

Welche Chancen bzw. Risiken für Pumpspeicherkraftwerke resultieren aus den Veränderungen in der Elektrizitätswirtschaft?

Eine SWOT-Analyse unter den aktuellen Marktbedingungen

Masterarbeit
zur Erlangung des akademischen Grades

Master of Science in Engineering

Fachhochschule Vorarlberg
Energietechnik und Energiewirtschaft

Betreut von
Prof. (FH) DI Dr. Franz Geiger

Vorgelegt von
Ing. Stefan Steininger, BSc

Vandans, 23.07.2017

Vorwort

In meinem beruflichen Alltag beschäftige ich mich nun schon seit mehr als zehn Jahren mit Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken. Dadurch habe ich einen engen Bezug zu dieser Technologie und erlebe hautnah, wie sich der Einsatz und Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken in den letzten Jahren verändert hat. Noch vor ein paar Jahren war es beispielsweise höchst unwahrscheinlich, dass die Pumpspeicherkraftwerke während den Mittagsstunden, wenn traditionell die höchste Nachfrage und somit auch der höchste Preis herrschen, pumpen. Doch in den letzten Jahren war dies an sonnigen oder windigen Tagen durchaus üblich. Verantwortlich für diese und noch viele weitere Veränderungen sind die Liberalisierung des Strommarktes sowie die zunehmenden umwelt- und klimapolitischen Anforderungen.

Getreu dem häufig verwendeten Leitsatz ‚Jede Veränderung birgt Chancen und Risiken‘ wird in der folgenden Arbeit mit Hilfe der SWOT-Analyse versucht, die Chancen und Risiken für Pumpspeicherkraftwerke unter den aktuellen Marktbedingungen zu ermitteln. Der Bezug zum Markt ergibt sich daraus, dass es aufgrund der Bedeutung von Energie für die Wirtschaft und Gesellschaft vermutlich keinen anderen Markt gibt, auf den die Politik so starken Einfluss nimmt. So können sich Entscheidungen einzelner Länder, wie z. B. der Beschluss zum Atomausstieg in Deutschland, auf das gesamte System auswirken.

Vandans, 22.07.2017

Stefan Steininger

Kurzreferat

„Welche Chancen bzw. Risiken für Pumpspeicherkraftwerke resultieren aus den Veränderungen in der Elektrizitätswirtschaft? – Eine SWOT-Analyse unter den aktuellen Marktbedingungen“

Die Elektrizitätswirtschaft befindet sich in einem noch nie dagewesenen Umbruch. Sein Ziel ist die Liberalisierung des Strommarktes zur Sicherstellung einer wirtschaftlichen Energieversorgung und der Transformation von einem von fossilen Energieträgern und der Atomenergie dominierten hin zu einem nachhaltigen, auf erneuerbaren Energien aufgebauten Energiesystem. Dass ein Umbruch in diesem Ausmaß an den Teilnehmern auf diesem Markt nicht spurlos vorbeigeht, ist nur verständlich. Getreu dem Leitsatz ‚Veränderungen bergen immer Chancen und Risiken‘ wird in dieser Arbeit eine SWOT-Analyse – eine Analyse, die die Stärken, Schwächen, Chancen und Risiken einer Technologie analysiert und anhand unterschiedlicher Kombinationen dieser Faktoren Strategien ableitet – durchgeführt. Das Ergebnis der SWOT-Analyse zeigt, dass Pumpspeicherkraftwerke für die Integration der Erneuerbaren Energien notwendig sind. Trotzdem können Pumpspeicherkraftwerke im aktuellen Marktdesign nur schwer wirtschaftlich betrieben werden. Deshalb ist eine Anpassung des Marktdesigns unbedingt notwendig.

Abstract

„Which opportunities and risks for pumped-storage power plants result from the changes in the electricity industry? – A SWOT-analysis under current market conditions”

Nowadays, the electricity industry is undergoing a radical change without precedent. The aim of this change is the liberalisation of the electricity market, the assurance of an economic electricity supply and the transformation from an energy system dominated by fossil fuels and nuclear energy to a sustainable one based upon renewable energies. It is evident that a shift of this extent cannot leave the market participants unaffected. As every change brings along both chances and risks, this paper is an effort to define the advantages and disadvantages of pumped-storage power plants. Therefore, a SWOT-analysis has been conducted – an analysis that can identify the strengths, weaknesses, opportunities and threats of a given technology and derive a strategy from a combination of this factors. The result of the SWOT-analysis shows, that pumped-storage power plants are necessary for the integration of renewable energies. Nevertheless, at the actual market design it's hard to generate a profit. Therefore, an adaption of the existing market design will be necessary as soon as possible.

Inhaltsverzeichnis

Darstellungsverzeichnis	VII
Abkürzungsverzeichnis	IX
1. Einleitung	1
1.1 Zielsetzung und Fragestellung	1
1.2 Vorgehensweise und Methodik	2
2. Veränderungen in der Elektrizitätswirtschaft	4
2.1 Liberalisierung des Strommarktes	5
2.2 Europäische Energiewende	8
3. Aktuelles Marktumfeld	11
3.1 Besonderheiten des Guten Stroms	11
3.2 Strommarkt in Österreich und Deutschland	13
3.3 Großhandel	14
3.3.1 Terminmarkt	14
3.3.2 Spotmarkt	15
3.3.3 Intradaymarkt	15
3.3.4 Preisbildung auf dem Großhandelsmarkt	16
3.4 Systemdienstleistungen	17
3.4.1 Frequenzhaltung	17
3.4.2 Spannungshaltung	19
3.4.3 Versorgungswiederaufbau	20
3.5 Aufgaben der Übertragungsnetzbetreiber	21
3.5.1 Bilanzierung von Stromtransaktionen	21
3.5.2 Bereitstellen von Regelenergie	22
4. SWOT-Analyse	24
4.1 Pumpspeicherkraftwerke	24
4.1.1 Funktionsweise von Pumpspeicherkraftwerken	24
4.1.2 Aufgaben von Pumpspeicherkraftwerken	25
4.2 Stärken von Pumpspeicherkraftwerken	26
4.2.1 Hohe Flexibilität	26
4.2.2 Erprobte Technologie	28
4.2.3 Leistungsfähiger Speicher	30
4.2.4 Anbieter von Systemdienstleistungen	31
4.3 Schwächen von Pumpspeicherkraftwerken	31

4.3.1	Kosten und Kostenstruktur	31
4.3.2	Geringe Energiedichte	32
4.3.3	Teilweise hohe Mindestlast	33
4.3.4	Standortproblematik	34
4.4	Chancen für Pumpspeicherkraftwerke	35
4.4.1	Höherer Bedarf an flexiblen Kraftwerken	35
4.4.2	Ausgleich der Residuallast durch Speicher	38
4.4.3	Steigender Bedarf an Regelenergie	39
4.4.4	Steigender Bedarf an Momentanreserve	40
4.5	Risiken für Pumpspeicherkraftwerke	41
4.5.1	Flexibilisierung als Risiko	41
4.5.2	Fallende Strompreise	42
4.5.3	Reduktion der Preisdifferenz zwischen Peak- und Basepreis	46
4.5.4	Konkurrenz durch andere Technologien	48
5.	Strategien	51
5.1	Stärken-Chancen-Strategien	51
5.1.1	Ausbau der Pumpspeicherung	51
5.1.2	Erhöhung der Regelfähigkeit	52
5.1.3	Optimierung der Vermarktung	52
5.2	Stärken-Risiken-Strategien	54
5.2.1	Teilnahme am Markt für Regelenergie	54
5.2.2	Anbieten von Flexibilität	54
5.2.3	Einsatz von regelfähigen Pumpen	55
5.3	Schwächen-Chancen-Strategien	56
5.3.1	Reduktion der Mindestlast	57
5.3.2	Förderung der unkonventionellen Pumpspeicherkraftwerke	57
5.3.3	Bau von Parallelkraftwerken	58
5.4	Schwächen-Risiken-Strategien	59
5.4.1	Konzentration auf Tages- und Wochenspeicher	59
5.4.2	Setzen von Kosteneffizienzmaßnahmen	59
5.5	SWOT-Matrix	60
6.	Fazit	61
6.1	Diskussion der Ergebnisse	61
6.2	Vor- und Nachteile der Methodik	62
	Literaturverzeichnis	63
	Eidesstattliche Erklärung	

Darstellungsverzeichnis

Darstellung 1: SWOT-Matrix.....	3
Darstellung 2: Energiepolitisches Zieldreieck	5
Darstellung 3: Wertschöpfungskette in der Elektrizitätswirtschaft	6
Darstellung 4: Teilmärkte in Europa	7
Darstellung 5: Entwicklung der EE ohne Wasserkraft in Deutschland.....	9
Darstellung 6: Entwicklung der EE ohne Wasserkraft in Österreich.....	10
Darstellung 7: Netzebenen im Deutschland und Österreich.....	12
Darstellung 8: Strommarktdesign in Österreich und Deutschland	13
Darstellung 9: Preisbildung im Merit-Order-Modell	16
Darstellung 10: Stufen der Regelleistung	18
Darstellung 11: Bilanzkreis und Regelernergie	22
Darstellung 12: Schema eines Pumpspeicherkraftwerkes	25
Darstellung 13: Leistungsgradienten und Mindestlast unterschiedlicher Kraftwerkstypen	27
Darstellung 14: Anfahrzeiten unterschiedlicher Kraftwerkstypen	27
Darstellung 15: Systematische Gliederung der elektrischen Energiespeicher.....	29
Darstellung 16: Aktueller Reifegrad der unterschiedlichen Speichertechnologien.....	30
Darstellung 17: Merkmale von Speichern	31
Darstellung 18: Vergleich Energiedichten unterschiedlicher Speicher	33
Darstellung 19: Beispiel eines Wirbelzopfes.....	34
Darstellung 20: Ermittlung der Residuallast.....	36
Darstellung 21: Geordnete Dauerlinie der Residuallast	37
Darstellung 22: Residuallastverlauf 2050	38
Darstellung 23: Entwicklung des Speicherbedarfs bei zunehmendem Anteil an EE.....	39
Darstellung 24: Regelleistungsbedarf 2011 und 2033	40
Darstellung 25: Momentanreserve 2011 und 2030 in Deutschland.....	41
Darstellung 26: Gliederung der Flexibilitätsmaßnahmen	42
Darstellung 27: EXAA Strompreisentwicklung Base und Peak 2002-2016	43
Darstellung 28: Preisentwicklung für CO ₂ -Emission und Primärenergieträger	44
Darstellung 29: Merit-Order-Modell mit EE	45
Darstellung 30: EXAA Strompreisentwicklung Base und Peak 2010-206	47
Darstellung 31: Auswirkungen der Solardelle	48
Darstellung 32. Potenziale für Pumpspeicherkraftwerke.....	52
Darstellung 33. Deckungsbeiträge für unterschiedliche Vermarktungsoptionen.....	53

Darstellung 34. Hydraulischer Kurzschluss im Kopswerk 2	56
Darstellung 35: SWOT-Matrix mit abgeleiteten Strategien.....	60

Abkürzungsverzeichnis

BK	Bilanzkreis
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
CAES	Compressed Air Energy Storage (engl. Druckluftspeicher)
EE	Erneuerbare Energien
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EOM	Energy-Only-Market
EU	Europäische Union
EV	Europäisches Verbundnetz
EVU	Energieversorgungsunternehmen
MRL	Minutenreserveleistung
PRL	Primärregelleistung
PSKW	Pumpspeicherkraftwerk
SDL	Systemdienstleistungen
SRL	Sekundärregelleistung
TRL	Tertiärregelleistung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber

1. Einleitung

Die ausreichende Verfügbarkeit von Energie ist in der heutigen Gesellschaft ein unverzichtbares Gut. Dementsprechend hoch ist die Bedeutung einer zuverlässigen Energieversorgung für den Erfolg einer Volkswirtschaft. Besonders im Energiesektor haben die Herausforderungen einer wirtschaftlichen, versorgungssicheren und nachhaltigen Energieversorgung in den letzten Jahren zu massiven Veränderungen geführt. Diese Veränderungen begannen mit der Ende der 1990er Jahre vom Europäischen Parlament verabschiedeten Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 96/92/EG, die den Strommarkt liberalisieren sollte. Hinzu kommen die zunehmenden Herausforderungen des Klimaschutzes. Diese wären die zunehmende Abkehr von Kernenergie und die fortlaufende Verknappung der fossilen Energieträger. Alle diese Veränderungen und Entwicklungen werden gerne auch als Transformation des Energiesystems bezeichnet.

Die einzelnen Elemente innerhalb dieses Transformationsprozesses wirken sich auch auf die unterschiedlichen Akteure am Strommarkt aus und bergen für sie sowohl Chancen als auch Risiken. Ziel dieser Arbeit ist es, mithilfe einer SWOT-Analyse die Chancen und Risiken für die Technologie der Pumpspeicherung zu ermitteln, um diese als Basis für etwaige zukünftige, strategische Entscheidungen heranziehen zu können.

1.1 Zielsetzung und Fragestellung

In den letzten Monaten häufen sich in Medien und Fachzeitschriften Schlagzeilen wie ‚Pumpspeicherkraftwerke lohnen sich nicht mehr‘, ‚Warum sich Pumpspeicherkraftwerke, die grüne Batterie, nicht rechnen‘ oder ‚Pumpspeicherkraftwerk möglich, aber nicht wirtschaftlich‘. Untermuert werden diese Artikel von der vom Bayerischen Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie beauftragten Studie Gutachten zur Rentabilität von Pumpspeicherkraftwerken (FfE 2014), die zu dem Schluss gekommen ist, dass der Bau und Betrieb eines Pumpspeicherkraftwerkes unter den derzeitigen Marktbedingungen nicht rentabel ist. Dem gegenüber steht wiederum eine Vielzahl an Studien und Publikationen, die die Notwendigkeit von Pumpspeicherkraftwerken (PSKW) für die angestrebte Transformation belegen. Ein Beispiel hierfür sind die Studien ‚Die Energiewende erfolgreich gestalten: Mit Pumpspeicherkraftwerken‘ (Moser 2014) von Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser vom Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft an der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen und ‚Bedeutung der internationalen Wasserkraft-Speicherung für die Energiewende‘ von der Prognos AG (Prognos 2012), einem Schweizer Beratungsunternehmen.

Diese beiden kontroversen Standpunkte bedürfen einer genaueren Betrachtung. Darauf aufbauend gestaltet sich die Forschungsfrage der vorliegenden Arbeit wie folgt:

Welche Chancen bzw. Risiken für Pumpspeicherkraftwerke resultieren aus den Veränderungen in der Elektrizitätswirtschaft? Wie kann eine SWOT-Analyse unter den aktuellen Marktbedingungen aussehen?

1.2 Vorgehensweise und Methodik

Für die Bearbeitung der Fragestellung wurde die SWOT-Analyse gewählt. Die Bezeichnung SWOT ist ein englisches Akronym und steht für **S**trengths (Stärken), **W**eaknesses (Schwächen), **O**pportunities (Chancen) und **T**hreats (Risiken). Diese Methodik wurde in den 1960er Jahren an der Harvard Business School zur Anwendung in Unternehmen entwickelt, hat ihre Grundlage aber in vielen Kampfsportarten. Die Prinzipien der Analyse sind erheblich älter als ihre Anwendung in Organisationen. So sagte schon der chinesische General, Militärstrategie und Philosoph Sunzi (544 – 496 v. Chr.): *" Wenn Du den Feind kennst und Dich selbst, musst Du auch hundert Schlachten nicht fürchten. Wenn Du Dich selbst kennst, aber den Feind nicht, wirst Du für jeden Sieg auch eine Niederlage einstecken. Wenn Du weder den Feind kennst noch Dich selbst, wirst Du in jeder Schlacht unterliegen."* (Wikipedia 2017)

Die SWOT-Analyse ist daher sehr vielseitig einsetzbar. Sie kann die Basis für eine Diskussion um die strategische Positionierung und einen möglichen Entwicklungspfad eines Unternehmens, eines Geschäftsbereichs oder eines Produktes sein. (Schawel; Billing 2014, S. 246f) In dieser Arbeit soll die SWOT-Analyse zur Standortbestimmung der Pumpspeichertechnologie in der sich derzeit im Umbruch befindenden Elektrizitätswirtschaft herangezogen werden. Mithilfe der Analyse können die Chancen und Risiken für diese Technologie ermittelt und durch die Kombination mit den Stärken und den Schwächen neue Strategien zur erfolgreichen Nutzung der Chancen, aber auch zur Reduzierung des Risikos abgeleitet werden.

Die wesentlichen Bestandteile der SWOT-Analyse sind die externe und die interne Analyse. In der externen Analyse, auch Umweltanalyse genannt, wird das Marktumfeld untersucht. Denn die Chancen und Risiken kommen von außen und ergeben sich aus den Veränderungen im Markt. Die interne Analyse bezieht sich auf die Stärken und Schwächen des Unternehmens bzw. der Technologie. Aufbauend auf diesen Analysen wird versucht, den Nutzen aus den Stärken und Chancen zu maximieren und die Verluste aus den Schwächen und Gefahren zu minimieren. Hierzu wird durch die Kombination der

einzelnen Teilanalysen gezielt nach Strategien gesucht und dieser aufeinander abgestimmt. Das Ergebnis der SWOT-Analyse ist die in der Darstellung 1 abgebildete SWOT-Matrix. Sie beinhaltet die abgeleiteten Strategien und stellt diese dar. (Schawel; Billing 2014, S. 246f / Wikipedia 2017) Den Abschluss dieser Arbeit bildet das Fazit, in welchem die in der SWOT-Analyse ermittelten Strategien abschließend diskutiert und auf die Probleme mit der Methodik eingegangen wird.

SWOT-Analyse		interne Analyse	
		Stärken (Strengths)	Schwächen (Weaknesses)
externe Analyse	Chancen (Opportunities)	Stärken-Chancen-Strategien	Schwächen-Chancen-Strategien
	Risiken (Threats)	Stärken-Risiken-Strategien	Schwächen-Risiken-Strategien

Darstellung 1: SWOT-Matrix

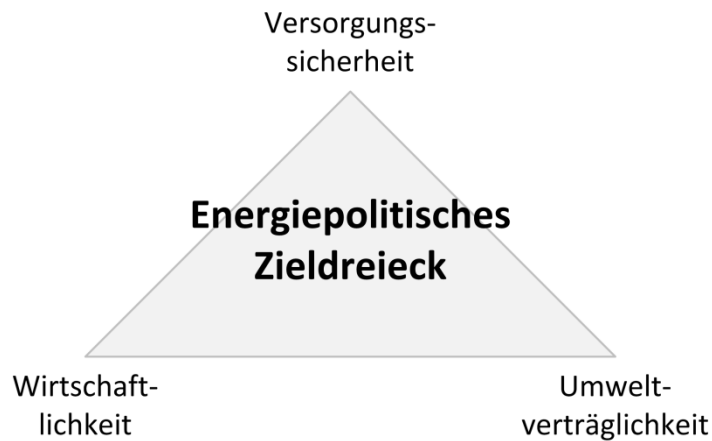
Quelle: Eigene Ausarbeitung in Anlehnung an (Schawel; Billing 2014, S. 247)

2. Veränderungen in der Elektrizitätswirtschaft

„Die Stromversorgung ist ein bedeutender Teil der nationalen wie auch der internationalen Energieversorgung von Wirtschaft und Gesellschaft. Diese bedürfen stets einer hohen qualitativen und quantitativen Versorgungssicherheit. Die beinahe vollumfängliche Durchdringung aller wirtschaftlichen und technischen Prozesse durch die elektrische Energie macht diese Energieform in allen hochentwickelten Volkswirtschaften weitgehend unentbehrlich.“ (Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen 2016)

Daher gibt es hohe Anforderungen an die Stromversorgung, wie die Versorgungssicherheit, die Wirtschaftlichkeit und die Umweltverträglichkeit. Sie sind, wie in Darstellung 2 abgebildet, im sogenannten energiepolitischen Zieldreieck zusammengefasst. Die Versorgungssicherheit wird dabei häufig in die technische und politische Versorgungssicherheit unterteilt. Unter der technischen Versorgungssicherheit wird die Fähigkeit eines Energiesystems verstanden, zu jeder Zeit zuverlässig Strom zu liefern und bei möglichen Störungen sofort reagieren zu können. Die politische Versorgungssicherheit beschäftigt sich hingegen damit, wie abhängig ein Energiesystem von Energieimporten und wie verflochten es mit dem Ausland ist. Die Umweltverträglichkeit wird größtenteils mit der Reduktion von CO₂-Emissionen und dem Ausstieg aus der Atomenergie in Verbindung gebracht. Die Wirtschaftlichkeit zielt schließlich auf eine preisgünstige und kosteneffiziente Stromversorgung ab, wobei mit einer preisgünstigen eine sowohl bezahlbare als auch wettbewerbsfähige Versorgung gemeint ist. (Pittel 2012, S. 22f / Maubach 2014, S. 160f)

Beim energiepolitischen Zieldreieck ist es wichtig zu verstehen, dass die drei Ziele nicht isoliert voneinander betrachtet werden können. Jede Änderung, z. B. in der Versorgungssicherheit, wirkt sich in der Regel entweder auf die Wirtschaftlichkeit, die Umweltverträglichkeit oder auf beide Kriterien aus. (Pittel 2012, S. 22f)



Darstellung 2: Energiepolitisches Zieldreieck

Quelle: Eigene Ausarbeitung in Anlehnung an (Pittel 2012, S.)

Ziel der Stromversorgung sollte stets ein ausgeglichenes Verhältnis dieser drei Anforderungen sein. Historisch gesehen wurde jedoch der Fokus überwiegend auf die Versorgungssicherheit gelegt. Erst in den letzten Jahrzehnten gewannen die Kriterien der Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit in der Stromversorgung an Bedeutung. So wurde im Jahr 1996 vom Europäischen Parlament und Rat die Elektrizitätsbinnenmarkt-richtlinie 96/92/EG in ihrer ersten Fassung verabschiedet – mit dem Ziel, den Strommarkt zu liberalisieren. Für die Mitgliedsstaaten galt es, diese Richtlinie bis zum 19. Februar 1999 in nationales Recht zu übernehmen. In einen ähnlichen Zeitraum fällt der Beginn der Energiewende in Europa, die die weltweite CO₂-Emission reduzieren sollte. Diese beiden Entwicklungen zählen zu den bedeutendsten Veränderungen der letzten Jahre auf dem Strommarkt und brachten somit die größten Konsequenzen mit sich.

2.1 Liberalisierung des Strommarktes

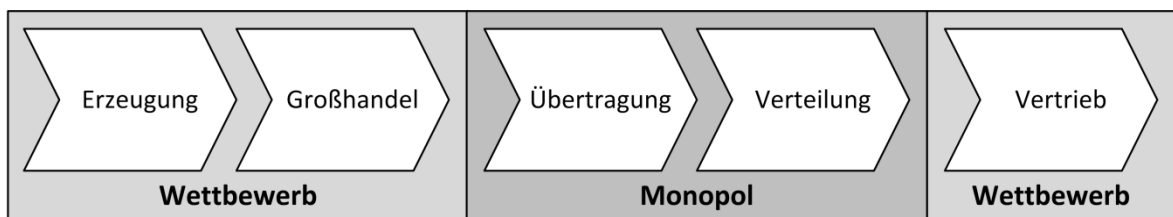
Die wesentlichste inhaltliche Voraussetzung für die Liberalisierung des Strommarktes, also den Abbau von staatlichen oder gesellschaftlichen Vorschriften und Eingriffen, ist das Recht des Kunden zur freien Wahl seines Energielieferanten. Bis 1996 war der Strommarkt von Gebietsmonopolen einzelner Energieversorgungsunternehmen (EVU) geprägt. Diese beruhten auf dem deutschen Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) vom Jahre 1935. Es organisierte die Energiewirtschaft in Deutschland seit ihrer Einführung und wurde nach dem Anschluss Österreichs an das Deutsche Reich auch dort übernommen. In diesem Gesetz wurden die vielen, seit Beginn der Elektrifizierung entstandenen dezentralen Erzeugungseinheiten in sogenannte Demarkationsgebiete zusammengefasst und jeweils einem EVU übertragen. Innerhalb von seinem Gebiet hatte das jeweilige EVU

ein Versorgungsmonopol und alle Kunden wurden gesetzlich dazu verpflichtet, die Energie beim ihm zu beziehen.

Diese Entwicklung beruht auf der damaligen Denkweise, dass sich aufgrund der hohen notwendigen Investitionen in Erzeugungsanlagen und Netze, besonders im ländlichen Raum, ein Wettbewerb negativ auf die Versorgungssicherheit auswirkt. Da jedes EVU innerhalb seines Gebiets als Monopolist agierte, gab es auch keinen Marktmechanismus zur Preisfindung. Deshalb wurde dieser häufig schlicht durch die Umlage aller Kosten des EVU auf die Kunden bestimmt. Um einen Missbrauch auszuschließen, sorgte eine staatliche Preisaufsicht dafür, dass die Monopolstellung nicht missbraucht wurde. (Graeber 2013, S. 9f) Dies führte dazu, dass in diesem System der Fokus eher auf der Versorgungssicherheit als auf der Wirtschaftlichkeit oder Umweltfreundlichkeit lag.

