

# **Nachhaltiger Umgang mit überschüssigen Windstromanteilen (Vorstudie)**

Endbericht  
an das Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes  
Nordrhein-Westfalen

Wuppertal, 6. Dezember 2013

Autoren:  
Christine Krüger, Frank Merten, Arjuna Nebel, Sascha Samadi, Ole Soukup (Wuppertal Institut)

Unter Mitarbeit von: Daniel Hilker (Wuppertal Institut)

**Endbericht**

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH  
Forschungsgruppe Zukünftige Energie- und Mobilitätsstrukturen

Döppersberg 19  
42103 Wuppertal

**Ansprechpartner (Projektleiter):**

Dipl.-Phys. Frank Merten  
Tel.: 0202 / 2492 – 216  
Fax: 0202 / 2492 - 198  
[frank.merten@wupperinst.org](mailto:frank.merten@wupperinst.org)

# Inhaltsverzeichnis

<b>1 EINFÜHRUNG .....</b>	<b>1</b>
<b>2 STATUS QUO UND MÖGLICHE ENTWICKLUNGSPFADE VON WINDENERGIE UND WINDSTROMÜBERSCHÜSSEN BIS ZUM JAHR 2030 .....</b>	<b>3</b>
2.1 ENTWICKLUNGSPFADE (SZENARIEN) FÜR DIE NUTZUNG DER WINDENERGIE (OFF- UND ONSHORE) IN DEUTSCHLAND BIS ZUM JAHR 2030 PLUS AUSBLICK BIS 2050 .....	3
2.1.1 <i>Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung (BMWi, BMU).....</i>	<i>4</i>
2.1.2 <i>Modell Deutschland – Klimaschutz bis 2050 (WWF).....</i>	<i>6</i>
2.1.3 <i>Leitstudie 2010 (BMU) .....</i>	<i>7</i>
2.1.4 <i>Energiezukunft 2050 (EnBW, EON, RWE, Vattenfall) .....</i>	<i>8</i>
2.1.5 <i>Klimaschutz: Plan B 2050 (Greenpeace) .....</i>	<i>9</i>
2.1.6 <i>Energiekonzept 2050 (FVEE) .....</i>	<i>9</i>
2.1.7 <i>100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050 (SRU).....</i>	<i>10</i>
2.1.8 <i>Energieziel 2050 (UBA).....</i>	<i>11</i>
2.1.9 <i>Entwicklung der Windenergie in verschiedenen Szenarien bis 2030/2050 .....</i>	<i>12</i>
2.1.10 <i>Ableitung plausibler Entwicklungspfade des zukünftigen Windenergieausbaus in Deutschland...20</i>	<i>20</i>
2.1.11 <i>Ergänzender Exkurs: „Windenergieausbau in den Szenarien für den Netzentwicklungsplan Strom 2012“ 23</i>	<i>23</i>
2.2 STATUS QUO, AKTUELLER TREND UND PERSPEKTIVEN VON WINDSTROMÜBERSCHÜSSEN IM DEUTSCHEN STROMNETZ .....	26
2.2.1 <i>Regionale Windstromüberschüsse .....</i>	<i>26</i>
2.2.2 <i>Negative Residuallasten .....</i>	<i>29</i>
<b>3 AUSWIRKUNG VON WINDSTROMÜBERSCHÜSSEN UND GENERELL HOHER INSTALLIERTER WINDENERGIELEISTUNG AUF DEN STROMSEKTOR.....</b>	<b>31</b>
3.1 PROBLEMFELD ÜBERSCHÜSSE .....	31
3.2 PROBLEMFELD GRADIENTEN .....	34
3.3 PROBLEMFELD UNTERVERSORGUNG: .....	36
3.4 PROBLEMFELD SYSTEMSTABILITÄT (IM FEHLERFALL) .....	36
3.5 PROBLEMFELD SYSTEMSTABILITÄT (REGELLEISTUNG).....	37
<b>4 IDENTIFIKATION VON GEEIGNETEN FLEXIBILISIERUNGSOPTIONEN FÜR EINEN NACHHALTIGEN UMGANG MIT WINDSTROMÜBERSCHÜSSEN .....</b>	<b>39</b>
4.1 KURZBESCHREIBUNG DER BETRACHTETEN ALTERNATIVEN UND IHREM BEITRAG ZUR PROBLEMLÖSUNG	41
4.1.1 <i>Neubau von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Leitungen (Kabel und Freileitungen, nur selbstgeführte Transistortechnik) .....</i>	<i>41</i>
4.1.2 <i>Neubau von 380 kV Freileitungen/Kabel.....</i>	<i>41</i>
4.1.3 <i>Flexible AC-Transmission Systeme (FACTS).....</i>	<i>41</i>
4.1.4 <i>Freileitungsmonitoring .....</i>	<i>42</i>
4.1.5 <i>Hochtemperaturleiterseile .....</i>	<i>42</i>
4.1.6 <i>Lastmanagement – Erschließung klassischer (industrieller) Lasten .....</i>	<i>43</i>
4.1.7 <i>Lastmanagement – Erschließung bestehender Potentiale .....</i>	<i>43</i>
4.1.8 <i>Lastmanagement – Erschließung neuer Lasten .....</i>	<i>44</i>
4.1.9 <i>Abregelung von Windenergieanlagen &amp; Photovoltaik .....</i>	<i>44</i>
4.1.10 <i>Flexibilisierung dezentraler KWK- und Biogasanlagen.....</i>	<i>45</i>
4.1.11 <i>Flexibilisierung bestehender Mittellastkraftwerke .....</i>	<i>45</i>
4.1.12 <i>Gaskraftwerksneubau .....</i>	<i>45</i>

4.1.13	<i>H2 mit Rückverstromung</i>	46
4.1.14	<i>Große Batteriespeicher (Redox-Flow, NaS)</i>	46
4.1.15	<i>Kleine Batteriespeicher (Li-Ionen, PbS)</i>	46
4.1.16	<i>Druckluftspeicher (konventionell oder adiabat)</i>	47
4.1.17	<i>Pumpspeicher (konventionell oder neue Konzepte)</i>	47
4.1.18	<i>Schwungräder</i>	48
4.1.19	<i>SMES</i>	48
4.1.20	<i>Superkondensatoren</i>	48
<b>5</b>	<b>SYSTEMATISCHER MULTIKRITERIELLER VERGLEICH VON AUSGEWÄHLTEN HANDLUNGSMÖGLICHKEITEN</b>	<b>49</b>
5.1	MULTIKRITERIELLE ANALYSE – ALLGEMEINE METHODIK UND AUSGEWÄHLTES EINSCHLÄGIGE ANALYSEVERFAHREN	49
5.1.1	<i>Gewichtung der Kriterien – Der „Analytical Hierarchy Process“</i>	50
5.2	AUSWAHL DER KRITERIEN FÜR DIE MCA	53
5.3	BEWERTUNG DER ALTERNATIVEN HINSICHTLICH DER KRITERIEN	54
5.3.1	<i>Zusammenfassung der Bewertungen</i>	54
5.3.2	<i>Bewertung innerhalb der Kategorie „Technologie“</i>	57
5.3.3	<i>Bewertung innerhalb der Kategorie „Politik und Soziales“</i>	71
5.3.4	<i>Bewertung innerhalb der Kategorie „Ökologie“</i>	85
5.3.5	<i>Bewertung innerhalb der Kategorie „Ökonomie“</i>	113
5.4	GEWICHTUNG DER KRITERIEN	126
5.4.1	<i>Durchführung des Analytical Hierarchy Process</i>	127
5.4.2	<i>Variation der Gewichtungsfaktoren</i>	135
5.5	ERGEBNISSE	136
5.5.1	<i>Ergebnisse der multikriteriellen Analyse</i>	136
5.5.2	<i>Sensitivitäten der Ergebnisse</i>	145
5.5.3	<i>Speicher und Netze im Vergleich und im zeitlichen Ausblick</i>	150
<b>6</b>	<b>ZUSAMMENFASSUNG</b>	<b>152</b>
<b>7</b>	<b>LITERATUR- UND QUELLENVERZEICHNIS</b>	<b>157</b>

## Abbildungen

Abbildung 2-1: Entwicklung der installierten elektrischen Leistung von Windenergieanlagen onshore im Szenariovergleich bis zum Jahr 2050	12
Abbildung 2-2: Entwicklung der Stromerzeugung aus Windenergie onshore im Szenariovergleich bis zum Jahr 2050	14
Abbildung 2-3: Entwicklung der Jahresvolllaststunden von Windenergieanlagen onshore im Szenariovergleich bis zum Jahr 2050	15
Abbildung 2-4: Entwicklung der installierten elektrischen Leistung in Windenergieanlagen offshore im Szenariovergleich bis zum Jahr 2050	16
Abbildung 2-5: Entwicklung der Stromerzeugung aus Windenergie offshore im Szenariovergleich bis zum Jahr 2050	17
Abbildung 2-6: Entwicklung der Jahresvolllaststunden aus Windenergie offshore im Szenariovergleich bis zum Jahr 2050	18
Abbildung 2-7: Entwicklung der installierten elektrischen Leistung in Windenergieanlagen insgesamt im Szenariovergleich bis zum Jahr 2050	19
Abbildung 2-8: Entwicklung der Stromerzeugung aus Windenergie insgesamt im Szenariovergleich bis zum Jahr 2050	20
Abbildung 2-9: Ausgewählte minimale und maximale Entwicklungspfade der installierten Leistung von Windenergieanlagen (onshore plus offshore) bis zum Jahr 2050	21
Abbildung 2-10: Ausgewählte minimale und maximale Entwicklungspfade der Stromerzeugung aus Windenergieanlagen (onshore plus offshore) bis zum Jahr 2050	22
Abbildung 2-11: Installierte Kapazität der Onshore-Windenergie in den drei NEP-Szenarien A, B und C in den Jahren 2022 und 2032 gegenüber der Kapazität in den anderen Szenarien im Jahr 2050	24
Abbildung 2-12: Installierte Kapazität der Offshore-Windenergie in den drei NEP-Szenarien A, B und C in den Jahren 2022 und 2032 gegenüber der Kapazität in den anderen Szenarien im Jahr 2050	25
Abbildung 2-13: Installierte Windenergieleistung in Deutschland nach Netzbetreiber für das Jahr 2009	27
Abbildung 2-14: Auswertung des Einspeisemanagements bei e.on Netz	28
Abbildung 2-15: Auswertung des Einspeisemanagements bei e.on Netz	28
Abbildung 2-16: Jahresdauerlinie der Verbraucherlast abzüglich der Einspeisung aus Windenergie	30
Abbildung 3-1: Häufigkeiten relativer Leistungsänderungen des insgesamt eingespeisten Windstroms im Jahr 2007 für verschiedene Zeitraster	35
Abbildung 5-1: Grundlegende Struktur der multikriteriellen Analyse	50

Abbildung 5-2: Kriterien für die Beurteilung von Alternativen zur Integration hoher Anteile volatiler Einspeisung _____	54
Abbildung 5-3: Stromverlagerungskosten verschiedener Speichertechnologien im Jahr 2020 für eine Speicherung von sechs Stunden. _____	114
Abbildung 5-4: Stromverlagerungskosten verschiedener Speichertechnologien im Jahr 2020 für eine Distanz von 400 km. _____	115
Abbildung 5-5: Kumuliertes globales Investitionsvolumen von Stromspeichern im Jahr 2030 und Anteil nach Technologien _____	120
Abbildung 5-6: Ranking der Alternativen zum nachhaltigen Umgang mit Windstromüberschüssen _____	137
Abbildung 5-7: Differenzierung der MCA-Ergebnisse nach Kriterien-Kategorien _____	141
Abbildung 5-8: Ergebnisse der MCA in der Kategorie "Ökologie" _____	142
Abbildung 5-9: Ergebnisse der MCA in der Kategorie "Ökonomie" _____	143
Abbildung 5-10: Vergleich der Punkteverteilung von Freileitungsmonitoring, HGÜ-Kabeln, Abregelung und konventionellen Druckluftspeichern _____	144

## Tabellen

Tabelle 2-1: Übersicht über die ausgewählten Szenarien, deren energiebedingten CO <sub>2</sub> -Emissionen und deren Stromerzeugung aus Windenergie in den in diesem Unterkapitel untersuchten Szenariostudien _____	4
Tabelle 3-1: Überblick über die verschiedenen Auswirkungen von regionalen Netzengpässen durch Windstromüberschüsse _____	33
Tabelle 3-2: Überblick über die verschiedenen Auswirkungen von negativen Residuallasten durch Windstromüberschüsse _____	34
Tabelle 3-3: Überblick über die verschiedenen Auswirkungen von windstrombedingten Gradienten bei hohen Windleistungsanteilen _____	36
Tabelle 3-4: Überblick über die verschiedenen Auswirkungen von windstrombedingter Unterversorgung bei hohen Windleistungsanteilen _____	36
Tabelle 3-5: Überblick über die verschiedenen Auswirkungen von windstrombedingter mangelnder Systemstabilität im Fehlerfall _____	37
Tabelle 3-6: Überblick über die verschiedenen Auswirkungen von windstrombedingter mangelnder Systemstabilität im Bereich Regelernergie _____	38
Tabelle 4-1: Übersicht der Flexibilisierungsoptionen und deren Beitrag zur Problemlösung _____	40
Tabelle 5-1: Struktur der Kriterien _____	51
Tabelle 5-2: Beispiel Relevanzmatrix _____	51
Tabelle 5-3: Beispiel Gesamtgewichtung _____	52
Tabelle 5-4: Zusammenfassung der Bewertungen _____	55
Tabelle 5-5: Bewertung des Kriteriums "Problemandeckungsgrad" _____	70
Tabelle 5-6: Abschätzung der stofflichen Ressourcenintensität der untersuchten Alternativen _____	89
Tabelle 5-7: Abschätzung der energetischen Ressourcenintensität der untersuchten Alternativen _____	92
Tabelle 5-8: Abschätzung der Flächenbedarfs der untersuchten Alternativen _____	96
Tabelle 5-9: Abschätzung der lebenszyklusweiten THG-Emissionen der untersuchten Alternativen _____	103
Tabelle 5-10: Relevanz der Kategorien gegeneinander _____	127
Tabelle 5-11: Gewichtung der Kategorien _____	127
Tabelle 5-12: Relevanz der Kriterien in der Kategorie „Technologie“ _____	128
Tabelle 5-13: Gewichtung der Technologie-Kriterien _____	129
Tabelle 5-14: Relevanz der Kriterien in der Kategorie „Politik und Soziales“ _____	129
Tabelle 5-15: Gewichtung der „Politik und Soziales“-Kriterien _____	130
Tabelle 5-16: Relevanz der Kriterien in der Kategorie „Ökologie“ _____	130
Tabelle 5-17: Gewichtung der „Ökologie“-Kriterien _____	131

Tabelle 5-18: Relevanz der Kriterien in der Kategorie „Ökonomie“ _____	131
Tabelle 5-19: Gewichtung der „Ökonomie“-Kriterien _____	132
Tabelle 5-20: Gewichtung der „Ressourcen“-Unterkriterien _____	132
Tabelle 5-21: Zusammenfassung der Gewichtungen _____	134
Tabelle 5-22: Zusammenfassung der Gewichtungsvariationen _____	136
Tabelle 5-23: Ergebnisse der multikriteriellen Analyse _____	139
Tabelle 5-24: Wiederholung: Zusammenfassung der Gewichtungsvariationen _____	145
Tabelle 5-25: Punktzahlen der Alternativen in den verschiedenen Gewichtungsvarianten ____	146
Tabelle 5-26: Rangfolge der Alternativen in den verschiedenen Gewichtungsvarianten ____	147
Tabelle 5-27: Schlussfolgerungen aus den Gewichtungsvariationen _____	150



## Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating Current (Wechselstrom)
Aq	Äquivalent
BEE	Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
CAES	Compressed Air Energy Storage
CCS	Carbon Dioxide Capture and Storage
CH <sub>4</sub>	Methan
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
DC	Direct Current (Gleichstrom)
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien
el	elektrisch
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
GfK	Glasfaserverstärkter Kunststoff
GIS	Geoinformationssystem
GuD	Gas und Dampf
H <sub>2</sub>	Wasserstoff
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung
LCA	Life Cycle Assessment (Ökobilanz)
N <sub>2</sub> O	Distickstoffmonoxid
NO <sub>x</sub>	Stickoxide
NaS	Natrium-Schwefel
PbS	Phosphatgepufferte Salzlösung
PSW	Pumpspeicherkraftwerk
PV	Photovoltaik
SO <sub>x</sub>	Schwefeloxide
SRU	Sachverständigenrat für Umweltfragen
T	Tesla
th	thermisch
THG	Treibhausgas
WEA	Windenergieanlage
WWF	World Wide Fund For Nature



# 1 Einführung

Die zunehmende Einspeisung von Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen stellt das Energiesystem vor viele neue Herausforderungen. Eine davon ist die wachsende Menge an Windstrom, die insbesondere auf Grund von Netzengpässen nicht zu den Verbrauchern transportiert werden kann, sondern abgeregelt werden muss.<sup>1</sup> Angesichts des angestrebten weiteren Ausbaus der Windenergie auf Land (onshore) und See (offshore) ist bei weiterhin stockendem Ausbau des Stromnetzes mit einer deutlichen Zunahme an solchen Windstromüberschüssen zu rechnen. Neben dem Netzausbau können jedoch auch verschiedene weitere Maßnahmen ergriffen werden, wie z. B. Netzertüchtigungen, Speicher- und Lastmanagementmaßnahmen, um Windstromüberschüsse und ihre Auswirkungen auf das Gesamtsystem zu reduzieren. Dabei hat bisher die ökonomische Bewertung einer Technologie meistens den Ausschlag für deren Priorisierung und Realisierung gegeben. Im Sinne eines nachhaltigen Umgangs mit Windstromüberschüssen sind neben ökonomischen Aspekten auch ökologische und soziale Faktoren zu berücksichtigen.

Vor diesem Hintergrund ist es das **Ziel** dieser Vorstudie, die verschiedenen technischen Flexibilisierungsoptionen, die für einen problemorientierten, flexiblen Umgang mit Windstromüberschüssen in Frage kommen, zu identifizieren und anhand verschiedener Kriterien zu beurteilen, wie nachhaltig bzw. robust ihr Einsatz sein wird. Für die Bearbeitung dieser Aufgabe wird folgende Vorgehensweise gewählt.

Zur besseren Einordnung der Problemstellung wird in Kapitel 2 zunächst

- ein Überblick über die möglichen Entwicklungspfade der Windenergie in Deutschland bis zum Jahr 2050 gegeben, wie sie von verschiedenen Studien angenommen werden
- definiert, was in dieser Studie unter Windstromüberschüssen verstanden wird und
- anhand des Einsatzes von Einspeisemanagement dargestellt, wo und in welchem Umfang sie bisher in Deutschland auftreten.

In Kapitel 3 werden die (potenziellen) negativen Auswirkungen von Windstromüberschüssen auf das Energiesystem beschrieben und die damit verbundenen, verschiedenen systemtechnischen Problemstellungen abgeleitet. Diesbezüglich werden in Kapitel 4 jeweils geeignete technische Lösungs- bzw. Flexibilisierungsoptionen ermittelt und kurz beschrieben. Der Kern der Untersuchung erfolgt in Kapitel 5, in dem die nutzbaren Technologien für das Problemfeld „Überschüsse“ im Vergleich zueinander bewertet werden. Dafür wird zunächst die ausgewählte Analyseverfahren, die multikriterielle Analyse (MCA<sup>2</sup>) vorgestellt, die sich in besonderer Weise für eine konsistente, transparente und nachvollziehbare Entscheidungsfindung bei komplexen Problemstellungen eignet. Es folgt die Definition von Kriterien zur Bewertung der Alternativen in den Kategorien „Technik“, „Politik und Soziales“, „Ökologie“ und „Ökonomie“, anhand derer dann jede Flexibilisierungsoption, die für den Umgang mit Windstromüberschüssen geeignet ist, bewertet wird. Einen weiteren Schwerpunkt der Analy-

---

<sup>1</sup> Im Jahr 2011 konnten nach Angaben der Bundesnetzagentur im Rahmen des Einspeisemanagements nach §11 EEG insgesamt etwa 421 Mio. kWh an verfügbarem Strom aus erneuerbaren Energien (+200 % im Vergleich zum Vorjahr) nicht in das Netz eingespeist werden (BNetzA 2013).

<sup>2</sup> Englische Abkürzung für multi-criteria-analysis.

se stellt die Bestimmung von Gewichtungsfaktoren für die Kriterien dar, mittels derer aus den einzelnen Bewertungen das Gesamtergebnis ermittelt wird. Diese Gewichtungsfaktoren werden im nächsten Schritt unter verschiedenen Gesichtspunkten bzw. Prioritäten variiert. Abschließend werden die erzielten Resultate unter Berücksichtigung der Variationen dargestellt und diskutiert. Dabei wird insbesondere nach robusten und sensitiven Ergebnissen differenziert und es wird auf die Grenzen der Analysen hingewiesen, die bei der Interpretation der Ergebnisse zu beachten sind.

