutzen und Kosten über sämtliche Akteure hinweg, die (Um-)Verteilung von Renten zwischen den Akteuren spielt indes keine Rolle.

Herausforderungen einher, die jedoch etwas geringer ausfallen könnten, wenn die betroffenen Länder bereits in der Vergangenheit, ggf. wiederholt, erfolgreich Verträge abgeschlossen haben. Daher werden die Transaktionskosten, die mit dem Abschluss, der Überwachung und ggf. der Anpassung der Vereinbarung verbunden sind, letzten Endes häufig – aber sicherlich auch nicht immer – dazu führen, dass ein solcher Vertrag nicht geschlossen wird, auch wenn das Projekt aus einer länderübergreifenden Produktionskostenperspektive zunächst Vorteile aufweist.

In diesem Anhang werden grundlegende Zusammenhänge aufgezeigt und Fragen abgeleitet, die im Kontext multilateraler Vereinbarungen zur Umsetzung von PSKW-Projekten von Bedeutung sein können. Dabei wird insbesondere auf die Thematik abgestellt, in welchen Konstellationen es eine prinzipielle Rationalität für den Rückgriff auf multinationale Arrangements gibt. Es wird auch betrachtet, welche Umstände einerseits dazu führen können, dass die Umsetzung solcher Vereinbarungen schwierig ist und welche Umstände andererseits zu einer erfolgreichen Umsetzung beitragen können. Die Analyse bewegt sich hierbei auf einer konzeptionellen Betrachtungsebene. Das bedeutet, dass erstens nicht auf bestimmte Staaten eingegangen wird und zweitens von konkreten, im Status quo geltenden rechtlichen und technisch-systemischen Regelungen auf nationaler und supranationaler Ebene (also bspw. nationales oder EU-Recht sowie ENTSO-E-Regeln) abstrahiert wird. Vielmehr wird explizit berücksichtigt, dass solche Regelungen in der Realität vorliegen und dass diese einen erheblichen Einfluss darauf haben können, inwieweit im Einzelfall der Abschluss internationaler Verträge zur Durchführung eines PSKW-Projekts gelingen kann. Im Zuge der Untersuchung wird – überwiegend implizit – auf Erkenntnisse der Industrie- und der Wohlfahrts- sowie insbesondere der Neuen Institutionenökonomik zurückgegriffen.

E.1 Relevanz von PSKW im multilateralen Kontext

E.1.1 Energiewirtschaftliche Ziele

Um einordnen zu können, welche Nutzen und Kosten einzelnen Staaten aus einer gesamtwirtschaftlichen, nationalen Perspektive durch die Umsetzung eines PSKW-Projekts entstehen, bietet es sich an, den möglichen Einfluss der Maßnahme auf die Erreichung der jeweiligen gesellschaftlichen und politischen Ziele zu untersuchen. Dabei besteht sowohl in der Literatur als auch in der öffentlichen Debatte ein relativ großer Konsens darüber, dass eine Reihe bestimmter Ziele für sämtliche (nationalen) Stromsektoren eine hohe Relevanz aufweist. Hierzu zählen die Gewährleistung der Versorgungssicherheit, Umwelt- und Klimaziele sowie Ziele in Zusammenhang mit der Kosteneffizienz und Preisgünstigkeit der Stromversorgung. Diese Ziele werden daher den folgenden Betrachtungen zugrunde gelegt.

E.1.2 Grundsätzlicher Beitrag von Pumpspeicherkraftwerken zur Zielerreichung

Im idealtypischen PSKW-Betrieb erfolgt eine Einspeicherung (d. h. der Pumpbetrieb) zu Zeiten, zu denen eine kostengünstige Stromproduktion möglich ist, und eine Einspeisung (d. h. der Turbinierbetrieb) findet zu Zeiten hoher Stromerzeugungskosten statt. Bei Existenz entsprechender Schwankungen in den Produktionskosten des Systems könnte ein PSKW somit grundsätzlich einen effektiven Beitrag zur Senkung der variablen Kosten der Stromerzeugung leisten. Daneben kann die Errichtung eines PSKW positive Effekte auf die Versorgungssicherheit mit sich bringen. Dabei können insbeson-