Der Kerngedanke der Liberalisierung ist hingegen ein grundsätzlich anderer. Hier steht die Wirtschaftlichkeit im Vordergrund. Dazu sollen die Stufen der Wertschöpfungskette, wie sie in Darstellung 3 abgebildet sind, differenziert betrachtet und diejenigen Stufen, auf denen ein Wettbewerb potenziell möglich ist, von den Stufen, auf denen es kostengünstiger ist, wenn nur ein Unternehmen die Nachfrage befriedigt, getrennt werden. Auf dem Strommarkt ist im Netzbereich letzteres der Fall. Der Aufbau und Betrieb eines Netzes ist mit hohen Kosten verbunden, was dazu führt, dass die Versorgung durch einen Anbieter kostengünstigster ist als durch mehrere. In der Volkswirtschaft wird in solchen Situationen von einem natürlichen Monopol gesprochen. (Genoese 2010, S. 27f)

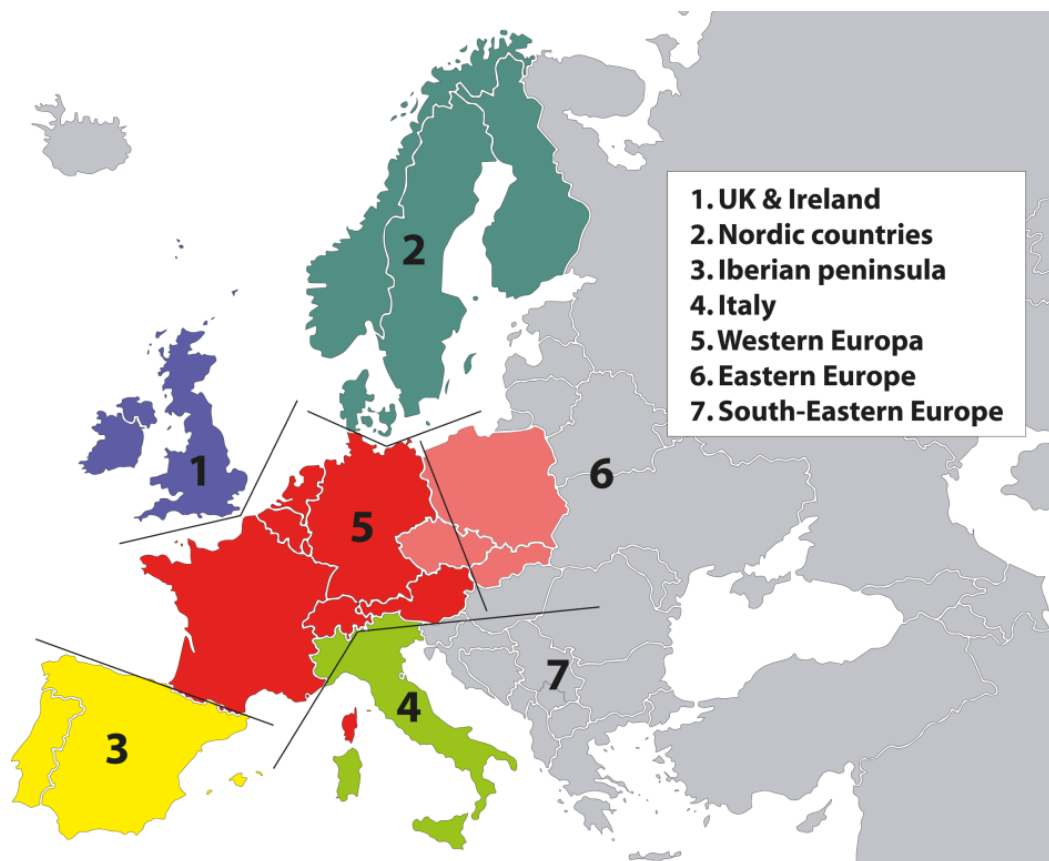
Auf allen anderen Stufen der Wertschöpfungskette ist potenziell ein Wettbewerb möglich, allerdings nur dann, wenn alle Anbieter Zugang zum Netz erhalten. Deshalb sind die Regelungen zum Netzzugang von Marktteilnehmern ein wichtiger Punkt der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie, denn diese ermöglichen es den EVU, Strom auch über fremde Netze zu liefern. So können Kunden ihren Stromlieferanten frei wählen. Die Regelungen zum Netzzugang führen also letztendlich zu einer Aufteilung der Stromversorgung in den regulierten Netzbereich sowie die wettbewerblichen Bereiche Erzeugung, Handel und Vertrieb. (Genoese 2010, S. 27f)



Darstellung 3: Wertschöpfungskette in der Elektrizitätswirtschaft

Quelle: Eigene Ausarbeitung

Neben der Abschaffung der Gebietsmonopole umfasste die Liberalisierung auch den sukzessiven Zusammenschluss der Teilmärkte zu einem gemeinsamen europäischen Strommarkt. So ist der Handel von Strom nicht auf einzelne Staaten beschränkt – vielmehr bestehen internationale Märkte mit jeweils mehreren Ländern. Einen EU-weiten Strommarkt gibt es jedoch aus unterschiedlichen Gründen noch nicht. Ein technischer Grund sind begrenzte Übertragungskapazitäten zwischen den einzelnen Ländern. Darstellung 4 zeigt die unterschiedlichen Strommärkte in Europa. Österreich ist gemeinsam mit Frankreich, den Niederlanden, Belgien, Deutschland und der Schweiz Teil des westeuropäischen Marktes. Zwischenzeitlich haben sich Polen, Tschechien und die Slowakei fast vollständig in diesen Markt integriert. (Haas 2012, S. 7f) Diese Zusammengehörigkeit und die hohen Übertragungskapazitäten zwischen Deutschland und Österreich haben zur Folge, dass die Strompreise auf der deutschen und österreichischen Börse sehr ähnlich sind. Aus diesem Grund können wiederum die Auswirkungen der deutschen Energiewende beinahe vollständig für den Strommarkt in Österreich übernommen werden.



Darstellung 4: Teilmärkte in Europa

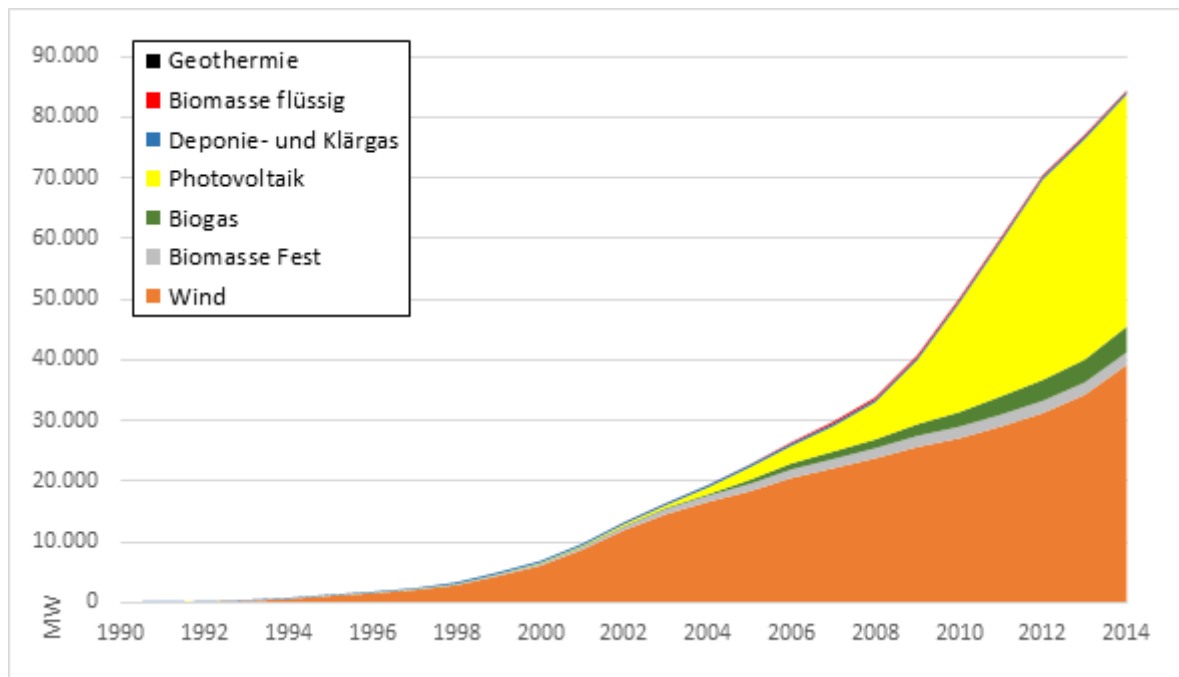
Quelle: Eigene Ausarbeitung in Anlehnung an (Haas 2012, S. 7)

2.2 Europäische Energiewende

Beinahe zeitgleich mit der Liberalisierung des Strommarktes begann in Europa die Energiewende. Der Begriff der Energiewende stammt aus dem Jahr 1980 und wird definiert als *„vollständige Transformation eines Energiesystems eines Industrielandes, das sich von einer kohlenstoffbasierten Versorgung mit Energie verabschiedet und auf eine nachhaltige, regenerative Basis der Energieversorgung umstellt“* (Maubach 2014, S. 1). Mit Beginn der Energiewende rückte der Fokus der Energieversorgung erstmals in der Geschichte in Richtung der Umweltverträglichkeit.

Um die Energiewende zu erreichen war und ist ein Wandel in der europäischen Energiepolitik notwendig. Dies geschieht durch diverse Beschlüsse mit Zielvorgaben und Empfehlungen für die Mitgliedsstaaten. So haben sich z. B. alle Mitgliedsstaaten der EU im Jahr 2008 dazu verpflichtet, bis 2020 ihre Treibhausgasemissionen um mindestens 20 % gegenüber dem Wert von 1990 zu reduzieren, die Energieeffizienz um 20 % zu erhöhen und einen Anteil von 20 % an Erneuerbaren Energien (EE) am Gesamtenergieverbrauch zu erreichen. Diese und noch viele weitere Ziele sind Teil des EU-Energiefahrplans 2050. Mit diesem Fahrplan beabsichtigt die EU, die Treibhausgasemissionen bis ins Jahr 2050 um 80 – 95 % gegenüber dem Jahr 1990 zu verringern. Dazu muss der Anteil an EE und die Energieeffizienz im gesamten Europa einen signifikanten Wert erreichen.

Die EU-Klima- und Energiepolitik sieht zwar Empfehlungen und Zielvorgaben für die einzelnen Länder vor, deren Umsetzung ist ihnen jedoch freigestellt. So wurde in Deutschland, der größten Volkswirtschaft in der EU mit einer Vorreiterstellung in Sachen der Energiewende, im Jahre 2000 das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Kraft gesetzt. Dieses Gesetz gilt in Deutschland als das wichtigste Instrument der Energiewende und zielt darauf ab, Anlagen zu fördern, die Strom aus EE erzeugen, und ihnen den Markteintritt zu ermöglichen. Nicht zuletzt durch die Einführung des EEGs erlebt Deutschland einen regelrechen Boom beim Ausbau von EE. Wie in Darstellung 5 ersichtlich ist, verzehnfachte sich in Deutschland zwischen 2000 und 2014 die installierte Leistung von EE ohne die Wasserkraft.

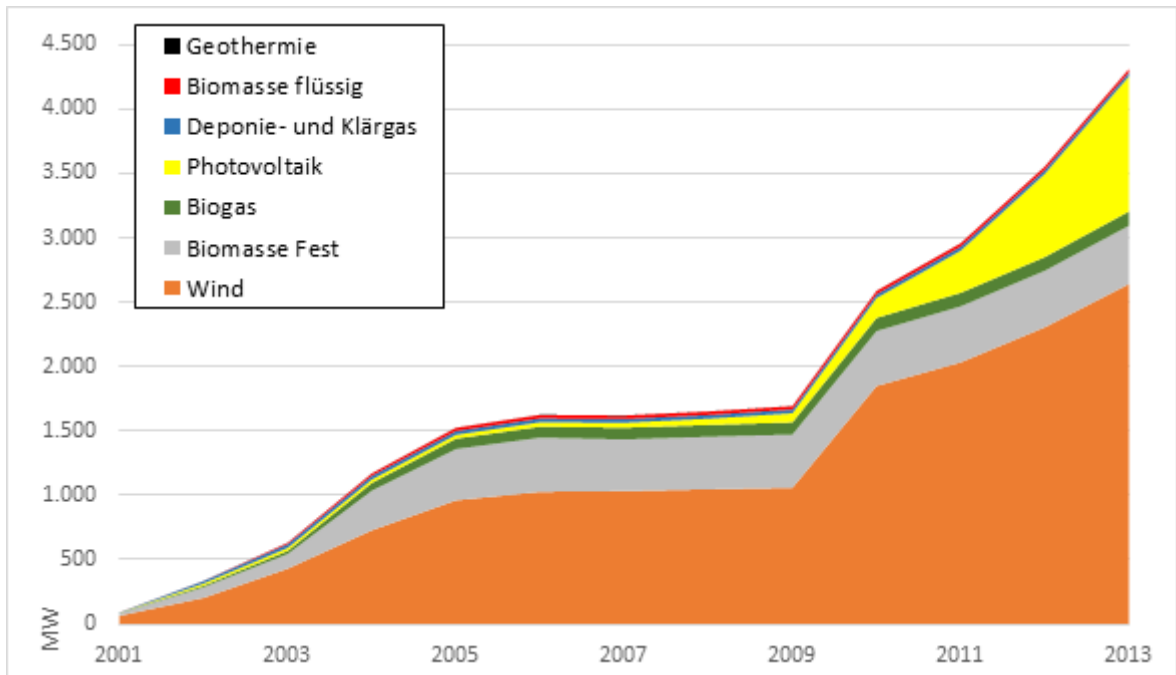


Darstellung 5: Entwicklung der EE ohne Wasserkraft in Deutschland

Quelle: Eigene Ausarbeitung mit Daten von (BMWI 2016)

Die Wasserkraft zählt zwar auch zu den EE, sie wird jedoch bereits seit den Anfängen der Elektrizitätswirtschaft zur Erzeugung von elektrischer Energie verwendet. Daher ist das noch verfügbare Potenzial im Vergleich zu den anderen Energieträgern deutlich geringer und wird europaweit keinen wesentlichen Beitrag bei der Transformation leisten können. Verantwortlich für den massiven Zuwachs an EE-Anlagen in Deutschland sind in erster Linie die Windkraft- und Photovoltaikanlagen. Sie verbuchten im genannten Zeitraum den mit Abstand höchsten Zuwachs

In Österreich hingegen wurden die Zielvorgaben der EU in Form des Ökostromgesetzes umgesetzt. Seine Einführung löste ähnlich wie in Deutschland einen Bauboom aus. Dieser hielt allerdings nur bis zur ersten Novellierung des Gesetzes im Jahre 2006 an. Die Gesetzesänderungen in dieser Novelle führten in den folgenden Jahren beinahe zu einem Stillstand der Branche, daher wurde das Gesetz nur wenige Jahre später erneut novelliert und der Ausbau der EE kam wieder in Gang. Darstellung 6 zeigt die Entwicklung der EE ohne Wasserkraft in Österreich. Wie in Deutschland verzehnfachte sich deren Leistung in nur wenigen Jahren. Die wichtigsten Energieträger, die für diesen Zuwachs in Österreich verantwortlich sind, sind Windkraft, die Photovoltaik und die feste Biomasse.



Darstellung 6: Entwicklung der EE ohne Wasserkraft in Österreich
 Quelle: Eigene Ausarbeitung mit Daten von (BMWFV 2015)

3. Aktuelles Marktumfeld

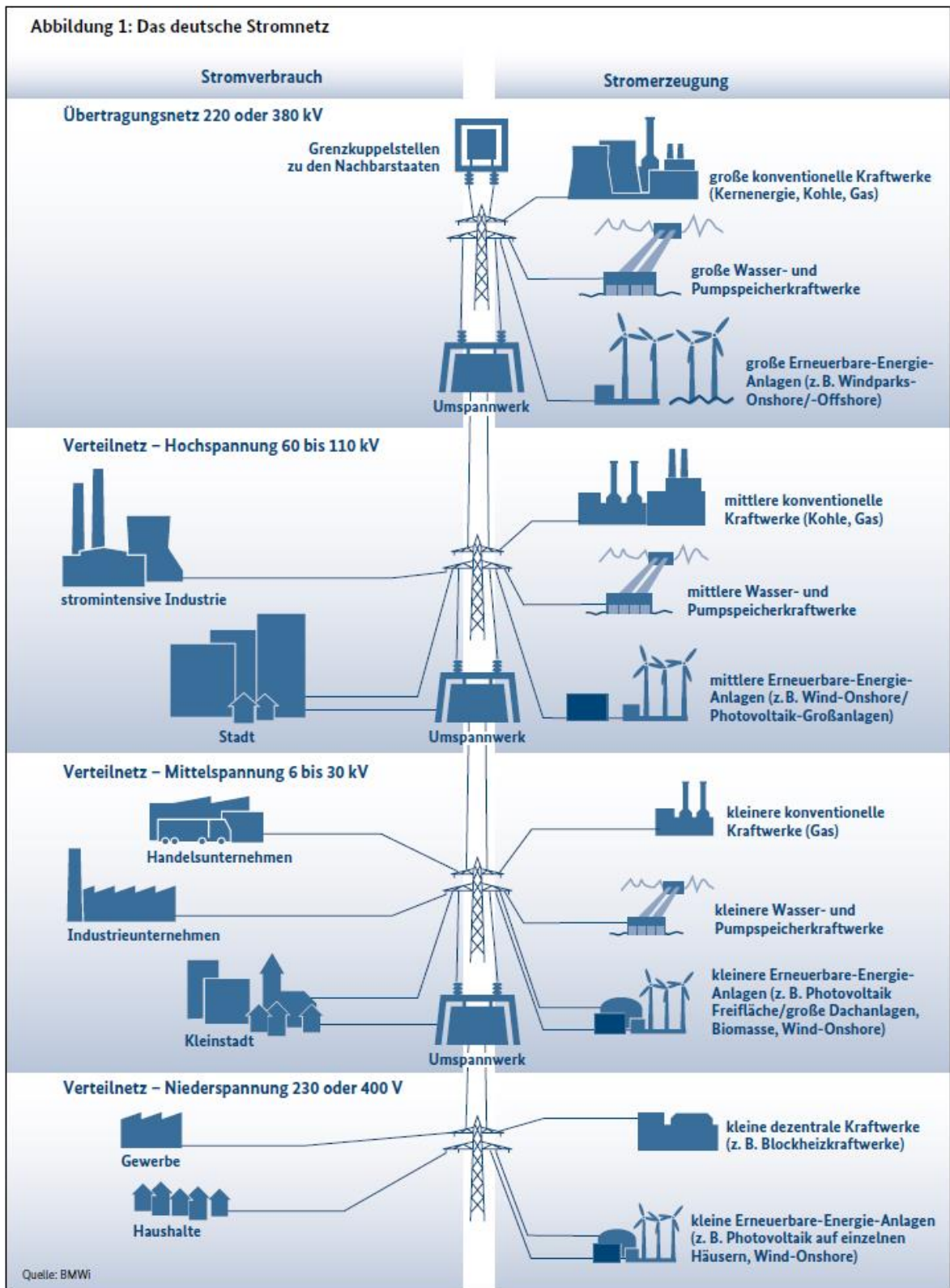
Wie die Liberalisierung und die Energiewende zeigen unterliegt die Elektrizitätswirtschaft ständigen Veränderungen. Viele dieser Veränderungen beruhen auf politischen Entscheidungen und wirken sich auf den Markt und dessen Akteure aus. Deshalb sind viele Entwicklungen nur schwer vorhersehbar. An dieser Stelle wird daher auf die grundlegenden Eigenschaften des Strommarktes und auf das aktuelle Marktumfeld, das die Basis für die Analysen bildet, eingegangen.

3.1 Besonderheiten des Guten Stroms

„Der Strommarkt unterscheidet sich in einigen Punkten von anderen Warenmärkten. Ursache dafür sind die besonderen Eigenschaften des Gutes Strom wie z. B. die Immaterialität, Homogenität und Nichtlagerfähigkeit. Zudem erfolgt der Transport von Strom nur netzgebunden.“ (Graeber 2013, S. 10f) Hinzu kommt noch, dass auf dem Strommarkt die Erzeugung und der Verbrauch zu jedem Zeitpunkt und an jedem Ort ausgeglichen sein müssen.

Diese Eigenschaften führen dazu, dass auf dem Strommarkt entgegen anderen Warenmärkten (z. B. Öl- oder Metallmärkten), in denen die Ursache-Wirkung-Beziehung durch Lagermöglichkeiten dämpfend beeinflusst wird, Knappheit und Überfluss sehr große Auswirkungen auf den Preis haben. Außerdem bedeutet Netzgebundenheit, dass elektrische Energie nur über spezielle Leitungen transportiert werden kann. Demzufolge reicht die Stromproduktion alleine zur Verwendung von Elektrizität nicht aus. (Horstmann; Cieslarczyk 2006, S. 103f / Schellong 2016, S. 17f)

Daher ist auf dem Strommarkt eine umfassende Marktinfrastruktur notwendig, um den Handel zu ermöglichen. Diese Infrastruktur für den Transport von elektrischer Energie vom Kraftwerk zu den Kunden wird von den Stromnetzbetreibern in Form von Übertragungs- und Verteilernetzen bereitgestellt. (Horstmann; Cieslarczyk 2006, S. 103f / Schellong 2016, S. 17f) Die Unterscheidung zwischen Übertragungs- und Verteilernetzen erfolgt einerseits, wie in Darstellung 7 abgebildet, anhand der Spannungsebene, und andererseits anhand der Entfernung, über die der Strom transportiert wird. Ein Übertragungsnetz wird von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) betrieben und dient dem überregionalen und grenzüberschreitenden Stromtransport. Ein Verteilnetz dagegen wird von den Verteilnetzbetreibern (VNB) betrieben und dient dem regionalen abgegrenzten Stromtransport zu den Kunden und Endverbrauchern.

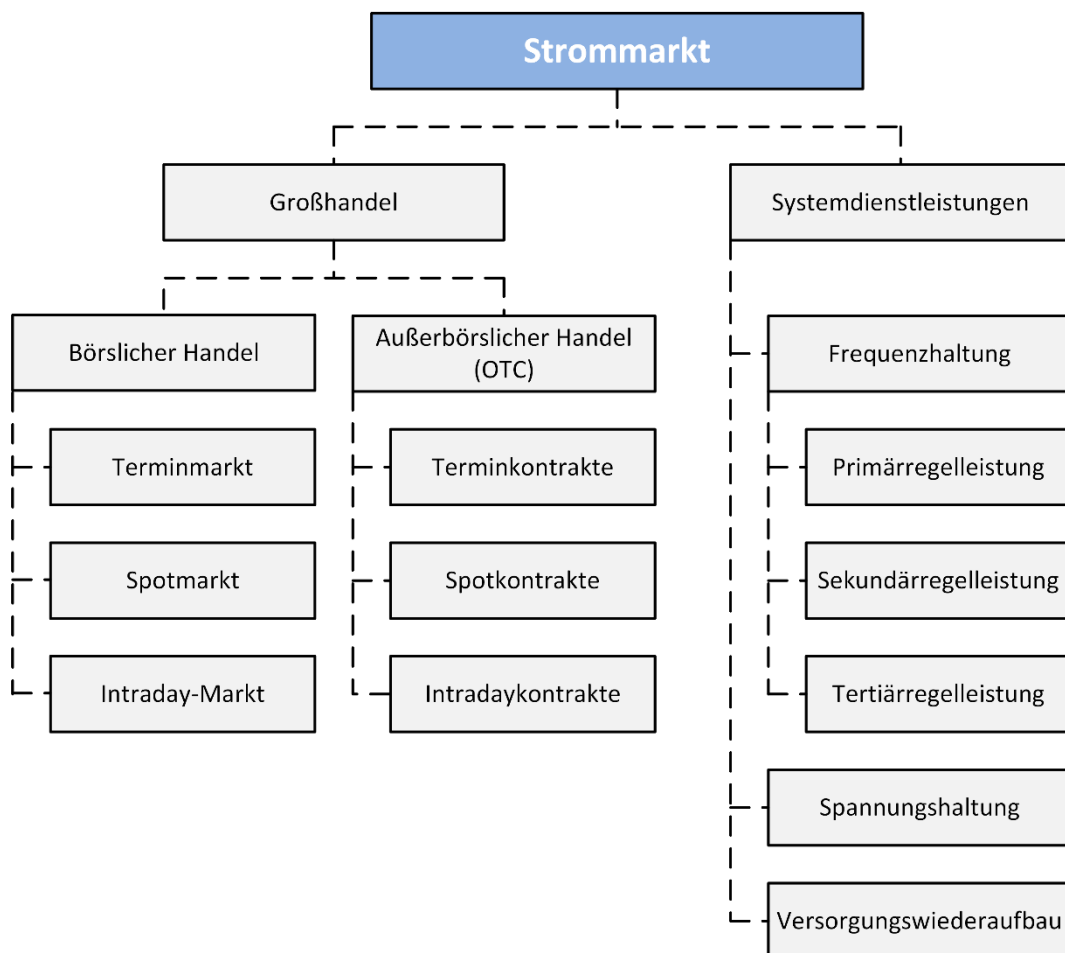


Darstellung 7: Netzebenen im Deutschland und Österreich

Quelle: (BMWi 2012)

3.2 Strommarkt in Österreich und Deutschland

Der Strommarkt in Österreich und Deutschland ist als sogenannter Energy-Only-Markt (EOM) gestaltet. Auf einem EOM wird den Kraftwerksbetreibern ausschließlich die tatsächliche produzierte Strommenge – und nicht das Bereitstellen von Leistung – vergütet. Das Prinzip des EOM ist auf vielen unterschiedlichen Märkten gebräuchlich. Dennoch unterscheidet sich das Design des Strommarktes, wie es in Darstellung 8 zu sehen ist, aufgrund der Besonderheiten des Gutes Stroms von anderen Märkten. Im Gegensatz zu den meisten anderen Märkten gibt es beim Strommarkt nicht nur einen Markt, auf dem die unterschiedlichen Stromprodukte börslich oder außerbörslich gehandelt werden (den sogenannten Großhandel), sondern auch ein Markt für Systemdienstleistungen (SDL). Als SDL werden alle Hilfsdienste bezeichnet, die Netzbetreiber für ihre Kunden neben der Versorgung von elektrischer Energie für einen zuverlässigen Systembetrieb zusätzlich erbringen müssen.