## **2 Status quo und mögliche Entwicklungspfade von Windenergie und Windstromüberschüssen bis zum Jahr 2030**

### **2.1 Entwicklungspfade (Szenarien) für die Nutzung der Windenergie (Off- und Onshore) in Deutschland bis zum Jahr 2030 plus Ausblick bis 2050**

Für die im Rahmen dieses Projekts durchgeführte Untersuchung möglicher Optionen des Umgangs mit Windstromüberschüssen ist es zunächst einmal unerlässlich, plausible Annahmen über den möglichen zukünftigen Ausbau der Windenergie in Deutschland zu treffen, denn von der Dynamik dieses Ausbaus wird ganz wesentlich die Häufigkeit und die jeweilige Höhe von Windstromüberschüssen abhängen und wahrscheinlich auch die optimalen Optionen des Umgangs mit diesen Überschüssen.

Zur Ableitung plausibler zukünftiger Ausbaupfade der Windenergie erfolgt in diesem Unterkapitel eine ausführliche Analyse aktueller Energieszenarien für Deutschland in Hinblick auf die jeweils angenommenen Ausbaupfade der Windenergie. In diesen Szenarien von einer Reihe von unterschiedlichen Auftraggebern (vgl. folgende Übersichtstabelle) spiegeln sich verschiedene Annahmen zahlreicher Energieexperten über die Entwicklung der Leistung und der Stromerzeugung von Windenergieanlagen bis zum Jahr 2050 wider. Dabei wird sowohl in den meisten Szenarien als auch in den folgenden Gegenüberstellungen zwischen Onshore- und Offshore-Windenergie getrennt. Auf Grundlage des Szenariovergleichs erfolgt dann zum Abschluss dieses Unterkapitels eine Festlegung von aus heutiger Sicht plausiblen Unter- und Obergrenzen für den Ausbau der Windenergie in Deutschland in den kommenden Jahrzehnten, die im Laufe dieses Projekts als Orientierungsmaßstab dienen werden.

Studie (Auftraggeber)	Ausgewählte Szenarien	Energiebedingter CO <sub>2</sub> - Ausstoß gegenüber 1990		Gesamte Bruttostromer- zeugung aus Windener- gie-anlagen (in TWh)	
		2030	2050	2030	2050
Leitstudie 2010 (BMU 2012)	Basisszenario 2010 A	- 61 %	- 85 %	182	261
	Szenario B-100%- S/H2	- 62 %	- 90 %	190	382
Modell Deutschland (Öko-Institut e.V und Prognos AG 2009)	Referenz	- 40 %	- 52 %	99	103
	Innovation o. CCS	- 65 %	- 91 %	146	211
	Innovation m. CCS	- 65 %	-90 %	116	141
Energieszenarien für ein Energie- konzept der Bundesregierung (Schlesinger et al. 2010)	Referenz	- 49 %	- 62 %	121	147
	Szenario II B	- 61 %	- 85 %	137	173
Energiezukunft 2050 (FfE 2009)	Szenario 3	- 57 %	- 61 %	126	166
Klimaschutz: Plan B 2050 (Barzanthy et al. 2009)	Plan B	- 72 %	- 97 %	180	278
100% erneuerbare Stromversor- gung bis 2050 (SRU 2010a)	Szenario 2.1.a	k. A.	k. A.	301	408
Energieziel 2050 (SRU 2010b)	Regionenverbund	k. A.	k. A.	k. A.	347
Energiekonzept 2050 (FVEE 2010)	100%-EE-Szenario 2050	k. A.	k. A.	220	401

Tabelle 2-1: Übersicht über die ausgewählten Szenarien, deren energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen und deren Stromerzeugung aus Windenergie in den in diesem Unterkapitel untersuchten Szenariostudien

Quelle: eigene Darstellung

Im Folgenden wird zunächst ein Überblick über die acht betrachteten Szenariostudien gegeben. Neben allgemeinen Informationen zu den jeweiligen Szenariostudien wird darauf eingegangen, welche der zumeist mehreren erstellten Szenarien der Studie im weiteren Verlauf des Unterkapitels für den quantitativen Vergleich herangezogen werden und auf welchen Grundlagen die Studien die jeweilige Entwicklung der Windenergie ableitet.

### 2.1.1 Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung (BMW, BMU)

Die Studie *Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung* wurde 2010 durch die Bundesregierung bzw. die zuständigen Ministerien (BMW und BMU) in Auftrag gegeben und veröffentlicht. Erarbeitet wurde die Studie durch ein Konsortium bestehend aus dem

Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln (EWI), der Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung (GWS) und Prognos. Neben einem Referenzszenario wurden vier verschiedene Zielszenarien erstellt, die sich in der Dauer der Laufzeitverlängerung für die Atomkraftwerke unterscheiden.<sup>3</sup> Für die Zielszenarien wurden seitens der Bundesregierung verschiedene Zielvorgaben gemacht. So sollen die Szenarien mit einem Rückgang der Treibhausgasemissionen um 40 % bis 2020 und um 85 % bis 2050 (jeweils gegenüber 1990) kompatibel sein und der Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch soll bis Mitte des Jahrhunderts auf mindestens 50 % steigen. Die Szenarien sollten eine sachliche Grundlage für die Erarbeitung des Energiekonzepts der Bundesregierung darstellen und den notwendigen Handlungsbedarf zum Erreichen der mittel- bis langfristigen Ziele verdeutlichen. Insbesondere sollten die verschiedenen Zielszenarien die Effekte unterschiedlicher Annahmen zu den Laufzeitverlängerungen von Atomkraftwerken aufzeigen.

Für den folgenden Vergleich werden aus dieser Studie neben dem Referenzszenario noch *Szenario II B* ausgewählt, da die in *Szenario II* angenommene Laufzeitverlängerung von 12 Jahren in etwa dem (mittlerweile wieder in Frage gestellten) Beschluss der Bundesregierung in dieser Frage entspricht. Der Zusatz „B“ bedeutet, dass bezüglich der Höhe der Nachrüstinvestitionen für Atomkraftwerke die Zahlen des für Reaktorsicherheit zuständigen BMU zugrunde gelegt wurden. Außerdem wird das Referenzszenario der Studie berücksichtigt. In diesem Szenario werden die Ziele der Bundesregierung zum Ausbau der erneuerbaren Energien und zur Reduktion der Treibhausgase nicht erreicht. Außerdem erfolgt keine Verlängerung der Laufzeiten der Atomkraftwerke.

#### Grundlage für die Ableitung der Entwicklung der Windenergie

Als Grundlage für die Fortschreibung des Stromsektors wird in der Studie das am EWI entwickelte Strommarktmodell DIME (Dispatch and Investment Model for Electricity Markets in Europe) verwendet. DIME ist ein dynamisches Optimierungsmodell, „das die kostenminimale Deckung der europäischen Stromnachfrage einschließlich der Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland unter Berücksichtigung technischer und ökonomischer Parameter bestimmt“. Zudem wird für die Erstellung der Szenarien im Erzeugungssektor auf ein nicht näher beschriebenes Modell der erneuerbaren Energien in Europa zurückgegriffen, das unter anderem die Onshore- und Offshore-Windenergie regional differenziert abbildet. Zu dem unterstellten Potenzial der Windenergie innerhalb Deutschlands heißt in der Studie konkret: „Für onshore Windenergie wird davon ausgegangen, dass kostengünstige Standorte bereits weitgehend genutzt werden und die Stromerzeugung hauptsächlich durch Repowering gesteigert werden kann. Für die Stromerzeugung aus offshore Windenergieanlagen bestehen in den Szenarien keine bindenden Potenzialgrenzen.“

Relevant für den Ausbau der erneuerbaren Energien innerhalb Deutschlands in den Szenarien ist die Tatsache, dass die Studie nur bis zum Jahr 2020 eine „nationale und technologie-spezifische EE-Förderung“ unterstellt, wie sie derzeit durch das EEG erfolgt. Nach 2020 wird ein „europaweit kostenorientierter EE-Ausbau“ angenommen. Diese Annahme führt in den Szenarien nach dem Jahr 2020 zu einem signifikanten Import von erneuerbar erzeugtem

---

<sup>3</sup> Diese Zielszenarien werden jeweils in zwei Varianten gerechnet, denen zwei verschiedene Annahmen zu der Höhe der notwendigen Investitionen für zusätzliche Sicherheitsmaßnahmen der Atomkraftwerke zugrunde liegen.

Strom aus dem europäischen Ausland. Folglich werden innerhalb von Deutschland weniger Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien benötigt um die vorgegebenen Ziele zur Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch und zur Verringerung der Treibhausgasemissionen zu erfüllen. Die Annahme, dass erneuerbare Energien im Stromsystem in Zukunft europaweit stets nur dort ausgebaut werden, wo sie am günstigsten sind (ausreichende und ausreichend günstige Kapazitäten für den Stromtransport werden offenbar unterstellt), führt also dazu, dass innerhalb Deutschlands die erneuerbaren Energien weniger stark ausgebaut werden. Hiervon dürfte vor allem die Onshore-Windenergie betroffen sein, deren Ausbau in Deutschland nach 2020 praktisch zum Erliegen kommt (s.u.).

### **2.1.2 Modell Deutschland – Klimaschutz bis 2050 (WWF)**

Die Studie *Modell Deutschland – Klimaschutz bis 2050* wurde von WWF Deutschland in Auftrag gegeben und 2009 veröffentlicht. Die Erarbeitung erfolgte durch Prognos und Öko-Institut. Das zentrale Ziel der Studie ist es, Wege aufzuzeigen, wie die deutschen Treibhausgas (THG)-Emissionen bis 2050 um rund 95 % gegenüber 1990 gesenkt werden können. Neben einem Referenzszenario, das dieses Klimaschutzziel deutlich verfehlt, werden zwei alternative Klimaschutzszenarien erstellt. Beide Szenarien erreichen THG-Einsparungen von 86 bis 87 % bis 2050<sup>4</sup>, allerdings unterscheiden sie sich in der angenommenen Entwicklung des Stromsystems. Während in beiden Szenarien ein Ausstieg aus der Nutzung der Atomenergie bis 2025 angenommen wird, wird in einem der Szenarien (*Innovation mit CCS*) auf die Nutzung von CCS-Technologien im Kraftwerksbereich gesetzt, während in dem anderen Szenario (*Innovation ohne CCS*) hierauf verzichtet wird. Aufgrund der sich daraus ergebenden deutlichen Unterschiede im Stromsystem werden im folgenden Vergleich beide Klimaschutzszenarien berücksichtigt. Ebenso wird das Referenzszenario der Studie betrachtet, das für eine Entwicklung steht, in der gegenüber heute keine zusätzlichen klimapolitischen Maßnahmen bzw. Instrumente umgesetzt werden.

#### Grundlage für die Ableitung der Entwicklung der Windenergie

Die Studie trifft selbst keine Einschätzung zur Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, sondern orientiert sich an den Angaben in der Leitstudie 2008 (BMU 2008). In Bezug auf die Windenergie werden die Daten aus der Leitstudie 2008 für die Innovationsszenarien unverändert übernommen. Im Referenzszenario nehmen die Autoren hingegen an, dass ab 2020 der Ausbau der Windenergie – wie auch anderer erneuerbarer Energien – langsamer erfolgt als im Szenario der Leitstudie 2008: Aufgrund von technischen Schwierigkeiten und Netzengpässen kann der Ausbau der offshore-Windenergie nicht so stark ausgebaut werden wie in der Leitstudie 2008, während der Ausbau der onshore-Windenergie aufgrund mangelnder gesellschaftlicher Akzeptanz für die Ausweisung weiterer Flächen auf das „Repowering“ begrenzt bleibt.

---

<sup>4</sup> Damit wird in beiden Szenarien nicht das gesetzte Ziel von -95 % erreicht. Die Möglichkeit dieses Ziel anzusteuern wird am Ende der Studie in Zusatzanalysen untersucht. Hier werden die Emissionen durch (noch) optimistischere Annahmen bezüglich der Nutzung von CCS und der Biomasse-Verfügbarkeit weiter gesenkt und erreichen tatsächlich -95 %.



### 2.1.3 Leitstudie 2010 (BMU)

Die Anfang 2011 erschienene, vom BMU in Auftrag gegebene Studie *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global* (kurz *Leitstudie 2010*) ist eine Aktualisierung von bereits in den vorangegangenen Jahren erstellten Studien. Die fachliche Erarbeitung erfolgte durch eine Arbeitsgemeinschaft aus dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), dem Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) und dem Ingenieurbüro für neue Energien (IfnE). Das zentrale Ziel dieser Studie ist es aufzuzeigen, wie eine Reduktion der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen innerhalb von Deutschland um 85 % bis 2050 (gegenüber 1990) gelingen kann. Als wesentliches Element für die Zielerreichung wird der Ausbau der erneuerbaren Energien gesehen, der detailliert beschrieben wird.

In der Leitstudie 2010 werden drei verschiedene „Basisszenarien“ beschrieben, die sich insbesondere im Hinblick auf die Entwicklung des Anteils der Elektromobilität im Individualverkehr sowie in Bezug auf die angenommenen Restlaufzeiten der deutschen Atomkraftwerke unterscheiden.<sup>5</sup> Zusätzlich wird ein viertes Szenario (Szenario B-100%-S/H2) erstellt, in dem im Gegensatz zu den Basisszenarien bis 2050 eine zu 100 % auf erneuerbaren Energien beruhende Stromversorgung realisiert wird. Dabei wird in hohem Maße auf Wasserstoff gesetzt, um die aus den fluktuierenden Quellen Wind und Sonne gewonnene Energie speichern und damit bedarfsgerecht bereitstellen zu können.

Im Folgenden werden die beiden Szenarien „Basisszenario 2010 A“ sowie „Szenario B-100%-S/H2“ betrachtet, da erstgenanntes Szenario im Mittelpunkt der Leitstudie 2010 steht und das letztgenannte Szenario aufgrund des angenommenen beschleunigten Ausbaus der erneuerbaren Energien in der Stromversorgung einen alternativen, ambitionierteren Ausbaupfad (unter anderem) der Windenergie beschreibt. In beiden Szenarien erfolgt der Atomenergieausstieg zwischen 2020 und 2025. Wie auch in den anderen Szenarien der Leitstudie 2010 wird keine Nutzung von CCS-Technologie angenommen.

#### Grundlage für die Ableitung der Entwicklung der Windenergie

Erstmals wurde für die Leitstudie 2010 unter Rückgriff auf die Energiemodelle REMix (DLR) und SimEE (IWES) eine dynamische und teilweise räumlich aufgegliederte Simulation der Stromversorgung durchgeführt.

REMix ist laut DLR ein kostenoptimierendes Energiesystemmodell, das auf die Modellierung eines europäischen Stromversorgungssystems mit hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien zugeschnitten ist. Eine GIS-gestützte Datenbank, in der die Potenziale der Windenergie (onshore und offshore) wie auch der anderen Energieressourcen in hoher zeitlicher (1 Stunde) und räumlicher (10 x 10 km<sup>2</sup>) Auflösung vorliegen, bildet die Grundlage des REMix-Modells. Bei der Kostenoptimierung werden auch der Bedarf an Energiespeichern und Stromtransport-Infrastruktur berücksichtigt. Das Simulationsmodell SimEE bildet nach eigenen Angaben hingegen die technischen Eigenschaften der Stromerzeuger, -verbraucher und

---

<sup>5</sup> Im „Basisszenario 2010 B“ wird eine Verdopplung des Anteils der Elektromobilität an der Verkehrsleistung des Individualverkehrs bis zum Jahr 2050 unterstellt (66 % statt 33 % im „Basisszenario 2010 A“), während im „Basisszenario 2010 C“ die geplante (aber mittlerweile wieder in Frage stehende) Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke berücksichtigt wurde.

-speicher detailliert ab. Beide Modelle ergänzen sich dabei: Durch REMix wird die Einbindung Deutschlands in ein europäisch-nordafrikanisches Verbundsystem modelliert, während die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien und die vielfältigen Ausgleichsoptionen innerhalb Deutschlands durch SimEE abgebildet werden.

#### **2.1.4 Energiezukunft 2050 (EnBW, EON, RWE, Vattenfall)**

Die Studie *Energiezukunft 2050* ist 2009 erschienen und wurde gemeinsam von den vier marktbeherrschenden Stromkonzernen EnBW, EON, RWE und Vattenfall in Auftrag gegeben. Erarbeitet wurde die Studie von der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE). Ziel der Studie ist die Beschreibung einer wahrscheinlichen Entwicklung des deutschen Energiesystems unter verschiedenen Voraussetzungen.<sup>6</sup> Zu diesem Zweck werden drei Szenarien erstellt. Das erste Szenario (*Szenario 1*) stellt eine Referenzentwicklung dar und beschreibt die Entwicklung des Energiesystems unter der Annahme, dass die wesentlichen Einflussfaktoren auf das Energiesystem gegenüber heute bzw. gegenüber der jüngeren Vergangenheit konstant bleiben. In *Szenario 2* werden hingegen deutlich weitergehende technische Effizienzverbesserungen im Zeitverlauf unterstellt. *Szenario 3* berücksichtigt zusätzlich bewusste Verhaltensänderungen, die den Energiebedarf reduzieren. Außerdem werden die Laufzeiten der bestehenden Atomkraftwerke auf 60 Jahre erhöht und der Neubau von Atomkraftwerken wird zugelassen. *Szenario 3* stellt in Bezug auf den Klimaschutz das ambitionierteste Szenario da und wird im folgenden Vergleich betrachtet.

##### Grundlage für die Ableitung der Entwicklung der Windenergie

Der Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien im Stromsystem wird in dieser Studie nicht modelliert, sondern fließt auf der Basis eigener Annahmen als feste Größe in die Szenarien ein.<sup>7</sup> In Bezug auf das Windenergiepotenzial leiten die Autoren der Studie eine maximale inländische Erzeugung von etwa 170 TWh pro Jahr ab, die sukzessive bis 2050 erreicht wird. Davon entfallen rund 115 TWh auf die Offshore-Windenergie und knapp 55 TWh auf die Onshore-Windenergie. Diese Potenzialgrenze wird primär auf Grundlage von Angaben in der ersten „dena Netzstudie“ (Dena 2005) abgeleitet. Allerdings wird dabei aus verschiedenen Gründen das tatsächliche maximale Potenzial unterschätzt:

- Das Potenzial für zusätzlichen Stromertrag durch das „Repowering“ bestehender Anlagen wird nicht berücksichtigt.
- Die Potenzialangaben in der dena-Studie sind begrenzt auf die für die Windenergienutzung explizit ausgewiesenen Flächen. Eine Ausweitung der für die Windenergie vorgesehenen Flächen ist prinzipiell aber (politisch) möglich.
- Die Potenzialangaben der dena-Studie waren bereits zum Zeitpunkt der Erstellung der FfE-Studie veraltet, wie die dort angegebenen Zahlen für die Bundesländer Rheinland-Pfalz und Schleswig-Holstein zeigen: In diesen beiden Bundesländern

---

<sup>6</sup> Im Gegensatz zu den anderen hier besprochenen Szenariostudien wird kein konkretes CO<sub>2</sub>-Reduktionsziel vorgegeben.

<sup>7</sup> Hingegen wird die Deckung der Residuallast, d. h. des Strombedarfs nach Abzug der Erzeugung aus erneuerbaren Energien und durch KWK-Anlagen, durch das Kraftwerksmodell *ifeon* bestimmt, das den Einsatz des konventionellen Kraftwerksparks nach Kostengesichtspunkten optimiert.

wurde bereits 2006 mehr Strom aus Windenergieanlagen erzeugt als in der dena-Studie als grundsätzliches maximales Ausbaupotenzial angenommen wurde.

### **2.1.5 Klimaschutz: Plan B 2050 (Greenpeace)**

Diese ebenfalls im Jahr 2009 erschienene Studie wurde von Greenpeace Deutschland in Auftrag gegeben und von *EUtech Energie & Management GmbH* erarbeitet. Neben einem Referenzszenario wird ein alternatives Szenario namens *Plan B* beschrieben, das im folgenden Vergleich berücksichtigt wird. Das wesentliche Ziel dieses Szenarios ist die aus Gründen des Klimaschutzes für nötig erachtete inländische Reduktion der Treibhausgasemissionen um 90 % bis Mitte des Jahrhunderts (gegenüber 1990). Es wird keine Nutzung von CCS-Technologien angenommen und ein Ausstieg aus der Atomenergie erfolgt bereits bis 2015. Im Gegensatz zu vielen anderen Klimaschutzszenarien wird auch gegen Ende des Betrachtungszeitraums kein Import von Strom aus erneuerbaren Energien unterstellt. Dieser angenommene Verzicht auf den Import von Strom erfordert eine höhere inländische Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und dürfte insofern gegenüber einem ansonsten identischen Szenario mit signifikantem Stromimport unter anderem auch den Windstromausbau in Deutschland weiter vorantreiben.