dere in Systemen mit einem hohen Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien die – im Rahmen der Grenzen der Regelbarkeit seines Erzeugungs- und Lastverhaltens – vergleichsweise guten Flexibilitätseigenschaften eines PSKW einen hohen Wert aufweisen. Darüber hinaus könnten grundsätzlich positive Umwelt- und Klimaeffekte erreicht werden, wenn über den PSKW-Betrieb die Nutzung von Überschüssen der Erzeugung aus Erneuerbarer Energien ermöglicht wird. Während Beiträge zur Versorgungssicherheit und zur Erreichung von Umwelt- und Klimazielen aus einer gesamtwirtschaftlichen Perspektive als Nutzen einzuordnen sind, werden diese häufig nicht vollständig über Preissignale in den privatwirtschaftlichen Entscheidungskalkülen von Akteuren abgebildet. In diesen Fällen können Teile des möglichen Nutzens aus der Umsetzung eines PSKW-Projekts als positive „externe Effekte“ eingeordnet werden.

Dem möglichen Nutzen durch ein PSKW-Projekt sind die Kosten gegenüberzustellen, die mit diesem einhergehen. In Bezug auf Ziele der Kosteneffizienz und Preisgünstigkeit sind hier zunächst die reinen Investitionskosten zu nennen, daneben aber auch Instandhaltungs- sowie Betriebskosten. Des Weiteren kann es unter Umständen sinnvoll sein, einem PSKW-Projekt Kosten aus etwaigen mit dem Projekt verbundenen Netzausbaumaßnahmen oder aus der Nutzung bestehender Netzkapazitäten zuzuordnen. Dies ist allerdings, wie in Abschnitt E.1.3 näher erläutert wird, mit gewissen Schwierigkeiten behaftet. Insbesondere treten diese auf, wenn es sich nicht nur um die Frage des Netzanschlusses sondern um Netzausbau im vermaschten System handelt. Auch in Bezug auf Umwelt- und Klimawirkungen können PSKW nicht generell positive Nettoeffekte zugeschrieben werden. So kann unter Umständen ein entsprechender (individualwirtschaftlich erlösmaximierender) Kraftwerkseinsatz etwa dazu führen, dass sich der Brennstoffverbrauch CO_2 -intensiver konventioneller Erzeugungstechnologien mit niedrigen variablen Kosten und somit auch die CO_2 -Freisetzung erhöht, wenn von PSKW in Zeiten niedriger Residuallast eine zusätzliche Nachfrage ausgeht. Zudem sind der landschaftliche Eingriff und weitere mögliche negative Umweltwirkungen zu berücksichtigen, die mit der Umsetzung eines PSKW-Projekts einhergehen. Finden diese negativen Umwelt- und Klimawirkungen nicht vollumfassend Eingang in das privatwirtschaftliche Handlungskalkül der entscheidenden Akteure, können diese als negative „externe Effekte“ eingeordnet werden.

Eine Abwägung der Nutzen und Kosten durch die Akteure kann auf Grundlage der energiewirtschaftlichen Ziele und unter Verwendung verschiedener und unterschiedlich aufwändiger Bewertungsmethoden erfolgen. Ergibt sich ein positiver Nettonutzen, wird das Projekt als der Erreichung der zugrunde gelegten Ziele grundsätzlich zuträglich eingeordnet. Allerdings ist weiterhin zu hinterfragen, ob die Realisierung des PSKW-Projekts der am besten geeignete Weg zur Erreichung der Ziele darstellt oder ob alternative Maßnahmen mit Blick auf das Zielsystem und die Auswahlkriterien vorteilhaft sind.