Darstellung 8: Strommarktdesign in Österreich und Deutschland

Quelle: Eigene Ausarbeitung

3.3 Großhandel

Spätestens seit der Liberalisierung findet auf dem Strommarkt der Handel zwischen verschiedenen Marktparteien statt. Unter Stromhandel wird der Verkauf von Strom am Großhandelsmarkt verstanden. Dieser ist von dem Vertrieb, welcher die Versorgung der Endverbraucher zum Gegenstand hat, zu unterscheiden, denn Produkte für Endverbraucher beinhalten meistens einen Vollversorgungsvertrag mit Energielieferung, Netznutzung, Bereitstellung von Messeinrichtungen, usw. (Genoese 2010, S. 85f)

„Die Handelsgeschäfte, die auf dem Großhandelsmarkt getätigt werden, kann man anhand mehrerer Kriterien differenzieren. So werden beispielsweise Kontrakte mit verschieden langen Lieferverpflichtungen oder verschiedenen Lieferstrukturen gehandelt. Zudem unterscheidet sich die Fristigkeit bis zum Beginn des Lieferzeitraums. Ein weiteres Kriterium ist, ob ein Kontrakt eine physische Lieferung beinhaltet oder ob es sich um ein rein finanzielles Produkt handelt.“ (Graeber 2013, S. 17f) Zudem können die Handelsgeschäfte auch anhand ihrer Handelsform unterschieden werden. Auf dem Großmarkt erfolgt der Handel sowohl börslich, als auch außerbörslich (OTC, Over-the-counter). Der OTC-Handel ist nur gering reguliert und standardisiert. Somit ist der Handel von einer Vielzahl unterschiedlicher Kontrakte möglich. Die Flexibilität des OTC-Marktes machte diesen jedoch intransparent. Daher birgt dieser hohe Transaktionsrisiken. Börslicher Handel ist hingegen nur für die Kontrakte mit dem größten Handelsvolumen möglich und bietet für diese eine hohe Transparenz und eine einfache Abwicklung. Im Gegensatz zum OTC-Handel gibt es auf dem börslichen Handel praktisch keine Transaktionsrisiken. (Borchert; Schemm; Korth 2006, S. 13f.)

Die genannten Kriterien führen zu einer Aufteilung des Großhandelsmarktes in unterschiedliche Segmente. Darstellung 8 zeigt die wichtigsten Segmente Terminmarkt, Spotmarkt und Intradaymarkt. Dabei wird ausschließlich auf die börslichen Strukturen eingegangen, da diese transparent und nachvollziehbar sind und zudem einen guten Indikator für den OTC-Markt darstellen (Genoese 2010, S. 30f).

3.3.1 Terminmarkt

Auf dem Terminmarkt werden längerfristige Kontrakte, auch Futures genannt, gehandelt. Die gehandelten Kontrakte umfassen Lieferungen mit Lieferzeiträumen von einer Kalenderwoche, einem Kalendermonat, einem Quartal sowie einem Kalenderjahr. Außerdem unterscheiden sich die Kontrakte durch ihre Lieferstruktur Base oder Peak. Base bedeutet dabei die konstante Lieferung von Strom über den gesamten

Lieferzeitraum, Peak ausschließlich werktags zwischen 08:00 und 20:00. (Borchert; Schemm; Korth 2006, S. 10)

Der Handel auf dem Terminmarkt ist bis zu sechs Jahre im Vorhinein möglich. Die gehandelten Kontrakte können sowohl physisch, als auch finanziell gehandelt werden. Bei physischen Kontrakten erfolgt tatsächlich eine physische Stromlieferung, bei finanziellen Kontrakten erfolgt lediglich ein finanzieller Ausgleich zwischen dem Basiswert. Als Basis für die Abrechnung werden die Preise des Spotmarktes verwendet. Die Handelszeiten am Terminmarkt sind werktags zwischen 08:00 und 18:00 bis zum vorletzten Werktag des ihnen zugrundeliegenden Lieferzeitraums. (Graeber 2013, S. 18f)

3.3.2 Spotmarkt

„Als Spotmarkt wird der Markt für den Handel von Strom mit Lieferung am nächsten Tag bezeichnet. Aufgrund dieses zeitlichen Bezugs werden auch die Begriffe Day-Ahead-Markt oder vortäglicher Markt verwendet.“ (Graeber 2013, S. 20f) Es werden Kontrakte gehandelt, welche eine konstante Lieferung Strom zu einer bestimmten Uhrzeit des Folgetages umfassen. Im Gegensatz zum Terminmarkt können Kontrakte am Spotmarkt nur physisch, es muss also zwingend eine Stromlieferung erfolgen, gehandelt werden. Die Preisbildung erfolgt anhand einer Einheitspreisauktion. Gebote für Kontrakte können bis 12:00 Uhr am Vortag des Liefertages abgegeben werden. Aus diesen Geboten wird für jede Stunde des Liefertages ein einheitlicher Marktgleichgewichtspreis errechnet, welcher für die Abwicklung der Geschäfte dient. (Graeber 2013, 19f)

Für den Handel mit EE ist der Spotmarkt sehr gut geeignet, da am Vortag bereits ausreichend genaue Prognosen für die Stromerzeugung zur Verfügung stehen. Zudem kann über die stündliche Auflösung der Verlauf der Stromerzeugung annähernd nachgebildet werden. (Graeber 2013, S. 20f)

3.3.3 Intradaymarkt

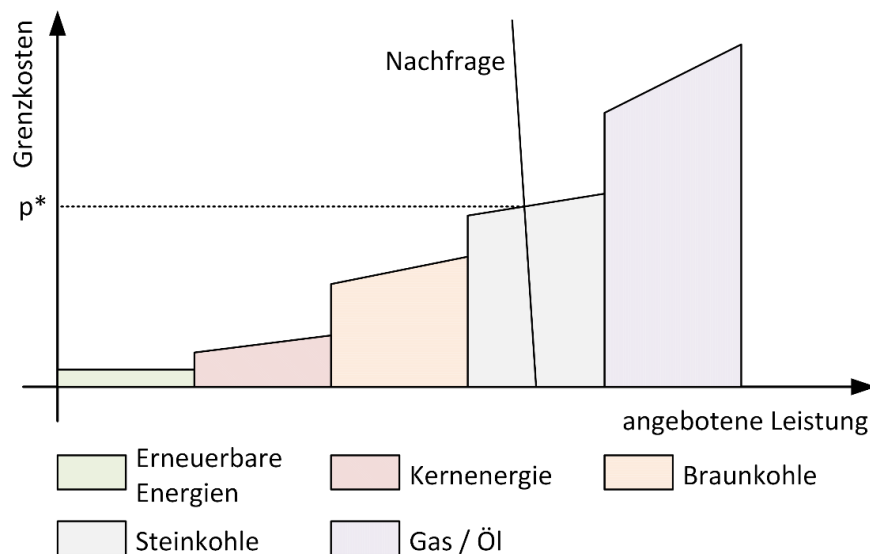
„Der Intradaymarkt ist ein Markt für den Stromhandel mit sehr kurzem Horizont bis zum Beginn der Lieferung.“ (Graeber 2013, S. 22f) Im Gegensatz zum Terminmarkt und Spotmarkt erfolgt der Handel am Intradaymarkt rund um die Uhr. Ursprünglich gab es am Intradaymarkt nur Stundenkontrakte. Doch seit 2012 ist auch der Handel von Viertelstundenkontrakten möglich. Für die Kontrakte am Intradaymarkt muss wie beim Spotmarkt eine physische Lieferung erfolgen. Der Handel ist ab 15:00 Uhr des Vortages bis 45 Minuten vor Beginn des Lieferzeitraumes möglich. (Graeber 2013, S. 22f)

3.3.4 Preisbildung auf dem Großhandelsmarkt

„In der Literatur wird die kurzfristige Preisbildung auf dem Großhandelsmarkt für Strom häufig mit dem Merit-Order-Modell beschrieben“. (Graeber 2013, S. 16f) Bei dem Merit-Order-Modell wird von einer nahezu preisunelastischen Nachfrage ausgegangen, da die meisten Endverbraucher Festpreistarife für die Energie bezahlen und ihren Verbrauch nicht nach den aktuellen Energiepreisen am Großhandelsmarkt richten. Dementsprechend wird eine steile Nachfragekurve angenommen. Die Angebotskurve hingegen wird im Merit-Order-Modell durch eine Aufreihung aller Kraftwerke mit ansteigenden Grenzkosten gebildet. Diese Aufreihung wird als Merit-Order bezeichnet. Diese Grenzkosten lassen sich näherungsweise aus den Brennstoffkosten, dem Wirkungsgrad, den Kosten für die CO₂-Zertifikate und den variablen Kosten anhand folgender Formel berechnen (FfE 2010, S. 3f):

$$\text{Grenzkosten} = \frac{\text{Brennstoffkosten}}{\text{Wirkungsgrad}} + \text{Zertifikatspreis} * \frac{\text{spez. Emissionsfaktor}}{\text{Wirkungsgrad}} + \text{var. Betriebskosten}$$

Der Gleichgewichtspreis p*, Schnittpunkt zwischen Angebots- und Nachfragekurve, ergibt sich wie in Darstellung 9 abgebildet aus den Grenzkosten des letzten, zur Befriedigung der Nachfrage eingesetzten Kraftwerks, des sogenannten Grenzkraftwerks. (Schiffer 2010, S. 408f) Somit können die Preisschwankungen am Strommarkt bei einem konstanten Kraftwerkspark hauptsächlich durch die Veränderung der Nachfrage erklärt werden. (Graeber 2013, S. 16f)



Darstellung 9: Preisbildung im Merit-Order-Modell

Quelle: Eigene Ausarbeitung in Anlehnung an (Graeber 2013, S. 17)

„Die grundlegenden Preisstrukturen auf dem Strommarkt, wie z. B. die Differenz zwischen den Preisen werktags und am Wochenende, lassen sich mit dem Merit-Order-Modell gut nachbilden. In bestimmten Situationen können die modellierten Preise zu einzelnen Zeitpunkten jedoch von denen in der Realität deutlich abweichen. Grund hierfür ist, dass das Modell die intertemporalen Zusammenhänge beim Kraftwerkseinsatz vernachlässigt.“ (Graeber 2013, S. 16f) So werden z. B. die einmaligen Kosten für das Anfahren- bzw. Stillsetzen von Kraftwerken im Merit-Order-Modell nicht berücksichtigt. So kann es für einen Kraftwerksbetreiber während eines kurzfristigen Nachfrageeinbruches günstiger sein das Kraftwerk am Stromnetz zu belassen, auch wenn die der Strompreis deutlich unter den Brennstoffkosten liegt oder sogar negativ ist. (Genoese 2010, S. 30) Es gibt zwar Modelle, welche diese Zusammenhänge berücksichtigen, auf diese wird aber aufgrund ihrer Komplexität an dieser Stelle nicht eingegangen.

3.4 Systemdienstleistungen

Als SDL werden alle Hilfsdienste bezeichnet, die Netzbetreiber für ihre Kunden neben der Versorgung von elektrischer Energie für einen zuverlässigen Systembetrieb zusätzlich erbringen müssen. Zu den wichtigsten SDL gehören die Frequenzhaltung, die Spannungshaltung und der Versorgungswiederaufbau. Im Gegensatz zum Großhandel werden SDL nicht börslich oder außerbörslich gehandelt, sondern über Auktionen ausgeschrieben. Um an diesen Auktionen teilnehmen zu dürfen, müssen die Anlagen präqualifiziert sein. Bei dieser Präqualifikation werden die betrieblichen und technischen Anforderungen überprüft, wie sie die Verträge zur Lieferung von SDL vorgeben.

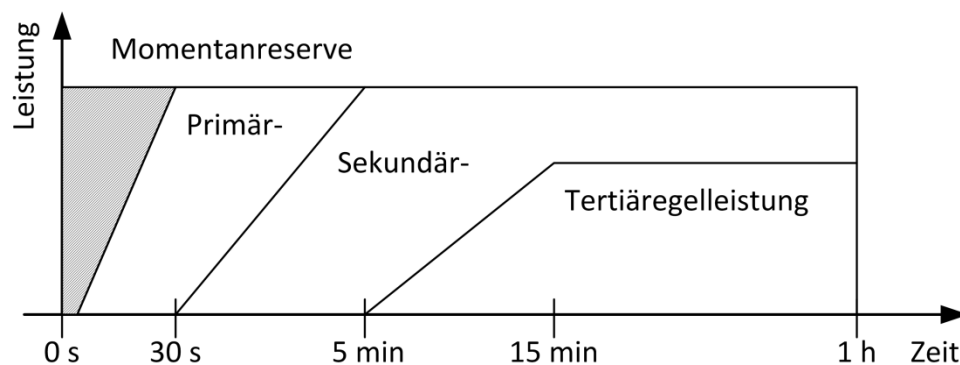
3.4.1 Frequenzhaltung

Aufgrund der Nichtlagerbarkeit von Strom müssen sich auf dem Strommarkt Angebot und Nachfrage zu jeder Zeit exakt entsprechen. Kommt es jedoch zu ungeplanten Abweichungen, so müssen diese schnellstmöglich ausgeglichen werden. Technisch gesehen hängt dieses Gleichgewicht mit der Frequenz im Stromnetz zusammen. Kommt es zu einer Abweichung, so lässt sich diese anhand einer Abweichung der Frequenz gegenüber der Zielgröße von 50 Hz, in manchen Ländern wie den USA auch 60 Hz, erkennen. Herrscht im Stromnetz ein Überangebot, so steigt die Frequenz, bei einem Unterangebot hingegen sinkt diese. (Swider 2006, S. 7f)

„Bei einer Abweichung der Frequenz erfolgt in der Regel unverzüglich ein Abruf von Regelleistung. Dazu muss zumindest ein Teil der Regelleistung entsprechend schnell abrufbar sein.“ (Graeber 2013, S. 14f) Daher wird bei der Regelleistung, wie in

Darstellung 10 abgebildet, in Abhängigkeit von der Zeit, die zur Bereitstellung der vollen Leistung benötigt wird, zwischen der Momentanreserve, der Primärregelleistung (PRL), der Sekundärregelleistung (SRL) und der Tertiärregelleistung (TRL), auch Minutenreserveleistung (MRL) genannt, unterschieden. (Graeber 2013, S. 14f)

Kommt es zu einer Abweichung, so wirkt zu Beginn die Momentanreserve. Sie ist die Kraft, die in Form von mechanischer Energie in den rotierenden Massen der Generatoren steckt. Die Trägheit dieser rotierenden Massen stabilisiert das Netz kurzfristig und schafft Zeit für den Einsatz von Regelleistung. Die schnellste Form der Regelleistung ist hingegen die PRL. Sie muss binnen 30 s vollständig zur Verfügung stehen und die Abweichung ausgleichen. Innerhalb der nächsten fünf Minuten wird die PRL durch die SRL ersetzt. Besteht eine Abweichung über eine längere Zeit, so wird binnen der nächsten 15 Minuten die SRL wiederum durch die TRL ersetzt.



Darstellung 10: Stufen der Regelleistung

Quelle: Eigene Ausarbeitung nach (Swider 2006, S. 10)

Neben der Zeit, die benötigt wird, bis die Leistung voll zur Verfügung stehen muss, unterscheiden sich die einzelnen Ausprägungen der Regelleistung zusätzlich in der Art und Weise, wie sie abgerufen werden. Der Abruf der PRL erfolgt in der Regel dezentral und vollautomatisch durch alle beteiligten Kraftwerke im Verbundnetz. Sie wird solidarisch auf alle zugehörigen Netzbetreiber aufgeteilt und soll den Ausfall der zwei größten Kraftwerksblöcke im Netzgebiet abfangen können. Kommt es zu einer Abweichung, so versuchen die Turbinenregler entsprechend ihrer eingestellten Frequenz-Leistungs-Statik sofort, ihr entgegenzuwirken. Bei der Frequenz-Leistungs-Statik handelt es sich dabei um eine Proportionalsteuerung: Sie besagt, bei wie viel Prozent Abweichung von der Nennfrequenz ein Kraftwerk mit 100 Prozent der Nennleistung entgegenwirkt. Stellt z. B. ein Turbinenregler mit einer Frequenz-Leistungs-Statik von 4 % eine Frequenzabweichung von 1 % gegenüber der Nennfrequenz fest, so erhöht bzw. reduziert er entsprechend der Richtung der Abweichung seine Leistung um 25 % der Nennleistung.

Durch das Proportionalverhalten würde bei einem ausschließlichen Einsatz der PRL eine dauerhafte Regelabweichung bestehen bleiben. Daher wird die PRL von der SRL abgelöst, die ebenfalls automatisch aktiviert wird. Anders als die PRL wird sie jedoch nicht im gesamten Verbundnetz eingesetzt, sondern verursachergerecht in derjenigen Regelzone, in der es zu einer Abweichung gekommen ist. Dazu wird in jeder Regelzone ein Leistungs-Frequenz-Regler betrieben, der kontinuierlich die internen Abweichungen berechnet und diese Werte in Form eines Sollsignals an die an der Sekundärregelung teilnehmenden Kraftwerke übergibt. Die Aktivierung der TRL erfolgt nur bei länger andauernden Störungen und kann sowohl telefonisch als auch automatisch ablaufen. (Consentec 2014, S. 9f)

3.4.2 Spannungshaltung

Neben der Konstanz der Frequenz ist auch die Konstanz der Spannung ein wichtiges Qualitätsmerkmal des Stromnetzes. *„In einem großen Verbundnetz ist die Frequenz üblicherweise sehr stabil, da die auftretenden Wirkleistungsstöße relativ zur Gesamtleistung des Netzes i. d. R. klein sind.“* (Crastan; Westermann 2010, S. 155f) Die Spannung kann hingegen von Knotenpunkt zu Knotenpunkt, erhebliche Unterschiede aufweisen. Ziel eines Stromnetzes sollte es sein, dass an möglichst allen Knoten eine konstante Nennspannung herrscht. Dies ist jedoch nur bedingt möglich und so wird die Spannung in einem Bandbereich von $\pm 5 - 10\%$ um die gewünschte Sollspannung gehalten. Ist die Spannung zu hoch, kann es zu Beschädigungen an Betriebsmitteln kommen. Ist sie hingegen zu tief, kommt es zum Spannungskollaps, einer unkontrollierten Abnahme der Netzspannung. (Schwab 2015, S 714f / Crastan; Westermann 2012, 212f)

Um die Netzspannung in allen Netzknoten innerhalb der Grenzen zu halten, wird die Blindleistungs-Spannungsregelung eingesetzt. Sie erfolgt in den Kraftwerken und durch geeignete Maßnahmen im Stromnetz, wie Regeltransformatoren, Kompensationsanlagen, etc. Ziel der Blindleistungs-Spannungsregelung ist eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz im Netz. Blindleistung entsteht dabei in Wechselstromnetzen, wenn es zu einer Phasenverschiebung zwischen Strom und Spannung kommt. Im Gegensatz zur Wirkleistung, die als Nutzleistung in Bewegung, Licht, Wärme etc. umgesetzt werden kann, belastet die Blindleistung das gesamte Netz und die Netzinfrastruktur, ohne einen Beitrag zum Energietransport zu leisten.

Dennoch müssen Leitungen, Schalter und Transformatoren die zusätzliche Blindleistung berücksichtigen, da sie mit der Scheinleistung – der geometrischen Summe aus Wirk- und Blindleistung – belastet werden. Daher ist es nicht sinnvoll, Blindleistung zentral zu

erzeugen und anschließend zu verteilen. Vielmehr sollte die Erzeugung von Blindleistung in der Nähe der ihrer Verbraucher, d. h. regional verteilt, erfolgen. Synchrongeneratoren, wie sie häufig in Kraftwerken eingesetzt werden, eignen sich besonders für die Blindleistungs-Spannungsregelung, denn sie können entsprechend dem magnetischen Feld im Polrad sowohl Blindleistung in das Netz einspeisen (kapazitives Verhalten, übererregt) als auch Blindleistung aus dem Netz beziehen (induktives Verhalten, untererregt).

Ähnlich wie bei der Frequenzregelung wird auch bei der Spannungsregelung zwischen der Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung unterschieden. Unter der Primärregelung versteht sich hier die automatische Spannungsregelung durch schaltbare Transformatoren oder Spannungsregler. Die Sekundärregelung erfolgt hingegen wie bei der Frequenzhaltung durch Sollwertvorgaben und Schaltbefehle zentral von der Netzleistung aus. Die Tertiärregelung trägt zur Minimierung der Blindleistungsverluste mittels sogenannten Optimal-Power-Flow IT-Systemen bei. (Schwab 2015, S. 740f)

3.4.3 Versorgungswiederaufbau

Für gewöhnlich sind die Stromnetze durch das n-1 Sicherheitsprinzip geschützt. Dazu werden die Systeme doppelt ausgeführt und jeweils nur mit der halben Nennleistung betrieben. Bei dem Ausfall eines Systems übernimmt so das zweite System 100 % der Leistung, ohne überlastet zu werden. Trotzdem kann es zu einem Netzzusammenbruch kommen, z. B. durch Missachtung des n-1 Prinzips oder wenn die Regelung des Netzes gar nicht oder nicht schnell genug auf Störungen oder Veränderungen reagiert. (Schwab 2015, S. 930f) *„Als Netzzusammenbruch (engl.: black out) bezeichnet man einen großflächigen Versorgungsausfall, beispielsweise in einer Großstadt, Region oder weiten Teilen eines Landes. Beim bisher größten Netzzusammenbruch in Nordamerika waren 50 Millionen Einwohner für Stunden, teilweise auch Tage, ohne Strom.“* (Schwab 2015, S. 930f)

Kommt es dennoch zu einem blackout, so müssen in einem Stromnetz ausreichend schwarzstart- und inselbetriebsfähige Kraftwerke für den Netzwiederaufbau vorhanden sein. Unter der Schwarzstartfähigkeit wird dabei die Fähigkeit von Kraftwerken, unabhängig von einer bestehenden Stromversorgung anfahren zu können, verstanden. Inselbetriebsfähige Kraftwerke sind dagegen in der Lage, ein belastetes Teilnetz (Insel) über längere Zeit autonom zu versorgen. Inselnetze können nach einer Störung oder beim Netzwiederaufbau entstehen.

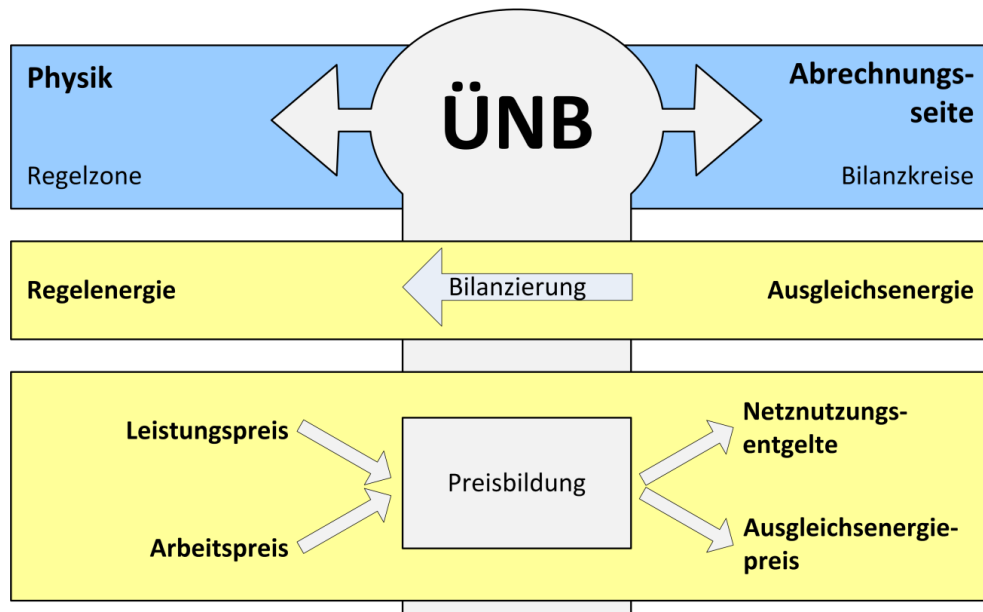
3.5 Aufgaben der Übertragungsnetzbetreiber

Bei den Stromnetzbetreibern wird, wie in Darstellung 7 abgebildet, zwischen den Verteil- und den Übertragungsnetzen unterschieden. Innerhalb dieser Stromnetze nehmen die ÜNB spezielle Aufgaben zum sicheren Betrieb des Netzes wahr. Dafür sind die Übertragungsnetze in unterschiedliche Zonen, die sogenannten Regelzonen, unterteilt. Für jede dieser Regelzonen ist jeweils ein ÜNB verantwortlich und muss dort die zuverlässige Funktion des Stromnetzes sicherstellen. Österreich bildet als Gesamtheit eine Regelzone, die von Austrian Power Grid (APG) betrieben wird. Deutschland hingegen ist in die vier Regelzonen Amprion, 50Hertz, TransnetBW und TenneT TSO aufgeteilt. (Horstmann; Cieslarczyk 2006, S. 103f) Die wichtigsten Aufgaben der ÜNB innerhalb der Regelzonen sind neben der Ausschreibung und Koordinierung der SDL die Bilanzierung von Stromtransaktionen und die Bereitstellung von Regelenergie. (Konstantin 2013, S. 464f)

3.5.1 Bilanzierung von Stromtransaktionen

„Die Homogenität der Ware Strom im Netz führt dazu, dass der physikalische Fluss einer bestimmten eingespeisten Strommenge nicht ohne weiteres nachverfolgbar ist. Somit wird auch ein direkter, bilateraler Verkaufsvorgang erschwert, da Warenlieferung bzw. Warenempfang nicht von den Handelspartnern kontrollierbar sind. Der gesamte Handel mit Strom wird deswegen über den ÜNB organisiert.“ (Graeber 2013, S. 11f)

Hierzu führt der ÜNB wie in Darstellung 11 abgebildet auf der Abrechnungsseite für jeden Marktteilnehmer seiner Regelzone Bilanzkreise (BK) ein. *„Ein Bilanzkreis ist ein Instrument, um Ein- und Ausspeisungen von Strom sowie Handelsgeschäfte einem Marktteilnehmer zuzuordnen. Einspeisungen können Erzeugungen in der Regelzone oder Importe aus anderen Regelzonen sein, Ausspeisungen Verbrauch in der Regelzone oder Exporte. Sämtliche Ein- und Ausspeisungen in einer Regelzone werden über Stromzähler durch die ÜNB oder die örtlichen Verteilnetzbetreiber (VNB) über Stromzähler gemessen. Die Messwerte aller größeren Messstellen umfassen dabei in der Regel die Summe der Ein- bzw. Ausspeisungen, zumindest in viertelstündlicher Auflösung. Diese viertelstündliche Auflösung stellt die zeitliche Grundstruktur des gesamten Strommarktes dar.“* (Graeber 2013, S. 11f) Dieses Vorgehen bedeutet, dass zwei Marktteilnehmer ihre Handelsgeschäfte dem ÜNB mitteilen müssen, damit das Geschäft zustande kommt. Dabei wird die verkaufte Menge Strom auf dem BK des Verkäufers als Ausspeisung und auf dem BK des Einkäufers als Einspeisung berücksichtigt.