#### Grundlage für die Ableitung der Entwicklung der Windenergie

Für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien werden für die unterschiedlichen Technologien eigene, offenbar nicht modellgestützte Abschätzungen durch die Autoren der Studie vorgenommen. Bei der Windenergie an Land werden Ausbaumöglichkeiten vor allem im Repowering vorhandener Anlagen gesehen. Aber auch die Ausweitung der für die Windenergienutzung vorgesehenen Flächen sowie die Abschaffung pauschaler Abstands- und Höhenregelungen werden für die Ausschöpfung der verbleibenden Potenziale als zentral angesehen. Für Offshore-Anlagen wird eine ähnlich dynamische Entwicklung angenommen wie sie bei der Onshore-Windenergie im vergangenen Jahrzehnt zu beobachten war. Allerdings wird in dem bisher unzureichenden und nur langsam voranschreitenden Ausbau der Netzinfrastruktur ein Hemmnis für einen zügigen Ausbau dieser Technologie gesehen.

Im Hinblick auf den angenommenen Ausbau der Windenergie verweist die Studie auf ähnliche Annahmen im Leitszenario 2008 (BMU 2008), ohne dass allerdings klar wird, ob sie sich bei ihren eigenen Einschätzungen an diesen Annahmen orientiert haben.

### **2.1.6 Energiekonzept 2050 (FVEE)**

Als einzige der in diesem Kapitel verglichenen Energieszenarien beschreibt die Studie *Energiekonzept 2050 – Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100 % erneuerbaren Energien* ein Energiesystem, dass vollständig auf erneuerbaren Energien basiert. Nicht nur der Strombedarf, sondern auch der Wärme- und Kraftstoffbedarf wird im Jahr 2050 ausschließlich auf Basis erneuerbarer Energien gedeckt. Die Studie wurde von verschiedenen Instituten erstellt, die im *ForschungsVerbund Erneuerbare Energien* zusammengeschlossen sind. Sie beschränkt sich auf die Beschreibung nur eines Szenarios.

## Grundlage für die Ableitung der Entwicklung der Windenergie

In der Studie finden sich keine Aussagen zu der Methodik, auf der die Annahmen zum Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsystem beruhen. Zudem werden bei der Stromerzeugung aus Windenergie (abgesehen von dem Jahr 2050) die Angaben nicht differenziert nach Onshore- und Offshore-Beitrag. Letztlich scheinen auch die Angaben zur Leistung und zur Stromerzeugung bei Windenergieanlagen nicht konsistent zu sein, denn für das Jahr 2050 ergeben sich demnach höhere Volllaststunden für die Onshore-Anlagen (knapp 4.000 Stunden) als für die Offshore-Anlagen (rund 3.000 Stunden). Aus diesen Gründen werden die Angaben der Studie in der folgenden Gegenüberstellung nicht berücksichtigt.

### **2.1.7 100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050 (SRU)**

Der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) hat in seinem Anfang 2011 erschienenen Sondergutachten aufgezeigt, wie bis zum Jahr 2050 die Stromversorgung in Deutschland auf eine vollständige Versorgung aus erneuerbaren Energien umgestellt werden kann. Der SRU unterscheidet dabei drei verschiedene Szenariofamilien, die sich in der Art der Vernetzung des Stromsystems mit dem Ausland unterscheiden. So wird in der ersten Szenariofamilie eine autarke Stromversorgung beschrieben, die auf keinen Austausch mit dem Ausland angewiesen ist. In der zweiten Szenariofamilie wird ein Stromaustausch mit Dänemark und Norwegen angenommen, während in der dritten Szenariofamilie ein Stromaustausch innerhalb von Europa sowie Nordafrika unterstellt wird. Es handelt sich jeweils um Szenariofamilien, da in allen Fällen das Stromsystem sowohl für eine relativ niedrige Stromnachfrage (509 TWh) als auch für eine relativ hohe Stromnachfrage (700 TWh) im Jahr 2050 modelliert wird. Unter den jeweils gegebenen Randbedingungen wird unter Rückgriff auf ein Stromsystemmodell des DLR (REMIX, siehe Kapitel 2.1.3) die kostengünstigste (vollständig erneuerbare) Stromversorgung modelliert. Für den folgenden Vergleich wird auf *Szenario 2.1a* zurückgegriffen, in dem eine relativ niedrige Stromnachfrage angenommen wird und eine Netto-Selbstversorgung Deutschlands bei einem gleichzeitig gegenüber heute verstärkten Stromaustausch mit Dänemark und Norwegen erfolgt.<sup>8</sup>

## Grundlage für die Ableitung der Entwicklung der Windenergie

Wie auch in der Leitstudie 2010 (s. o.) werden die Potenziale der erneuerbaren Energieträger und der sich auf dieser Grundlage ergebende kostenoptimale Mix an Stromerzeugungsanlagen unter Rückgriff auf das DLR-Energiemodell REMIX bestimmt. Dem Modell wurde dabei in allen Szenarien vorgegeben, dass eine vollständig auf erneuerbaren Energien beruhende Stromversorgung im Jahr 2050 zu realisieren ist.

In der SRU-Studie finden sich die Quellen und zentralen Annahmen für die in REMIX enthaltenen Potenziale der verschiedenen Energieträger und -technologien. Sowohl bei der Onshore- als auch bei der Offshore-Windenergie wird die Errichtung von Anlagen in Naturschutzgebieten grundsätzlich ausgeschlossen. Bei der Offshore-Windenergie werden 16 % der ausschließlichen Wirtschaftszone als geeignete Flächen angenommen, sofern der Abstand zur Küste mindestens 5 km beträgt und die Meerestiefe unter 300 Metern liegt. Bei der Onshore-Windenergie werden mehrere Arten von Grundflächen unterschieden, für die je-

---

<sup>8</sup> Bei dem Ausbau der Windenergie unterscheiden sich die verschiedenen SRU-Szenarien kaum voneinander.

weils unterschiedliche Anteile als verfügbare Flächen für die Windenergienutzung angenommen werden, beispielsweise 33 % der brachliegenden Flächen, 3 % der landwirtschaftlich genutzten Fläche und 0 % der Waldfläche.<sup>9</sup>

### 2.1.8 Energieziel 2050 (UBA)

Die Studie *Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen* wurde vom Umweltbundesamt (UBA) erstellt und 2010 veröffentlicht. Die Studie beschreibt drei verschiedene Szenarien, wie Deutschland im Jahr 2050 seinen Strom vollständig aus erneuerbaren Quellen beziehen kann. Das Szenario *Regionenverbund* setzt im Wesentlichen auf die inländischen Potenziale und einen deutschlandweiten Stromaustausch. Im Szenario *International-Großtechnik* basiert die Stromversorgung Deutschlands 2050 zu bedeutenden Teilen auf großtechnisch erschließbaren Potenzialen in Deutschland, Europa und Nordafrika. Das dritte Szenario *Lokal-Autark* setzt hingegen auf eine vollständig autarke Stromversorgung einzelner Regionen Deutschlands. Dies erfordert die weitgehende Nutzung aller technisch-ökologischen Potenziale in den verschiedenen Regionen und eine Ausschöpfung aller Möglichkeiten zur Effizienzsteigerung. Ausführlich beschreibt die UBA-Studie lediglich das Szenario *Regionenverbund*, das daher auch im folgenden Szenarienvergleich (Kapitel 3) berücksichtigt wurde.

#### Grundlage für die Ableitung der Entwicklung der Windenergie

Die Autoren der UBA-Studie leiten „technisch-ökologische“ Potenziale für den Ausbau der unterschiedlichen Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien ab. Weitere Faktoren, die den tatsächlichen Ausbau determinieren, wie (spezifische) Kosten oder gesellschaftliche Akzeptanz werden explizit nicht berücksichtigt.

In Bezug auf die Windenergienutzung auf dem Land wird in der Studie unter Berücksichtigung von (nicht näher erläuterten) Ausschlusskriterien für Naturschutz-, Wald- und Siedlungsflächen sowie weiterer Flächen abgeleitet, dass 1% der bundesdeutschen Gesamtfläche für den Betrieb von Onshore-Windenergieanlagen nutzbar ist. Hieraus wird auf Grundlage aktueller Anlagen und deren notwendigen Mindestabstände abgeleitet, dass ein technisch-ökologisches Potenzial von rund 60.000 MW in Deutschland vorliegt. Unter der Annahme, dass sich die Anlagen weiter verbessern und in Zukunft höhere Anlagen errichtet werden, wird von einer durchschnittlichen Auslastung in Höhe von 3.000 Volllaststunden und damit von einem Erzeugungspotenzial von 180 TWh/a ausgegangen.

Aufgrund der bisher noch begrenzten Erfahrungen mit der Offshore-Windenergienutzung und offenen Fragen bezüglich der Effekte auf die (Meeres-) Umwelt betonen die Autoren der UBA-Studie die Unsicherheiten bei der Abschätzung des Offshore-Potenzials. Letztlich werden für das Potenzial die Angaben aus der Szenariovariante E3 der Leitstudie 2008 (BMU 2008) übernommen.<sup>10</sup> Die installierte Leistung der Offshore-Windenergie steigt hier bis

---

<sup>9</sup> Da die anderen hier untersuchten Szenariostudien keine entsprechend detaillierten Angaben zu den jeweils angenommenen nutzbaren Anteilen der verschiedenen Flächenarten liefern, ist eine vergleichende Einordnung dieser Annahmen nicht möglich.

<sup>10</sup> Die Szenariovariante E3 geht von einem stärkeren Ausbau der erneuerbaren Energien und einer deutlich höheren Nutzung der erneuerbaren Energien im Verkehrsbereich nach 2020 aus.

auf 45.000 MW. Bei einer angenommenen durchschnittlichen Auslastung von 4.000 Volllaststunden wird ein Potenzial der Offshore-Windenergie von (ebenfalls) 180 TWh/a abgeleitet.

## 2.1.9 Entwicklung der Windenergie in verschiedenen Szenarien bis 2030/2050

Im Folgenden wird die Entwicklung der Windenergie in den gerade vorgestellten Szenarien quantitativ verglichen. Dabei wird zunächst zwischen Onshore-Windenergie (2.1.10.1) und Offshore-Windenergie (Abschnitt 2.1.10.2) unterschieden, bevor anschließend beide Anlagentypen gemeinsam betrachtet werden (Abschnitt 2.1.10.3). Betrachtet werden jeweils die installierte Leistung der Windenergieanlagen sowie deren Stromerzeugung.

### 2.1.9.1 Onshore

Abbildung 2-3 zeigt die in den verschiedenen Szenarien beschriebenen Entwicklungen der installierten Leistung von Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland<sup>11</sup>.

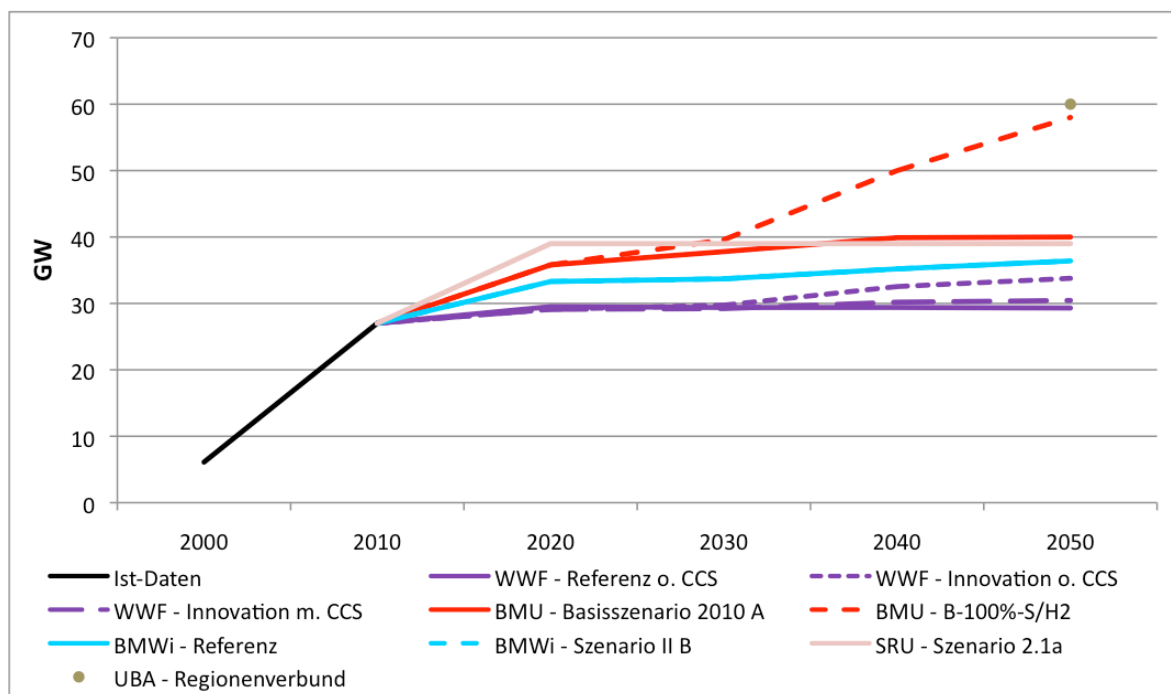


Abbildung 2-1: Entwicklung der installierten elektrischen Leistung von Windenergieanlagen onshore im Szenariovergleich bis zum Jahr 2050<sup>12, 13</sup>

Quelle: Eigene Darstellung

<sup>11</sup> Der Ausbau der Onshore-Windenergieanlagen im Referenzszenario und im Szenario II B ist (wie auch in den anderen Zielszenarien der Studie) identisch.

<sup>12</sup> Die Studie „Energiezukunft 2050“ (FfE 2009) unterscheidet in ihren Angaben zur Kapazitäts- und Stromerzeugungsentwicklung von Windenergieanlagen nicht zwischen Onshore- und Offshore-Windenergie. Daher ist diese Studie in dieser Abbildung und den folgenden Abbildungen mit separaten Betrachtungen von Onshore- und Offshore-Windenergie nicht enthalten.

<sup>13</sup> Die Angaben in dieser und der folgenden Abbildungen dieses Unterkapitels stammen aus den jeweiligen, in Tabelle 2-1 zitierten, Energieszenariostudien. Die Ist-Daten beruhen auf (BMU 2011a) .

Während sich die Leistung der Onshore-Windenergieanlagen zwischen 2000 und 2010 von 6 GW auf 27 GW mehr als vervierfacht hat, wird bis zum Jahr 2020 ein vergleichsweise moderater Anstieg auf – je nach Szenario – rund 30 bis 40 GW erwartet. Diese Spanne gilt auch noch für das Jahr 2030, da nach 2020 in den meisten Szenarien kaum mehr eine Ausweitung der Onshore-Kapazität in signifikantem Ausmaß angenommen wird. Eine Ausnahme stellt das Szenario B-100%-S/H2 der Leitstudie 2010 (BMU 2011b) dar. Hier kommt es auch nach 2030 zu einem weiteren starken Ausbau der Windenergie an Land. Das kann zum einen durch das Ziel des Szenarios, 100 % des Strombedarfs durch erneuerbare Energien zu decken, begründet werden. Zum anderen liegt es daran, dass elektrische PKW nach 2030 in diesem Szenario stärker als in den anderen Szenarien an Bedeutung gewinnen. Der damit einhergehende zusätzliche Strombedarf soll ebenfalls mit Strom aus erneuerbaren Energien gedeckt werden.

Sowohl in Szenario B-100%-S/H2 als auch im UBA-Szenario Regionenverbund steigt die installierte Leistung der Onshore-Windenergie bis Mitte des Jahrhunderts auf (knapp) 60 GW. Damit läge die Leistung mehr als doppelt so hoch wie heute und deutlich höher als in den anderen hier betrachteten Szenarien.

Abbildung 2-4 zeigt die Stromerzeugung aus Onshore-Windenergieanlagen in den verschiedenen ausgewählten Szenarien. Im Jahr 2010 lag sie bei 36 TWh<sup>14</sup> und je nach Szenario steigt sie bis 2030 auf rund 60 bis 90 TWh/a an. Spiegelbildlich zum Kapazitätsausbau (s. o.) findet der größte Teil des Zuwachses bis 2030 bei der Onshore-Stromerzeugung bereits bis zum Jahr 2020 statt.

---

<sup>14</sup> Dabei ist zu beachten, dass 2010 ein sehr schwaches Windjahr war und ein durchschnittlich starkes Windjahr zu einer deutlich höheren Stromerzeugung aus Windenergie geführt hätte.

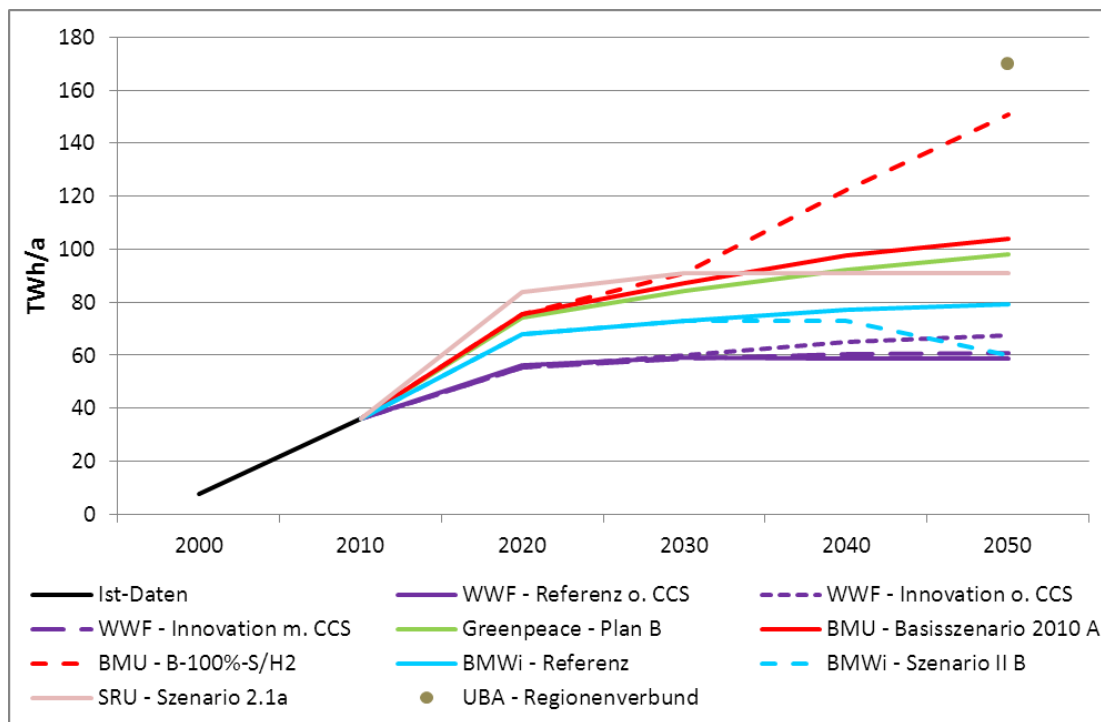


Abbildung 2-2: Entwicklung der Stromerzeugung aus Windenergie onshore im Szenariovergleich bis zum Jahr 2050

Quelle: Eigene Darstellung

Nach 2030 wachsen die Differenzen bezüglich der Stromerzeugung aus Onshore-Anlagen deutlich. Am unteren Ende stehen die Szenarien im Auftrag des WWF sowie die Szenarien für das Energiekonzept der Bundesregierung. In diesen Szenarien steigt die Erzeugung zwischen 2030 und 2050 kaum und liegt im Jahr 2050 bei rund 60 bis 80 TWh. Am oberen Ende stehen das Szenario Regionenverbund des UBA sowie das Szenario B-100%-S/H2 der Leitstudie. In diesen Szenarien wächst die Erzeugung bis 2050 auf 150 bzw. 170 TWh/a und liegt damit etwa doppelt so hoch wie in den zuvor genannten Szenarien.

Die angenommenen durchschnittlichen Jahresvolllaststunden von Windenergieanlagen an Land werden aus Abbildung 2-5 ersichtlich.