E.1.3 Aspekte im internationalen Kontext

Die Ermittlung von Nutzen und Kosten der Umsetzung eines PSKW-Projekts aus einer gesamtwirtschaftlichen Perspektive stellt bereits im nationalen Kontext eine anspruchsvolle Aufgabe dar. Wird vor dem Hintergrund zusammenhängender nationaler Elektrizitätssysteme der Betrachtungsraum dahingehend erweitert, dass Effekte und Verteilungswirkungen in bzw. zwischen den jeweiligen Ländern untersucht werden, erhöht sich die Komplexität der Aufgabe zusätzlich. So ist zu beachten, dass die Maßnahme über unterschiedliche Kanäle eine Reihe vielschichtiger Auswirkungen in verschiedenen Ländern haben kann. Somit geht eine Ermittlung der unsicheren Nutzen- und Kosteneffekte sowie die

vertragliche Aufteilung der Nutzen und Kosten in der Regel mit hohen Transaktionskosten einher. Diese können so hoch sein, dass sie einen positiven Nettonutzen aus der Umsetzung einer Maßnahme überschreiten und somit einer (sinnvollen) Projektrealisierung entgegenstehen. In diesem Abschnitt werden anhand der schematischen Situation zweier Nationalstaaten, die grundsätzlich erwägen, in Kooperation ein PSKW-Projekt umzusetzen, Aspekte betrachtet, die andeuten, inwieweit sich die Komplexität der Entscheidung über die Umsetzung eines PSKW-Projekts im multinationalen Kontext weiter erhöht.

Welche Kosten und Nutzen letztendlich in einem Land anfallen, ist von den vorherrschenden physischen und institutionellen Gegebenheiten sowie dem kurz- und langfristigen Verhalten anderer Akteure abhängig. Angesichts dieser Rahmenbedingungen sind eingehende Analysen erforderlich, um zu klären, inwieweit die Bereitstellung eines PSKW in einem Land einen Beitrag zur Erreichung der Ziele in einem benachbarten Land leisten kann sowie ob das Nutzen-Kosten-Verhältnis der Maßnahme über Ländergrenzen hinweg (in der Folge: Gesamt-NKV) positiv ist.

Exemplarisch soll im Folgenden ein theoretischer Fall betrachtet werden, in dem ein potentiell PSKW-Standortland über das Wissen verfügt, dass in einem Nachbarland ein hoher Nutzen durch die Umsetzung eines PSKW-Projekts besteht und daher bestrebt ist, auch die mit dem Projekt einhergehenden Kosten aufzuteilen. Dabei ist es bspw. für das Ausmaß des im Nachbarland auftretenden Nutzens von Bedeutung, inwieweit über den Betrachtungszeitraum physische Netzkapazitäten zur Verfügung stehen, die eine grenzüberschreitende Nutzung gewährleisten. In welchem Maße solch technisch vorhandene Kapazitäten auch genutzt werden können, hängt weiterhin von den geltenden Regelungen bzgl. des Netz- und Systembetriebs ab, die bspw. maßgeblich den Umfang der handelsseitigen Ausnutzung von Grenzkuppelstellen bestimmen. Über die technischen und institutionellen Gegebenheiten im Standort- und Nachbarland hinaus können Handlungen von und Entwicklungen in dritten Ländern einen wesentlichen Einfluss auf Nutzen und Kosten haben, wenn technische und (direkte oder indirekte) marktliche Verbindungen zu diesen vorliegen. Exemplarisch könnte etwa die Entscheidung zum Umbau des Stromerzeugungssystems in einem Nachbarland Veränderungen in der Dispatch-Reihenfolge der Kraftwerke sowie bei handelsseitigen und physischen Stromflüssen und damit auch der Nutzung von Netzkapazitäten induzieren.