Darstellung 11: Bilanzkreis und Regelenergie

Quelle: Eigene Ausarbeitung in Anlehnung an (Energieverbraucher 2004)

3.5.2 Bereitstellen von Regelenergie

Grundsätzlich müssen alle BK ausgeglichen bilanziert werden. Allerdings ist dies nur schwer möglich, sobald Kontrakte mit physikalischen Lieferungen gehandelt werden. Wird beispielsweise die Leistung eines Kraftwerks bilanziert, so kann es aufgrund eines ungeplanten Ausfalls oder durch Regelabweichungen von den Turbinenreglern zu Abweichungen kommen. Dies gilt auch, wenn Kunden beliefert werden, da ihr Verbrauch nicht vollständig vorhersehbar ist, oder wenn die Erzeugung von EE bilanziert wird. (Swider 2006, S. 7) Um dennoch den geforderte Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch zu gewährleisten, muss für die auftretenden Differenzen von den Bilanzkreisverantwortlichen (BKV), wie in Darstellung 11 gezeigt, die sogenannte Ausgleichsenergie in Anspruch genommen werden. (Horstmann; Cieslarczyk 2006, S. 111f) Diese Ausgleichsenergie wird von dem ÜNB in Form von Regelenergie (SRL) bereitgestellt.

„Damit jederzeit ausreichend positive oder negative Regelenergie zur Verfügung steht, müssen stets Kraftwerke einsatzbereit sein, welche die für die Bereitstellung von Regelenergie notwendige Flexibilität zur Verringerung oder Erhöhung der Erzeugung besitzen. Diese Kraftwerke werden als Regelenergiekraftwerke bezeichnet, die von ihnen vorgehaltene flexible Leistung als Regelleistung, die über die notwendige Flexibilität für die Bereitstellung von Regelenergie zur Verringerung oder Erhöhung der Erzeugung verfügen.“ (Graeber 2013, S. 13f) Da die Vorhaltung von Regelenergie für die

Kraftwerksbetreiber Einschränkungen in deren Kraftwerkseinsatzplanung bedeutet, erhalten sie hierfür den Leistungspreis. Sobald aufgrund einer Abweichung von Erzeugung und Verbrauch Regelenergie benötigt wird, erhält der Anlagenbetreiber zusätzlich zum Leistungspreis noch den Arbeitspreis für die gelieferte Energie. Da sowohl Leistungs- als auch Arbeitspreise Gebotspreise sind, unterliegen sie teilweise heftigen Marktschwankungen. Sie liegen aber üblicherweise über dem Preis für Strom an der Börse und sind somit für die Kraftwerksbetreiber interessant. Die für die Vorhaltung und die Lieferung von Regelenergie entstehenden Kosten werden auf die Netznutzungsentgelte und auf den Preis für Ausgleichsenergie umgelegt. Dabei zahlen die Endverbraucher über die Netznutzungsentgelte die Vorhaltung der Regelleistung, also den Leistungspreis, und die BKV tragen über den Ausgleichsenergiepreis die Kosten für den tatsächlichen Abruf von Regelenergie, also den Arbeitspreis. (Graeber 2013, S. 14f)

4. SWOT-Analyse

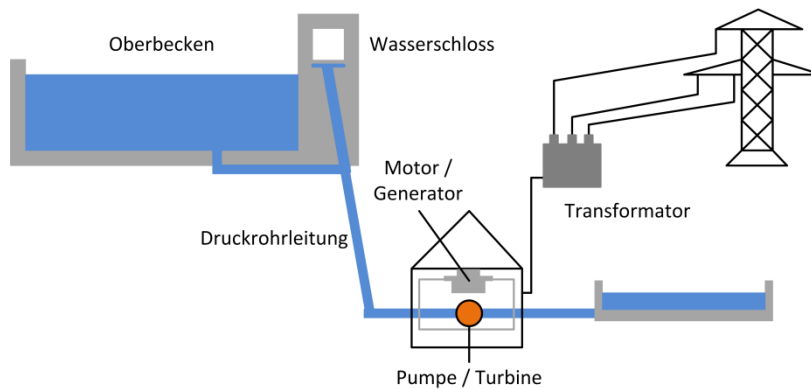
Wie in Kapitel 1.2 bereits erläutert beschäftigt sich die SWOT-Analyse mit der internen Analyse (Schwächen- und Stärkenanalyse) und der externen Analyse (Chancen- und Risikenanalyse). Bevor diese aber im Hinblick auf PSKW durchgeführt werden, soll zuvor auf die grundsätzliche Funktion dieser Kraftwerke und ihre Bedeutung innerhalb der Elektrizitätswirtschaft eingegangen werden.

4.1 Pumpspeicherkraftwerke

Die Idee der hydraulischen Energiespeicherung mittels Pumpen ist in der Schweiz und in Deutschland kurz vor der Wende ins 20. Jahrhundert aufgekommen. So entstand 1891 in Zürich an der Limmat ein erstes PSKW. Nach diesem eindrucksvollen Vorbild folgte in den nächsten Jahrzehnten weltweit eine ganze Reihe an PSKW. Aktuell sind in Deutschland und Österreich mehr als 50 PSKW mit einer Gesamtleistung von über 10 GW in Betrieb.

4.1.1 Funktionsweise von Pumpspeicherkraftwerken

PSKW bestehen wie in Darstellung 12 ersichtlich aus einem Ober- und einem Unterbecken. Diese beiden Becken sind über eine Druckrohrleitung miteinander verbunden. Sie wird durch das im Tal befindliche Krafthaus geführt, in dem sich der Maschinensatz, bestehend aus Generator, Turbine und Pumpe, befindet. Besteht Nachfrage nach Energie, so wird das PSKW im sogenannten Turbinenbetrieb betrieben. Im Turbinenbetrieb strömt das Wasser vom Oberbecken über die Druckrohrleitung zur Turbine im Krafthaus und weiter in das Unterbecken. Die Turbine treibt mit der Energie des Wassers einen Generator an, der elektrische Energie erzeugt. Diese Energie wird anschließend mit einem Transformator auf die entsprechende Netzspannung hochtransformiert und an das Stromnetz abgegeben. In Zeiten, in denen überschüssige Energie im Netz vorhanden ist, wechselt der Maschinensatz in den sogenannten Pumpbetrieb. Dann wird der Generator als Motor betrieben und über die Pumpe wird das Wasser vom Unterbecken zurück in das Oberbecken gepumpt. Das Wasserschloss dient zum Ausgleich von Druckschwankungen beim Anfahren bzw. Stillsetzen des Maschinensatzes, oder bei schnellen Lastwechseln.



Darstellung 12: Schema eines Pumpspeicherkraftwerkes

Quelle: Eigene Ausarbeitung in Anlehnung an (Sternier; Stadler 2014, S. 481)

Beim Aufbau von PSKW wird zwischen PSKW mit Pumperturbinen oder ternären PSKW unterschieden. Bei ternären PSKW sind die Turbine und die Pumpe voneinander getrennte Anlageteile, die bei Bedarf durch entsprechende hydraulische Kupplungsvorrichtungen miteinander gekuppelt werden. In PSKW mit Pumperturbinen werden spezielle Turbinen eingesetzt, welche in Abhängigkeit der Drehrichtung entweder als Turbine oder als Pumpe funktionieren.

In PSKW wird sehr häufig ein Synchrongenerator eingesetzt. Deshalb können sie in der Betriebsart Phasenschieber auch zur Spannungshaltung eingesetzt werden. Dabei ist der Generator am Netz und der hydraulische Weg ist abgeschlossen, es strömt also kein Wasser durch die Turbine. Durch die Veränderung des Erregerstromes vom Generator kann nun die Netzspannung am Einspeisungsknoten des Kraftwerkes innerhalb bestimmter Grenzen angehoben bzw. gesenkt werden. (Sternier; Stadler 2014, S. 479f) Zudem verfügen PSKW aufgrund ihres Aufbaus und der damit verbundenen Fähigkeiten häufig über die in Kapitel 3.4.3 beschriebenen Sonderbetriebsarten Schwarzstart oder Inselbetrieb.

4.1.2 Aufgaben von Pumpspeicherkraftwerken

Ursprünglich wurden Pumpspeicher für die Überführung von Schwachlastenergie, der günstigen Energie in Zeiten mit Energieüberschuss, in Spitzenenergie, d.h. die teure Energie in Zeiten mit Energiemangel, konzipiert – den sogenannten Wälzbetrieb. Doch in den letzten Jahren haben sich die Aufgaben und die Betriebsweise von PSKW deutlich verändert. Die folgende Auflistung benennt die Aufgaben und Einsatzgebiete, in denen PSKW in der heutigen Elektrizitätswirtschaft Verwendung finden:

- Ausgleich (tages-, wochen- oder jahresweise) zwischen Energieüberschuss und Energiebedarf im regionalen, überregionalen und internationalen Verbundnetz
- Frequenzhaltung
- Spannungshaltung
- Schnelles Abfangen von extremen Leistungsschwankungen (z. B. Tages- oder Wochenanfang, außergewöhnlicher Strombedarf bei extremen Witterungsbedingungen oder Sportveranstaltungen etc.)
- Überbrückung plötzlicher Kraftwerksausfälle im Verbundnetz
- Hilfestellung beim Zusammenschalten einzelner Inselnetze im europäischen Verbundnetz (EV) sowie beim Wiederaufbau eines Versorgungsnetzes nach einem Netzzusammenbruch (Schwarzstart)

(Giesecke; Heimerl; Mosonyi 2014, 709f)

4.2 Stärken von Pumpspeicherkraftwerken

Der erste Teil der internen Analyse beschäftigt sich mit den Stärken von PSKW. Dazu werden nachfolgend Faktoren oder Merkmale gesucht, die im Wettbewerb mit anderen Technologien einen Vorteil bedeuten.

4.2.1 Hohe Flexibilität

Eine der größten und wichtigsten Stärken von PSKW ist ihre hohe Flexibilität. In der Energiewirtschaft wird mit Flexibilität der Grad der Erfüllung unterschiedlicher Flexibilitätsanforderungen bezeichnet. Diese Anforderungen wären z. B.

- hohe Leistungsgradienten bei Leistungserhöhung und Leistungsminderung,
- geringe Mindestlast,
- häufiges Anfahren und Stillsetzen und
- hohe Wirkungsgrade im Teillastbereich.

(VDE 2012, S. 37)

Mit dem Begriff des Leistungsgradienten wird in der Kraftwerkstechnik die Leistungsänderungsrate oder auch Leistungsänderungsgeschwindigkeit bezeichnet. Sie besagt, mit welcher Geschwindigkeit und in welchem Leistungsbereich eine Technologie der aktuellen Last folgen kann, und wird üblicherweise in Prozent der Nennleistung pro Minute angegeben. Häufig wird der Leistungsbereich durch die Mindestlast – eine Last, die ein Kraftwerk aufgrund technischer Gründe nicht unterschreiten darf – eingeschränkt.

Sie bestimmt die Mindestleistung eines Kraftwerkes am Netz. Darstellung 13 zeigt übliche Leistungsgradienten mit dem zulässigen Leistungsbereich und der Mindestlast der gängigsten, derzeit im Einsatz befindlichen Kraftwerkstypen und der PSKW.

	Steinkohle- kraftwerke	Braunkohle- kraftwerke	Gasturbinen- kraftwerke	Kern- kraftwerke	Pumpspeicher- kraftwerke
Leistungsgradient %PN/min	4	2,5	12	5	200
Leistungsbereich %PN	40-90	50-90	40-90	50-100	0-100
Mindestlast %PN	25	50	40	25	0

Darstellung 13: Leistungsgradienten und Mindestlast unterschiedlicher Kraftwerkstypen

Quelle: Eigene Ausarbeitung mit Daten von (efzn 2013, S. 88)

Neben den Leistungsgradienten und der Mindestlast zeichnen sich flexible Kraftwerke auch durch ein häufiges Anfahren und Stillsetzen aus. Besonders Dampfkraftwerke haben hier aufgrund ihrer Trägheit das Nachsehen. Auch Gasturbinenkraftwerke sind hierzu nur bedingt geeignet, da es durch die thermischen Ausdehnungen bei häufigem Anfahren und Stillsetzen zu stark erhöhten Belastungen für die eingesetzten Materialien und somit zu einer Reduktion der Lebensdauer kommt. Wasserkraftwerke wie Laufwasserkraftwerke und Speicher- bzw. PSKW sind hingegen grundsätzlich für ein häufiges Anfahren und Stillsetzen sehr gut geeignet. Ein derartiger Betrieb führt zwar auch bei ihnen zu höheren Abnutzungen, jedoch sind diese deutlich geringer als bei den Gasturbinenkraftwerken.

Trotz der grundsätzlichen Eignung werden Laufwasserkraftwerke für gewöhnlich nicht häufig angefahren bzw. stillgesetzt. Grund dafür ist die häufig nur geringe zulässige Pegeldifferenz des Flusses im Oberlauf. Somit müssten Laufwasserkraftwerke bei einem Stillstand das Wasser ungenutzt abfließen lassen. In Darstellung 14 sind übliche Werte für Anfahrzeiten der unterschiedlichen Kraftwerkstypen angegeben. Bei den thermischen Kraftwerken wird entsprechend der Stillstandzeit (t_s) zwischen einem heißen, warmen oder kalten Start unterschieden. Es ist klar ersichtlich, dass PSKW derzeit die mit Abstand schnellsten Kraftwerke darstellen.

	Steinkohle- kraftwerke	Braunkohle- kraftwerke	Gasturbinen- kraftwerke	Kern- kraftwerke	Pumpspeicher- kraftwerke
heißer Start ($t_s < 8$ h)	1 h	2 h	20 min	3 h	45 s
warmer Start (8 h $< t_s < 50$ h)	4 h	5 h	20 min	8 h	45 s
kalter Start ($t_s > 50$ h)	6 h	9 h	20 min	50 h	45 s

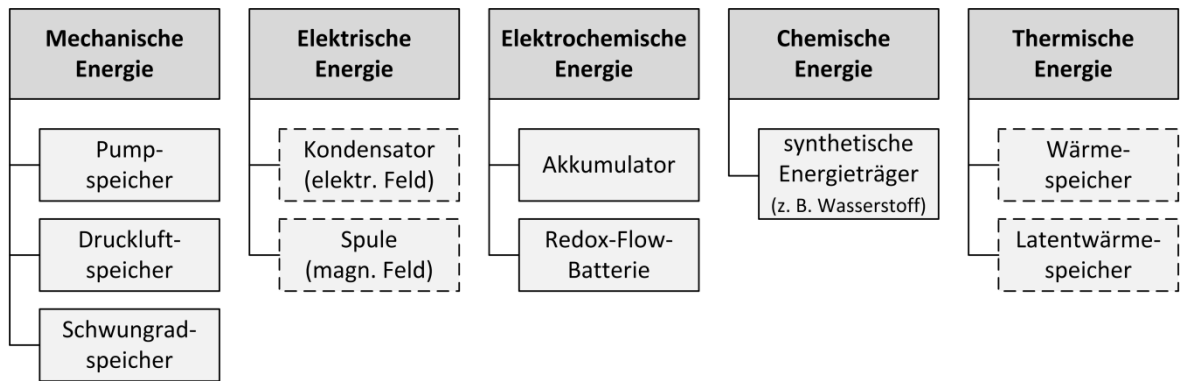
Darstellung 14: Anfahrzeiten unterschiedlicher Kraftwerkstypen

Quelle: Eigene Ausarbeitung mit Daten von (efzn 2013, S. 22)

Ein weiteres wichtiges Merkmal für die Flexibilität eines Kraftwerkes ist der Wirkungsgrad im Teillastbereich, dem Betrieb des Kraftwerkes unterhalb der Nennleistung. Grundsätzlich sollten Kraftwerke aus Effizienzgründen und aufgrund einer geringeren Abnutzung im idealen Arbeitspunkt, der sich üblicherweise in der Nähe der Nennleistung befindet, betrieben werden. Dieser Arbeitspunkt deckt sich jedoch nicht immer mit dem aktuellen Bedarf. Deshalb ist es relevant, dass Kraftwerke auch bei einer geringen Erzeugung einen möglichst hohen Wirkungsgrad aufweisen. Für diese sogenannten Teillastwirkungsgrade lassen sich nur sehr schwer Kennwerte für die unterschiedlichen Technologien angeben, da diese massiv vom Aufbau des jeweiligen Maschinensatzes abhängig sind. Grundsätzlich kann aber gesagt werden, dass Wasserkraftwerke, zu denen auch die PSKW gehören, bessere Teillastwirkungsgrade als thermische Kraftwerke aufweisen. In den letzten Jahren war aufgrund der Veränderungen in der Elektrizitätswirtschaft zu beobachten, dass immer häufiger thermische Kraftwerke im Teillastbetrieb betrieben worden sind. Deshalb wurden für diese Kraftwerke auch diverse Konzepte zur Erhöhung des Wirkungsgrades im Teillastbetrieb veröffentlicht.

4.2.2 Erprobte Technologie

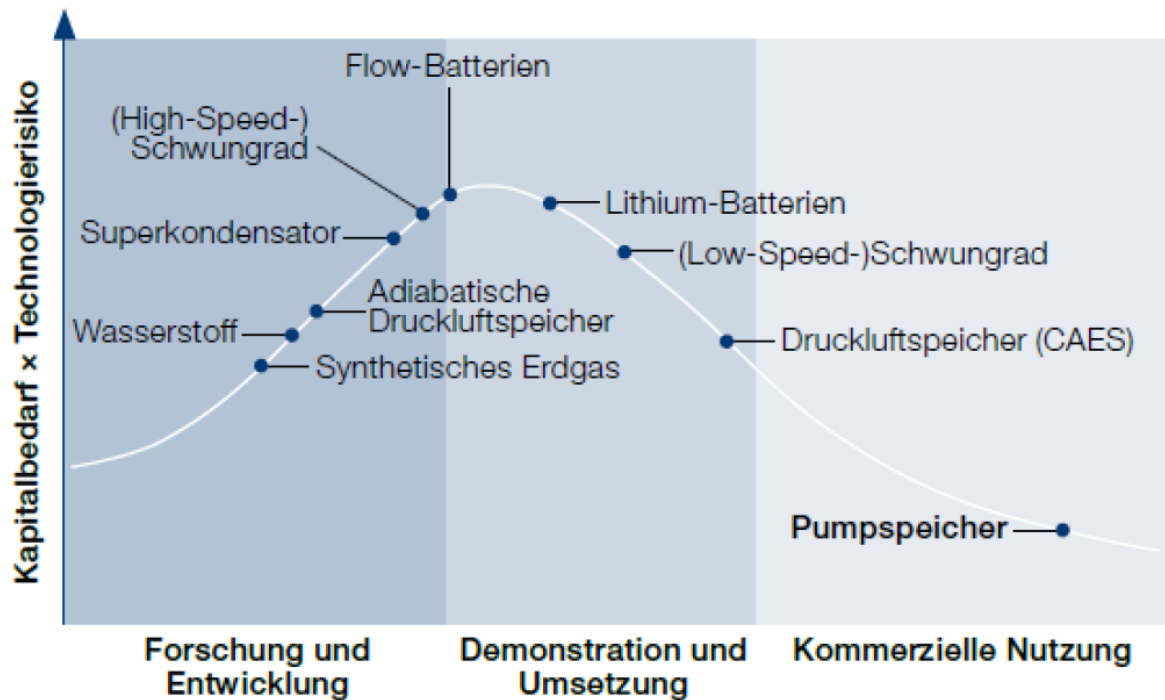
Eine weitere wichtige Stärke von PSKW ist ihre langjährige Erprobung. Sie werden bereits seit mehr als 100 Jahren zur Speicherung elektrischer Energie eingesetzt. Doch neben der Pumpspeicherung gibt es noch weitere Speichertechnologien. Darstellung 15 zeigt dazu eine systematische Gliederung der elektrischen Energiespeicher. Grundsätzlich kann die elektrische Energie in Form von mechanischer, elektrischer, elektrochemischer, chemischer und thermischer Energie gespeichert werden. Werden jedoch die geringe Leistung von Kondensatoren und Spulen berücksichtigt und die nur bedingt mögliche Rückverstromung von thermischen Speichern, kann gesagt werden, dass für die Energieversorgung vorwiegend die mechanischen, die elektrochemischen und die chemischen Energiespeicher relevant sind.



Darstellung 15: Systematische Gliederung der elektrischen Energiespeicher

Quelle: Eigene Ausarbeitung in Anlehnung an (Sternner; Stadler 2014, S. 31f)

Soll eine Technologie kommerziell eingesetzt werden, so ist die technologische Reife bzw. der technologische Reifegrad ein wichtiges Kriterium. Die technologische Reife gibt an, wie weit eine Technologie bereits entwickelt wurde. Es gibt unterschiedliche Verfahren, nach denen die Beurteilung der Reife erfolgen kann. Eine häufige Variante ist die Unterscheidung der drei Stadien der Forschung und Entwicklung, der Demonstration und Umsetzung und der kommerzielle Nutzung. In Darstellung 16 ist die aktuelle technologische Reife von unterschiedlichen, für die Speicherung von elektrischer Energie relevanten Technologien abgebildet. Dabei ist ersichtlich, dass sich derzeit lediglich die Pumpspeicherung im Stadium der kommerziellen Nutzung befindet. Daraus resultiert auch, dass derzeit 99 % der weltweiten Speicherkapazität durch die Pumpspeicherung bereitgestellt werden. (Krüger 2015)



Darstellung 16: Aktueller Reifegrad der unterschiedlichen Speichertechnologien
 Quelle: (Krüger 2015)

4.2.3 Leistungsfähiger Speicher

Neben der technologischen Reife sind auch weitere Merkmale bedeutende Kriterien für den Einsatz als Energiespeicher, z. B. Leistung, Speichereinheit, Wirkungsgrad, Selbstentladungsrate, Lebensdauer, mögliche Speicherzyklen, etc. Darstellung 17 zeigt eine Aufstellung der kennzeichnenden Merkmale der unterschiedlichen Speichertechnologien. Hier ist eine weitere Stärke der Pumpspeicherung zu erkennen, denn bezogen auf die Leistung, die Lebensdauer, den Wirkungsgrad und die vernachlässigbar kleine Selbstentladung gehören PSKW innerhalb der Speicher zu den Spitzentechnologien. Für den Speichereinheit eines PSKW ist es schwer, eine Größenordnung anzugeben, da dieser von der Größe des Oberbeckens und dem Höhenunterschied zum Kraftwerk abhängig ist und dementsprechend stark schwanken kann. Hinzu kommt, dass PSKW in der Vergangenheit für unterschiedliche Aufgaben errichtet worden sind. Die in der Tabelle angegebene Größenordnung bezieht sich auf große, leistungsfähige Jahresspeicher in den Alpen.

	PSW	CAES	SRS	AKKU	RF	PtGtP
Leistung in MW	10 ³	10 ³	< 10 ²	< 10 ²	< 10 ³	10 ³
Speicherinhalt in MWh	10 ⁵	10 ³	< 10 ⁰	10 ¹	10 ²	10 ⁴
Wirkungsgrad in %	80	80	80-95	80-95	75-80	30-40
Selbstentladungsrate in %/h	0	0	3-20	0	0	0
Lebensdauer in Jahren	40-50	40-50	20	6-30	15-25	10-30
Lebensdauer in Zyklen	10 ⁴	10 ⁴	10 ⁶	10 ³	10 ⁵	-

PSKW Pumpspeicherkraftwerke

CAES Druckluftspeicherkraftwerke

SRS Schwungradspeicher

AKKU

Batteriespeicher

RF Redox-Flow-Batteriespeicher

PtGtP chemischer Speicher mit Rückverstromung

Darstellung 17: Merkmale von Speichern

Quelle: Eigene Ausarbeitung mit Daten von (Sternier; Stadler 2014, S. 600f)

4.2.4 Anbieter von Systemdienstleistungen

Eine zunehmend an Bedeutung gewinnende Stärke von Pumpspeicherkraftwerken ist die Fähigkeit alle relevanten SDL anbieten zu können. Wie in Kapitel 3.4, Systemdienstleistungen, erläutert, werden SDL für den sicheren Betrieb der elektrischen Energieversorgung benötigt. PSKW sind als eine von wenigen Technologien aufgrund ihrer hohen Flexibilität und dem Aufbau in der Lage alle relevanten Systemdienstleistungen wie die Frequenzhaltung, die Spannungshaltung und der Versorgungswiederaufbau anzubieten. Deshalb werden PSKW bereits seit Jahrzehnten hierfür eingesetzt.

4.3 Schwächen von Pumpspeicherkraftwerken

Neben den Stärken einer Technologie ist es auch wichtig, ihre Schwächen zu kennen. Im Gegensatz zu der Stärkenanalyse wird in der Schwächenanalyse nach Faktoren und Merkmalen gesucht, die im Wettbewerb mit anderen Technologien ein Nachteil sind.