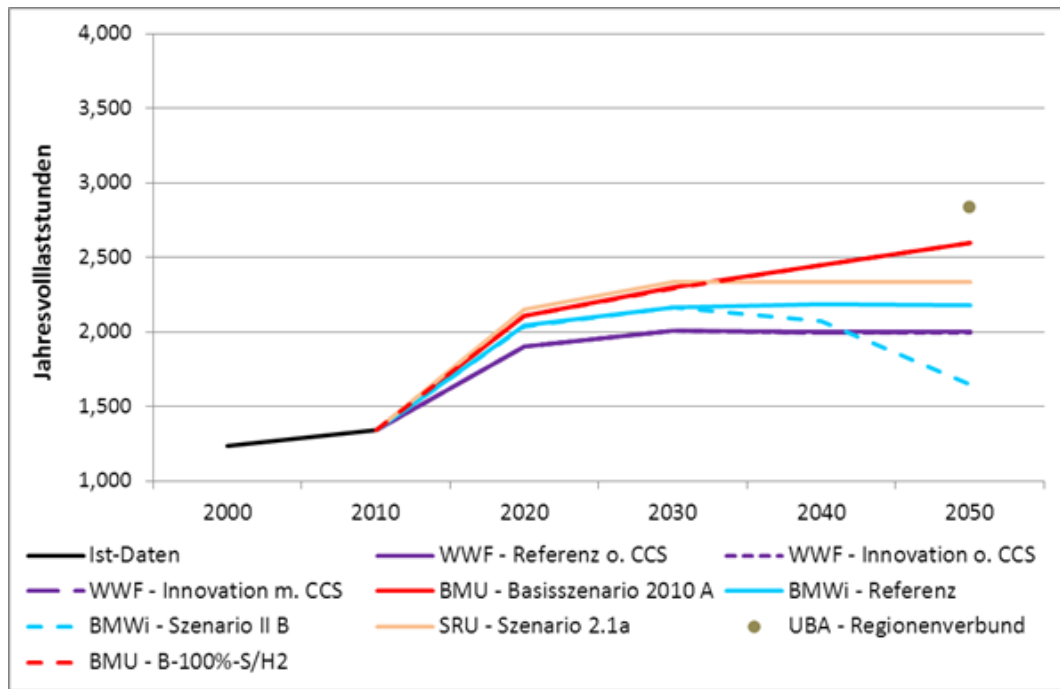


Abbildung 2-3: Entwicklung der Jahresvolllaststunden von Windenergieanlagen onshore im Szenariovergleich bis zum Jahr 2050

Quelle: Eigene Darstellung

In allen Szenarien steigen die Volllaststunden aufgrund technologisch verbesserter und höherer Anlagen von rund 1.250 Stunden im Jahr 2010<sup>15</sup> auf 2.000 bis 2.300 Stunden im Jahr 2030. Bis zum Jahr 2050 können die Volllaststunden den Szenarien zufolge auf 2.000 bis 2.800 Stunden gesteigert werden. Auffällig ist der Rückgang der Volllaststunden nach 2040 in Szenario II B. Dieser Rückgang ergibt sich als Folge von Abschaltungen, die in dem Szenario aufgrund von Systemgrenzen notwendig werden.

### 2.1.9.2 Offshore

Abbildung 2-6 zeigt die Entwicklung der Offshore-Leistung nach den verschiedenen Szenarien bis zum Jahr 2050. Während gegenwärtig in Deutschland nur wenige Anlagen in Betrieb sind, kommt es den Szenarien zufolge zwischen 2010 und 2030 zu einem relativ kontinuierlichen Anstieg der Offshore-Kapazität. Die meisten Szenarien erwarten einen Anstieg der Kapazität auf 11 bis 26 GW. Am unteren Ende liegen die beiden Referenzszenarien der Studien für WWF und die Bundesregierung, während die beiden betrachteten Szenarien der Leitstudie, aber auch das Szenario „Innovation ohne CCS“ (Öko-Institut e.V und Prognos AG 2009) am oberen Ende liegen. Einen „Ausreißer“ stellt die Szenariostudie des SRU dar: In Szenario 2.1a wächst die Kapazität deutlich stärker und beträgt im Jahr 2030 bereits 50 GW.

<sup>15</sup> Dabei ist erneut auf das deutlich unterdurchschnittliche Windjahr 2010 hinzuweisen. In einem „normalen“ Windjahr würde die durchschnittliche Auslastung der deutschen Onshore-Windenergieanlagen bei über 1.500 Volllaststunden liegen.

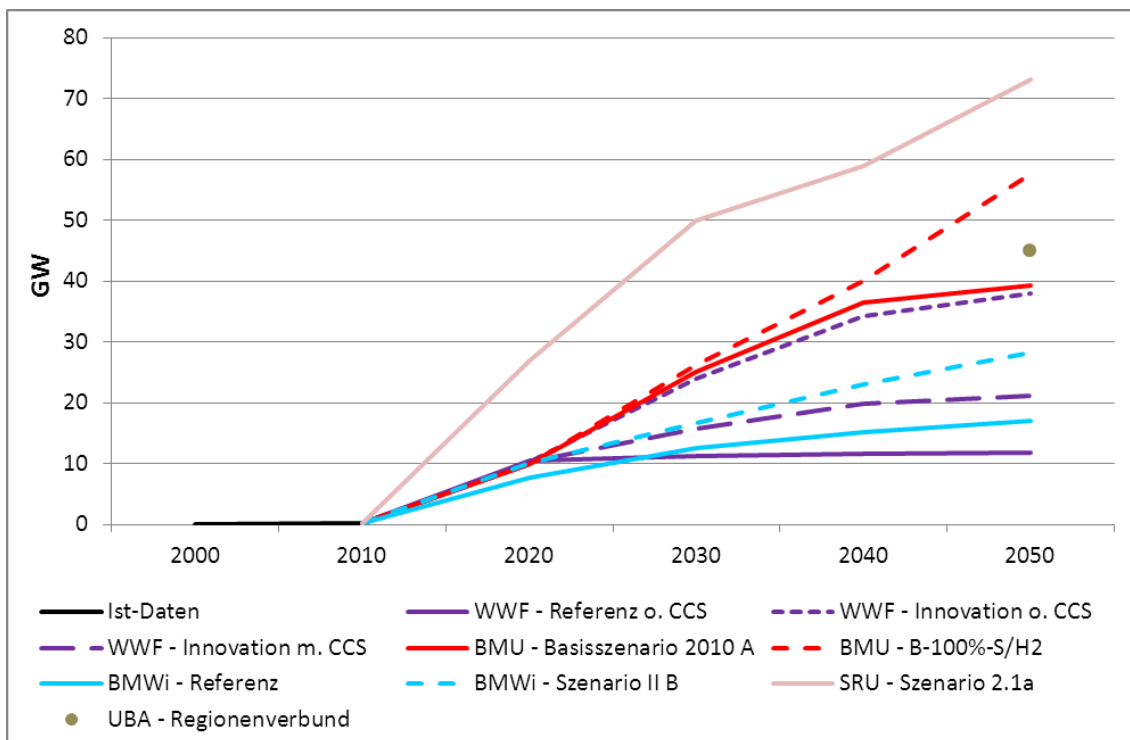


Abbildung 2-4: Entwicklung der installierten elektrischen Leistung in Windenergieanlagen offshore im Szenariovergleich bis zum Jahr 2050

Quelle: Eigene Darstellung

Deutlich wird im Vergleich zu Abbildung 2-3 die wesentlich stärkere Unsicherheit bezüglich des zukünftigen Ausbaus der Offshore-Windenergie gegenüber dem zukünftigen Ausbau der Windenergie auf dem Land. Selbst wenn nur die Szenarien mit ambitioniertem Klimaschutz betrachtet werden, liegen sie bei der Offshore-Kapazität im Jahr 2050 mit 21 bis 73 GW weit auseinander.

Die Stromerzeugung aus Offshore-Anlagen in den verschiedenen Szenarien wird in Abbildung 2-7 wiedergegeben. Es zeigt sich analog zum Kapazitätsausbau, dass – mit Ausnahme des Ausreißers durch das SRU-Szenario – alle betrachteten Szenarien bis 2020 eine ähnliche Entwicklung annehmen, der weitere Verlauf bis 2030 und darüber hinaus aber sehr unterschiedlich eingeschätzt wird. In einigen Szenarien (in beiden betrachteten Referenzszenarien, aber auch im Szenario „Innovation mit CCS“) ist der Zuwachs nach 2020 bzw. 2030 rückläufig, während der Ausbau in anderen Szenarien (im Szenario Plan B und in den Szenarien der Leitstudie 2010) nach 2020 und bis mindestens 2040 gegenüber dem aktuellen Jahrzehnt noch an Dynamik gewinnt.

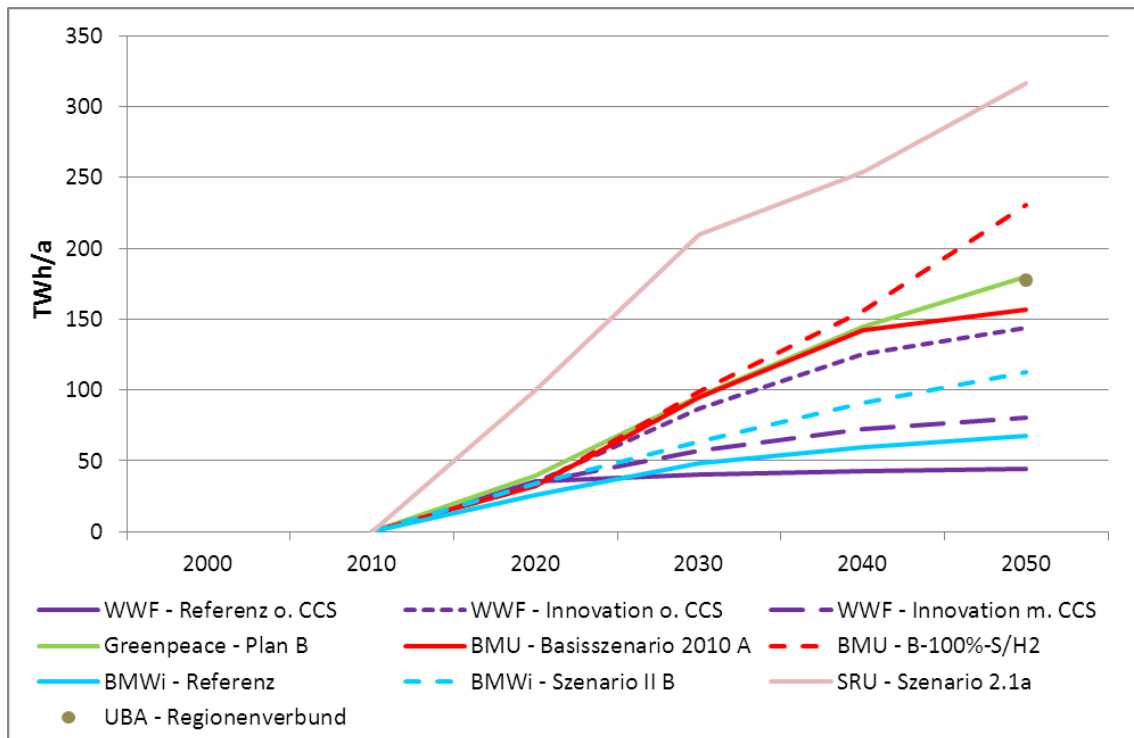


Abbildung 2-5: Entwicklung der Stromerzeugung aus Windenergie offshore im Szenariovergleich bis zum Jahr 2050

Quelle: Eigene Darstellung

Im Jahr 2030 liegt die Stromerzeugung aus Offshore-Windenergieanlagen in den meisten Szenarien zwischen rund 40 und 100 TWh. In SRU-Szenario 2.1a des SRU-Gutachtens hingegen werden 2030 offshore bereits über 200 TWh erzeugt. Mitte des Jahrhunderts werden in den meisten Szenarien Beiträge der Offshore-Windenergie in Höhe von 45 bis 230 TWh erwartet, während im SRU-Szenario knapp 320 TWh vor den deutschen Küsten erzeugt werden.

Abbildung 2-8 zeigt die Annahmen in den verschiedenen Szenarien zu den Volllaststunden der installierten Offshore-Windenergieanlagen. 2030 liegen diese in den meisten Szenarien bei 3.600 bis 3.800. Auch diesbezüglich werden nur in der SRU-Studie abweichende Annahmen getroffen. Hier werden 2030 durchschnittlich bereits 4.200 Volllaststunden realisiert.

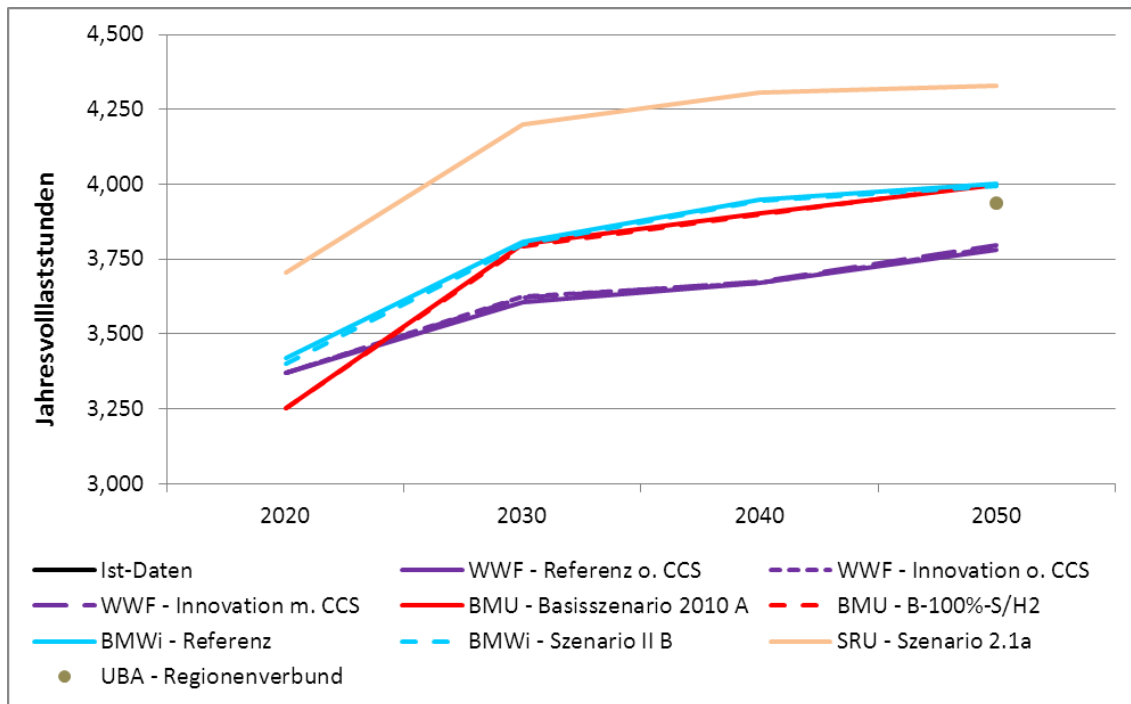


Abbildung 2-6: Entwicklung der Jahresvolllaststunden aus Windenergie offshore im Szenariovergleich bis zum Jahr 2050

Quelle: Eigene Darstellung

### 2.1.9.3 Windenergie gesamt (Onshore plus Offshore)

In Abbildung 2-9 werden die Onshore- und Offshore-Kapazitäten gemeinsam betrachtet. Abgesehen von dem Ausreißer in Form des SRU-Szenarios ist der Zuwachs der Gesamtkapazität bis 2020 in allen Szenarien sehr ähnlich. Gegenüber den heutigen 27 GW wären dann 39 bis 46 GW Windenergie in Deutschland installiert. Zwischen 2020 und 2030 und auch darüber hinaus kommt es in den Szenarien aber zu sehr unterschiedlichen Entwicklungen. Im Jahr 2030 liegt die Kapazität zwischen 41 und 66 GW und Mitte des Jahrhunderts zwischen 41 und 116 GW. Die Gesamtkapazität im SRU-Szenario 2.1a steigt vor allem bis 2030 deutlich stärker an als in den anderen Szenarien, in den folgenden zwei Jahrzehnten ist das Wachstum geringer und die Gesamtkapazität liegt Mitte des Jahrhunderts in etwa auf der Höhe von zwei anderen Szenarien (Szenario B-100%-S/H2 der Leitstudie 2010 und Szenario Regionenverbund der UBA-Studie).

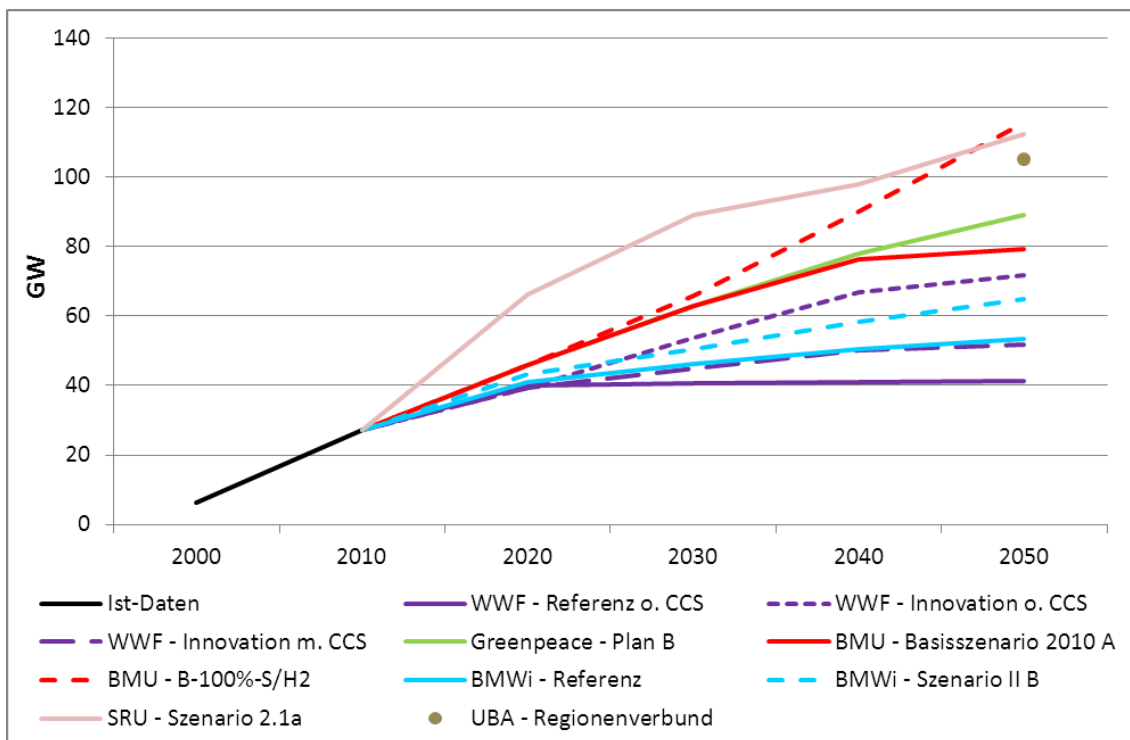


Abbildung 2-7: Entwicklung der installierten elektrischen Leistung in Windenergieanlagen insgesamt im Szenariovergleich bis zum Jahr 2050

Quelle: Eigene Darstellung

Die insgesamt aus Windenergie erzeugte Strommenge ist in Abbildung 2-10 abgebildet. Insbesondere durch den in den kommenden Jahren erwarteten Ausbau der Offshore-Windenergie nehmen alle Szenarien ein weiteres dynamisches Wachstum der Stromerzeugung aus Windenergie an. In den meisten Szenarien wird bis 2020 ein Anstieg auf rund 90 bis 110 TWh/a und damit etwa eine Verdreifachung der erzeugten Strommenge gegenüber 2010 (36 TWh) erwartet.<sup>16</sup> Im Jahr 2030 liegen die Szenarien bereits deutlich weiter auseinander: Selbst wenn erneut das SRU-Szenario (300 TWh in 2030) aufgrund seiner großen Abweichung von den anderen Szenarien unberücksichtigt bleibt, so liegt die Spanne der Szenarien im Jahr 2030 immer noch zwischen 100 und 190 TWh/a. Bis Mitte des Jahrhunderts werden in mehreren Szenarien (Szenario 2.1a, B-100%-S/H2 und Regionenverbund) 350 bis 400 TWh/a durch Windenergieanlagen erzeugt, während zugleich in einigen anderen Klimaschutzszenarien (Innovation mit CCS, Szenario 3 und Szenario II B) lediglich etwa 150 bis 170 TWh/a erzeugt werden.

<sup>16</sup> Auch an dieser Stelle ist auf das schwache Windjahr 2010 hinzuweisen. Aber selbst wenn 2010 ein durchschnittliches Windjahr gewesen wäre, würde sich die erzeugte Strommenge bis 2020 nach den vorliegenden Szenarien gegenüber 2010 etwa verdoppeln.