In bestimmten Konstellationen könnte von den beteiligten Akteuren erwogen werden, dass parallel zur Realisierung eines PSKW-Projekts auch ein Ausbau der grenzüberschreitenden Netzkapazitäten zwischen dem Standort- und dem Nachbarland erfolgt. Hierfür könnten unterschiedliche Motive vorliegen:

- Zum einen könnte die Motivation für die ergänzende Netzausbaumaßnahme darin bestehen, vorhandene, länderübergreifende Nutzenpotentiale besser ausschöpfen zu können. In diesem Fall würde eine Erweiterung innerhalb des gemeinsamen, vermaschten Netzes vorgenommen werden, da diese dazu beitragen könnte, die systemübergreifenden Kosten der Elektrizitätsproduktion zu senken. Zu beachten ist allerdings, dass eine scharfe Zuordnung des Nutzens aus dem PSKW-Projekt und der Netzmaßnahme auf die beiden Nachbarstaaten aufgrund der komplexen Wirkungen mit extrem großen Schwierigkeiten verbunden wäre. Häufig werden dabei die Transaktionskosten, die mit der Ermittlung der unsicheren Nutzen- und Kosteneffekte sowie der vertraglichen Aufteilung der Nutzen und Kosten einhergehen, so hoch sein, dass sie einen zuvor ermittelten, positiven Nettonutzen aus der Umsetzung der Maßnahmen überschreiten und dass das Projekt in-

folgedessen nicht umgesetzt werden wird. Dies liegt darin begründet, dass eine Erweiterung innerhalb des vermaschten Netzes gerade nicht ausschließlich für das PSKW zur Verfügung stehen soll. Hieraus folgt, dass nicht sichergestellt werden kann, dass potentielle Nutzen aus dem PSKW-Betrieb im Nachbarland durchgängig realisiert werden können. Zudem sind die vielfältigen weiteren Effekte zu berücksichtigen, die durch die anderweitige Verwendung der neuen Leitung entstehen.

- Zum anderen könnte die Motivation für die Durchführung einer grenzüberschreitenden Netzausbaumaßnahme parallel zur Umsetzung des PSKW-Projekts insbesondere darin bestehen, die Realisierung von Nutzenpotentialen im Nachbarland abzusichern. Dies könnte vor allem dann der Fall sein, wenn die identifizierten Nutzenpotentiale des PSKW-Projekts vor allem im Nachbarland vorliegen. Aufgrund der Unsicherheit darüber, inwieweit die Leitung bei einer vermaschten Lösung zur Realisierung der Nutzenpotentiale im Nachbarland beiträgt, könnte in solch einem Fall erwogen werden, eine Stichleitung vom PSKW in das Nachbarland zu legen. Zu berücksichtigen ist in diesem Fall jedoch unter anderem das im Vergleich zur vermaschten Lösung vermutlich geringere Potential zur Reduktion der systemübergreifenden Produktionskosten, da die Nutzungsmöglichkeiten der neuen Leitungskapazitäten im Falle der Stichleitung eingeschränkt sind. Des Weiteren erhöht sich bei Rückgriff auf die Stichleitungsvariante die Komplexität hinsichtlich der Ermittlung der Nutzen im Standortland. So stehen bei der Stichleitungsvariante dem voraussichtlich niedrigeren Potential zur Senkung von Produktionskosten im Vergleich zur vermaschten Lösung vermutlich geringere, aber dennoch häufig ebenfalls hohe Transaktionskosten im Zuge der Ermittlung und vertraglichen Aufteilung von Nutzen und Kosten gegenüber.

Bereits die hier schematisch aufgeführten Beispiele lassen die mögliche Komplexität einer multinationalen Entscheidungssituation erahnen. Auch deuten sie bereits den starken Einfluss technisch-systemischer sowie auch einzelner institutioneller Faktoren auf die Nutzen-Kosten-Bewertung von PSKW-Projekten durch die betroffenen Nationalstaaten an.