4.3.1 Kosten und Kostenstruktur

Ein großes Problem bei PSKW sind die Kosten für die Errichtung, die Instandhaltung und den Betrieb. PSKW weisen mit 40-50 Jahren und mehr die höchste Lebensdauer unter den Speichertechnologien auf. Dementsprechend lange sind auch die Amortisationszeiten angesetzt. Diese führen zu großen Problemen bei Investitionen in Neubauten und bei Entscheidungen für umfangreiche Instandhaltungsmaßnahmen. Denn entscheidend für

die Wirtschaftlichkeit von einem PSKW ist v. a. die Entwicklung des Energiepreises, im Speziellen die Preisdifferenz zwischen den Hoch- und den Niederpreiszeiten, die sich relativ rasch ändern können. Daher sind Investitionen in PSKW immer mit einer gewissen Unsicherheit bezüglich der Strompreisentwicklung behaftet.

Hinzu kommen noch die aktuellen Kostenentwicklungen bei der Errichtung von Speichern. Während die Investitionskosten bei anderen Speichertechnologien, z. B. Batteriespeichern, aufgrund ihrer noch geringen technologischen Reife und den massiven Ausgaben für Forschung und Entwicklung nur gering steigen oder teilweise sogar fallen, nehmen die notwendigen Investitionskosten für den Bau und Instandhaltung von PSKW Jahr für Jahr zu. Dies ist darauf zurückzuführen, dass es neben dem Anstieg der Material- und Personalkosten immer häufiger zu Mehrkosten aufgrund von ökologischen Vorgaben, Protesten von unterschiedlichen Meinungsgruppen oder Sicherheitsbedenken bzw. höheren Sicherheitsstandards kommt. Erschwerend wirkt auch die Entwicklung bei den Betriebskosten, denn aufgrund der Größe und der Weiläufigkeit der Anlagen im Vergleich zu anderen Technologien ist ein höherer Wartungsaufwand und somit mehr Personal notwendig. Aus diesem Grund, und auch wegen der Lage der PSKW in den Ländern mit traditionell hohen Personalkosten wie der Schweiz, Deutschland und Österreich, wirkt sich der Anstieg der Personalkosten auf PSKW im Vergleich zu anderen Technologien stärker aus.

Ein weiteres Kostenproblem bei Pumpspeichern liegt in der Akzeptanz durch die Bevölkerung und dem notwendigen Raum für die Errichtung der Speicher. Immer häufiger führen der Bau, weitläufige Instandhaltungsmaßnahmen oder Vorgehen zur Leistungserhöhung zu massivem Widerstand in der Bevölkerung. Dieser Widerstand beruht zum einen auf den für den Bau der Becken, Druckrohrleitungen, Krafthäuser, etc. notwendigen Eingriffe in die Natur, zum anderen aber auch auf Gesundheits- und Sicherheitsbedenken. Um diesen gerecht zu werden, häufen sich die Sicherheitsanforderungen, die es zu erfüllen gibt, und Krafthäuser werden aufgrund des geringen verfügbaren Raumes in schmalen Seitentälern, wo PSKW oft anzufinden sind, immer häufiger in das Berginnere hinein gebaut. Der Bau dieser Kavernen und die Erfüllung der Sicherheitsanforderungen führen wiederum zu deutlich höheren Kosten.

4.3.2 Geringe Energiedichte

Die Anforderungen an Energiespeicher sind heutzutage sehr vielfältig. So nimmt, neben einem sicheren Betrieb, der Lebensdauer, der Umweltverträglichkeit, der Wirtschaftlichkeit etc. auch die Bedeutung der Energiedichte mit steigendem Bedarf an Speichern zu. Denn

der verfügbare Platz und die Akzeptanz der Bevölkerung für Anlagen jeglicher Form nehmen von Jahr zu Jahr ab. Wird die Energiedichte der unterschiedlichen Speichertechnologien verglichen, so offenbart sich eine der größten Schwächen der Pumpspeicherung. Im Vergleich zu den mechanischen Speichern, z. B. den PSKW, weisen elektrochemische Speicher wie Lithium-Ionen-Batterien die mehr als 100-fache und chemische Speicher wie Speicherung in Form von Wasserstoff die mehr als 1.000-fache Energiedichte auf. Daher wird zur Speicherung von größeren Energiemengen über einen längeren Zeitraum kein Weg an den elektrochemischen und chemischen Speichern vorbeiführen. Darstellung 18 zeigt dazu die Energiedichten von gängigen Speichern.

	Technologie	Energiedichte in kWh/m ³
Mechanische Speicher	Potenzielle Energie (z. B. Pumpspeicherkraftwerk mit einem Höhenunterschied von 360 m)	1
	Kinetische Energie (z.B. Schwungrad)	10
Elektrochemische Speicher	Blei-Säure-Batterie	100
	Lithium-Ionen-Batterie	500
Chemische Speicher	flüssiger Wasserstoff	2.400
	Benzin	8.500

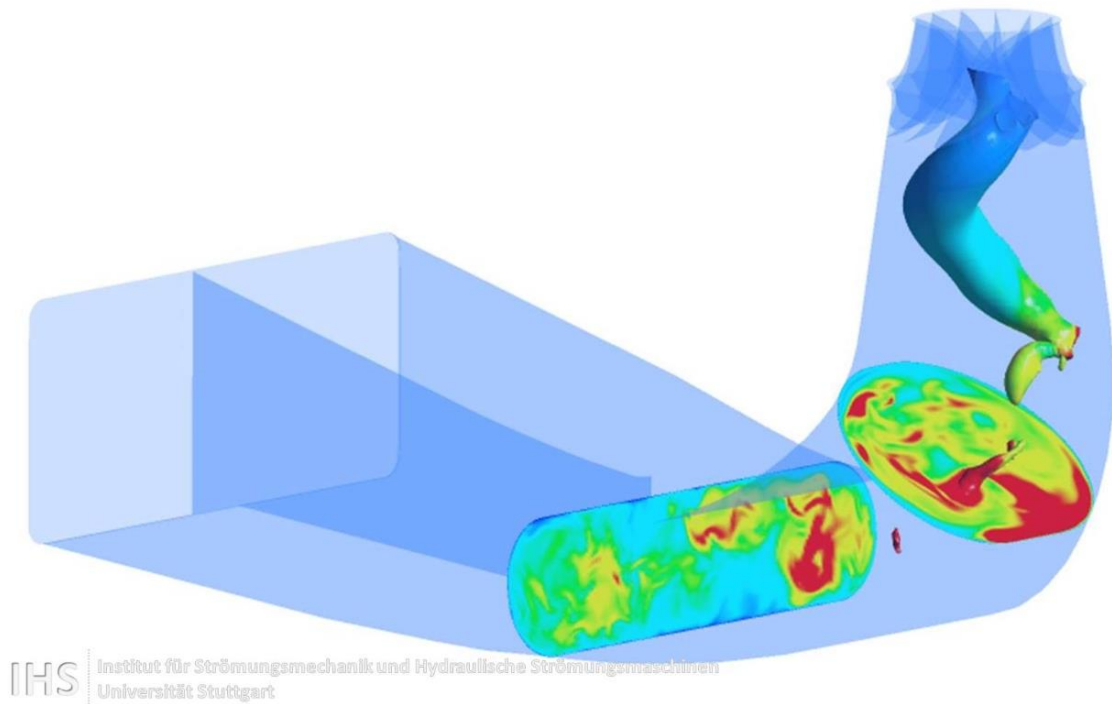
Darstellung 18: Vergleich Energiedichten unterschiedlicher Speicher

Quelle: Eigene Ausarbeitung in Anlehnung an (u. a. Fuchs; Lunz; Leuthold 2012, S. 10)

4.3.3 Teilweise hohe Mindestlast

PSKW werden in Abhängigkeit der Fallhöhe mit Francis- oder Pelton-turbinen ausgestattet. Die Francisturbine ist für mittlere Fallhöhen bis ca. 600 m geeignet und in PSKW der meistverwendete Turbinentyp, da sie in Abhängigkeit der Drehrichtung sowohl als Turbine, als auch als Pumpe, verwendet werden kann und keine zusätzliche Pumpe mit Kuppelvorrichtung benötigt wird. Das Problem von Maschinensätzen mit Francisturbinen ist jedoch ihre teilweise hohe Mindestlast. Die Francisturbine gehört zu den Strömungsturbinen, sie wird also vom Wasser durchströmt und nicht wie die Pelton-turbine von einem Wasserstrahl angetrieben. Beim Betrieb einer Francisturbine bildet sich unterhalb des Laufrades wie in Darstellung 19 abgebildet, ein schraubenförmiger Wirbelzopf. Dieser beginnt an der Nabe des Laufrades, wo Drall und Durchfluss sehr gering sind und bereitet sich unterhalb der Turbine aus. Er ist für einen bestimmten Betriebspunkt, in der Regel bei Nennlast, stabil. Ein Betrieb des Maschinensatzes

unterhalb der Nennlast kann jedoch dazu führen, dass dieser stabile Wirbelzopf zu pulsieren beginnt. Dabei schlägt der Wirbelzopf gegen das Laufrad und das Laufradgehäuse, was zu Schwingungen und Druckspitzen im hydraulischen System führt. Daher beträgt die Mindestlast von PSKW mit Francisturbinen häufig nicht die meist in der Literatur angeführten 0 %, sondern oft 40 % und mehr.



Darstellung 19: Beispiel eines Wirbelzopfes

Quelle: (Universität Stuttgart o. J.)

4.3.4 Standortproblematik

Die Standortproblematik ist eine weitere Schwäche der Pumpspeicherung. Während andere Speichertechnologien, z. B. die Batteriespeicher, beinahe standortunabhängig sind, müssen für den Bau von einem PSKW bestimmte Anforderungen erfüllt werden. Die wichtigsten von ihnen sind im Folgenden aufgelistet:

- ausreichend Wasser verfügbar
- Bau eines ausreichend großen Oberbeckens möglich
- Bau eines ausreichend großen Unterbeckens möglich
- Bau eines Krafthauses möglich
- möglichst große Fallhöhe zwischen Ober- und Unterbecken
- geringe horizontale Entfernung zwischen den Becken
- Energieabtransport möglich

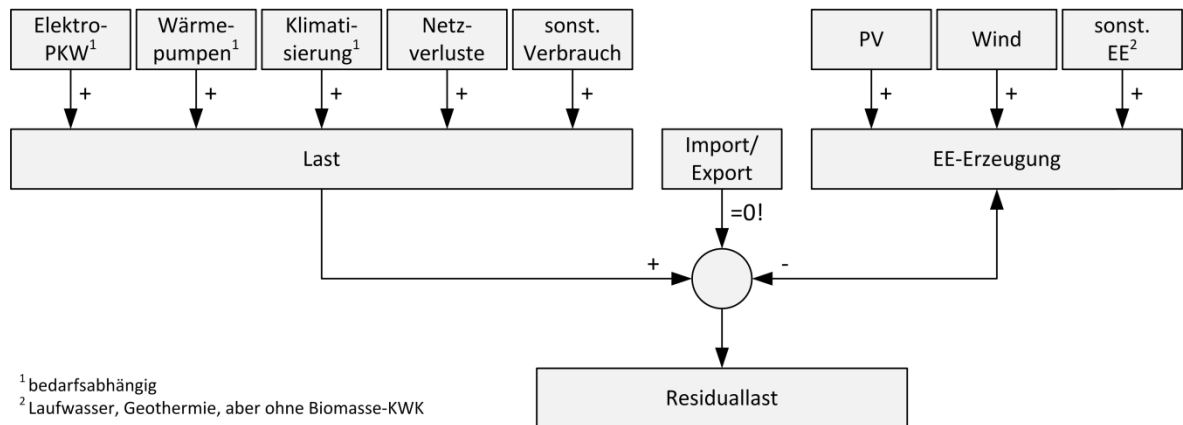
Für die Standortproblematik ausschlaggebend ist v. a. die notwendige große Fallhöhe bei gleichzeitiger geringer horizontaler Entfernung zwischen den Becken. Die große Fallhöhe ist unabdingbar, um große Leistungen bei einem verhältnismäßig geringen Durchfluss zu erzielen. Die geringe horizontale Entfernung hingegen ist relevant für die Länge der Druckrohrleitung. Eine kurze Druckrohrleitung verursacht deutlich geringere Kosten bei gleichzeitig geringeren Reibungsverlusten. Diese beiden Anforderungen führen dazu, dass PSKW vorwiegend in den Alpen gebaut werden.

4.4 Chancen für Pumpspeicherkraftwerke

Während sich die interne Analyse, bestehend aus Stärken- und Schwächenanalyse, mit der Technologie selbst beschäftigt, betrachtet die externe Analyse die Chancen und Risiken, die der Markt mit sich bringt. Dazu wird nun in der Chancenanalyse nach Faktoren und Entwicklungen im Markt gesucht, die für das Unternehmen ein Vorteil sein oder aus denen Potenziale wachsen können.

4.4.1 Höherer Bedarf an flexiblen Kraftwerken

Um die Differenz zwischen Erzeugung und Verbrauch auszugleichen, sind flexible, also regelfähige Kraftwerke notwendig. Die von diesen Kraftwerken auszugleichende Last wird als Residuallast bezeichnet und ermittelt sich wie in Darstellung 20 gezeigt aus der aktuellen Last abzüglich der dargebotsabhängigen Erzeugung aus EE und der Differenz aus Import und Export. Die Residuallast kann sowohl positiv als auch negativ sein. Im Falle einer positiven Residuallast reicht die aktuelle Erzeugung aus EE nicht aus, um die Last abzudecken – die flexiblen Kraftwerke müssen zusätzliche Energie erzeugen. Bei einer negativen Residuallast ist die Erzeugung durch die EE höher als die aktuelle Last, sodass andere Flexibilitätsmaßnahmen, wie der Einsatz von Speichern oder das Abregeln von EE, verwendet werden müssen.

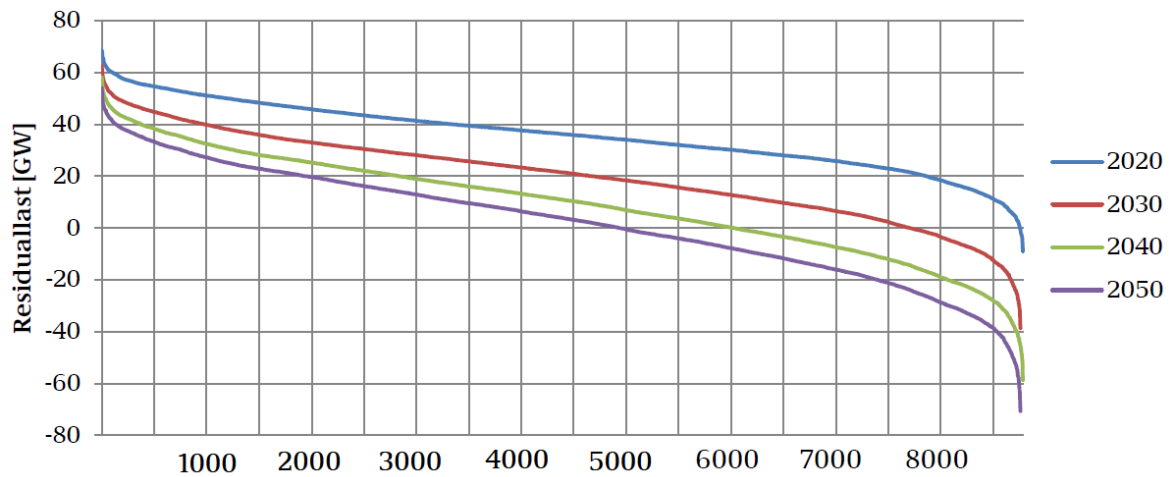


Darstellung 20: Ermittlung der Residuallast

Quelle: Eigene Ausarbeitung in Anlehnung an (VDE 2012b, S. 22)

Der Anstieg des Bedarfs an flexiblen Kraftwerken lässt sich auf den in den Darstellungen 5 und 6 vorgestellten, massiven Ausbau der EE in Deutschland und Österreich zurückführen, angeführt von den Wind- und Photovoltaikanalgen. Diese Anlagen haben die Eigenschaft, dass ihre Erzeugung volatil, also schwankend und nur schwer vorhersehbar, ist. Hinzu kommt noch der gesetzlich geregelte Einspeisevorrang gegenüber nicht-EE. Dies führt dazu, dass ihre Erzeugung direkten Einfluss auf die Residuallast hat.

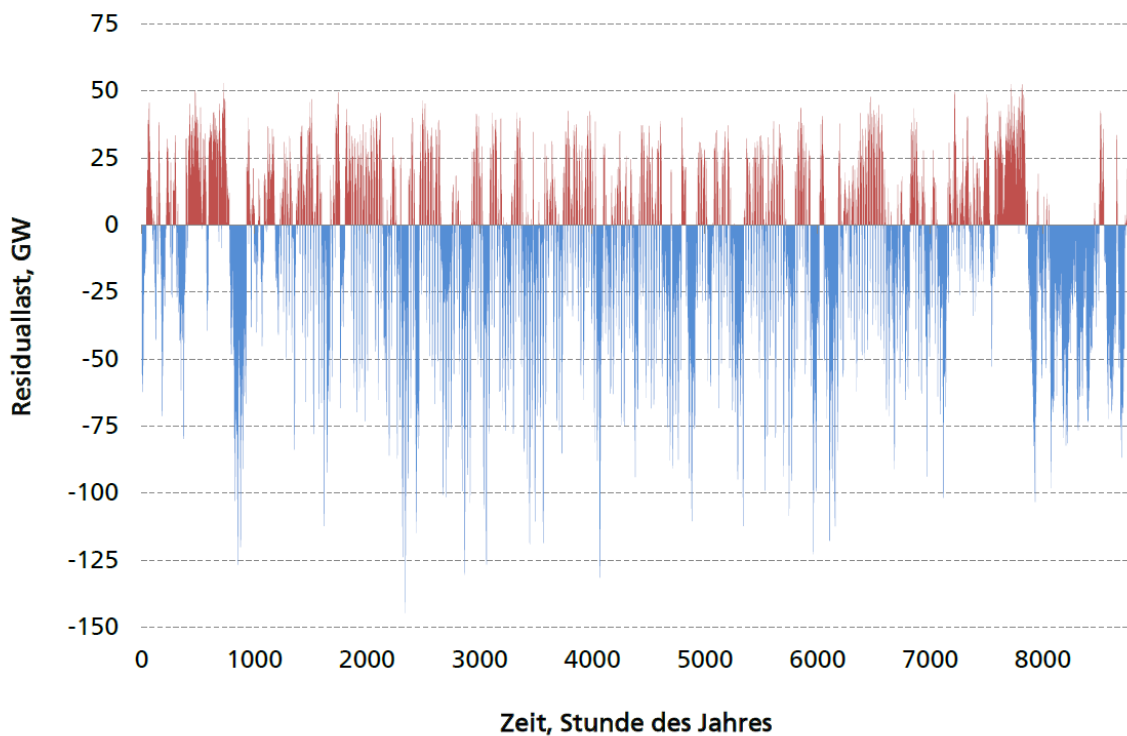
Die Deutsche Energie-Agentur GmbH hat in ihrer Studie ‚Integration Erneuerbarer Energien‘ aus dem Jahr 2012 (dena 2012) den möglichen Residuallastverlauf bei dem geplanten Ausbau der EE in Deutschland für die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050 untersucht. Darstellung 21 veranschaulicht die Veränderungen in Form einer geordneten Jahresdauerlinie. Insgesamt wird deutlich, dass die Zeiten mit positiver Residuallast deutlich zurückgehen und zugleich die Zeiten mit einer negativen Residuallast erkennbar zunehmen. Die Anzahl der Stunden mit negativer Residuallast könnte im Jahr 2050 auf bereits über 3.800 und somit auf über 40 % des Jahres ansteigen.



Darstellung 21: Geordnete Dauerlinie der Residuallast

Quelle: (dena 2012, S. 112)

Neben dem deutlichen Zuwachs an Zeiten mit negativer Residuallast sind auch häufigere Lastwechsel zwischen positiver und negativer Residuallast zu erwarten bzw. bereits heute schon zu erkennen. Das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesystem ISE ist in der Studie ‚Energiesystem Deutschland 2050‘ (Fraunhofer ISE 2013) zu ähnlichen Ergebnissen gekommen. In Darstellung 22 ist ein möglicher Residuallastverlauf im Jahre 2050 zu sehen. Es ist gut zu erkennen, dass es zu häufigen Laständerungen, also zu Wechseln zwischen positiver und negativer Residuallast, kommt. Zudem kann es laut den Berechnungen des Fraunhofer-Instituts zu sehr hohen Spitzen mit bis zu 60,8 GW positiver und -144,8 MW negativer Residuallast kommen, die es für das System zu beherrschen gilt.



Darstellung 22: Residuallastverlauf 2050

Quelle: (Fraunhofer ISE 2013, S. 28)

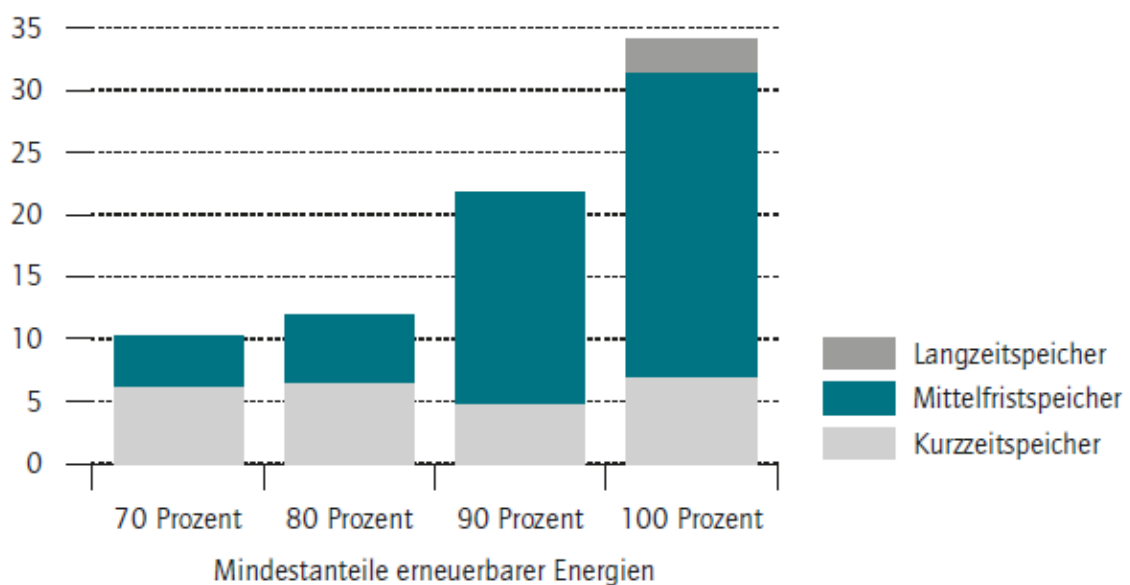
Auch wenn die beiden genannten Studien auf Modellen mit Annahmen aufgebaut sind, verdeutlichen sie die Entwicklungen in der Elektrizitätswirtschaft. Demnach wird es für eine sinnvolle Integration der EE zwingend erforderlich sein, eine ausreichende Flexibilität zum Ausgleich der Schwankungen von Wind und Photovoltaik zur Verfügung zu stellen.

4.4.2 Ausgleich der Residuallast durch Speicher

Der Ausgleich der Residuallast erfolgt grundsätzlich durch flexible Kraftwerke im sogenannten Lastfolgebetrieb. Diese Kraftwerke sind jedoch nur in der Lage, die positive Residuallast durch Erhöhen bzw. Verringern ihrer Leistung auszugleichen. Ist die Residuallast negativ, so muss entweder die Erzeugung aus EE abgeregelt oder die überschüssige Energie für Zeiten mit einer Unterdeckung durch die EE gespeichert werden. Ein Abregeln der aus EE erzeugten Energie sollte im Sinne einer nachhaltigen Energieversorgung nur in Extremfällen erfolgen. Daher werden für die sinnvolle Integration der EE in das Stromnetz zusätzliche Speicher benötigt.

Bei der Höhe des zukünftigen Stromspeicherbedarfs finden sich in verschiedenen Studien teilweise starke voneinander abweichende Erkenntnisse. Diese lassen sich darauf zurückführen, dass für die Bestimmung des Stromspeicherbedarfs eine Vielzahl unterschiedlicher Faktoren, wie die Zusammenstellung des zukünftigen Kraftwerksparks,

die Verfügbarkeit der Flexibilitätsoptionen, Speicherkosten etc., berücksichtigt werden müssen. In der Studie ‚Stromspeicher: Eine wichtige Option für die Energiewende‘ (Schill; Diekmann; Zerrahn 2015) wurde versucht, die möglichen notwendigen Stromspeicherkapazitäten und die Zusammensetzung der Speicher in kurz-, mittel- und langfristige Speicher für unterschiedliche Anteile an EE im Stromnetz zu ermitteln. Das in Darstellung 23 abgebildete Ergebnis dieser Studie zeigt, dass der Bedarf an Stromspeichern beim Einsatz weiterer Flexibilitätsmaßnahmen bis zu einem Anteil von ca. 70 % an EE bereits heute durch die in Deutschland und Österreich verfügbaren 10 GW an Pumpspeichern gedeckt wird. Dieser Anteil von 70 % entspricht nach aktuellen Klimazielen in etwa dem Jahr 2035. Ein zusätzlicher Anstieg auf 90 % oder gar 100 % EE, wie er bis 2050 vorgesehen ist, würde einen starken Anstieg der mittelfristigen und zusätzliche langfristige Speicher bedeuten.