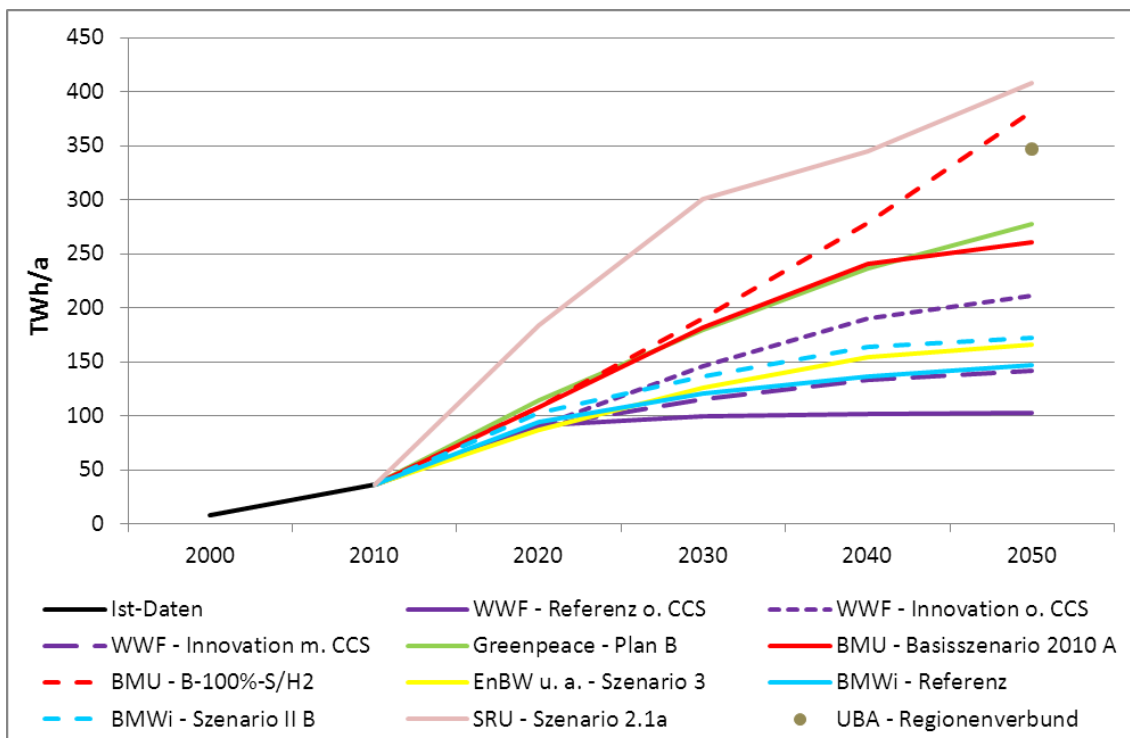


Abbildung 2-8: Entwicklung der Stromerzeugung aus Windenergie insgesamt im Szenariovergleich bis zum Jahr 2050

Quelle: Eigene Darstellung

### 2.1.10 Ableitung plausibler Entwicklungspfade des zukünftigen Windenergieausbaus in Deutschland

Die vorangegangene Übersicht über den Ausbau der Windenergie in verschiedenen aktuellen Energieszenarien hat verdeutlicht, dass Ausmaß und Verlauf des zukünftigen Ausbaus vor allem der Offshore-Windenergie, aber auch der Onshore-Windenergie, von Energieforschern sehr unterschiedlich eingeschätzt wird. Insbesondere nach dem Jahr 2020 weichen die in den Szenarien beschriebenen Entwicklungen des Windenergieausbaus deutlich voneinander ab. Wesentliche Gründe für die Unsicherheiten sind Schwierigkeiten bei der Voraussage der

- technologisch-ökonomischen Entwicklung der Windenergieanlagen sowie konkurrierender (klimafreundlicher) Technologien zur Stromerzeugung
- Akzeptanz innerhalb der Bevölkerung für einen weiteren Ausbau und
- Grenzen der Einbindung der fluktuierenden Stromerzeugung aus Windenergieanlagen in das Stromnetz.

Aufgrund der Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung der Windenergie in Deutschland wird im Folgenden auf Grundlage des zuvor dargestellten Szenariovergleichs eine Bandbreite der aus heutiger Sicht plausiblen Entwicklung abgeleitet. Die Bandbreite wird durch ein Szenario mit einem relativ hohen Ausbau und ein Szenario mit einem relativ niedrigen Ausbau bestimmt. Zur Wahrung der Konsistenz wird dabei jeweils auf ein Szenario aus der Literatur zurückgegriffen und nicht mehrere Szenarien kombiniert, beispielsweise um die

zukünftige Entwicklung im Onshore-Bereich aus einem anderen Szenario zu entnehmen als die Entwicklung im Offshore-Bereich.

Die folgenden Abbildungen zeigen die Entwicklung der Kapazität (Abbildung 2-11) sowie der Stromerzeugung (Abbildung 2-12) aller Windenergieanlagen (Onshore plus Offshore<sup>17</sup>) für die ausgewählte Bandbreite. Für das Szenario mit hohem Ausbau wird auf Szenario B-100%-S/H2 der Leitstudie 2010 zurückgegriffen. Der Ausbau der Windenergie erfolgt hier im Onshore-Bereich durchgängig am oberen Ende aller betrachteten Szenarien, während im Offshore-Bereich lediglich das Szenario des SRU einen (allerdings deutlich) höheren Ausbau vorsieht.<sup>18</sup> Die Leitstudie 2010 ist von einem Team von Forschern erstellt, die langjährige Erfahrung im Bereich der Szenarioerstellung mit dem Schwerpunkt des Ausbaus der erneuerbaren Energien haben. Die Berechnungen zum Potenzial und zum Ausbau beruhen auf konsistenten Modellen, deren Annahmen z. B. in Bezug auf die Potenziale der Windenergie zudem transparent gemacht werden.

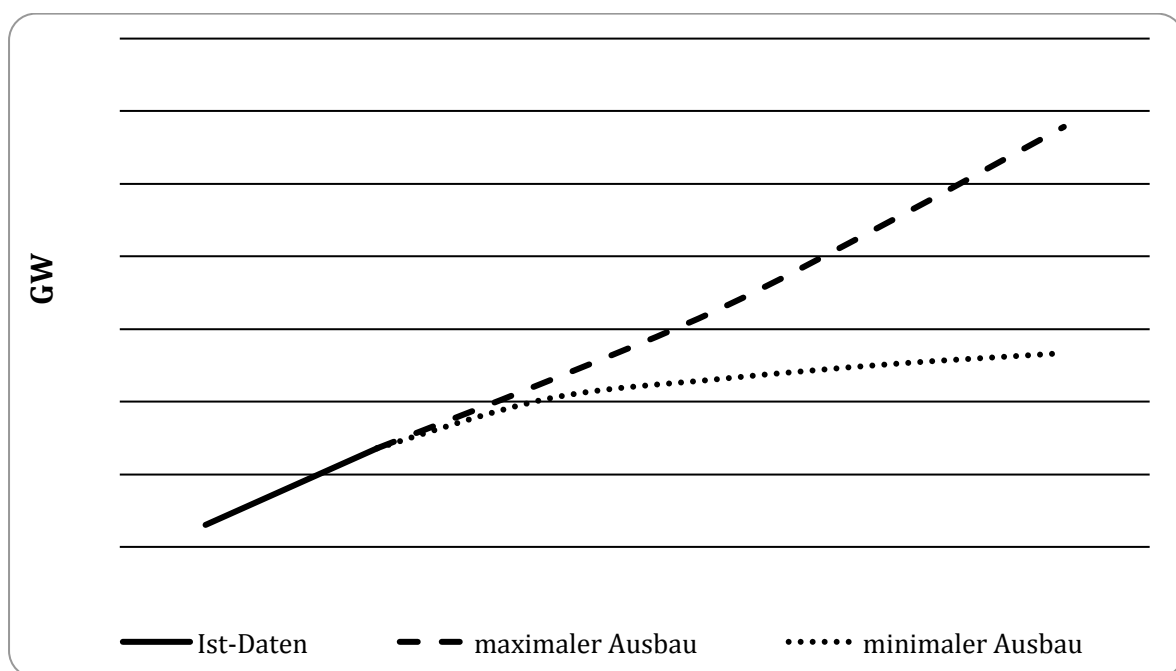


Abbildung 2-9: Ausgewählte minimale und maximale Entwicklungspfade der installierten Leistung von Windenergieanlagen (onshore plus offshore) bis zum Jahr 2050

Quelle: Eigene Darstellung

<sup>17</sup> Vgl. die vorangegangenen Abbildungen für eine separate Betrachtung der in diesen Entwicklungspfaden angenommenen Entwicklung der Offshore- und Onshore-Windenergie. (Der maximale Ausbaupfad entspricht dem Szenario B-100%-S/H2 der Leitstudie 2010, der minimale Ausbaupfad entspricht dem Referenzszenario der im Rahmen der Erstellung des Energiekonzepts in Auftrag gegebenen Studie [3]).

<sup>18</sup> Zumindest im Vergleich mit den anderen vorliegenden Szenariostudien und vor dem Hintergrund des in den vergangenen Jahren nur langsam vorankommenden Ausbaus der Offshore-Windenergie sowie der Schwierigkeiten der Systemintegration schätzen wir den im SRU-Szenario beschriebenen Offshore-Ausbau allerdings zumindest bis 2030 als unwahrscheinlich ein.

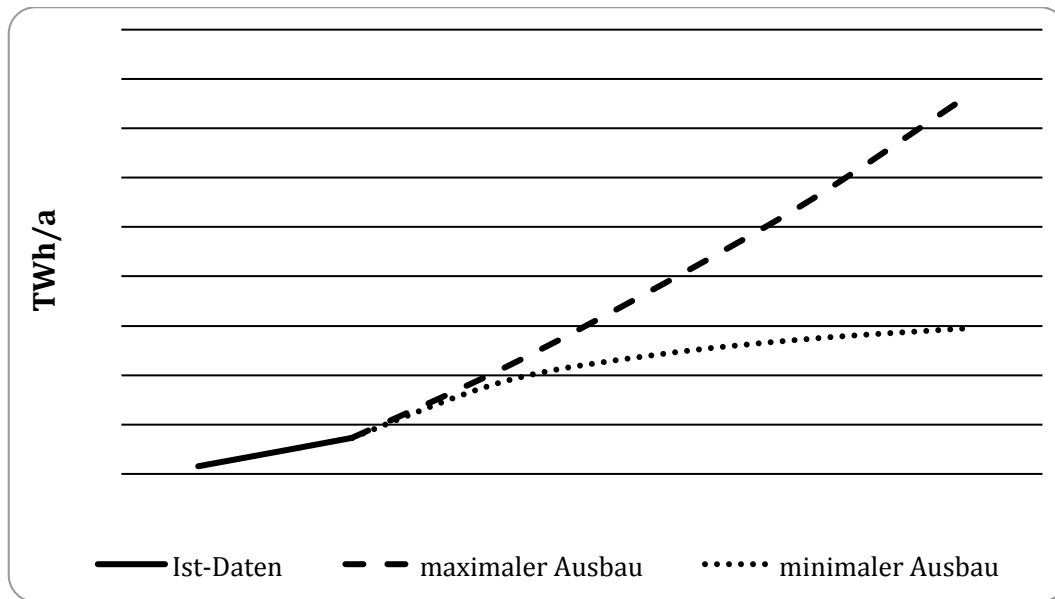


Abbildung 2-10: Ausgewählte minimale und maximale Entwicklungspfade der Stromerzeugung aus Windenergieanlagen (onshore plus offshore) bis zum Jahr 2050

Quelle: Eigene Darstellung

Als Szenario mit niedrigem Ausbau wird das Referenzszenario der im Rahmen der Erstellung des Energiekonzepts in Auftrag gegebenen Studie (Schlesinger et al. 2010) herangezogen. Der Ausbau der Windenergie verläuft in diesem Szenario sowohl im Bereich Onshore, als auch im Offshore-Bereich am unteren Ende der verschiedenen betrachteten Szenarien. Auch für diese Studie wurde eine umfangreiche Modellierung des Strommarktes durch eine Forschergruppe mit hohem Sachverstand durchgeführt. Der Ausbau der Windenergie erfolgt hier gegenüber dem ausgewählten Szenario für den hohen Ausbau unter anderem deswegen deutlich langsamer, weil die Klimaschutzbemühungen wesentlich weniger ambitioniert sind und annahmegemäß mit CCS eine weitere Stromerzeugungstechnologie zur Verfügung steht, die niedrige CO<sub>2</sub>-Emissionen aufweist.

Zwar weisen das Referenzszenario und zum Teil auch das Innovationsszenario ohne CCS der WWF-Studie (Öko-Institut e.V und Prognos AG 2009) einen noch niedrigeren Ausbau auf, diesen sehr niedrigen Ausbau halten wir allerdings vor dem Hintergrund des Ausbaus der vergangenen Jahre, der aktuellen Diskussion um einen beschleunigten Ausstieg aus der Nutzung der Atomenergie sowie aufgrund der Onshore-Ausbaupläne der neuen Landesregierungen in Nordrhein-Westfalen sowie in Baden-Württemberg nicht mehr für plausibel. Zudem beruhen die Angaben zum Windenergie-Ausbau in der WWF-Studie auf der mittlerweile knapp drei Jahre alten Leitstudie 2008.



### 2.1.11 Ergänzender Exkurs: „Windenergieausbau in den Szenarien für den Netzentwicklungsplan Strom 2012“

Die Szenarien<sup>19</sup> innerhalb des Netzentwicklungsplans (NEP) Strom 2012 (Übertragungsnetzbetreiber 2012) konnten im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht mehr in der Gegenüberstellung der Onshore- und Offshore-Kapazitäten verschiedener Szenariostudien berücksichtigt werden, weil dieser Teil des Forschungsvorhabens bereits vor der Veröffentlichung und Genehmigung des NEP 2012 abgeschlossen wurde. Die NEP-Szenarien nehmen jedoch für die nächsten zehn bis 20 Jahre einen deutlich stärkeren Ausbau der Windenergie onshore an als die zuvor untersuchten Studien. Zudem bilden die NEP-Szenarien die Grundlage für den Ausbau des Stromnetzes gemäß dem Bundesbedarfsplan. Daher werden die darin getroffenen Annahmen für den Ausbau der Windenergie an dieser Stelle nachträglich und separat den vorigen Studien gegenübergestellt und im Hinblick auf ihre möglichen Auswirkungen bezogen auf die Studienergebnisse eingeordnet.

Innerhalb des NEP Strom 2012 werden drei verschiedene Szenarien (A, B und C) für die zukünftige Höhe und Zusammensetzung der installierten Kraftwerksleistung erstellt. Alle drei Szenarien stellen das Stromsystem im Jahr 2022 dar, während das Szenario B zusätzlich auch bis zum Jahr 2032 fortgeschrieben wird. Szenario B wird dabei als das wahrscheinlichste Szenario dargestellt und sieht einen – gegenüber den anderen beiden Szenarien – mittleren Ausbau der Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien vor. In Szenario A erfolgt bis zum Jahr 2022 nur ein relativ geringer Ausbau der Windenergie, in Szenario C hingegen ein besonders hoher Ausbau, insbesondere der Onshore-Windenergie.

Die Abbildung 2-1 zeigt für die Onshore-Windenergie, dass alle drei NEP-Szenarien (rot markiert) einen im Vergleich zu den anderen, in den vergangenen Jahren veröffentlichten Szenarien einen höheren und schnelleren Ausbau vorsehen. Nach dem Szenario B sind bereits im Jahr 2032 mit 65 etwas mehr Onshore-Windenergieanlagen installiert als selbst im höchsten ursprünglich betrachteten Szenario („Regionenverbund“, 60 GW) im Jahr 2050. Im Szenario C des NEP 2012, das einen sehr hohen Onshore-Windenergieausbau vorsieht (der sich an der Summe der von den verschiedenen Bundesländern formulierten Zielen orientiert), wird sogar bereits im Jahr 2022 mit 71 GW eine höhere Kapazität erreicht, als in allen anderen betrachteten Szenarien bis zum Jahr 2050.

---

<sup>19</sup> Die Szenarien für den NEP Strom 2012 wurden durch die vier verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) erstellt. Sie wurden im Laufe des Jahres 2012 im Rahmen eines Konsultationsprozesses mit der interessierten Öffentlichkeit diskutiert und von der Bundesnetzagentur im Dezember 2012 in Verbindung mit anderen Vorgaben für den Szenariorahmen des NEP 2012 abschließend genehmigt.

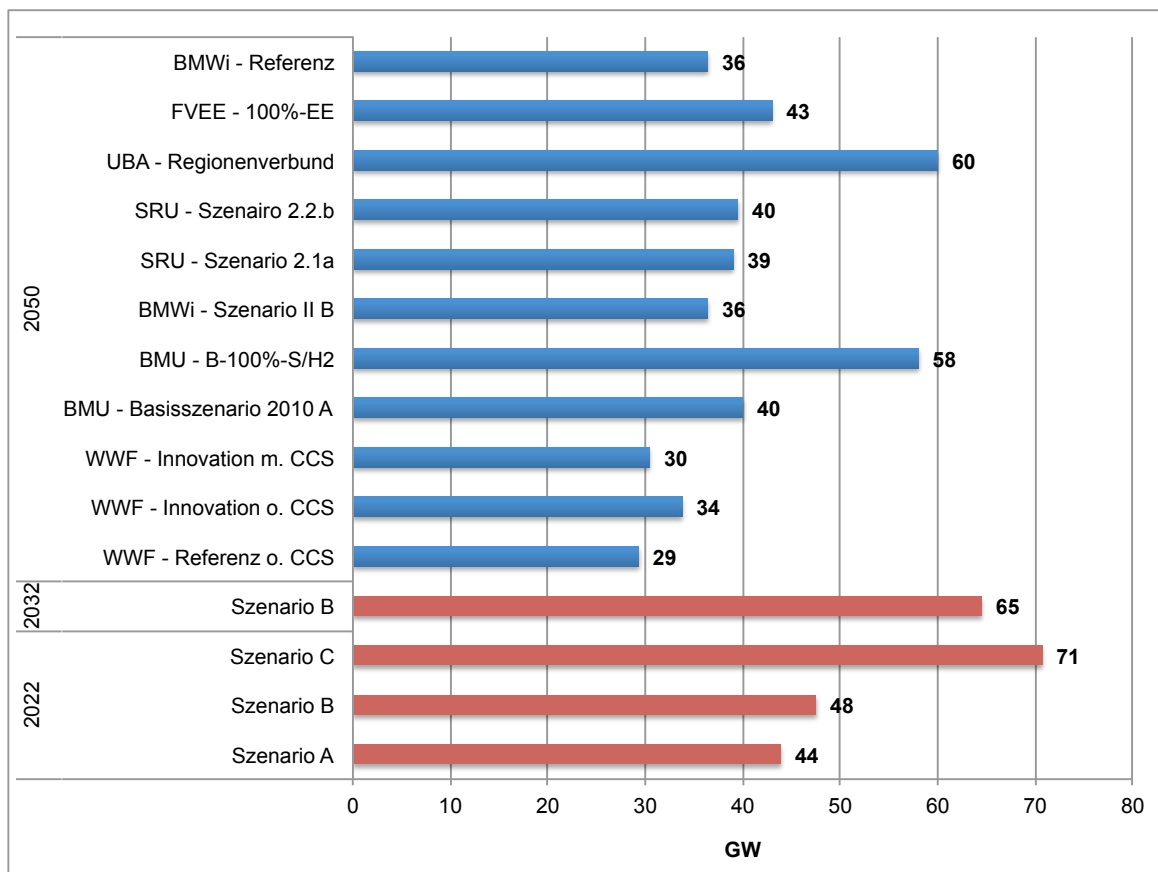


Abbildung 2-11: Installierte Kapazität der Onshore-Windenergie in den drei NEP-Szenarien A, B und C in den Jahren 2022 und 2032 gegenüber der Kapazität in den anderen Szenarien im Jahr 2050

Quelle: Eigene Darstellung

Anders sieht es bei den Annahmen zum Ausbau der Offshore-Windenergie aus. Hier liegen die Annahmen für den NEP Strom 2012 innerhalb der Spannweite der anderen betrachteten Szenarien, die auch in den Jahren 2022 und 2032 zum Teil über den Werten der Szenarien des NEP 2012 liegen. Die folgende Abbildung 2-2 zeigt den Vergleich der installierten Offshore-Kapazität der NEP-Szenarien für 2022 bzw. 2032 mit den entsprechenden Werten der anderen Szenarien für 2050.

Die Annahmen innerhalb des NEP 2012 spiegeln die Änderungen der vergangenen zwei bis drei Jahre in den allgemeinen Erwartungen des zukünftigen Ausbaus erneuerbarer Energien in Deutschland wieder. Bezüglich des zukünftigen Ausbaus der Offshore-Windenergie sind – nicht zuletzt aufgrund sich verzögernder Projekte und relativ hoher Kosten – die Erwartungen gebremst worden, während aktuelle Entwicklungen bei der Onshore-Windenergie (unter anderem angepasste Anlagen für Standorte mit mittleren bis geringen Windstärken) hier einen stärkeren und weitergehenden Ausbau erwarten lassen.