E.2 Modelle der Planung und Finanzierung grenzüberschreitender PSKW-Investitionen

Im vorherigen Abschnitt E.1 (konkret in Unterabschnitt E.1.3) wurde aufgezeigt, dass Konstellationen vorliegen können, in denen in mehreren Ländern erhebliche und unterschiedliche gesamtwirtschaftliche Nutzen- und Kosteneffekte aus der Umsetzung eines PSKW-Projekts anfallen. In diesem Zusammenhang ist es naheliegend, dass das potentielle PSKW-Standortland bestrebt sein könnte, eine bestimmte Verteilung der Nutzen und Kosten zu erwirken. Auch für das Nachbarland kann ein Anreiz vorliegen, Optionen für die Aufteilung von Nutzen und Kosten zu entwickeln, da es davon ausgehen muss, dass das PSKW-Projekt nur in Fällen realisiert wird, in denen das NKV für das Standortland positiv ist. Je nach Ausgangslage können hierbei unterschiedliche Handlungsoptionen für die beteiligten Akteure vorliegen.

In der Folge werden verschiedene idealtypische Modelle für die Planung und Finanzierung eines (fiktiven) PSKW-Projekts aus Sicht benachbarter Nationalstaaten skizziert, in denen Planung und Finan-

zierung nicht ausschließlich durch den „Regulierer“⁵⁷ des Standortlandes durchgeführt werden. In diesem Kontext soll aufgezeigt werden, über welche Eingriffsoptionen der Regulierer des Standortlandes bzw. des Nachbarlandes in den jeweiligen Modellen verfügt, um die Nutzen- und Kostenverteilung im Sinne des eigenen Zielsystems zu beeinflussen. Dazu wird in allen Modellen eine Ausgangssituation betrachtet, in welcher das länderübergreifende Gesamt-NKV positiv und die PSKW-Maßnahme gegenüber verfügbaren Alternativen vorteilhaft ist, da dies notwendige Grundlage dafür ist, sich mit einer länderübergreifenden Umsetzung des Projekts zu befassen. Die Modelle können zunächst danach unterschieden werden, ob die Regulierer des Standortlandes und des Nachbarlandes unkoordiniert agieren – was bedeutet, dass nicht auf eine vertragliche Lösung zurückgegriffen wird – oder ob ein entsprechender auf die PSKW-Maßnahme bezogener Vertrag zwischen den Ländern geschlossen wird.

E.2.1 Modelle ohne zwischenstaatliche Vereinbarung

Hat ein Investor ein grundsätzliches Interesse an der Umsetzung eines PSKW-Projekts und sollten die beiden Regulierer keine vertraglichen Vereinbarungen treffen, ergibt sich unter verschiedenen Umständen eine Rationalität für einen einseitigen Eingriff des Standortland-Regulierers.⁵⁸

Verfügt der Investor über eine ausreichende Finanzierungsgrundlage zur Realisierung des Vorhabens, könnte die Motivation für einen Eingriff darin liegen, dass die aus der Maßnahme resultierenden Verteilungswirkungen aus Sicht des Standortland-Regulierers nicht erwünscht sind. Dies setzt voraus, dass eine entsprechende Einschätzung über Nutzen und Kosten der Maßnahme vorliegt. Dabei kann es sich entweder um die Verteilung von Nutzen und Kosten auf bzw. zwischen den beiden betrachteten Ländern oder um die Verteilung zwischen Produzenten und Konsumenten im Standortland handeln. In diesem Zusammenhang kann weiterhin zwischen dem Fall unterschieden werden, in dem die Finanzierung ausschließlich über Markterlöse erfolgt und dem Fall, in dem der Regulierer des Nachbarlandes dem Investor finanzielle Mittel zur Umsetzung der Maßnahme zur Verfügung stellt (bspw. über den Zugang zu einem nationalen Kapazitätsinstrument). Sollten im zweiten Fall bestimmte Bedingungen, bspw. hinsichtlich des Betriebs, an die Bereitstellung der Mittel geknüpft sein, welche Verteilungswirkungen zugunsten des Nachbarlandes induzieren, erhöht sich die Rationalität für ein Aktivwerden des Standortland-Regulierers.