Darstellung 23: Entwicklung des Speicherbedarfs bei zunehmendem Anteil an EE

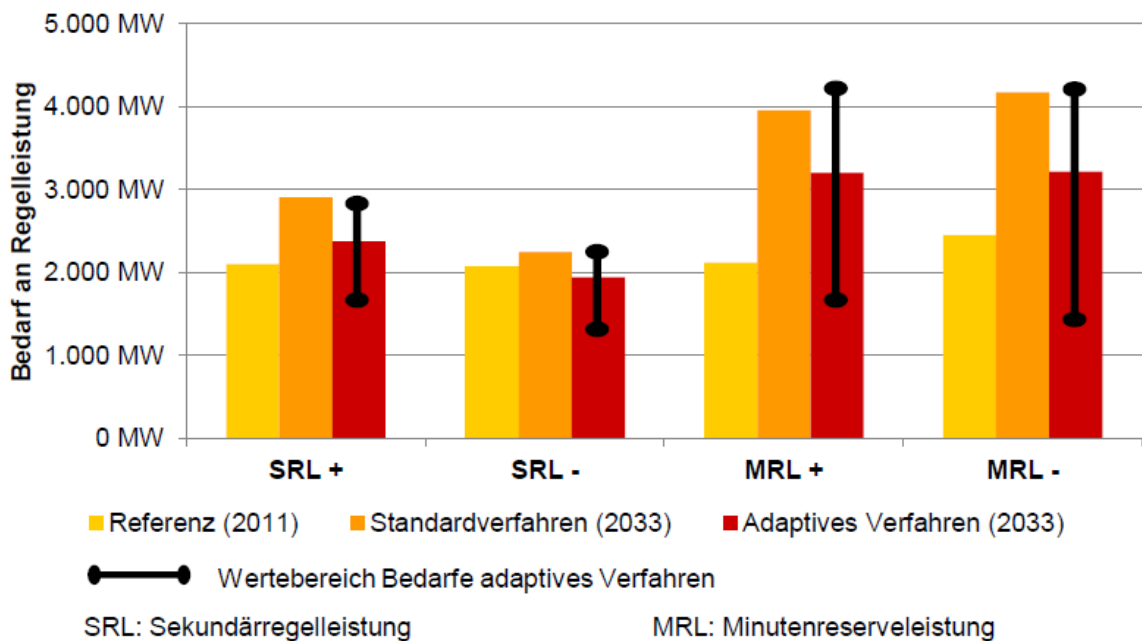
Quelle: (Schill; Diekmann; Zerrahn 2015, S. 202)

4.4.3 Steigender Bedarf an Regelenergie

Neben der Residuallast und dem Speicherbedarf haben die aktuellen Entwicklungen auf dem Strommarkt auch Einfluss auf den Bedarf an Regelenergie. Wie in Kapitel 3.5.2 beschrieben ist der ÜNB dazu verpflichtet, ausreichend Regelenergie für den Ausgleich der Bilanzkreisabweichungen zur Verfügung zu stellen. Dieser Ausgleich erfolgt in der Regel über die SRL und TRL.

Der zunehmende Anteil von EE an der Stromerzeugung wirkt sich aufgrund der Volatilität und der Prognosefehler immer deutlicher auf den Bedarf an Regelleistung aus. In der

dena-Studie ‚Systemdienstleistungen 2030‘ (dena 2014) wurde die Entwicklung des Regelleistungsbedarfs bis 2033 anhand zweier unterschiedlicher Verfahren ermittelt. Beim Standardverfahren wird dieser Bedarf quartalsweise bestimmt, beim adaptiven Verfahren wird er entsprechend der tatsächlichen Prognosen täglich, wöchentlich etc. bemessen. Diese Bedarfsermittlung zeigt unabhängig vom Verfahren bis in das Jahr 2033 die in Darstellung 24 abgebildete, deutliche Zunahme an positiver und negativer SRL und MRL. So steigt der Bedarf an positiver MRL um ca. 90 % und an negativer MRL um ca. 70 %. Der Bedarf an SRL erhöht sich im geringeren Maß um ca. 10 % für negative SRL und um ca. 40 % für positive SRL. (dena 2014, S. 10f) Diese Entwicklungen zeigen den Einfluss der EE auf die Regelenergie. Bedenkt man zusätzlich den weiteren geplanten Ausbau an EE nach 2033, so sind noch weitere Zuwächse zu erwarten.



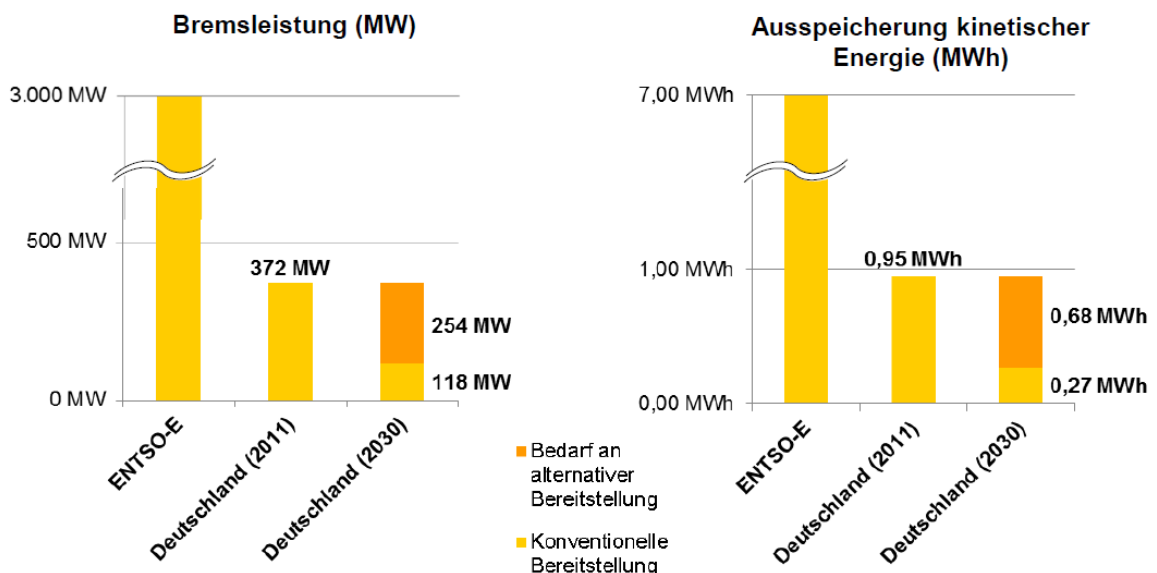
Darstellung 24: Regelleistungsbedarf 2011 und 2033

Quelle: (dena 2014, S. 11)

4.4.4 Steigender Bedarf an Momentanreserve

Der Ausbau der EE hat nicht nur Einfluss auf die Regelleistung, sondern auch auf die Momentanreserve. Durch den zunehmenden Ausbau von Anlagen mit Umrichtern anstelle von Generatoren, wie Photovoltaikanlagen und Windkraftanlagen, werden immer mehr konventionelle Kraftwerke vom Markt verdrängt und stehen daher still. Da Umrichter ohne zusätzliche technische Maßnahmen grundsätzlich keinen Beitrag zur Momentanreserve leisten, sinkt bei einem Ausbau der EE ohne Gegenmaßnahmen die verfügbare Leistung zur Bereitstellung der dieser im Verbundnetz. Darstellung 25 zeigt die aktuelle und die

zukünftige Situation, bezogen auf die Momentanreserve im Jahr 2030 mit einem hohen Anteil an EE. Im Jahr 2011 beteiligte sich Deutschland noch mit einer Bremsleistung von 372 MW und einer Ausspeicherleistung von 0,05 MWh an dem zu beherrschenden Last- oder Erzeugungssprung von 3.000 MW im EV. Ohne zusätzliche Maßnahmen bei einer gleichbleibenden Entwicklung der EE wären dies im Jahre 2030 nur noch 118 MW bzw. 0,28 MWh, also um jeweils 254 MW bzw. 0,68 MWh weniger. (dena 2014, 8f)



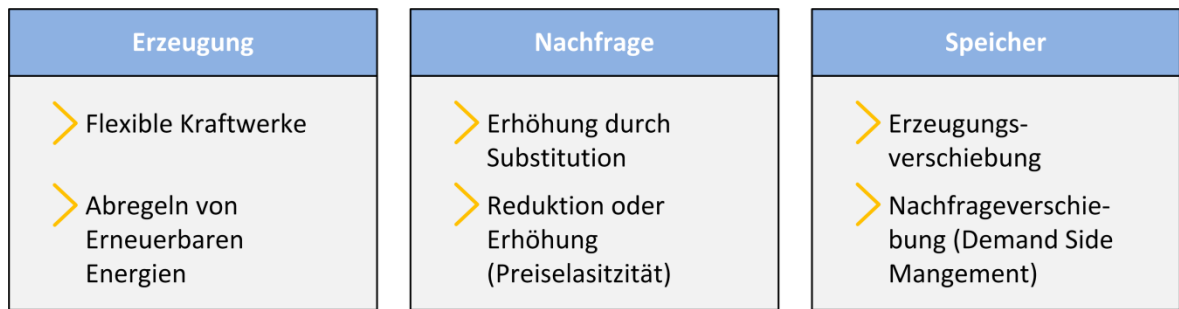
Darstellung 25: Momentanreserve 2011 und 2030 in Deutschland
 Quelle: (dena 2014, S. 9)

4.5 Risiken für Pumpspeicherkraftwerke

Die letzte Teiluntersuchung, die Risikoanalyse, beschäftigt sich im Gegensatz zur Chancenanalyse mit Faktoren und Entwicklungen auf dem Markt, aus denen Nachteile oder Gefahren entstehen können, die die Technologie schwächen oder zu Verlusten führen können. Diese werden im Folgenden diskutiert.

4.5.1 Flexibilisierung als Risiko

Wie in Kapitel 4.4.1, Höherer Bedarf an flexiblen Kraftwerken, beschrieben nimmt der Bedarf an Flexibilität auf dem Strommarkt mit zunehmendem Anteil an volatilen Erzeugern wie Wind und Photovoltaik laufend zu. Zur Bereitstellung dieser notwendigen Flexibilität gibt es verschiedene Möglichkeiten. Diese lassen sich in die drei in Darstellung 26 gezeigten Gruppen Erzeugung, Nachfrage und Speicher mit ihren jeweiligen Maßnahmen eingliedern.



Darstellung 26: Gliederung der Flexibilitätsmaßnahmen

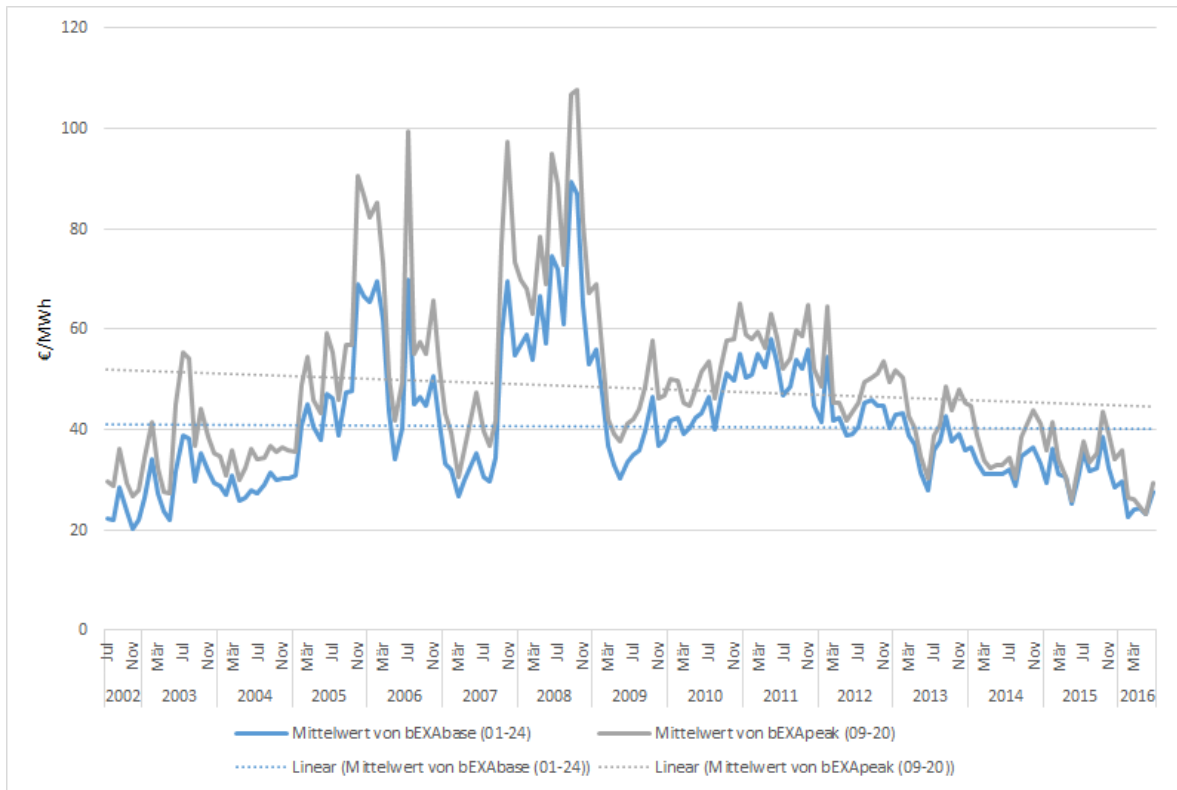
Quelle: eigene Ausarbeitung in Anlehnung an (Brunner; Teufel 2013)

In einem Energiesystem ist ein Mix aus allen unterschiedlichen Maßnahmen sinnvoll. Die Kriterien, nach denen die jeweiligen Maßnahmen am vorteilhaftesten eingesetzt werden, hängen von unterschiedlichen Faktoren, wie der jeweiligen Lastsituation, der Nutzungshäufigkeit der Maßnahme, dem verfügbaren EE-Dargebot etc. ab. Um die erforderliche Systemflexibilität zu geringen Gesamtkosten zu erreichen, ist ein entsprechender Wettbewerb zwischen allen Maßnahmen notwendig. Dazu ist ein Marktdesign erforderlich, das die individuellen Besonderheiten der einzelnen Flexibilitätsoptionen berücksichtigt. (Brunner; Teufel 2013) Wie dieses Marktdesign aussehen kann ist allerdings noch unklar. In Abhängigkeit von ihm können aber einzelne Flexibilitätsoptionen stärker bevorteilt werden. Somit birgt dieses noch nicht definierte Marktdesign ein Risiko für PSKW, denn sollten die Maßnahmen auf der Nachfrageseite bevorteilt werden, würde sich dies negativ auf die PSKW auswirken.

4.5.2 Fallende Strompreise

Eine der derzeit am stärksten auf den Betrieb von PSKW Einfluss nehmenden Entwicklungen auf dem Strommarkt ist das Sinken des Energiepreises. Werden die in Darstellung 27 abgebildeten Strompreisentwicklungen für den Base- und den Peakpreis an der Österreichischen Strombörse EXAA (Energy Exchange Austria) betrachtet, so kann festgestellt werden, dass diese laufenden Schwankungen unterliegen. Die Ursachen für diese Schwankungen sind so vielfältig wie die Faktoren, die sich auf den Strompreis auswirken. Die wichtigsten von ihnen sind die Preise für die Primärenergieträger (Kohle, Gas, Öl etc.), die Kosten für CO₂-Emissionen, die Zusammenstellung des Kraftwerksparks und dessen Erzeugung und nicht zuletzt die schwankende Nachfrage. Seit Beginn des Stromhandels an der EXAA im Jahr 2002 stieg der Strompreis bis zum Jahr 2007 aufgrund des zunehmenden Handelsvolumens an der Strombörse kontinuierlich an. Mit Beginn der Wirtschaftskrise in Europa im Jahr 2007 brach der Strompreis massiv ein. Er erholte sich aber sehr schnell und stieg so bereits im Jahr 2008 wieder auf ein

Rekordhoch, bevor ab 2009 erneut stetig fiel. Die Hauptgründe für diese letzte, negative Veränderung des Strompreises sind die Preisentwicklungen der Primärenergieträger und der CO₂-Emissionen, der Ausbau der EE und Überkapazitäten.



Darstellung 27: EXAA Strompreisentwicklung Base und Peak 2002-2016

Quelle: Eigene Ausarbeitung mit Daten von (EXAA 2016)

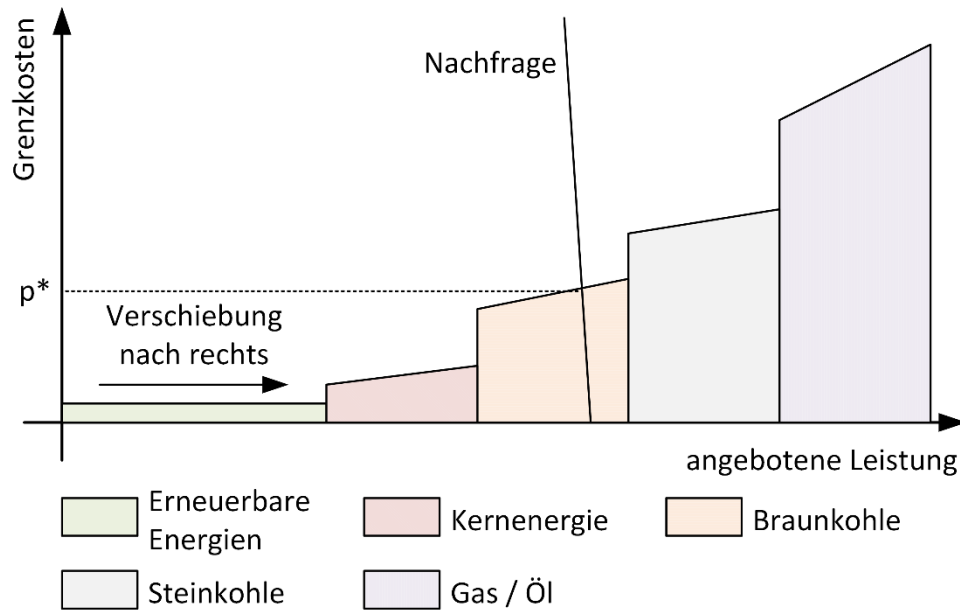
Wie schon in Kapitel 3.3.4 beschrieben richtet sich der Strompreis laut dem Merit-Order-Modell am sogenannten Grenzkraftwerk. Dieses war in der Vergangenheit noch vorwiegend ein fossiler Kraftwerksblock. Bei derartigen Kraftwerken lassen sich die den Strompreis bestimmenden Grenzkosten näherungsweise anhand der Kosten für den Primärenergieträger (Brennstoff) und der CO₂-Kosten bestimmen. Darstellung 28 zeigt die Preisentwicklung der CO₂- und Primärenergieträgerkosten seit 2006. Es ist ersichtlich, dass die Kosten für die Primärenergieträger spätestens seit 2011 kontinuierlich fallen und die CO₂-Kosten seit 2013 auf einem konstant tiefen Niveau liegen, was zu einem geringeren Strompreis führt.



Darstellung 28: Preisentwicklung für CO₂-Emission und Primärenergieträger

Quelle: Eigene Ausarbeitung mit Daten von (EXX)

Ein weiterer Faktor für das Sinken des Energiepreises ist der Ausbau der EE. Die Grenzkosten für Wind- und Photovoltaikanlagen, die den überwiegenden Anteil der installierten Leistung an EE ausmachen, sind sehr gering, da weder für den Energieträger Wind noch für die Energie der Sonne Kosten anfallen. Dies führt dazu, dass sich die EE zu Beginn der Merit-Order einreihen und wie in Darstellung 29 abgebildet die Angebotskurve nach rechts verschieben. Daher ergibt sich auf einem Strommarkt mit einem hohen Anteil an EE bei gleichbleibender Nachfrage ein geringerer Strompreis.



Darstellung 29: Merit-Order-Modell mit EE

Quelle: Eigene Ausarbeitung in Anlehnung an (Graeber 2013, S. 17)

Zu den bereits beschriebenen Entwicklungen kommen noch die derzeit massiven vorhandenen Überkapazitäten hinzu. Vor der Liberalisierung war jedes EVU während den Monopolzeiten für die Versorgungssicherheit innerhalb ihres Versorgungsgebietes eigenständig verantwortlich und es war ihnen gestattet, die gesamten entstandenen Kosten auf die Kunden umzulegen. Demnach hatte jedes EVU innerhalb seines Versorgungsgebietes die notwendigen Reservekapazitäten installiert. Diese beliefen sich auf 20 – 30 % der zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazitäten. Durch den Zusammenschluss aller EVUs zu einem gemeinsamen, liberalisierten Markt verringerte sich aufgrund von Ausgleichseffekten der Bedarf an Erzeugungs- und Reservekapazitäten im EV. Dazu kommen auch die massiven Kapazitäten an EE, die in den letzten Jahren in Österreich und Deutschland installiert wurden. Diese Effekte führen dazu, dass laut Angaben der Netzbetreiber die Überkapazitäten in Europa derzeit bei mindestens 100 GW liegen. (Deutscher Bundestag 2015)

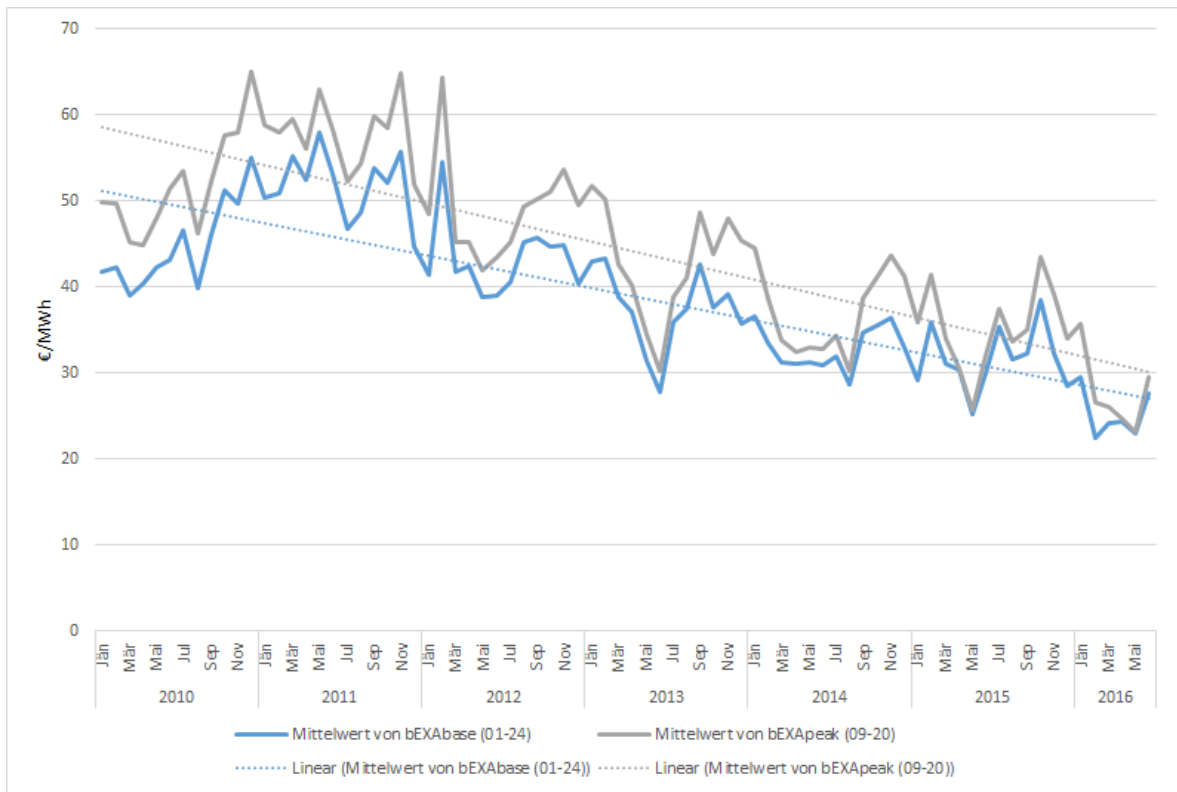
Derartige massive Überkapazitäten nehmen u. a. wegen des verstärkten Wettbewerbs Einfluss auf die geringen Energiepreise. Eine baldige Reduktion dieser Überkapazitäten ist derzeit nicht zu erwarten, denn viele Kraftwerke haben ihre Investitionskosten noch nicht erwirtschaftet und so versuchen die Betreiber, die Anlagen solange wie möglich am Netz zu halten. Zusätzlich gibt es auch die Reservekraftwerksverordnung. In dieser Verordnung hat der Gesetzgeber die Eigentümer großer Stromerzeugungsanlagen dazu verpflichtet, die Stilllegung einer Anlage mindestens ein Jahr im Voraus anzuzeigen. Nach

dieser Anzeige wird geprüft, ob die Stilllegung Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit hat. Sollte dies zutreffen, dann wird die Stilllegung untersagt. (Maubach 2015, S. 62f)

4.5.3 Reduktion der Preisdifferenz zwischen Peak- und Basepreis

Ein weiterer, auf den Strompreis bezogener Effekt, der über die letzten Jahre beobachtet werden konnte, ist die Reduktion der Preisdifferenz zwischen dem Peak- und dem Basepreis. Speicher wie PSKW erzielen einen großen Teil ihres Deckungsbeitrages aus der Differenz zwischen dem Strompreis beim Einkauf von elektrischer Energie während den Schwachlastzeiten und dem Strompreis beim Verkauf der Energie während Spitzenlastzeiten. Darstellung 30 zeigt die Strompreise für den Basepreis, also den Grundlastpreis zwischen 00:00 Uhr und 24:00 Uhr, den Peakpreis, d. h. den Mittel- bzw. Spitzenlastpreis zwischen 08:00 Uhr und 20:00 Uhr, und die jeweiligen Trendlinien zwischen den Jahren 2006 und 2016. Es ist gut zu erkennen, dass nicht nur die Preise gefallen sind, sondern auch, dass sich die Differenz zwischen den beiden Preisen in den letzten Jahren kontinuierlich verringert hat. Neben den grundlegenden Einflüssen auf den Strompreis, wie sie in Kapitel 4.5.2 bereits beschrieben wurden, ist für diese Entwicklung u. a. die sogenannte Solardelle verantwortlich.