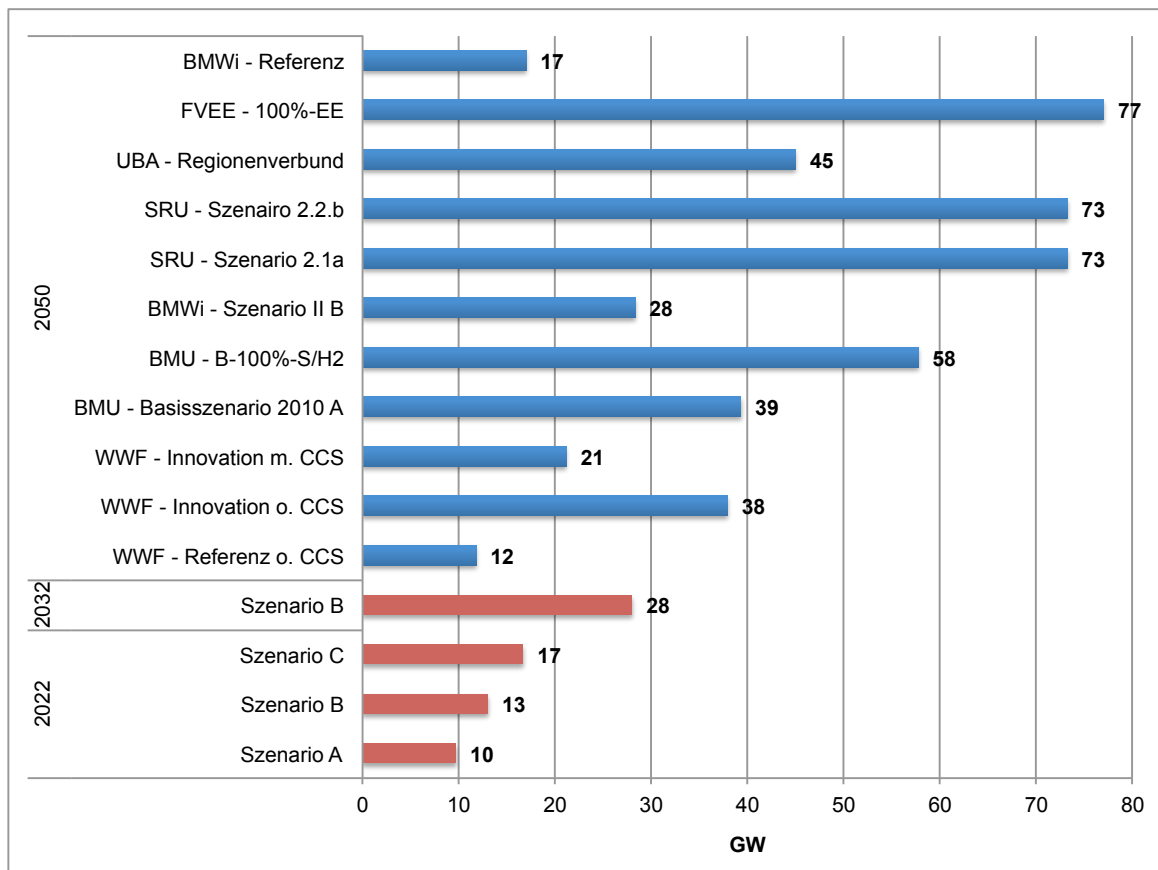


Abbildung 2-12: Installierte Kapazität der Offshore-Windenergie in den drei NEP-Szenarien A, B und C in den Jahren 2022 und 2032 gegenüber der Kapazität in den anderen Szenarien im Jahr 2050

Quelle: Eigene Darstellung

Die geschilderten Abweichungen bezüglich des zukünftigen Ausbaus der (Onshore-) Windenergie in den NEP-Szenarien gegenüber den zuvor näher analysierten Szenarien haben auf die Aussagekraft der im weiteren Verlauf der Arbeit abgeleiteten Schlussfolgerungen jedoch keinen wesentlichen Einfluss. Denn die folgenden multikriteriellen Analysen der Vor- und Nachteile verschiedener Flexibilisierungsoptionen für überschüssigen Windstrom sind unabhängig von der Höhe des in einem bestimmten Jahr in Deutschland oder einer Region Deutschlands anfallenden Windstroms (respektive potenzieller Windstromüberschüsse) vorgenommen worden.

Die vorgenommenen Bewertungen der unterschiedlichen Lösungsmöglichkeiten für den Umgang mit Windstromüberschüssen erfolgt nicht auf Grundlage einer konkreten zukünftigen Entwicklung der Windenergie, sondern durch Gegenüberstellung der relativen Vor- und Nachteile der jeweiligen Lösungsmöglichkeiten, mit Schwerpunkt auf der erwarteten Technologieentwicklung bis zum Jahr 2020. Die relativen Vor- und Nachteile der Lösungsmöglichkeiten sind unabhängig von der zukünftigen Entwicklung der Windenergie. Der Handlungsdruck für die rechtzeitige Umsetzung von Flexibilisierungsoptionen wird jedoch nach den NEP-Szenarien deutlich höher sein als nach den anderen betrachteten Szenarien. Zudem ist es möglich, dass bei einem starken Ausbau der Windenergie in den kommenden Jahren bestimmte grundsätzlich positiv bewertete Flexibilisierungsoptionen (wie zum Beispiel der Ausbau von Stromleitungen) schneller an Potenzialgrenzen stoßen werden und folglich der

Rückgriff auf weitere, auch weniger positiv eingeschätzte Flexibilisierungsoptionen erforderlich sein wird.

## **2.2 Status quo, aktueller Trend und Perspektiven von Windstromüberschüssen im deutschen Stromnetz**

Windstromüberschüsse sind nicht einheitlich definiert und als Begriff klar abgegrenzt, da sie grundsätzlich von einem gewählten Bezugsrahmen (zeitlich und räumlich) abhängen. In diesem Projekt werden zwei Arten von Windstromüberschüssen unterschieden:

1. Das temporäre Auftreten von einer hohen Windenergieeinspeisung, welche zu regionalen Netzengpässen führt. Diese treten dann auf, wenn die Übertragungskapazität aus einer Region heraus kleiner ist als der durch das Angebot von Windenergie erzeugte Übertragungsbedarf.
2. Die Entstehung von negativen Residuallasten (gesamte Last minus insgesamt eingespeiste Leistung aus Windenergieanlagen) im Zeitverlauf eines Jahres in Deutschland. Dabei wird das Stromnetz idealisiert als Kupferplatte mit einem einzigen Ein- und Ausspeisepunkt betrachtet.

Hiermit sind jeweils unterschiedliche Auswirkungen (siehe Kapitel 3) und entsprechende Herausforderungen verbunden. Neben Windstromüberschüssen gehören hierzu auch Situationen mit schnell wechselnder oder sehr niedriger Einspeisung aus Windenergieanlagen, die problematisch sein können. Die dafür identifizierten Flexibilisierungsoptionen (siehe Kapitel 4) sind deswegen für verschiedene Problemfelder nicht deckungsgleich.

### **2.2.1 Regionale Windstromüberschüsse**

Für die historische Ermittlung von Netzengpässen durch Windstromüberschüsse wird die Inanspruchnahme von §11 EEG (Einspeisemanagement) durch Netzbetreiber verwendet. Diese können demnach im Fall von Netzengpässen EE-Anlagen herunterfahren, um die Netzsicherheit zu garantieren. Dabei ist zwischen Übertragungs- und Verteilnetzen und deren Betreibern zu unterscheiden. Zur Zeit wird das Einspeisemanagement aber nur sehr selten von den Übertragungsnetzbetreibern angewendet, in den allermeisten Fällen liegt das Herunterregeln an einem Engpass im Verteilnetz. An dieses sind in der Regel auch die meisten Windenergieanlagen und –parks direkt angeschlossen. Wenn das Einspeisemanagement angewendet werden muss, dann sind die Leitungen zu den Transformatoren ins Übertragungsnetz meist überlastet. Bei einem weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien werden in Zukunft wahrscheinlich aber auch die Übertragungsnetze verstärkt von Engpässen betroffen sein.

Laut Bundesnetzagentur waren bei einer Abregelung durch Einspeisemanagement im Jahre 2009 zu 99,8% Windenergieanlagen betroffen (Bundesnetzagentur 2010). Zusammen mit der geografische Lage derjenigen Verteilnetzbetreiber, die vom EEG-Einspeisemanagement bisher Gebrauch gemacht haben zeigt sich, dass das bisherige Einspeisemanagement ein guter Indikator für Windstromüberschüsse ist.

Die Gebiete der Verteilnetzbetreiber EWE Netz (Niedersachsen), E.ON Netz (Einspeisemanagement nur in Schleswig-Holstein und Niedersachsen), WEMAG Netz (Mecklenburg Vorpommern) und E.ON edis (Mecklenburg Vorpommern und Brandenburg) liegen in Nord-

deutschland, E.ON Avacon, HSN Magdeburg (Sachsen-Anhalt) und envia Verteilnetz (Sachsen) im Osten Deutschlands. Diese Gebiete, in denen bisher Einspeisemanagement praktiziert wird, sind auch die Gebiete mit der höchsten Windenergieleistungsdichte. Daher basieren die nachfolgenden Angaben und Auswertungen allein auf den veröffentlichten bzw. zur Verfügung gestellten Daten zum Einspeisemanagement dieser Netzbetreiber. (e.on Netz et al. 2011)

Die genannten Netzbetreiber haben in ihren Stromnetzen über die Hälfte der in Deutschland installierten Windleistung angeschlossen (siehe Abbildung 2-13).

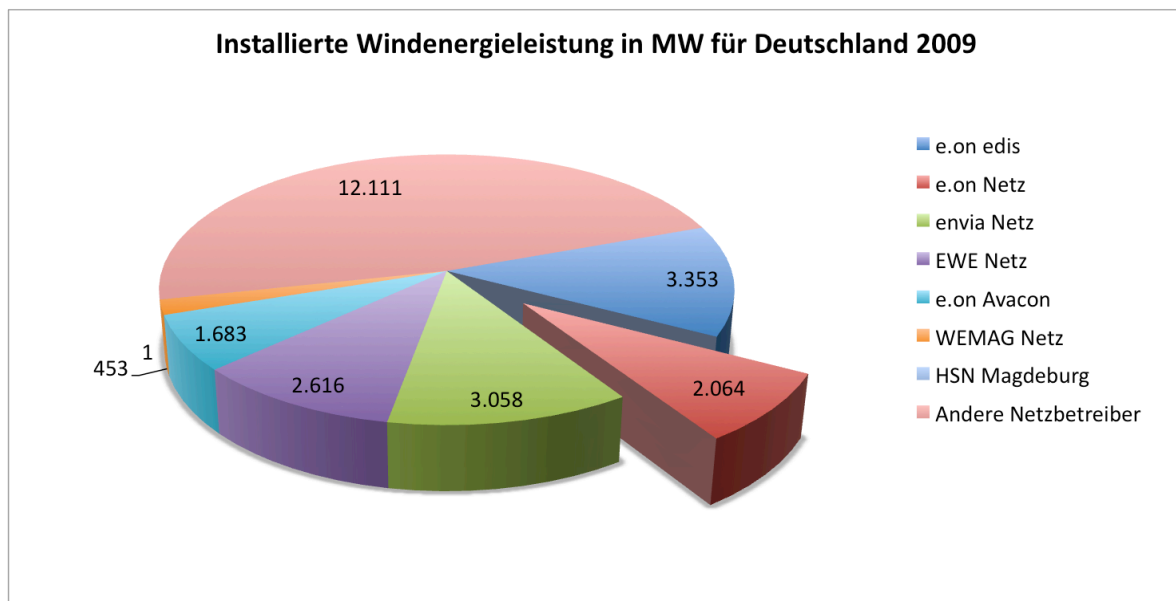


Abbildung 2-13: Installierte Windenergieleistung in Deutschland nach Netzbetreiber für das Jahr 2009

Quelle: Eigene Darstellung

Die Güte der zur Verfügung gestellten Daten ist sehr unterschiedlich. Bei vielen Netzbetreibern ist aus den veröffentlichten Werten nicht ersichtlich, welche Anlagen betroffen waren, wie viel Leistung abgeregelt wurde und wie viel Energie demnach nicht eingespeist werden konnte. Angegeben ist nur der Zeitraum der Abregelung, nicht wie viele Anlagen um welchen Leistungsbetrag gedrosselt wurden. Für eine fundierte Analyse müssten die Daten aller Netzbetreiber in einem einheitlichem Format mit Angabe über die Höhe der reduzierten Leistung bereitgestellt werden. Trotz der o.g. unzureichenden Datengrundlage für eine quantitativ belastbare Auswertung des durchgeführten EEG-Einspeisemanagements lassen sich Hinweise auf eine Zunahme von regionalen Windstromüberschüssen, die zu Netzengpässen führen, aus den veröffentlichten Daten ableiten. Diese basieren nachfolgend auf den öffentlich verfügbaren Daten des größten Verteilnetzbetreibers e.on Netz für die Jahre 2004 bis 2010 (siehe Abbildung 2-14 und Abbildung 2-15). Demnach wird deutlich, dass die Stunden in welchen EE-Anlagen abgeregelt werden mussten in den letzten Jahren deutlich zugenommen haben. Der Umfang des Einsatzes von Einspeisemanagement hängt zum einen von der installierten Windenergieleistung in einer Region ab, zum anderen von dem Zustand des Netzes und der Güte des Windjahres. Allein e.on Netz war im Jahr 2009 für das abregeln von etwa 80% der durch Einspeisemanagement verlorenen Energie verantwortlich.

Alle verfügbaren Daten zeigen, dass die abgeregelten Energiemengen bei den Netzbetreibern seit 2007 jedes Jahr zugenommen hat. Dies ist bemerkenswert, da seit 2007 jedes Windjahr schlechter war als das vorherige und lässt sich nur mit dem Anstieg der installierten Leistung erklären. Demgegenüber können abgeschlossene Netzausbaumaßnahmen Engpässen entgegenwirken. So ist es beispielsweise der HSN Magdeburg gelungen den Einsatz von Einspeisemanagement nach Erweiterung eines Umspannwerks fast vollständig zu vermeiden.

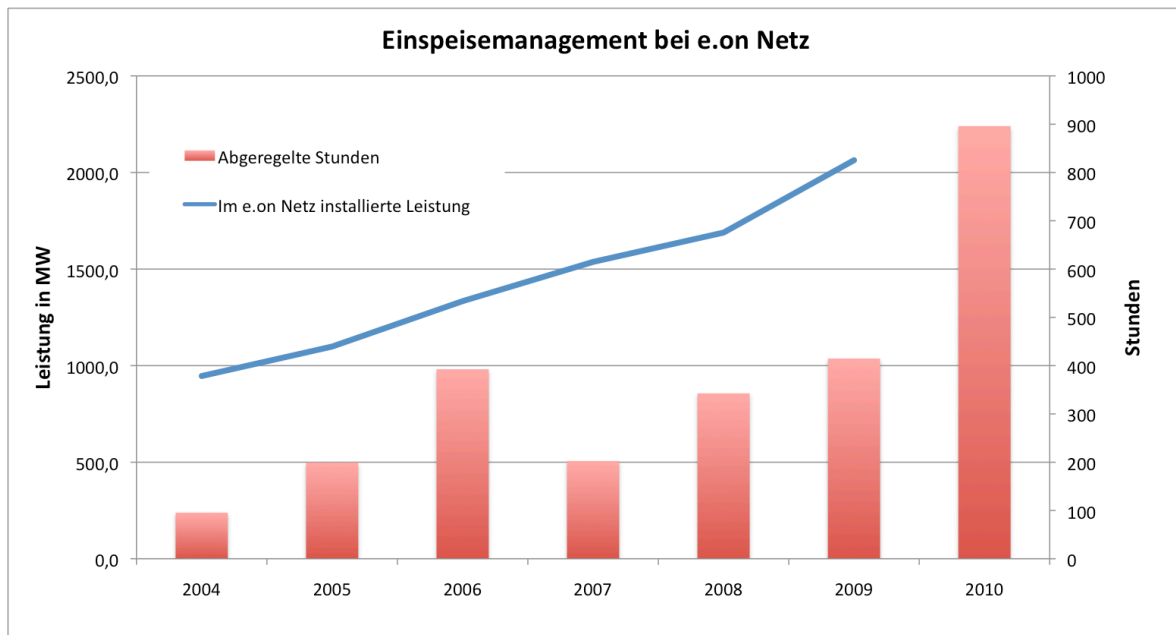


Abbildung 2-14: Auswertung des Einspeisemanagements bei e.on Netz

Quelle: Eigene Darstellung

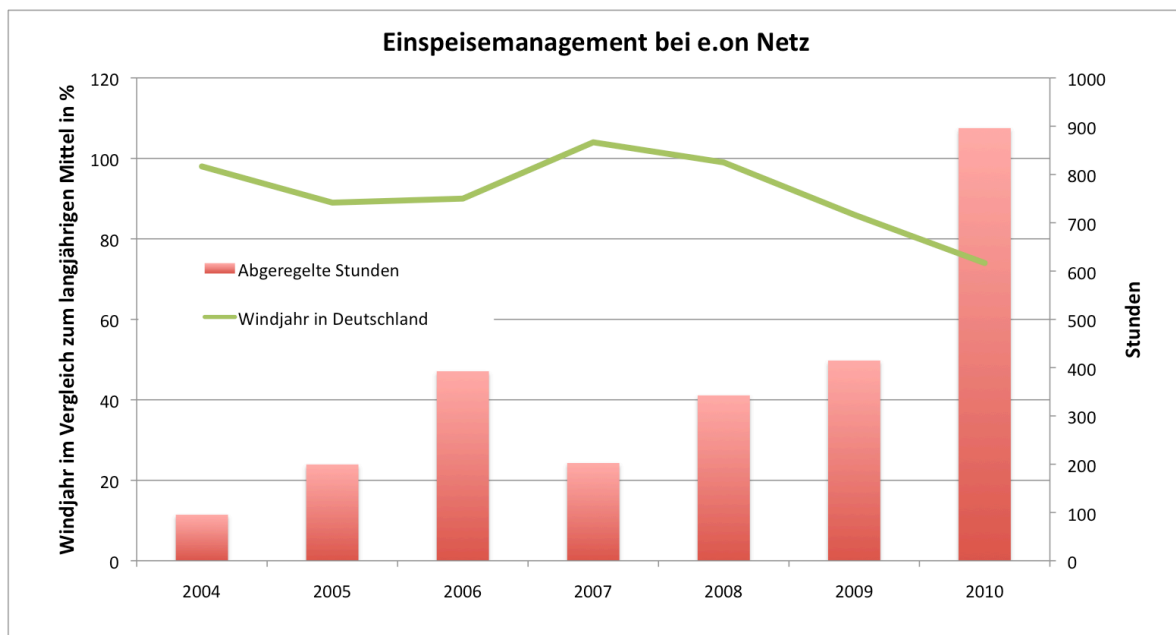


Abbildung 2-15: Auswertung des Einspeisemanagements bei e.on Netz

Quelle: Eigene Darstellung

Die weitere Entwicklung von regionalen Windstromüberschüssen hängt erheblich vom jeweiligen Ausbau der Windenergie On- und Offshore im Vergleich zum Ausbau der Stromnetze ab. Da der Ausbau der Windenergieleistung bisher trotz bereits bestehender Engpässe schneller von statten geht als der nach der ersten dena Netzstudie für erforderlich gehaltene Netzausbau, ist mit zunehmendem Auftreten von regionalen Windstromüberschüssen und dem Einsatz von Einspeisemanagement zu rechnen. Diese Einschätzung wird in Fachkreisen vgl. (Fink et al. 2009), (Bömer et al. 2011) und (Borggreve und Nüßler 2009) generell geteilt. Gleichwohl existiert in Bezug auf Windstromüberschüsse aber noch keine umfassende Untersuchung.

Für das Land Nordrhein-Westfalen (NRW) konnten keine konkreten Zahlen zur Abregelung von Windenergieanlagen im Rahmen des EEG-Einspeisemanagements ermittelt werden. Die Lage in NRW wird diesbezüglich von den Autoren wie folgt eingeschätzt.<sup>20</sup> In NRW kommt es bislang wenn überhaupt, dann nur in einzelnen, stark ländlich geprägten Regionen bau- und wartungsbedingt zu Engpässen im Verteilnetz und einem entsprechenden Einsatz von Einspeisemanagement. In städtischen Regionen ist aufgrund der hohen Siedlungsdichte und der etablierten Industriestruktur die Abnehmerdichte im Elektrizitätsnetz hoch. Daher ist hier in der Regel nicht mit Engpässen bzw. Windstromüberschüssen zu rechnen. Die Integration dezentraler Erzeugung wird jedoch auch in NRW neue komplexe Anforderungen insbesondere an das Verteilnetz stellen. Die Anpassung des Netzes wird neben dem Einsatz innovativer/intelligenter Betriebsmittel auch einen Ausbau von Verteilnetzen sowie den Ausbau von Kuppelstellen zu überlagerten Netzen erfordern. Dabei kann es zukünftig aufgrund von möglichen Verzögerungen in Genehmigungsverfahren zu einem vermehrten Auftreten von Engpässen und dem Einsatz von Einspeisemanagement kommen.

### **2.2.2 Negative Residuallasten**

Windbedingte negative Residuallasten spielen bisher in Deutschland keine Rolle. Eigene Berechnungen auf der Basis von einem Last- und Wetterjahr zeigen, dass dies in den nächsten 10 Jahren wahrscheinlich auch so bleiben wird. Erste windbedingte negative Residuallasten sind demnach erst für das Jahr 2030 zu sehen, vgl. Abbildung 2-16.

---

<sup>20</sup> Diese Einschätzung wird von einem großen Verteilnetzbetreiber in NRW geteilt, der jedoch nicht genannt werden möchte.