Verfügt ein Investor in der Ausgangssituation hingegen nicht über eine ausreichende finanzielle Grundlage zur Realisierung eines Projekts, so könnte die Motivation eines regulatorischen Eingriffs darin bestehen, die Umsetzung des Projekts durch die Bereitstellung eigener Mittel zu ermöglichen, wenn dieses für das Standortland ein positives NKV aufweist.

⁵⁷ Im Rahmen der konzeptionellen Analyse dieses Abschnitts wird der Ausdruck „Regulierer“ im weit gefassten ökonomischen Sinne angewandt. Dieser ist nicht kongruent mit der Begriffsverwendung des allgemeinen Sprachgebrauchs, die überwiegend auf eine Regulierungsbehörde abstellt. Vielmehr stellt der Regulierer eine nicht näher bestimmte zentrale, öffentliche Instanz mit Befugnissen im Bereich der Regelsetzung, -kontrolle und -anwendung dar. Der Regulierer wird in der hier vorliegenden konzeptionellen Betrachtung als einzelner Akteur behandelt. In der Realität hingegen erfolgt die Wahrnehmung der Aufgaben und Handlungen des Regulierers naturgemäß über eine Vielzahl von Akteuren aus den Bereichen Exekutive, Legislative und Judikative.

⁵⁸ Nicht betrachtet wird in dieser Studie ein unilaterales Agieren des Nachbarland-Regulierers. Es wird an dieser Stelle davon ausgegangen, dass es diesem nicht möglich ist, entsprechende Maßnahmen zu ergreifen, ohne dass diese im Einvernehmen mit dem Regulierer, in dessen Hoheitsgebiet das Projekt umgesetzt wird, getroffen würden.

In beiden hier dargestellten Fällen kann auch die Eigentümerschaft des PSKW-Investors einen Einfluss darauf haben, ob ein regulatorischer Eingriff sinnvoll ist und wie hoch die mit dem Eingriff verbundenen Transaktionskosten sind. Handelt es sich um einen privaten, gewinnorientierten Akteur und nicht etwa um ein Unternehmen im Eigentum des Standortlandes selbst, so erhöht sich tendenziell die Rationalität für einen Eingriff, gleichzeitig steigen aber auch die Transaktionskosten der regulatorischen Aktivität.

E.2.2 Modelle mit zwischenstaatlicher Vereinbarung

Nachdem nun Modelle betrachtet wurden, in denen kein koordiniertes Handeln der beiden Länder vorliegt, werden in der Folge Modelle dargestellt, in denen die Regulierer der beiden Länder es als sinnvoll erachten, vor der Umsetzung der Maßnahme einen auf die Errichtung und den Betrieb des PSKW bezogenen Vertrag zu schließen. Zu unterscheiden ist in diesem Zusammenhang zunächst, ob parallel zum Bau des PSKW eine Erhöhung der Leitungskapazitäten angestrebt wird oder nicht. Hierbei kann wiederum zwischen einer vermaschten und einer Stickleitungs-Lösung unterscheiden werden, was jeweils mit den oben (vgl. Abschnitt E.1.3) dargestellten Implikationen bzgl. der Produktions- und Transaktionskosten verbunden ist. Des Weiteren ist zu entscheiden, ob sich der Vertrag lediglich auf die Aufteilung von Investitionskosten beziehen soll oder ob daneben auch Kompensationszahlungen zur Aufteilung weiterer mit der Maßnahme einhergehender Kosten sowie Nutzen festgesetzt werden sollen. Dabei ist wiederum die Unsicherheit bzgl. der Verteilungswirkungen zu berücksichtigen, die sich über die Lebensdauer des PSKW bzw. die Vertragslaufzeit ergeben. Diese kann zweierlei Ursachen haben:

- Erstens liegt Unsicherheit über zukünftige Umweltzustände vor, die von den beiden Vertragspartnern nicht zu beeinflussen sind („*Umweltunsicherheit*“). Als Beispiele könnten hier etwa die Entwicklung der Öl- und Gaspreise oder technologische Fortschritte bzgl. bestimmter Erzeugungstechnologien angeführt werden, die einen wesentlichen Einfluss auf die Einsatzmöglichkeiten des PSKW haben könnten. Weiterhin könnten sich auch die Handlungen dritter Akteure, bspw. von ebenfalls benachbarten Drittländern, auf die Entstehung und Verteilung von Kosten und Nutzen auswirken.
- Zweitens besteht für die beiden Vertragspartner eine Unsicherheit über das Verhalten des jeweils anderen („*Verhaltensunsicherheit*“).