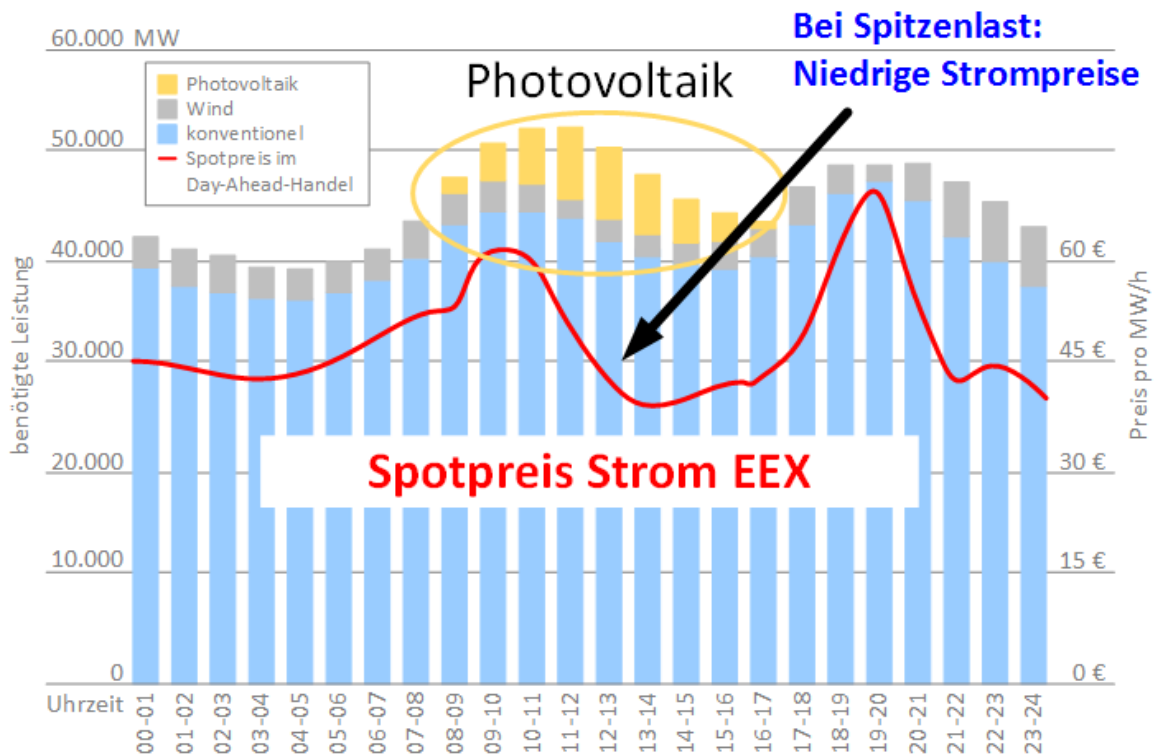
F



Darstellung 30: EXAA Strompreisentwicklung Base und Peak 2010-2016

Quelle: Eigene Ausarbeitung mit Daten von (EXAA 2016)

Die in der Darstellung 31 abgebildete Solardelle resultiert aus dem Einfluss von Photovoltaikanlagen auf den Strompreis. Die Nachfrage an elektrischer Energie variiert über den gesamten Tag. Während in den Nachtstunden nur wenig Energie benötigt wird, steigt der Verbrauch über den Tag, mit zwei Lastspitzen während den Mittagstunden und am frühen Abend, an. Dieser Lastverlauf deckt sich größtenteils mit dem Erzeugungsprofil von Photovoltaikanlagen, denn gerade während der Mittagsspitze erzeugt eine Photovoltaikanlage an sonnigen Tagen am meisten Energie. Dies führt dazu, dass der Strompreis trotz der höheren Nachfrage aufgrund der Leistung von Photovoltaikanlagen mit geringen Grenzkosten während den Mittagsstunden bis hin zum frühen Nachmittag fällt. Dieser Einbruch wird als Solardelle bezeichnet und hat wesentlichen Einfluss auf den Betrieb von PSKW, da diese Spitze traditionell von ihnen abgedeckt wurde.



Darstellung 31: Auswirkungen der Solardelle

Quelle: Eigene Ausarbeitung in Anlehnung an (Haas 2012, S. 12)

4.5.4 Konkurrenz durch andere Technologien

Obwohl heutzutage 99 % der weltweiten Speicherkapazität durch die Pumpspeicherung zur Verfügung gestellt werden, zeigen die Darstellungen 15 und 16, dass es noch weitere Speichertechnologien gibt, die für die Speicherung von elektrischer Energie geeignet sind und bereits den technologischen Reifegrad der Forschung und Entwicklung verlassen haben. Dies sind die Druckluftspeicherkraftwerke (CAES), und die Akku- bzw. Batteriespeicher. Demnach sind dies die Technologien, die mit größter Wahrscheinlichkeit früher oder später in Konkurrenz mit den PSKW treten werden.

CAES funktionieren ähnlich wie PSKW, sie nutzen jedoch anstelle der potentiellen Energie von Wasser die Kompressibilität von Luft. In Zeiten mit überschüssiger Energie wird die Luft verdichtet und als Druckluft in einem Druckluftspeicher gespeichert. Wird hingegen Energie benötigt, so wird die Druckluft über eine Turbine wieder entspannt. Im Falle dieser Speicher lässt sich zwischen dem Druckluft-Gas-Kombikraftwerk und dem adiabatischen Druckluftspeicherkraftwerk unterscheiden. Bei den bereits im Einsatz befindlichen CAES in Hunddorf (Deutschland) und McIntosh (USA) handelt es sich um Druckluft-Gas-Kombikraftwerke.

Ein Problem bei CAES ist, dass sich die Luft beim Verdichten stark erwärmt und beim Entspannen wieder stark abkühlt. Die Wärmemenge, welche beim Verdichten entsteht, muss abgeführt werden und die Luft beim Entspannen wieder erwärmt werden, da die Turbine aufgrund der Restfeuchtigkeit in der Luft sonst vereisen könnte. In einem Druckluft-Gas-Kombikraftwerk wird hierzu beim Entspannen der Luft ein brennbares Gas hinzugemischt und gezündet. Somit handelt es sich bei einem Druckluft-Gas-Kombikraftwerk um ein Gasturbinenkraftwerk, bei welchem die vom Verdichter erzeugte Druckluft durch die im Druckspeicher gespeicherte Druckluft ersetzt wird. Bei einem adiabatischen Druckluftspeicherkraftwerk wird stattdessen die beim Verdichten entstehende Wärmemenge in einem Wärmespeicher zwischengespeichert. Beim Entspannen während des Betriebs durchläuft die gespeicherte Luft wiederum den Wärmespeicher und wird so erwärmt. Voraussetzung hierfür ist aufgrund der Wärmeverluste des Speichers, dass die Zeitspanne zwischen Auf- und Entladung nur kurz ist. Da die bei der Verdichtung der Luft entstandene Wärme nicht abgeführt sondern zwischengespeichert wird, erreichen adiabatische Druckluftspeicherkraftwerke höhere Wirkungsgrade. Ihre technologische Reife liegt jedoch noch deutlich hinter dem Reifegrad von Druckluft-Gas-Kombikraftwerken. (Sternier; Stadler 2014, S. 456f)

Batteriespeicher gehören im Gegensatz zu den PSKW oder CAES zu den elektrochemischen Speichern. Ihr Prinzip ist das Speichern von elektrischer Energie in Form von chemischer Energie. Dabei kommen wieder aufladbare Batterien, auch als Sekundärbatterien bezeichnet, zum Einsatz. In diesen Batterien laufen reversible, elektrochemische Reaktionen ab, die beim Wechsel von Lade- und Entladeprozessen umgekehrt werden. Die Einzelzellen von Batteriespeichern bestehen aus einer Kombination von zwei unterschiedlichen Materialien: einem ionenleitenden Elektrolyten, der den Ladungstransport ermöglicht, und einem Separator. In der Praxis finden eine Vielzahl von Batterietypen mit unterschiedlicher Zellchemie, also den verwendeten Materialien, Anwendung. Aus den differenzierten Zusammensetzungen resultieren unterschiedliche technische Batterieparameter wie Nennspannung, Energiedichte, Betriebstemperatur, Zyklenzahl, Selbstentladung etc. Je nach Anwendungsfall sind daher unterschiedliche Batterietypen für den Einsatz geeignet. (u. a. Wietschel; Ulrich; Markewitz 2015, S. 157f)

Aufgrund der allgemeinen Eigenschaften von CAES, der notwendigen Kombination mit einem Gaskraftwerk bei Druckluft-Gas-Kombikraftwerken und deren noch geringen technologische Reife, gepaart mit einer kurzen Einspeicherdauer bei den adiabatischen Druckluftspeicherkraftwerk, wird diese Technologie in Zukunft vermutlich nur einen geringen Stellenwert einnehmen. Vielmehr ist zu erwarten, dass die Batteriespeicher in

Konkurrenz mit den PSKW treten werden. Sie sind wie PSKW in der Lage, Regelenergie in allen Qualitäten zu liefern, können ebenfalls den Netzaufbau unterstützen und sich an der Spannungserhaltung beteiligen. Derzeit liegen die Kosten pro installierter kWh für Batteriespeicher noch bei dem 1,5- bis 20-fachen von PSKW. (Kaiser; Busch 2015, S. 75) Doch in den letzten Jahren war bereits zu beobachten, dass die Kosten für die Batterien bei einem gleichzeitigen Anstieg der Zyklusfestigkeit und Energiedichte um 10 – 12 % pro Jahr ebenfalls jährlich um ca. 13 – 14 % gefallen sind. (Hartmann 2014) Somit ist bei einer gleichbleibenden Entwicklung schon in naher Zukunft mit konkurrenzfähigen Preisen zu rechnen.

5. Strategien

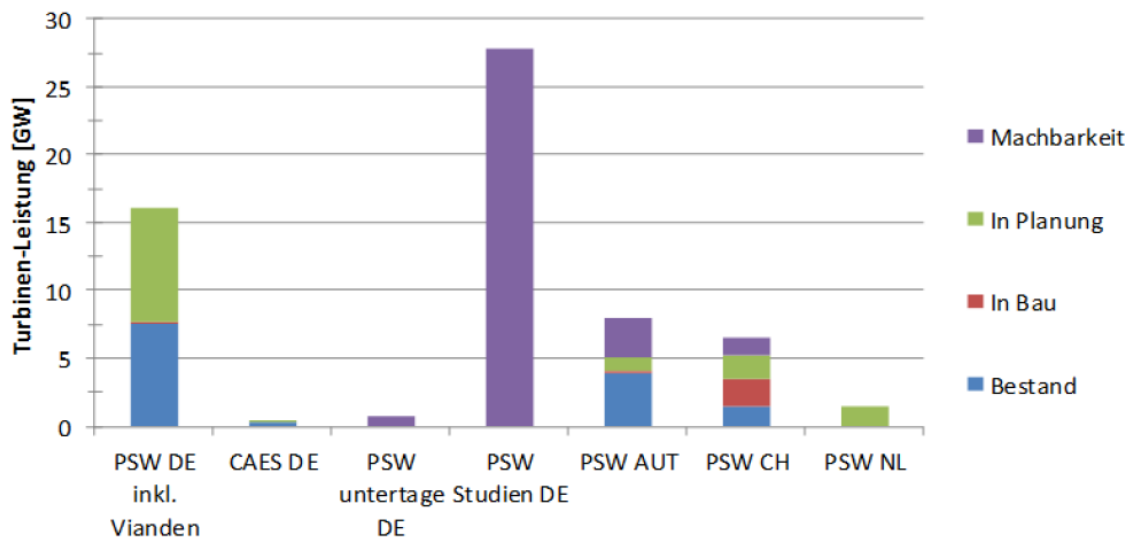
Das Ergebnis der SWOT-Analyse ist die Kombination einzelner Teilanalysen, um daraus Strategien abzuleiten. Die ermittelten Strategien werden anschließend aufeinander abgestimmt und in der sogenannten SWOT-Matrix dargestellt.

5.1 Stärken-Chancen-Strategien

Bei den Stärken-Chancen-Kombinationen gilt es Chancen zu identifizieren, die zu den Stärken passen und daraus Strategien abzuleiten, mit denen die Chancen, die der Markt bietet, möglichst optimal genutzt werden können. Diese Kombination stellt den Idealfall dar.

5.1.1 Ausbau der Pumpspeicherung

Durch die in den Kapiteln 4.4.1 und 4.4.2, Höherer Bedarf an flexiblen Kraftwerken und Ausgleich der Residuallast durch Speicher, angeführten Entwicklungen und den in den Kapiteln 4.2.1 und 4.2.3, Hohe Flexibilität und Leistungsfähiger Speicher, beschriebenen Stärken der PSKW muss deren weiterer Ausbau durchgedacht werden. Denn PSKW unterstützen aufgrund ihrer Eigenschaften die sinnvolle Integration der EE in das bestehende Energiesystem. Außerdem sind sie derzeit die einzige technisch langfristig erprobte und außerdem kostengünstigste Form, Energie zu speichern und kurzfristig zur Verfügung zu stellen. In der Fachliteratur wird die Behauptung, dass PSKW über ein geringes Ausbaupotenzial verfügen, oft als Argument für andere Stromspeicher angeführt. Diese Aussage konnte jedoch durch mehrere Potenzialstudien widerlegt werden. Darstellung 32 zeigt die in der Metastudie Energiespeicher des Fraunhofer Instituts ermittelten Potenziale für PSKW im Vergleich zum Anlagenbestand für den westeuropäischen Strommarkt. Daran ist eindeutig zu erkennen, dass für Deutschland ein Potential von mehr als 25 GW ermittelt wurde, was ein Vielfaches der aktuell installierten Leistung darstellt. Würde hierbei zusätzlich der in der Darstellung 23 abgebildete Speicherbedarf Deutschlands mit einem EE-Anteil von 100 % bei ca. 35 GW miteingerechnet, so wäre die Pumpspeicherung bei der Nutzung des gesamten verfügbaren Potenzials in der Lage, die benötigten Speicher zur Verfügung zu stellen.



Darstellung 32. Potenziale für Pumpspeicherkraftwerke

Quelle: (Fraunhofer, 2014, S. 52).

5.1.2 Erhöhung der Regelfähigkeit

PSKW gehören zu den heute in der elektrischen Energiewirtschaft eingesetzten Technologien mit der höchsten Regelfähigkeit. Wie in Kapitel 4.2.4, Anbieter von Systemdienstleistungen, bereits erläutert, sind moderne PSKW geeignet, Regelenergie in allen Qualitäten anzubieten. Das grundlegende Problem vieler PSKW besteht jedoch darin, dass diese oft seit Jahrzehnten im Betrieb sind und gemäß heute als überholt geltender Anforderungen gebaut wurden. Aufgrund diverser technischer Beschränkungen wie z. B. zu kleiner oder fehlender Wasserschlösser oder veralteter Regler sind demnach nicht alle PSKW in der Lage, aktuelle oder zukünftige Anforderungen zu erfüllen. Wird die in Kapitel 4.4.3, Steigender Bedarf an Regelenergie, beschriebene Steigerung des Bedarfs an SRL und MRL berücksichtigt, so sollte bezüglich bestehender Anlagen auf Investitionen in die Regelfähigkeit gesetzt werden, sodass die Werke zumindest die Anforderungen zur Präqualifikation für SRL und MRL erfüllen, um an den Ausschreibungen zur Bereitstellung dieser teilnehmen zu können. Dadurch würden sich auch zusätzliche Vermarktungsoptionen für PSKW ergeben.

5.1.3 Optimierung der Vermarktung

Die Strategien zur Vermarktung von PSKW sind so vielfältig wie ihre Einsatzmöglichkeiten. PSKW können sowohl an der Börse als auch wie in Kapitel 4.2.4, Anbieter von Systemdienstleistungen, dargelegt, als Bereitsteller von SDL vermarktet werden. Dabei ist es unumgänglich, eine geeignete Kombination von Vermarktungsoptionen zu finden. In

der Studie Gutachten zur Rentabilität von Pumpspeicherkraftwerken (FfE 2014) wurde anhand historischer, über einen Betrachtungszeitraum von 30 Jahren gesammelter Daten mittels einer Wirtschaftlichkeitsberechnung die beste Vermarktungsoption für ein repräsentatives PSKW unter den derzeitigen Marktbedingungen ermittelt. Das in Darstellung 33 abgebildete beste Ergebnis ist eine Mischung aus den Vermarktungsoptionen Spotmarkt, Intradaymarkt bzw. Day-Ahead-Markt, MRL und SRL. Um den Deckungsbeitrag zu erhöhen und das Risiko an der Börse zu minimieren, sollte die zur Verfügung stehende Leistung möglichst optimal auf die unterschiedlichen Vermarktungsoptionen aufgeteilt werden.

Option	Deckungsbeitrag in Mio.€
DayAhead	8,5
DayAhead & IntraDay	12,5
DayAhead & Minutenreserveleistung	19,2
DayAhead & IntraDay & Minutenreserveleistung	19,8
DayAhead & Sekundärregelleistung	25,6
DayAhead & IntraDay & Sekundärregelleistung	27,4
DayAhead & IntraDay & Minutenreserveleistung & Sekundärregelleistung	32,3

Darstellung 33. Deckungsbeiträge für unterschiedliche Vermarktungsoptionen
Quelle: (FfE, 2014, S. 18).

Während die Vermarktung am Day-Ahead-Markt oder als Regelleistung eine relativ sichere Form der Vermarktung darstellt, birgt die Vermarktung am Intradaymarkt sowohl Chancen als auch Risiken. So kann der Strompreis am Intradaymarkt z. B. aufgrund von Prognosefehlern oder ungeplanten Kraftwerksausfällen extremen Schwankungen unterliegen. Dabei kann der Preis bei einer massiven Überproduktion durchaus negativ ausfallen (wodurch die PSKW Geld für das Pumpen erhielten) oder, bei zu wenig vorhandener Energie, deutlich nach oben gehen. Damit die äußerst flexiblen PSKW von diesen Schwankungen profitieren können, müssen sie zumindest einen Teil ihrer Leistung für die Vermarktung am Intradaymarkt zurückhalten. Am Intradaymarkt besteht aber auch die Gefahr, dass der Strompreis geringer als auf den anderen Märkten ausfällt oder die verfügbare Leistung nicht vermarktet werden kann.

5.2 Stärken-Risiken-Strategien

Die Stärken-Risiken-Strategien streben den Ausgleich bzw. die Entschärfung von Risiken durch Fokussierung auf die eigenen Stärken an. Sie bezwecken die Absicherung von bereits Erreichtem, um eine momentane Situation halten zu können.

5.2.1 Teilnahme am Markt für Regelenergie

Wie bereits in Kapitel 4.4.3, Steigender Bedarf an Regelenergie, und Kapitel 4.4.4, Steigender Bedarf an Momentanreserve, gezeigt wurde, steigt der Bedarf an SRL und MRL mit zunehmendem Anteil an EE. Die Bereitstellung der benötigten Regelenergie ist für den sicheren Betrieb des Stromnetzes ausschlaggebend. PSKW sind, wie in Kapitel 4.2.4 angeführt, Anbieter von Systemdienstleistungen. Als solche sind sie aufgrund ihrer Eigenschaften eine der wenigen Technologien, die Regelenergie in allen Qualitäten bereitstellen kann. Wie bereits in Kapitel 3.4, Systemdienstleistungen, beschrieben, werden die SDL nicht börslich gehandelt, sondern über Auktionen ausgeschrieben. An diesen Auktionen können all jene Anbieter teilnehmen, die ihre Anlagen für die jeweilige SDL präqualifiziert haben. Das Ausschreibungsverfahren für die Regelenergie ist Pay-as-Built, d. h., jeder Anbieter erhält bei Zuschlag den von ihm angebotenen Preis für die bereitgestellte Regelleistung. Durch den steigenden Bedarf an Regelenergie ist in Zukunft ein Anstieg der Preise für Regelenergie zu erwarten. Diese Entwicklung ist gegenläufig zu den in Kapitel 4.5.2, Fallende Strompreise, beschriebenen Entwicklungen der Strompreise an der Börse. Somit bietet sich für PSKW die Vermarktung als Anbieter von Regelenergie an, da dadurch die aufgrund niedriger Energiepreise an der Börse verursachten, geringen Umsätze aufge bessert werden können.

5.2.2 Anbieten von Flexibilität

Kapitel 4.5.1, Flexibilisierung als Risiko, zeigte, dass unterschiedliche Flexibilitätsmaßnahmen zur Bereitstellung der benötigten Flexibilität denkbar sind. Diese Maßnahmen lassen sich, wie in Darstellung 26 abgebildet, in die drei Bereiche Erzeugung, Nachfrage und Speicher unterteilen. Zu den Maßnahmen aufseiten der Erzeuger zählen der Einsatz von flexiblen Kraftwerken und das Abregeln von EE, wobei letztere Vorkehrung im Sinne einer nachhaltigen Energieversorgung nur in absoluten Ausnahmefällen getroffen werden sollte. Die Maßnahmen im Sektor Speicher bestehen in der Verschiebung der Erzeugung bzw. der Nachfrage. PSKW sind aufgrund der in den Kapiteln 4.2.1, Hohe Flexibilität, und 4.2.3, Leistungsfähiger Speicher, angeführten Eigenschaften in der Lage,

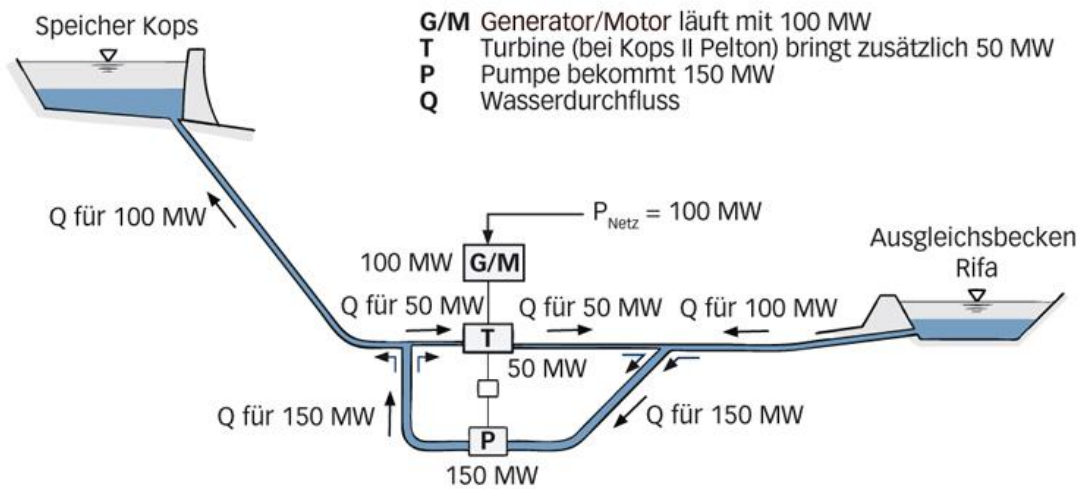
Flexibilitätsmaßnahmen sowohl aufseiten der Erzeuger als auch der Speicher-Instanzen anzubieten.

Bei den Flexibilitätsmaßnahmen auf der Nachfrageseite hingegen wird versucht, die Schwankungen der Residuallast durch ein Verschieben der Last von Verbrauchern auszugleichen. Hierzu sind besonders die thermischen Verbraucher geeignet. Denn diese können für eine gewisse Zeit vom Netz genommen werden, ohne dass dadurch Beeinträchtigungen entstehen. Vorab muss vertraglich geregelt werden, welche Verbraucher dazu gezählt werden dürfen und für wie lange. Um die Verbraucher entsprechend ein- bzw. abschalten zu können, wird eine entsprechende Informationstechnologie benötigt. Da diese derzeit, abgesehen von einzelnen Pilotprojekten, nicht vorhanden ist, werden die Flexibilitätsmaßnahmen auf der Nachfrageseite vermutlich in den nächsten Jahren noch keinen großen Einfluss haben.

Somit bietet sich für PSKW durch den bereits in Kapitel 5.1.1 geforderten Ausbau der Pumpspeicherung die Möglichkeit, als Anbieter für Flexibilitätsmaßnahmen am Markt aufzutreten. Solange ausreichend Flexibilitätsmaßnahmen verfügbar sind, wird sich der flächendeckende Ausbau der Informationstechnologie für die Maßnahmen auf der Nachfrageseite noch weiter verzögern.

5.2.3 Einsatz von regelfähigen Pumpen

Eines der größten Probleme von herkömmlichen PSKW ist, dass sie die aus dem Stromnetz aufgenommene Leistung im Vergleich zu anderen Speichern, wie z. B. Batteriespeichern, nicht regeln können. Wird ein herkömmliches PSKW im Pumpbetrieb betrieben, so dreht die Maschine mit einer konstanten Drehzahl. Diese Drehzahl ergibt sich aus der Netzfrequenz und der Anzahl der Pole im Generator. Anhand dieser Größe und der Fallhöhe stellt sich in der Pumpe ein Arbeitspunkt mit einem konstanten Durchfluss und einer konstanten Leistungsaufnahme aus dem Stromnetz ein. Ist im Stromnetz weniger Leistung vorhanden, als im Pumpbetrieb benötigt wird, so kann die Maschine entweder nicht in den Pumpbetrieb wechseln oder es muss die fehlende Leistung von einem anderen Kraftwerk zusätzlich erbracht werden. Aus diesem Grund wird in modernen PSKW, wie dem Kopswerk 2 der Voralberger Illwerke AG, der in Darstellung 34 abgebildete hydraulische Kurzschluss eingesetzt.



Darstellung 34. Hydraulischer Kurzschluss im Kopswerk 2

Quelle: (Seitz, 2017, S. 32)

Beim hydraulischen Kurzschluss wird ein Teil der von der Pumpe geförderten Wassermenge zurück auf das Laufrad geleitet und somit die fehlende Leistung im Maschinensatz selbstständig erzeugt. Dadurch kann die Maschine die Leistungsaufnahme aus dem Stromnetz im Pumpbetrieb zwischen dem Wert null und der maximalen Leistungsaufnahme variieren. Dies ist jedoch nur mit ternären Maschinensätzen möglich, da Turbine und Pumpe in PSKW mit Pump turbinen keine getrennten Anlagenteile darstellen. Bei Anlagen mit ternären Maschinensätzen sollte der Aufwand für den Einsatz eines hydraulischen Kurzschlusses unbedingt erbracht werden, da diese Maßnahme die Flexibilität des Maschinensatzes und somit die Vermarktungsoptionen stark positiv beeinflussen kann.