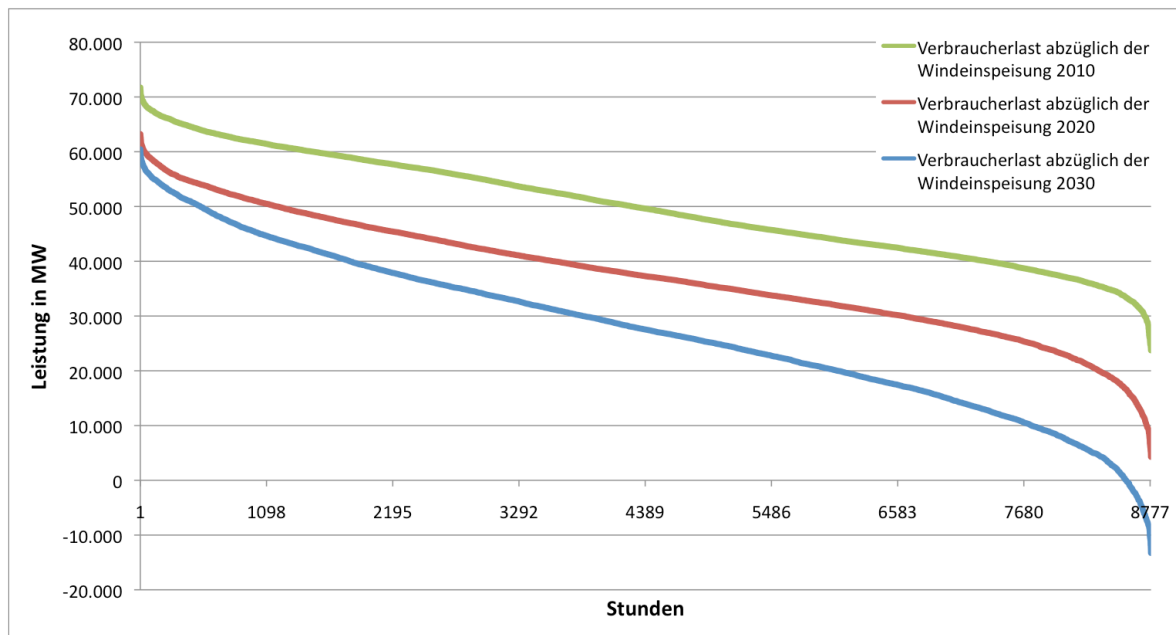


Abbildung 2-16: Jahresdauerlinie der Verbraucherlast abzüglich der Einspeisung aus Windenergie

Quelle: eigene Berechnungen mit dem Wetterjahr 2007 und (BMU 2008)

Bei dieser Betrachtung muss allerdings beachtet werden, dass die Einspeisung aus allen anderen Erneuerbaren Energien noch nicht in der Jahresdauerlinie berücksichtigt worden ist. Bei entsprechender Betrachtung können negative Residuallasten auch schon früher auftreten. Zur Zeit sind zudem noch einige konventionelle Großkraftwerke für die Systemstabilität notwendig. Diese sogenannten „must run“-Kapazitäten werden je nach Studie bisher mit 8 - 15 GW abgeschätzt ((BMU Unveröffentlicht) und (CONSENTEC und R2B 2010)) und führen so schon sehr viel früher zu Situationen mit zu viel elektrischer Energie. Der Transport dieser Energie ins Ausland ist zwar prinzipiell möglich, die Übertragungskapazitäten sind aber eher gering und die Übertragung ist auch nur dann möglich, wenn an den benachbarten Strombörsen Bedarf an zusätzlicher Energie besteht.

Diese Überschüsse können nicht durch Netzausbau kompensiert werden, sondern erfordern andere Maßnahmen wie Speicher, Lastmanagement oder das Abregeln von Erzeugungsanlagen.

Gleichzeitig wird auch deutlich, dass der Betrieb von klassischen Grundlastkraftwerken in den nächsten Jahren zunehmend schwierig wird. Hier stellen sich neue Anforderungen an die Flexibilität der konventionellen Großkraftwerke.



### **3 Auswirkung von Windstromüberschüssen und generell hoher installierter Windenergieleistung auf den Stromsektor**

In Ergänzung zur Definition und Erfassung von Windstromüberschüssen in Deutschland im vorigen Kapitel werden nachfolgend ihre bestehenden und absehbaren Auswirkungen auf den Stromsektor dargestellt. Dabei stehen systemtechnische Auswirkungen im Vordergrund, um konkrete Problemstellungen für eine multikriterielle Analyse (Kapitel 5) geeigneter technischer Flexibilisierungsoptionen (Kapitel 4) ableiten zu können. Andere Effekte z.B. auf den Markt, die Umwelt und die Politik werden ergänzt, sofern sie von den Autoren in diesem Kontext als besonders relevant angesehen werden.

Da Windstromüberschüsse selber „nur“ ein Symptom der (regional konzentrierten) Zunahme an installierter Windenergieleistung sind, wird die Bestimmung und Betrachtung von Auswirkungen entsprechend auf einen hohen Leistungs- und Stromanteil der Windenergie insgesamt ausgeweitet. Ansonsten blieben wichtige Faktoren wie z.B. die dargebotsseitige Abhängigkeit und der fluktuierende Charakter der Stromversorgung aus Windenergie, die angestrebte Transformation der Stromversorgung prägen werden, unberücksichtigt.

Diesbezüglich wurden die folgenden fünf zentralen Problemfelder identifiziert, für die zum Teil bereits heute, zum Teil erst in Zukunft ein entscheidender Bedarf an (neuen) technischen Lösungen (inkl. Betriebsstrategien) besteht. Sie werden in den nachfolgenden Kapiteln näher erläutert.

#### **3.1 Problemfeld Überschüsse**

Windstromüberschüsse führen bereits seit vielen Jahren zu regionalen Netzengpässen, Tendenz (zuletzt stark) steigend (siehe Kapitel 2.2.1). In diesem Fall kommt es zunächst zur gestuften Abregelung der anstehenden elektrischen Windleistung durch den betroffenen Netzbetreiber (gemäß §11 EEG - Einspeisemanagement) bis der Netzengpass behoben ist. Dies führt bei den Windenergieanlagen zu zusätzlichen (ungeplanten) Lastwechseln, aufgrund dessen mit einem erhöhten Verschleiß bei den Betriebsmitteln und damit verbunden höheren Wartungs- und Reparaturkosten zu rechnen ist. Ähnliches gilt auch auf Seiten des Netzbetreibers, da seine Betriebsmittel häufiger als es ohne Windstromüberschüsse der Fall wäre an der Auslegungsgrenze betrieben werden. Einschlägige Studien oder qualifizierte Aussagen zum Ausmaß konnten allerdings zum jetzigen Stand noch nicht ermittelt werden.

Zusätzliche Kostenbelastungen entstehen zudem an anderer Stelle. Die WEA-Betreiber sind bei Anwendung von Einspeisemanagement für ihren bereitstehenden, aber nicht vollumfänglich abgenommenen Strom durch den Netzbetreiber zu entschädigen (§12 (1) EEG). Der Netzbetreiber wiederum kann die entstehenden Kosten über die Netznutzungsentgelte abwälzen, „...sofern die Maßnahme erforderlich war und er sie nicht zu vertreten hat.“ (§12 (2) EEG). Es wird also Strom vergütet, der nicht geliefert und genutzt werden kann, für den aber ggf. bei entsprechendem Bedarf zusätzlich Strom beschafft werden muss. Daraus resultieren prinzipiell höhere Netzentgelte und indirekt über den *merit-order* Effekt eine höhere EEG-Umlage, die letztlich beide von den Endkunden bezahlt werden. Da die im Jahr

2009 insgesamt abgeregelte Energie<sup>21</sup> lediglich 0,2 % des eingespeisten Windstroms betrug (Bundesnetzagentur 2010), schätzen wir diese Effekte aber (noch) als vernachlässigbar gering ein.

Wenn die Maßnahme Einspeisemanagement zur Behebung des Netzengpasses nicht ausreicht, dann darf bzw. muss der Netzbetreiber zusätzlich konventionelle Kraftwerke, EE- und KWK-Anlagen weiter herunterfahren bzw. vom Netz nehmen (§ 13 (2) EnWG). In diesem Fall allerdings ohne Entschädigungsansprüchen gegenüber dem Netzbetreiber, so dass den betroffenen Betreibern Erlöse verloren gehen. Betreiber konventioneller Kraftwerke können aber später versuchen diese wieder über den Markt auszugleichen, während EEG- und KWKG-Anlagenbetreiber diese Möglichkeit nicht haben. Ob und in welchem Umfang von dieser „letzten“ Maßnahme zur Behebung von Netzengpässen zuletzt Gebrauch gemacht wurde konnte bis zum jetzigen Stand nicht ermittelt werden.

Dagegen kommt es viel häufiger bereits im Vorfeld von windstrombedingten Netzengpässen und Einspeisemanagement zum Einsatz von netz- und marktbezogenen Maßnahmen durch den Netzbetreiber. Dazu gehören unter anderem Topologiemassnahmen<sup>22</sup>, Einsatz von Regelenergie sowie Redispatch-Maßnahmen<sup>23</sup>, die das Herunterfahren von Kraftwerken bis zum netztechnisch erforderlichen Minimum beinhalten können ((EnBW 2009), (umwelt-online o. J.)). Dabei können die Kosten für alle marktbezogenen Maßnahmen vom Netzbetreiber bei seinen Netzentgelten in Ansatz gebracht und darüber auf die Endkunden weitergewälzt werden. Hinzu kommen ökologische Auswirkungen, wenn konventionelle Kraftwerke häufiger bzw. über längere Zeiträume gedrosselt werden. Dann sinkt ihr Wirkungsgrad und steigt ihr CO<sub>2</sub>-Ausstoß sowie ihr Brennstoffbedarf. Zudem tragen häufigere Lastwechsel und temporäre Überschreitungen des „normalen“ Betriebs zu erhöhtem Verschleiß und entsprechenden Folgekosten bei.

Zusammengefasst lässt sich als Folge von Windstromüberschüssen und resultierenden regionalen Netzengpässen festhalten, dass insgesamt der betriebliche und ökonomische Aufwand sowie das Risiko für Störungen von Anlagen- und Netzbetrieb erhöht wird. Einen Überblick über die identifizierten und zum Teil zuvor erläuterten Auswirkungen gibt die folgende Tabelle 3-1.

---

<sup>21</sup> Davon entfielen laut Bundesnetzagentur ca. 99,8 % auf Windstrom.

<sup>22</sup> Schalthandlungen im eigenen Netzgebiet

<sup>23</sup> Präventive oder kurative Beeinflussung von Erzeugerleistung durch den Netzbetreiber

Tabelle 3-1: Überblick über die verschiedenen Auswirkungen von regionalen Netzengpässen durch Windstromüberschüsse

Auswirkungen von regionalen Netzengpässen durch Windstromüberschüsse			
Technisch	Ökologisch	Ökonomisch	Politisch
Erhöhter betrieblicher Aufwand bei Netz- und WEA-Betreiber	Reduzierung des Umweltnutzens von WEA	Erhöhte Betriebskosten	Anpassungsbedarf bei geltenden Rahmenbedingungen (besonders EnWG und EEG)
Erhöhtes Störungsrisiko	Mehr CO <sub>2</sub> Emissionen und Brennstoffverbrauch bei Teillastbetrieb von konv. Kraftwerken	Höhere Netznutzungs-entgelte	
Erhöhte Auslastung von Netzbetriebsmitteln		Höhere EEG-Umlage	
Zusätzliche Lastwechsel bei WEA		Erlösverluste bei konv. Kraftwerken	
Zusätzliche Lastwechsel bzw. erhöhte Teillastphasen bei konv. Kraftwerken		Mehr Bedarf an Ausgleichs- und Regelenergie	
Erhöhter Verschleiß und verkürzte Lebensdauern		Erhöhte bzw. neue Anforderungen an gesamten Strommarkt	

Quelle: Eigene Analysen

Wenn mehr Windstrom eingespeist und auch übertragen und verteilt werden kann als insgesamt als elektrische Last nachgefragt wird (negative Residuallast), dann käme es zu einer Situation mit einem Überangebot von Windstrom. In diesem Fall müssten nach dem Vorrangprinzip für EEG-Anlagen prinzipiell alle anderen konventionellen Kraftwerke, in Abhängigkeit von den verbleibenden Möglichkeiten zum Ausgleich (z.B. Lastmanagement, Speicherung, Stromexport), abgeschaltet werden. Da dies aus netztechnischen Gründen aber nicht umfassend möglich ist, entstünde umgekehrt aus heutiger Sicht ein sehr hoher Bedarf an Abregelung bzw. Abschaltung von Windleistung in Höhe der so genannten „*must run*“ Kapazität (ca. 8-15 GW, siehe Problemfeld Stabilität, Kapitel 3.5). Dies entspräche im Fall der Abschaltung – wenn gleich nur temporär – etwa 31-58 % der im Jahr 2009 und immerhin noch 15-27 % der im Jahr 2020 angestrebten installierten Windenergieleistung (Braun 2010). Bei gestufter Abregelung wären noch mehr Anlagen betroffen. Zusätzlich wären temporär alle konventionellen Kraftwerke, die nicht zu den *must-run* Einheiten gehören, abzuschalten.

Diese Situation ist bereits heute und allein aus Sicht der installierten elektrischen WEA-Leistung von etwa 26 GW (Stand Ende 2009) rein rechnerisch möglich, wenn die obere Grenze der *must-run* Kapazitäten (15 GW) und eine 100 prozentige WEA-Auslastung bei schwacher Last (nachts) zu Grunde gelegt wird. Sie wird zunehmend realistischer bzw. wahrscheinlicher, wenn die installierte Leistung in Biomasse- und Wasserkraftanlagen (zusammen ca. 9 GW) mit berücksichtigt wird. Und bei Erreichen der WEA-Ausbauziele des BEE im Jahr 2020 in Höhe von 55 GW würde allein das Aufeinandertreffen von starkem Wind auf schwache Last zu der oben geschilderten Situation negativer Residuallast führen.

Die identifizierten möglichen negativen Auswirkungen von windstrombedingten negativen Residuallasten sind in der folgenden Tabelle 3-2 zusammengefasst.

Tabelle 3-2: Überblick über die verschiedenen Auswirkungen von negativen Residuallasten durch Windstromüberschüsse

<b>Auswirkungen von negativen Residuallasten durch Windstromüberschüsse</b>			
<b>Technisch</b>	<b>Ökologisch</b>	<b>Ökonomisch</b>	<b>Politisch</b>
Erhöhte Abschalt- und Wiederanfahrvorgänge bei konv. Kraftwerken => erhöhter Verschleiß Erhöhter Bedarf an Abregelung von WEA => erhöhter Verschleiß Erhöhtes Risiko für Störungen und Versorgungsausfall	Mehr CO <sub>2</sub> Emissionen und Brennstoffverbrauch bei Teillastbetrieb von konv. Kraftwerken	Ggf. negative Strompreise Verringerung der Volllaststunden von konv. Kraftwerken Erlösverluste bei konv. Kraftwerken Erhöhte bzw. neue Anforderungen an gesamten Strommarkt	Anpassungsbedarf bei geltenden Rahmenbedingungen (besonders EnWG und EEG)

Quelle: Eigene Analysen

### 3.2 Problemfeld Gradienten

Die Einspeisung von Strom aus Windenergieanlagen erfolgt in Abhängigkeit des Winddargebots mehr oder weniger stark schwankend. Ausmaß und Häufigkeit der Leistungsänderungen (Gradienten) von WEA bezogen auf die insgesamt installierte Leistung sind stark abhängig von der betrachteten Größe des Gebiets und der betrachteten Zeitraster. Dabei nehmen die Gradienten bei zunehmender Anlagenzahl über eine größere räumliche Ausdehnung bzw. deutschlandweit mit sinkenden Zeitintervallen erheblich ab (ISET 2009). Für den sicheren Netzbetrieb und die jederzeitige Deckung der benötigten Last ist besonders die zeitliche Abhängigkeit der Gradienten von Bedeutung. Diese ist für die gesamte Windstromeinspeisung in Deutschland im Jahr 2007 in der Abbildung 3-1 dargestellt.

Demnach liegt die Häufigkeit für Leistungsgradienten von  $\pm 10\%$  in 15 min. bezogen auf die Gesamtleistung unter  $10^{-4}$  (d.h. weniger als 1 h pro Jahr). Gleich hohe Leistungsgradienten bezogen auf eine Stunde treten dagegen schon mit einer Häufigkeit von etwa  $10^{-3}$  auf (d.h. etwa 9 Stunden pro Jahr). Trotz der geringen Wahrscheinlichkeiten für hohe Leistungsänderungen in kurzer Zeit gab es im Jahr 2007 eine maximale negative Leistungsänderung innerhalb von 15 min. in Höhe von 18,7 % der installierten Windleistung, d.h. etwa -4,2 GW. Die tatsächlich auftretenden maximalen und minimalen Leistungsänderungen sind besonders zu berücksichtigen.

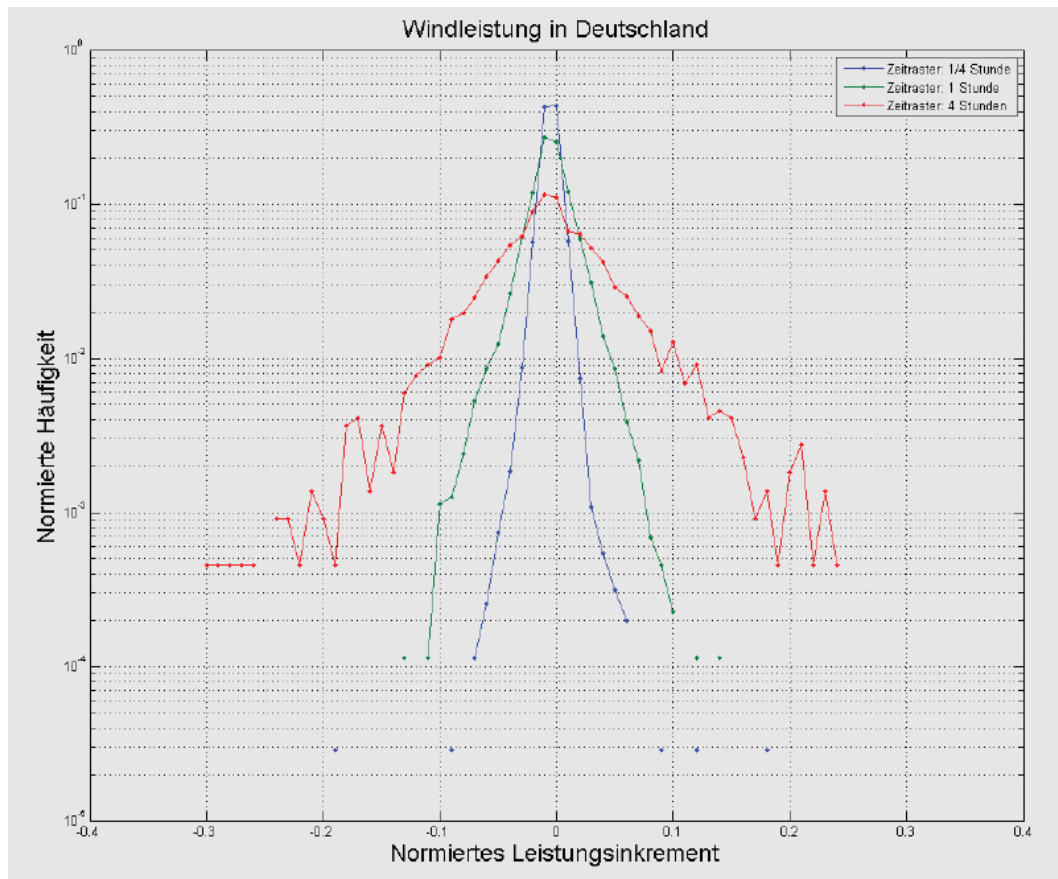


Abbildung 3-1: Häufigkeiten relativer Leistungsänderungen des insgesamt eingespeisten Windstroms im Jahr 2007 für verschiedene Zeitraster

Quelle: (ISET 2009)

Die Leistungsänderungen erschweren grundsätzlich den sicheren Betrieb des Stromnetzes und beeinflussen Einsatzplanung und Betrieb aller anderen einspeisenden Kraftwerke. Mit zunehmender installierter Windleistung wächst zwar die absolute Höhe der Gradienten, aber deutlich weniger bzw. nicht unbedingt ihre Häufigkeit. Dennoch wird diese Entwicklung dazu führen, dass konventionelle Kraftwerke und auch die Netze in absehbarer Zukunft deutlich flexibler betrieben werden müssen.

Die damit verbundenen, identifizierten Auswirkungen von windstrombedingten Leistungsänderungen sind in der folgenden Tabelle 3-3 zusammengefasst.