Vor diesem Hintergrund könnte es sinnvoll sein, neben generellen Verhaltensvorschriften für die Vertragspartner auch Kontingenzregeln aufzunehmen, die vorab definieren, welche Regelungen beim Eintreffen gewisser zukünftiger Umweltentwicklungen greifen bzw. wie sich die Vertragspartner zu verhalten haben. Da es jedoch praktisch unmöglich ist, im Vertragswerk sämtliche Kontingenzen abzubilden, kann hierdurch lediglich eine Reduktion, nicht jedoch eine vollständige Eliminierung der Unsicherheit erreicht werden. In Konstellationen, in denen die Handlungen dritter Akteure besonders ausschlaggebend für die Nutzen und Kosten sind, die den beiden Vertragspartnern entstehen, könnte es ggf. auch sinnvoll sein, den Vertrag in Hinsicht auf die beteiligten Parteien zu erweitern. Der direkte Einbezug weiterer Akteure ist einerseits mit einer Erhöhung der Komplexität verbunden. Andererseits kann hierdurch die (generell nicht beeinflussbare Umwelt-)Unsicherheit bzgl. der Handlungen Dritter

insofern reduziert werden, als dass für die kontrahierten Verhaltensweisen folglich nur noch eine (Verhaltens-)Unsicherheit über die Einhaltung der vertraglichen Bestimmungen vorliegt.

Dieser Verhaltensunsicherheit kann mithilfe von Überwachungsmaßnahmen der Handlungen der Vertragsgegenseite („Monitoring“) begegnet werden. Dabei fällt der Grad an Verhaltensunsicherheit an sich sowie der daraus folgende sinnvolle Umfang an Monitoring umso geringer aus, je besser die Transaktionsatmosphäre zwischen den Vertragsparteien ist und je mehr Reputationseffekte eine Rolle spielen (bspw. aufgrund anderweitiger wirtschaftlicher und politischer Verflechtungen).

Die zu schließenden Verträge können viele verschiedene Ausgestaltungsformen annehmen. Wichtige Faktoren sind dabei unter anderem die zugrunde gelegte Laufzeit oder die Bestimmungen in Zusammenhang mit dem Auslaufen des Vertrags („Endschafftsklauseln“). Zudem stellt sich im Zuge des Vertragsschlusses die Frage, inwieweit eine Finanzierung auch im Rahmen etwaig bestehender nationaler Finanzierungsmechanismen erfolgen soll, die sich nicht ausschließlich auf das betroffene PSKW-Projekt beziehen. Eine naheliegende Option kann hier unter anderem die Finanzierung im Rahmen etwaig bestehender Kapazitätsinstrumente darstellen. Im Rahmen dieser Studie findet allerdings keine Bewertung statt, inwiefern der Rückgriff auf Kapazitätsinstrumente zur Bereitstellung von Erzeugungskapazität generell sinnvoll sein könnte und inwieweit der Einbezug von im Ausland verorteten Kapazitäten zur Erreichung nationaler Ziele beitragen könnte.⁵⁹

E.3 Fazit

Die Durchführung eines PSKW-Projekts kann in physisch und kommerziell verbundenen Elektrizitätssystemen signifikante Auswirkungen auf verschiedene nationale Systeme haben. In diesem Anhang wurde untersucht, inwiefern sich diese Auswirkungen ermitteln lassen und inwieweit es Nachbarstaaten möglich ist, auf dieser Grundlage Verträge zu schließen. Die Ermittlung der aus der Umsetzung eines Projekts resultierenden Nutzen und Kosten ist nicht trivial, da die Wirkungen sowohl vielschichtig und mit Unsicherheiten behaftet sind als auch deren Bewertung vom zugrunde gelegten Zielsystem abhängt. Dennoch verfügen die einzelnen Akteure über (in unterschiedlichem Ausmaß fundierte) Einschätzungen des mit einem Projekt einhergehenden NKV.