5.3 Schwächen-Chancen-Strategien

Mithilfe der Schwächen-Chancen-Strategien sollen Chancen genutzt werden, indem Unternehmensschwächen abgebaut werden. Dies erfordert ein Aufholen des Rückstandes, um keine Chancen ungenutzt zu lassen.

5.3.1 Reduktion der Mindestlast

Das Kapitel 4.4.4, Steigender Bedarf an Momentanreserve, zeigte bereits, dass mit einem weiteren Ausbau der EE die Momentanreserve zur Stabilisierung des Stromnetzes verloren geht. Hinzu kommen noch die in Abschnitt 4.2.1, Hohe Flexibilität, beschriebenen Entwicklungen bezüglich der Residuallast. Damit in Zeiten hoher Einspeisungen durch die EE – also in Zeiten mit einer sehr kleinen oder negativen Residuallast – ausreichend Kraftwerke mit rotierenden Massen zur Stabilisierung am Netz angeschlossen sind, wird die Bedeutung einer geringen Mindestlast noch weiter zunehmen. Diese geringe Mindestlast hat den Vorteil, dass PSKW, ohne stillgesetzt werden zu müssen, weiterhin am Netz verbleiben und einen Anteil an der Bereitstellung der notwendigen Momentanreserve leisten können. Während die Mindestlast für PSKW mit Pelton turbinen, wie in Kapitel 4.3.3, Teilweise hohe Mindestlast, erläutert wurde, meistens kein Problem darstellt, sind für den Teillastbetrieb mit Francis turbinen Maßnahmen zur Stabilisierung notwendig. Das Unternehmen Vorarlberger Illwerke AG setzte hierzu im Kraftwerk Rodundwerk 2 in Vandans im Jahr 2011 ein Verfahren zur Teillaststabilisierung ein. Dabei wurde über mehrere im Turbinengehäuse angebrachte Ventile Luft in das Turbinengehäuse eingeblasen und versucht, damit den Wirbelzopf im Teillastbetrieb zu stabilisieren. Durch diese Maßnahme konnte die Mindestlast des Maschinensatzes von 50 % auf 0 % reduziert werden.

5.3.2 Förderung der unkonventionellen Pumpspeicherkraftwerke

Eine weitere Chance zu Stärkung der Pumpspeicherung ist die Förderung der unkonventionellen PSKW. Unter unkonventionellen Pumpspeicherkraftwerken versteht man Technologien, die nach dem Prinzip der Pumpspeicherung funktionieren, sich aber in Standort, Aufbau, etc. von den klassischen PSKW unterscheiden.

Die beiden derzeit am vielversprechendsten Konzepte für unkonventionelle PSKW sind sog. PSKW unter Tage, also in alten Bergwerken, sowie Wasserpumpspeicherkraftwerke auf dem Meeresgrund. Bei PSKW unter Tage werden unbesetzte, sich in unterschiedlichen Tiefen befindende Stollen und Schächte von leerstehenden Bergwerken als Ober- und Unterbecken genutzt. Diese Stollen werden wie bei einem herkömmlichen PSKW mittels einer Druckrohrleitung verbunden, wobei im tieferen Stollen bzw. Schacht ein Maschinensatz installiert wird. (Nieman 2013, S. 33f) Ein weiteres vielversprechendes Konzept sind die Wasserpumpspeicherkraftwerke am Meeresgrund. Diese Kraftwerke funktionieren mithilfe von Hohlräumen am Boden des Meeres. Dazu wird eine Betonkugel mit einer Pumpturbine möglichst tief im Meer versenkt. Wird Strom im Netz benötigt, so

lässt man Wasser durch die Pumpturbine in die Kugel strömen. Ist hingegen überschüssiger Strom im Netz vorhanden, so wird die Kugel wieder leergepumpt. (Schmidt-Böcking; Luther 2013, S. 53f)

Beide Konzepte zeigen die vielseitigen Einsatzmöglichkeiten der in der vorliegenden Arbeit besprochenen Technologie. Durch die Förderung unkonventioneller PSKW kann der Stellenwert der Pumpspeicherung weiter in den Vordergrund gerückt werden. Außerdem ergibt sich so die Möglichkeit, PSKW auch an Standorten, die die in Kapitel 4.3.4, Standortproblematik, geforderten Standortkriterien nicht erfüllen, zu errichten. Mögliche Standorte wären etwa in der Nähe großer Windparks gelegene Abschnitte der Nordsee. Dort könnten Wasserpumpenspeicherkraftwerke auf dem Meeresgrund die Windenergie in Zeiten des Überschusses speichern, ohne dass sie zuerst über mehrere hundert Kilometer zu den PSWK in den Alpen transportiert werden muss und die Leistungen dementsprechend belastet.

5.3.3 Bau von Parallelkraftwerken

In Kapitel 4.3.1, Kosten und Kostenstruktur, wird die Problematik der hohen Investitionskosten und den damit lange verbundenen Amortisationszeiten von PSKW beschrieben. Ebenfalls berücksichtigt werden muss die in Kapitel 4.5.2, Fallende Strompreise, angedeutete Entwicklung der Strompreise. Aus diesen Gründen werden derzeit nur wenige PSKW geplant oder gebaut. Wird jedoch der in den Kapiteln 4.4.1 und 4.4.2, Höherer Bedarf an flexiblen Kraftwerken und Ausgleich der Residuallast durch Speicher, dargelegte ansteigende Bedarf an flexiblen Kraftwerken und Speichern hierbei bedacht, wird ein zukünftiger Ausbau der Technologie notwendig sein..

Aufgrund der oben angeführten Argumente sowie der Tatsache, dass in Zukunft wie die Darstellung 23 zeigt vorwiegend Speicher für kurz- und mittelfristige Speicher benötigt werden, muss der Bau von Parallelkraftwerken zusätzlich zu bestehenden PSKW geprüft werden. Parallelkraftwerke nutzen dieselben Ober- und Unterbecken wie bereits bestehende PSKW. Dadurch können die Kosten für Bau, Betrieb und Instandhaltung deutlich reduziert werden, da für ein neues Kraftwerk keine zusätzlichen Becken gebaut werden müssen und sich die beiden Kraftwerke anschließend die Kosten für den Betrieb und die Instandhaltung der Becken aufteilen. Das Problem bei Parallelkraftwerken ist, dass sie lediglich die Pumpspeicherleistung, nicht aber den Speicherinhalt erhöhen und dementsprechend größere Wassermengen benötigen. Daher bieten sich Parallelkraftwerke besonders bei PSKW mit großen Ober- und Unterbecken an. Hierdurch

kann zusätzliche Speicherleistung für den kurzfristigen Ausgleich der Residuallast bereitgestellt werden.

5.4 Schwächen-Risiken-Strategien

Die Schwächen-Risiken-Strategien zielen darauf ab, Schwächen abzubauen und Risiken zu reduzieren.

5.4.1 Konzentration auf Tages- und Wochenspeicher

Wird in Darstellung 23 neben der bei einem EE-Anteil von 100 % notwendigen Speicherleistung auch die in der Studie Stromspeicher: Eine wichtige Option für die Energiewende (Schill; Diekmann; Zerrahn 2015) ermittelte Zusammensetzung der Speicher in Hinblick auf die Einspeicherungsdauer betrachtet, so werden vorwiegend kurz- und mittelfristige, also Tages- und Wochenspeicher benötigt. Für die Tages- und Wochenspeicher werden dementsprechend auch kleinere Ober- und Unterbecken als für Jahresspeicher benötigt. Da kleinere Becken auch geringere Kosten für Errichtung, Instandhaltung und Betrieb bedeuten, können PSKW mit Tages- und Wochenspeichern auch bei geringeren Strompreisen wirtschaftlich betrieben werden. Somit besteht die Möglichkeit, dass einzelne PSKW bei einer Konzentration Anlagen mit Tages- und Wochenspeichern trotz der derzeitigen schwierigen wirtschaftlichen Situation wie in den Kapiteln 5.1.1 und 5.2.2, Ausbau der Pumpspeicherung und Anbieten von Flexibilität, beschrieben gebaut werden können.

5.4.2 Setzen von Kosteneffizienzmaßnahmen

Werden die in Kapitel 4.5.2 beschriebenen fallenden Strompreise und ihre Ursachen genauer untersucht, so ist in den nächsten Jahren mit keiner Erholung der Preise zu rechnen. Diese Annahme bestärken auch die konstant tiefen Börsenpreise am Terminmarkt. Hier werden Kontrakte bis zu drei Jahre im Voraus liquide gehandelt. Deshalb stellt der Terminmarkt einen Richtungsweiser für die Entwicklungen auf anderen Märkten dar. Erschwerend kommen noch die in Kapitel 4.3.1, Kosten und Kostenstruktur, angeführten Kostenentwicklungen hinzu. Um vor diesem Hintergrund bestehende und geplante PSKW wirtschaftlich führen zu können, müssen durch die PSKW-Betreiber massive Kosteneffizienzmaßnahmen zur Senkung der Betriebs- und Instandhaltungskosten durchgeführt werden. Wie diese Maßnahmen in den einzelnen Betrieben aussehen, muss individuell geprüft werden. Allerdings besteht ohne entsprechende Einsparungen

aufgrund der dauerhaft niedrigen Strompreise und der in Kapitel 4.5.3, Reduktion der Preisdifferenz zwischen Peak- und Basepreis, dargestellten geringeren Preisdifferenz zwischen den Spitzen- und Grundlastpreisen die Gefahr, dass bestehende Anlagen nicht wirtschaftlich betrieben werden können und abgeschaltet werden müssen.

5.5 SWOT-Matrix

Als Abschluss der SWOT-Analyse werden die ermittelten Strategien häufig in einer SWOT-Matrix dargestellt. Die Darstellung 35 zeigt eine solche SWOT-Matrix für die in der vorliegenden Abschlussarbeit durchgeführte SWOT-Analyse.

SWOT-Analyse		interne Analyse	
		Stärken (Strengths)	Schwächen (Weaknesses)
externe Analyse	Chancen (Opportunities)	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Ausbau der Pumpspeicherung ➤ Erhöhung der Regelfähigkeit ➤ Optimierung der Vermarktung 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Reduktion der Mindestlast ➤ Förderung der unkonventionellen Pumpspeicherkraftwerke ➤ Bau von Parallelkraftwerken
	Risiken (Threats)	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Teilnahme am Markt für Regelernergie ➤ Anbieten von Flexibilität ➤ Einsatz von regelfähigen Pumpen 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Konzentration auf Tages- und Wochenspeicher ➤ Setzen von Kosteneffizienzmaßnahmen

Darstellung 35: SWOT-Matrix mit abgeleiteten Strategien

Quelle: (Eigene Ausarbeitung mit Ergebnissen aus der SWOT-Analyse).

6. Fazit

Zum Abschluss der Arbeit werden in den folgenden Kapiteln die Ergebnisse der SWOT-Analyse diskutiert, worauf auf die Vor- und Nachteile der Methodik eingegangen wird.

6.1 Diskussion der Ergebnisse

Die durch die SWOT-Analyse ermittelten Taktiken lassen sich in technische und wirtschaftliche Strategien einteilen. Während die technischen Strategien auf einen Ausbau der PSKW abzielen, dienen die wirtschaftlichen Strategien dazu, die Kosten möglichst gering zu halten. Sie untermalen die bereits in der Einleitung erläuterten, kontroversen Standpunkte für den Ausbau der PSKW – für die Integration der EE notwendig, aber nicht rentabel. Die Analysen zeigten, dass, um den von der Politik vorangetriebenen Ausbau der EE weiterhin verfolgen und die Versorgungssicherheit aufrechterhalten zu können, zusätzliche Flexibilität und Speicher im Stromnetz benötigt werden. Die notwendigen Investitionen werden jedoch nur getätigt, wenn diese auch wirtschaftlich dargestellt werden können. Dies ist im aktuellen Marktdesign mit den aktuellen Entwicklungen nur schwer möglich. Deshalb muss eine Änderung bzw. Anpassung des Marktdesigns hinterfragt werden.

In anderen Ländern der EU wie z. B. Großbritannien oder Frankreich ist das Marktdesign, an dem sich orientiert wird, nicht der EOM, sondern der Kapazitätsmarkt. In einem Kapazitätsmarkt hängt der Handel nicht von der verbrauchten Strommenge, sondern von der bereitgestellten Leistung ab. Dadurch erhalten Kraftwerksbetreiber unabhängig davon, ob sie Energie liefern oder nicht, Geld. Innerhalb eines Kapazitätsmarktes könnten PSKW z. B. ihre schnell verfügbare Leistung zum Ausgleich möglicher Schwankungen von Wind- und Photovoltaikanlagen zur Verfügung stellen und würden auch während sehr windiger oder sonniger Wetterperioden eine Vergütung bekommen. Somit könnte sich ein Wechsel zum Kapazitätsmarkt positiv auf die Wirtschaftlichkeit und auf die notwendigen Investitionen in Speicher auswirken. Das Problem des Kapazitätsmarktes sind jedoch höhere Strompreise, da sich die am Markt benötigte Kapazität an der Nachfrage ausrichtet und Zahlungen an alle Kraftwerksbetreiber fließen müssen. Außerdem besteht beim Kapazitätsmarkt die Gefahr, dass klimaschädliche Kraftwerke Kapazitätzahlungen erhalten, was wiederum gegen eine nachhaltige Klimapolitik spricht.

Unabhängig davon, wie das Strommarktdesign in Zukunft aussieht, wird es Veränderungen geben müssen. Denn das Ziel einer Energieversorgung muss, wie eingangs erwähnt, die Ausgewogenheit und Übereinstimmung der drei Ziele

Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit des in Darstellung 2 abgebildeten Energiepolitischen Zieldreiecks sein.

6.2 Vor- und Nachteile der Methodik

Wie jede Methodik hat auch die in der vorliegenden Arbeit verwendete SWOT-Analyse ihre Vor- und Nachteile. Zu den Vorteilen der SWOT-Analyse gehören die Fakten, dass sie ein relativ einfaches Instrument ist, das helfen kann, Komplexität zu reduzieren, dass ihre Ergebnisse visuell rasch erfassbar in der SWOT-Matrix dargestellt werden können und dass sie eine umfassende Analyse interner sowie externer Einflussfaktoren ermöglicht. Ein Nachteil der SWOT-Analyse ist, dass sie lediglich eine Momentaufnahme darstellt, denn Unternehmen und ihr Umfeld befinden sich laufend in einem dynamischen Prozess. Als weiterer Nachteil der SWOT-Analyse kann genannt werden, dass die dadurch gesammelten Ideen und Strategien noch keine Lösung oder Priorisierung des jeweiligen Problems darstellen. Sie kann also nur als Grundlage für weitere Untersuchungen verwendet werden.

Grundsätzlich sollte die SWOT-Analyse in Gruppen durchgeführt werden, da es für Einzelpersonen schwierig ist, alle Aspekte einer Sachlage adäquat zu erfassen. Idealerweise wird die SWOT-Analyse durch Experten unterschiedlicher Fachrichtungen durchgeführt, damit sich ein möglichst umfassendes Bild zeigt und die Gefahr der Vernachlässigung einzelner Faktoren durch Informationslücken verringert wird. Daher können die Ergebnisse der in der vorliegenden Arbeit präsentierten SWOT-Analyse als subjektive Meinung des Autors verstanden werden. Nichtsdestotrotz vermittelt die SWOT-Analyse dem Leser die aktuellen Herausforderungen, mit denen sich die Betreiber von PSWK konfrontiert sehen.

Literaturverzeichnis

- Andor, Mark u. a. (2010): „Negative Strompreise und der Vorrang Erneuerbarer Energien“. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 34. Jg. (2010), H. 2, S. 91-99.
- BMWI (2012): Infografik. Das deutsche Stromnetz. Online im Internet: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Infografiken/Energie/abbildung-das-deutsche-stromnetz.html> (Zugriff am: 01.07.2017).
- BMWI (2016): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Online im Internet: http://www.erneuerbareenergien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuebare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html (Zugriff am: 18.10.2016).
- Borchert, Jörg; Schemm, Ralf; Korth, Swen (2006): Stromhandel: Institutionen, Marktmodelle, Pricing und Risikomanagement. Stuttgart: Schäfer-Poeschel.
- Brunner, Christoph; Teufel, Felix (2013): „The Competition of Different Measures to Increase Flexibility in Energy Systems with a High Share of Fluctuating Renewable Energy Sources“ In: Green. The International Journal of Sustainable Energy Conversion and Storage, Band 1, H. 1, S. 59-67.
- Busch, Wolfgang; Kaiser, Friederike (2013): „Gegenüberstellung Unkonventioneller Pumpspeicher“ In: Busch, Wolfgang; Kaiser, Friederike (Hrsg.): Unkonventionelle Pumpspeicher – Schlüsseltechnologie der zukünftigen Energielandschaft?. Band 16. Göttingen: Cu-villier Verlag. S. 15-32.
- Consentec (2014): Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt. Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Aachen: Consentec GmbH.
- Crastan, Valentin; Westermann, Dirk (2012): Elektrische Energieversorgung 3. Dynamik, Regelung und Stabilität, Versorgungsqualität, Netzplanung, Betriebsplanung und -führung, Leit- und Informationstechnik, FACTS, HGÜ. 3. Aufl. Berlin Heidelberg – Springer-Verlag.
- dena (2012): Integration der erneuerbaren Energien in den deutschen/europäischen Strommarkt. Berlin: Deutsche-Energie-Agentur GmbH (dena).
- dena (2014): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena).
- Deutscher Bundestag (Hrsg.) (2015): Massive Strom-Überkapazitäten. Online im Internet: https://www.bundestag.de/presse/hib/2015_07/-/382860 (Zugriff am: 26.10.2016).
- efzn (2013): Studie Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit. Goslar: Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (efzn).
- Energieverbraucher (Hrsg.) (2014): Regelenergie. Online im Internet: http://www.energieverbraucher.de/de/regelenergie__1096/ (Zugriff am: 01.07.2017).

- EXAA – Energy Exchange Austria (Hrsg.) (2016): Marktdaten - Historische Daten. Online im Internet: <http://www.exaa.at/de/marktdaten/historische-daten> (Zugriff am 01.09.2016).
- EXX – European Energy Exchange (Hrsg.) (2016): Historische Marktdaten für unterschiedliche Produktkategorien. Zur Verfügung gestellt von Carolin Walther (Mitarbeiterin der EXX – European Energy Exchange AG). Leipzig, 09.11.2016.
- FfE (2010): Merit Order des Kraftwerksparks. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE).
- FfE (2014): Gutachten zur Rentabilität von Pumpspeicherkraftwerken. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE).
- Fraunhofer (2014): Abschlussbericht: Metastudie Energiespeicher. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Online im Internet: <https://www.umsicht.fraunhofer.de/content/dam/umsicht/de/dokumente/pressemitteilungen/2015/Abschlussbericht-Metastudie-Energiespeicher.pdf> (Zugriff am: 01.07.2017).
- Fraunhofer ISE (2013): Energiesystem Deutschland 2050. Sektor- und Energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energiebedingter CO₂-Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien. Freiburg: Fraunhofer- Institut für Solare Energiesysteme ISE.
- Fuchs, Georg; Lunz, Benedikt; Leuthold, Matthias; Sauer, Uwe (2012): Technology Overview on Electricity Storage. Overview on the potential and on the deployment perspectives of electricity storage technologies. Aachen: Institute for Power Electronical Drives (ISEA) RWTH Aachen University.
- Genoese, Massimo (2010): Energiewirtschaftliche Analysen des deutschen Strommarkts mit agentenbasierter Simulation. Baden-Baden: Nomos.
- Giesecke, Jürgen; Heimerl, Stephan; Mosonyi, Emil (2014): Wasserkraftanlagen. Planung, Bau und Betrieb. 6. Aufl. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag.
- Graeber, Dietmar Richard (2013): Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien. Kombination von Prognosen. Wiesbaden: Springer Gabler.
- Haas, Reinhard (2012): Die Auswirkungen der Energiewende auf die Strommärkte und die Rentabilität von konventionellen Kraftwerken. Diskussionspapier an der Technischen Universität Wien. Wien: Technische Universität.
- Hartmann, Stefan (2015): Batteriespeicher in Haushalten. Vortrag zur Veranstaltung „Beitrag von Energiespeichern zur Energieautonomie“ im Cubus Wolfurt. Wolfurt, 11.11.2015.
- Horstmann, Karl-Peter; Cieslarczyk, Michael (2006): Energiehandel. Ein Praxishandbuch. Köln: Carl Heymanns.
- Kaiser, Friederike; Busch, Wolfgang (2015): „Der beste Stromspeicher? – Pumpspeicher und die Alternativen.“ In: Busch, Wolfgang; Kaiser, Friederike (Hrsg.): Pumpspeicher für die Energiewende – Spitzentechnologie auf Eis?. Band 34. Göttingen: Cuvillier Verlag, S. 72-87.

- Konstantin, Panos (2013): Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. 3. Aufl. Berlin Heidelberg: Springer Vieweg.
- Krüger, Klaus (2015): Pumpspeicher: Innovative Konzepte für eine erprobte Technik. Dena-Energieeffizienzkonferenz. Berlin, 16. - 17.11.2015.
- Maubach, Klaus-Dieter (2014): Energiewende. Wege zu einer bezahlbaren Energieversorgung. 2. Aufl. Wiesbaden: Springer VS.
- Maubach, Klaus-Dieter (2015): Strom 4.0. Innovationen für die deutsche Stromwende. Wiesbaden: Springer Vieweg.
- Moser, Albert (2014): Unterstützung der Energiewende durch einen Pumpspeicherausbau – Potentiale zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit und der Versorgungssicherheit. Studie an der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen. Aachen: RWTH-Aachen.
- Nieman, Andre (2013): „Pumpspeicherkonzepte in den Anlagen des Steinkohlebergbaus im Ruhrgebiet“ In: Busch, Wolfgang; Kaiser, Friederike (Hrsg.): Unkonventionelle Pumpspeicher – Schlüsseltechnologie der zukünftigen Energielandschaft?. Band 16. Göttingen: Cuvillier Verlag, S. 33-40.
- Pittel, Karen (2012): „Das energiepolitische Zieldreieck und die Energiewende“ In: Ifo-Schnelldienst, 65. Jg. (2012), H. 12, S. 22-26.
- Prognos (2012): Bedeutung der internationalen Wasserkraft-Speicherung für die Energiewende. Studie. Basel: Prognos AG.
- Schawel, Christian; Billing, Fabian (2014): Top 100 Management Tools: Das wichtigste Buch eines Managers Von ABC-Analyse bis Zielvereinbarung. 5. Aufl. Wiesbaden: Springer Fachmedien.
- Schellong, Wolfgang (2016): Analyse und Optimierung von Energieverbundsystemen. Berlin Heidelberg: Springer Vieweg.
- Schiffer, Hans-Wilhelm (2010): Energiemarkt Deutschland. 11. Aufl. Köln: TÜV Media.
- Schill, Wolf-Peter; Diekmann, Jochen; Zerrahn, Alexander (2015): „Stromspeicher: Eine wichtige Option für die Energiewende“ In: DIW Wochenbericht (2015), H. 10, S. 195-206.
- Schmidt-Böcking, Horst; Luther, Gerhard (2013): „Wasserpumpenspeicherwerk auf dem Meeresgrund – das Meeres Ei“ In: Busch, Wolfgang; Kaiser, Friederike (Hrsg.): Unkonventionelle Pumpspeicher – Schlüsseltechnologie der zukünftigen Energielandschaft?. Band 16. Göttingen: Cuvillier Verlag, S. 53-58.
- Schwab, Adolf J. (2015): Elektroenergiesysteme. Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag.
- Seitz, Peter (2017): „Elektrische Energie speichern. Bei Bedarf auf oder ab“ In: TEC21 Schweizerische Bauzeitung, Nr. 14-15, S. 30-34.
- Sterner, Michael; Stadler, Ingo (2014): Energiespeicher. Bedarf – Technologien – Integration. Berlin Heidelberg: Springer Verlag.

- Swider, Derk Jan (2006): Handel an Regelenergie- und Spotmärkten. Methoden zur Entscheidungsunterstützung für Netz- und Kraftwerksbetreiber. Wiesbaden: Deutscher Universitäts-Verlag.
- Universität Stuttgart (o. J.): Strömungssimulation einer Francis Turbine mit einem hybriden RANS-LES Turbulenzmodell. Online im Internet: <http://www.ihs.uni-stuttgart.de/forschung/stroemungsmechanik/turbulenzmodelle.html> (Zugriff am: 20.07.2017).
- Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (2016): Strommarkt als Wirtschafts- und Standortfaktor. Online im Internet: https://www.strom.ch/fileadmin/user_upload/Dokumente_Bilder_neu/010_Downloads/Basiswissen-Dokumente/28_Strommarkt_als_Wirtschafts-_und_Standortfaktor.pdf (Zugriff am: 01.06.2017)
- VDE (Hrsg.) (2012a): Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020. Frankfurt am Main: Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
- VDE (Hrsg.) (2012b): Energiespeicher für die Energiewende. Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien 2050. Frankfurt am Main: Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
- Wietschel, Martin; Ullrich, Sandra; Markewitz Peter; Schulte, Friedrich; Genoese, Fabio (Hrsg.) (2015): Energietechnologien der Zukunft. Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze. Wiesbaden: Springer Vieweg.
- Wikipedia (Hrsg.) (2017): SWOT-Analyse. Online im Internet: <https://de.wikipedia.org/w/index.php?title=SWOT-Analyse&oldid=165903570> (Zugriff am 01.07.2017).

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre hiermit an Eides statt, dass ich vorliegende Masterarbeit selbstständig und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel angefertigt habe. Die aus fremden Quellen direkt oder indirekt übernommenen Stellen sind als solche kenntlich gemacht. Die Arbeit wurde bisher weder in gleicher noch in ähnlicher Form einer anderen Prüfungsbehörde vorgelegt und auch noch nicht veröffentlicht.

Vandans, am 23.07.2017

Stefan Steininger