Wurde im Rahmen einer Nutzen-Kosten-Analyse für ein PSKW-Projekt ein grenzüberschreitend positiver Gesamt-Nettonutzen ermittelt, so stellt sich die Frage, inwieweit es sinnvoll ist, dass sich die betroffenen nationalen Akteure hinsichtlich der Aufteilung von Nutzen und Kosten koordinieren. Erfolgt keine Koordination der nationalen Regulierer, so könnte der Regulierer des Standortlandes erwägen, Maßnahmen zu ergreifen, um die Verteilungswirkungen in seinem Sinne zu beeinflussen. Dies wäre insbesondere dann vorstellbar, wenn andernfalls ein großer Teil des mit dem PSKW-Projekt verbundenen Nutzens im Nachbarland entsteht, die Kosten aber überwiegend im Standortland anfallen. In gewissen Konstellationen kann allerdings eine explizite vertragliche Koordination zwischen beiden Nachbarländern Vorteile gegenüber einem unkoordinierten Handeln aufweisen und ggf. auch dazu beitragen, dass Projekte überhaupt realisiert werden. Dies setzt jedoch voraus, dass die Transakti-

⁵⁹ Eine Auseinandersetzung mit dieser Thematik erfolgt bspw. in Beckers/Hoffrichter (2014), wobei internationale Aspekte allerdings weitgehend ausgeklammert werden.

onskosten, die mit der Vorbereitung, Umsetzung und Überwachung des Vertrags einhergehen, den Nettonutzen aus der Durchführung des PSKW-Projekts nicht übersteigen. Dabei ist anzumerken, dass diese Transaktionskosten bei internationalen Verträgen mit Laufzeiten, die sich zumindest über große Teile der Lebensdauer eines PSKW-Projekts erstrecken, in aller Regel sehr hoch sind. Aus diesem Grund wird man in der Realität häufig Situationen vorfinden, in denen die Umsetzung eines solchen Projekts zwar aus technisch-systemischer Sicht bei einer länderübergreifenden Betrachtung Sinn ergeben würde, die Realisierung aber letzten Endes an den mit der internationalen Koordination verbundenen Herausforderungen scheitert. Die Höhe der beschriebenen Transaktionskosten hängt dabei maßgeblich von einer Reihe unterschiedlicher Faktoren ab. Während sich beispielsweise eine größere Anzahl an Vertragspartnern tendenziell kostensteigernd auswirkt, kann die Existenz von Reputations-effekten zu Kostenminderungen führen.

Zusammenfassend ergibt sich eher dann eine gesteigerte Rationalität für Lösungen, die auf einer expliziten Koordination der Nachbarländer basieren, wenn die Maßnahme insbesondere bei einer grenzüberschreitenden Betrachtung einen hohen Gesamt-Nettonutzen aufweist. Da die mit dem Projekt verbundenen Kosten- und Nutzeneffekte allerdings schwierig zu ermitteln und generell unsicher sind, stellt bereits die Identifikation dieser Größe eine große Herausforderung dar. Auch wenn die Ermittlung eines grenzüberschreitenden Nutzenpotentials gelingt, stehen dessen Realisierung regelmäßig die häufig prohibitiv hohen Transaktionskosten im Wege, die mit der Umsetzung einer internationalen vertraglichen Lösung verbunden sind. Tendenziell transaktionskostensenkend wirkt in diesem Zusammenhang eine geringe Anzahl an vertraglich eingebundenen Nationalstaaten sowie – bspw. aufgrund regelmäßiger wirtschaftlicher und politischer Interaktionsbeziehungen – eine gute Transaktionsatmosphäre.