Tabelle 3-3: Überblick über die verschiedenen Auswirkungen von windstrombedingten Gradienten bei hohen Windleistungsanteilen

<b>Auswirkungen von windstrombedingten Gradienten bei hohen Windleistungsanteilen</b>			
<b>Technisch</b>	<b>Ökologisch</b>	<b>Ökonomisch</b>	<b>Politisch</b>
Erhöhter Lastwechselbedarf bei konv. Kraftwerken => erhöhter Verschleiß Erhöhte Anforderungen an Netzbetrieb und KW-Einsatzplanung Erhöhtes Störungsrisiko	Mehr CO <sub>2</sub> Emissionen und Brennstoffverbrauch bei Teillastbetrieb von konv. Kraftwerken	Verringerung der Volllaststunden von konv. Kraftwerken Erhöhter Bedarf an Ausgleichs- und Regelenergie	Anpassungsbedarf bei geltenden Rahmenbedingungen (besonders EnWG und EEG)

Bemerkung: KW = Kraftwerk

Quelle: Eigene Analysen

### 3.3 Problemfeld Unterversorgung:

Wenn die Windenergie – wie angestrebt – in Zukunft noch deutlich höhere Leistungsanteile erreicht und zugleich konventionelle (fossile und nukleare) Kraftwerkskapazitäten reduziert werden, dann gewinnt ein neues Problemfeld an Bedeutung: Die mögliche Unterversorgung aufgrund von (länger andauernden) Windflauten. Bei räumlich weit ausgedehnten stabilen Luftdruckgebieten wird das insgesamt nutzbare Winddargebot vernachlässigbar gering. Dieser Zustand kann zwar mit hoher Genauigkeit vorausgesagt werden, ändert aber nichts an der Herausforderung, dass dann in Zukunft temporär weit mehr als die heute installierten 26 GW an Windleistung nicht verfügbar sind und zur Sicherung der Versorgung geeignet ersetzt werden müssen. Unabhängig davon nimmt in dem o.g. Kontext zudem die Bedeutung des grundsätzlich begrenzten, relativ niedrigen Beitrags der Windenergie zur gesicherten Leistung (weniger als 10%) zu.

Die damit verbundenen, identifizierten Auswirkungen sind der folgenden Tabelle 3-4 zusammengefasst.

Tabelle 3-4: Überblick über die verschiedenen Auswirkungen von windstrombedingter Unterversorgung bei hohen Windleistungsanteilen

<b>Auswirkungen von windstrombedingter Unterversorgung bei hohen Windleistungsanteilen</b>			
<b>Technisch</b>	<b>Ökologisch</b>	<b>Ökonomisch</b>	<b>Politisch</b>
Erhöhtes Risiko für Störungen und Versorgungsausfall Erhöhter Bedarf an Lastmanagement und Lastabwurf und Energiespeicher		Prinzipiell steigende Strompreise Erhöhter Bedarf an Ausgleichs- und Regelenergie	

Quelle: Eigene Analysen

### 3.4 Problemfeld Systemstabilität (im Fehlerfall)

Wenn in einem elektrischen Netz ein Kurzschluss auftritt, werden sofort große Ströme benötigt um das Netz zu stabilisieren. Diese sorgen dann auch für das Auslösen der Sicherheits-

schalter und das Trennen des fehlerhaften Betriebsmittels vom übrigen Netz. Diese Kurzschlussströme müssen hauptsächlich in der Spannungsebene eingespeist werden, in der auch der Fehler liegt. Bei einem System aus vielen, an das Verteilnetz angeschlossenen WEA, und nur wenigen Großkraftwerken ist die Bereitstellung von Kurzschlussströmen kritisch. Klassisch werden diese über die Synchrongeneratoren aus der Schwungmasse der Kraftwerksturbinen bereitgestellt. Sollten im Fehlerfall zu geringe Kurzschlussströme bereitgestellt werden, würde die Spannung in einem weiten Gebiet stark abfallen und so zum großflächigen Ausfall des Netzes führen.

Stromausfälle sind immer mit einer ganzen Reihe von negativen ökonomischen Folgen verbunden. Diese reichen von gestörten Produktionsabläufen und Produktionsausfällen und dadurch Verschlechterung der Investitionsrahmenbedingungen bis hin zu einem Zusammenbruch der Transport- und Kommunikationsmöglichkeiten.

Tabelle 3-5: Überblick über die verschiedenen Auswirkungen von windstrombedingter mangelnder Systemstabilität im Fehlerfall

<b>Auswirkungen von regionalen Netzengpässen durch windstrombedingte mangelnde Systemstabilität im Fehlerfall</b>			
<b>Technisch</b>	<b>Ökologisch</b>	<b>Ökonomisch</b>	<b>Politisch</b>
Bedarf an Kurzschlussleistung am Netz kann nur bedingt durch WEA bereitgestellt werden Bei zu geringem Kurzschlussstrom drohen im Fehlerfall größere Blackouts	-	Stromausfälle sind mit hohen ökonomischen Kosten verbunden.	-

Quelle: Eigene Analysen

### 3.5 Problemfeld Systemstabilität (Regelleistung)

Regelleistung ermöglicht den stabilen und sicheren Betrieb der elektrischen Netze. Nur mit Hilfe von schnell zuschaltbaren oder abschaltbaren Kraftwerken ist es möglich die Einspeisung und den Verbrauch von elektrischer Energie immer genau in der Wage zu halten. Im Vorhinein werden Last und Erzeugung aus fluktuierenden Quellen prognostiziert und der Fahrplan der Kraftwerke darauf abgestimmt. Da die Prognosen nur in den seltensten Fällen genau zutreffen müssen flexible Kraftwerke ständig hoch oder herunterfahren um das Netz stabil zu halten. Eine Erhöhung der Windleistung kann zu einem erhöhtem Bedarf an Regelleistung führen, da die Unsicherheit über den Betrag der Einspeisung zunimmt. Gleichzeitig kann aus WEA zur Zeit keine Regelenergie bereitgestellt werden. Es müssen also immer konventionelle Kraftwerke am Netz sein, welche schnell auf die Erfordernisse des Stromnetzes reagieren können. Diese *must-run* Kapazitäten sorgen dafür, dass ein bestimmter Sockelbetrag der Stromproduktion immer aus fossilen Kraftwerken bereitgestellt wird. In Zeiten eines hohen Angebots aus Erneuerbaren Energien kann es nun zu der Situation kommen, dass Erneuerbare Energie vom Netz genommen werden müssen, obwohl noch fossile Kraftwerke laufen.

Bei einer Unterversorgung mit Regelleistung kann es zum Lastabwurf oder im schlimmsten Falle zu Stromausfällen kommen.

Tabelle 3-6: Überblick über die verschiedenen Auswirkungen von windstrombedingter mangelnder Systemstabilität im Bereich Regelenergie

<b>Auswirkungen von windstrombedingter mangelnder Systemstabilität im Bereich Regelenergie</b>			
<b>Technisch</b>	<b>Ökologisch</b>	<b>Ökonomisch</b>	<b>Politisch</b>
Prinzipiell erhöhter Bedarf von Regelenergie (Prognosefehler) muss von konventionellen KW geleistet werden Erhöhung der „Must Run“ Kapazität, also der Leistung von konventionellen Kraftwerken, die mind. am Netz sein muss	Erhöhte Must Run Kapazitäten führen zu erhöhten CO <sub>2</sub> -Emissionen bei der Stromproduktion	Die Zunahme von Regelenergie erhöht die Netznutzungsentgelte	Regulierungsbedarf im Marktdesign der Regelenergiemärkte Anpassungsbedarf bei geltenden Rahmenbedingungen (besonders EnWG und EEG)

Quelle: Eigene Analysen



## 4 Identifikation von geeigneten Flexibilisierungsoptionen für einen nachhaltigen Umgang mit Windstromüberschüssen

Vergleiche zwischen verschiedenen Optionen zum nachhaltigen Umgang mit Stromüberschüssen wurden bisher in erster Linie zwischen verschiedenen Netzoptionen gezogen, zum Beispiel im Netzentwicklungsplan (NEP) Strom 2012 (Übertragungsnetzbetreiber 2012) oder in der dena Netzstudie II (Dena 2010). Im Rahmen dieser Untersuchung werden darüber hinaus auch verschiedene Speicheroptionen sowie last- und erzeugungsseitige Anpassungsmaßnahmen in den Vergleich mit einbezogen. Im NEP werden neben dem Neubau von Wechsellspannungstrassen verschiedene HGÜ-Systeme und Verbesserungen des bestehenden Stromnetzes durch Freileitungsmonitoring, Hochtemperaturleiterseile und konventionelle Leiterseile mit höheren Querschnitten sowie verschiedene Kombinationen dieser Technologien berücksichtigt (Übertragungsnetzbetreiber 2012). Damit geht die Technologieauswahl im NEP über die der dena Netzstudie II hinaus, in der neben Wechselstromleitungen verschiedener Spannungsebenen klassische und VSC-HGÜ betrachtet werden.

Die hier vorliegende Untersuchung erweitert die Technologieauswahl, indem neben Netztechnologien auch Speicher und last- und erzeugungsseitige Anpassungsmaßnahmen einbezieht. Durch die Methode der Multikriteriellen Analyse (siehe Kapitel 5) ist es möglich, alle diese Optionen trotz ihrer unterschiedlichen Eigenschaften in Hinsicht auf ihren Beitrag zum nachhaltigen Umgang mit Windstromüberschüssen zu vergleichen.

In Kapitel 3 wurden verschiedene Problemfelder im Zusammenhang mit einem weiteren Ausbau der Windenergie identifiziert und beschrieben. In diesem Kapitel werden diesbezüglich geeignete oder als geeignet angesehene technologische Flexibilisierungsoptionen zusammengetragen und erläutert. Hierzu gehören zum einen sowohl Technologien als auch Betriebsstrategien und zum anderen sowohl erprobte, in Erprobung befindliche als auch (noch) unerprobte technische Lösungen. Lösungen mit Schwerpunkt Energiemarkt (z.B. Marktregeln und -design) sind dagegen nicht Gegenstand dieser Untersuchung.

Die Identifikation der technischen Lösungen erfolgte hauptsächlich über einschlägige Literaturrecherche und eigenes Expertenwissen. In der Auswahl werden nur solche Optionen berücksichtigt, die wenigstens zu einem Problemfeld einen Beitrag leisten können und für die es diesbezüglich zumindest überzeugende konzeptionelle Vorarbeiten gibt.

Die Tabelle 4-1 fasst die identifizierten und als geeignet angesehenen Flexibilisierungsoptionen in einer Übersicht, differenziert nach Netz-, Energiemanagement- und Speichertechniken und möglichen Problemlösungsbeiträgen, zusammen. Demnach lässt sich zunächst festhalten, dass,

- die meisten Optionen direkt zu mehr als einem Problemfeld beitragen können,
- netz-, erzeugungsseitige Management- und elektrische Speichertechniken einen relativ niedrigen Problemlösungsgrad aufweisen, während
- Lastmanagement, chemische und mechanische Speichertechniken überwiegend fast alle Problemfelder abdecken können

Eine systematische nähere Erläuterung der einzelnen Optionen und deren jeweiliger Problemlösungsbeitrag folgt im Anschluss an die Tabelle.

Tabelle 4-1: Übersicht der Flexibilisierungsoptionen und deren Beitrag zur Problemlösung

			Überschüsse	Gradienten	Unterversorgung	Stabilität (im Fehlerfall)	Stabilität (Regelleistung)
<b>Netz</b>	<b>Ausbau</b>	HGÜ Freileitungen	x		x	(x)	
		HGÜ Kabel	x		x	(x)	
		Ausbau 380 kV Freileitungen	x		x	(x)	
		Ausbau 380 kV Kabel	x		x	(x)	
	<b>Einsatzstrategien</b>	FACTS	(x)		(x)		
		Freileitungsmonitoring	x		x		
	<b>neue Technologien</b>	Hochtemperaturleiterseile	x		x		
<b>Last / Erzeugung</b>	<b>Lastanpassung</b>	Lastmanagement: Erschließung klassischer Lasten	(x)	x	(x)		x
		Lastmanagement: Erschließung bestehender Potenziale	(x)	x	(x)		x
		Lastmanagement: neue Lasten	(x)	x	(x)		x
	<b>erzeugungsseitig</b>	Abregelung von WEA & PV	x	(x)			(x)
		Flexibilisierung dezentraler KWK- und Biogasanlagen	(x)	x	(x)	(x)	x
		Flexibilisierung bestehender (Mittellast-) Kraftwerke		(x)			(x)
		Gaskraftwerksneubau		x	x	x	x
<b>Speicher</b>	<b>chemisch</b>	H <sub>2</sub> mit Rückverstromung	x	x	x	(x)	x
		große Batteriespeicher (Redox, NaS) MW-Bereich	x	x	x	(x)	x
		kleine Batteriespeicher (Li-Ionen, PbS) kW-Bereich	(x)	x	(x)	(x)	x
	<b>mechanisch</b>	Druckluftspeicher	x	x	x	x	x
		Pumpspeicher	x	x	x	x	x
		Schwungräder		(x)		?	x
	<b>elektrisch</b>	SMES		(x)		?	x
		Superkondensatoren		(x)		?	x

Legende      x      trägt zur Problemlösung bei  
                   (x)     trägt eingeschränkt zur Problemlösung bei  
                   ?      potenzieller Lösungsbeitrag nicht bestimmt

Quelle: Eigene Analysen

## 4.1 Kurzbeschreibung der betrachteten Alternativen und ihrem Beitrag zur Problemlösung

### 4.1.1 Neubau von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Leitungen (Kabel und Freileitungen, nur selbstgeführte Transistortechnik)

Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) wird zur Zeit bei elektrischen Übertragungsaufgaben über sehr weite Strecken eingesetzt. In der Vision eines europäischen „Super Grids“ ist z.B. angedacht, mit Hilfe eines Netzes aus HGÜ-Leitungen das europäische und Nordafrikanische Stromnetz zu einem leistungsstarken Netz miteinander zu verbinden. Diese Technologie kann zur Lösung folgender windstrombedingter Problemfelder eingesetzt werden (vgl. Tabelle 4-1):

- **Überschüsse:** Durch zusätzlich geschaffene Übertragungskapazitäten können regional begrenzte Leistungsüberschüsse verringert werden, wenn die Leistung in anderen Netzbereichen genutzt werden kann.
- **Unterversorgung:** Durch zusätzlich geschaffene Übertragungskapazitäten kann regional begrenzte Unterversorgung verringert werden, wenn die Leistung in anderen Netzbereichen bereitgestellt werden kann.
- **Stabilität im Fehlerfall (Kurzschlussströme):** Über HGÜ kann ein „totes“ Netz, also ein Netz ohne Spannung, gespeist werden (Carlsson o. J.).

### 4.1.2 Neubau von 380 kV Freileitungen/Kabel

380 kV-Leitungen sind zur Zeit das Mittel der Wahl, um Transportaufgaben im Übertragungsnetz zu realisieren. Zur Zeit spielen dabei Kabel auf Grund von hohen Kosten und grundsätzlichen technischen Schwierigkeiten beim Verlegen und im Betrieb (u.a. hoher Kapazitätsbelag und die Notwendigkeit der Kompensation) eine sehr geringe Rolle. Diese Technologie kann zur Lösung folgender windstrombedingter Problemfelder eingesetzt werden (vgl. Tabelle 4-1):

- **Überschüsse:** Durch zusätzlich geschaffene Übertragungskapazitäten können regional begrenzte Leistungsüberschüsse verringert werden, wenn die übertragene Leistung in anderen Netzbereichen auch genutzt werden kann.
- **Unterversorgung:** Durch zusätzlich geschaffene Übertragungskapazitäten kann regional begrenzte Unterversorgung verringert werden, wenn die Leistung in anderen Netzbereichen bereitgestellt werden kann.
- **Stabilität im Fehlerfall (Kurzschlussströme):** Ein stärker vermaschtes Netz führt prinzipiell zu einer geringeren Impedanz und somit zu einer erhöhten Kurzschlussleistung. Inwiefern sich das Kurzschlussverhalten von Kabel gegenüber Freileitungen unterscheidet muss noch gesondert untersucht werden (Brakelmann 2004).

### 4.1.3 Flexible AC-Transmission Systeme (FACTS)

Flexible AC-Transmission Systeme (FACTS) sind elektronische Umrichter, welche die Blindleistung an einem Punkt einer elektrischen Leitung beeinflussen können. Damit ist es möglich Energieflüsse im Netz gezielt zu beeinflussen. Diese Technologie kann zur Lösung folgender windstrombedingter Problemfelder eingesetzt werden (vgl. Tabelle 4-1):

- **Überschüsse:** Durch gezielte Ansteuerung können bestimmte Leitungen im vermaschten Netz besser ausgelastet werden. Durch diesen Verfahren kann die Übertragungskapazität ohne Leitungsausbau erhöht werden.
- **Unterversorgung:** Durch gezielte Ansteuerung können bestimmte Leitungen im vermaschten Netz besser ausgelastet werden. Durch diesen Verfahren kann die Übertragungskapazität ohne Leitungsausbau erhöht werden.
- **Stabilität im Fehlerfall (Kurzschlussströme):** FACTS werden u.a. eingesetzt, um Kurzschlussströme zu begrenzen, tragen aber selber nicht zur Kurzschlussleistung bei. (Crastan 2009)

#### 4.1.4 Freileitungsmonitoring

Die Überwachung der Temperatur von elektrischen Leitungen sowie der an den Stromtrassen herrschenden Witterungsbedingungen können zusammen mit einer Wetterprognose für eine bessere Einschätzung der aktuellen und zukünftigen Übertragungskapazitäten sorgen. Die elektrischen Leitungen erwärmen sich bei hoher Belastung stark und dehnen sich aus bzw. hängen stärker durch. Aus Sicherheitsgründen wird in der Auslegung von einem warmen Sommertag und Windstille ausgegangen, um eine zu hohe Erwärmung etc. zu vermeiden. Die Einbeziehung echter Wetterdaten kann einen sicheren Betrieb bei höheren Strömen erlauben, da die Leitung z.B. durch Wind stärker gekühlt wird. Naturgemäß gibt es, insbesondere bei kurzen Übertragungsstrecken, eine gute Korrelation zwischen dem Auftreten von Windenergieüberschüssen und der Kühlung der belasteten Leitungen durch den Wind, die durch das FLM nutzbar gemacht wird. Deswegen hat das FLM besonders in windreichen Gegenden hohes Potenzial und kann signifikant zur Aufnahme von sonst anfallenden Überschüssen beitragen. Diese Technologie kann zur Lösung folgender windstrombedingter Problemfelder eingesetzt werden (vgl. Tabelle 4-1):

- **Überschüsse:** Durch Freileitungsmonitoring können die Übertragungsleistungen von Freileitungen abhängig von meteorologischen und anderen Bedingungen erhöht werden.
- **Unterversorgung:** Durch Freileitungsmonitoring können die Übertragungsleistungen von Freileitungen abhängig von meteorologischen und anderen Bedingungen erhöht werden.

#### 4.1.5 Hochtemperaturleiterseile

Hochtemperaturleiterseile besitzen durch einen Leiterkern aus einem Material, welches sich bei Temperaturerhöhung weniger stark ausdehnt als der umgebende Leiter, eine verbesserte Festigkeit bei hohen Temperaturen. Bei Neubeseilung ist es dann möglich, die Übertragungskapazität einer bestehenden Trasse zu erhöhen (vgl. Freileitungsmonitoring). Diese Technologie kann zur Lösung folgender windstrombedingter Problemfelder eingesetzt werden (vgl. Tabelle 4-1):

- **Überschüsse:** Durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen kann die Übertragungskapazität erhöht werden.
- **Unterversorgung:** Durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen kann die Übertragungskapazität erhöht werden.

#### 4.1.6 Lastmanagement – Erschließung klassischer (industrieller) Lasten

Zu den klassischen, vor allem industriellen Lasten, die auch sehr gut im Rahmen von integriertem Lastmanagement eingesetzt werden können, gehören beispielsweise Kühlhäuser, Zementwerke, Stahllöfen, die Papierprozesse sowie andere energieintensive, aber gut unterbrechenbare Prozesse bzw. Lasten. Die zugehörigen Technologien und Betriebsstrategien können zur Lösung folgender windstrombedingter Problemfelder eingesetzt werden (vgl. Tabelle 4-1):

- **Überschüsse:** Zeitlich begrenzte Überschüsse können durch Lastmanagement verringert werden, indem die Nachfrage in der betroffenen Region zu diesen Zeiten angehoben wird. Dies ist nur sinnvoll möglich, wenn Überschüsse nicht längere Zeit anhalten, da in der Regel im Gegenzug die Leistung zu einem anderen Zeitpunkt reduziert werden soll (Lastmanagement wird hier im Sinne des „Flexible load shape“ verstanden).
- **Gradienten:** Durch schnell schaltbare Lasten können Gradienten abgefedert werden.
- **Unterversorgung:** Zeitlich begrenzte Unterversorgung kann durch Lastmanagement verringert werden, indem die Nachfrage in der betroffenen Region zu diesen Zeiten abgesenkt wird. Dies ist nur kurzfristig möglich, da in der Regel im Gegenzug der Leistungsbezug zu anderen Zeitpunkten erhöht werden muss (s. Überschüsse).
- **Stabilität im Betrieb (Regelenergie):** Bei einer entsprechenden Gestaltung des Regelenergiemarktes kann Lastmanagement für die Sekundär- und Minutenreserve eingesetzt werden. Der Einsatz im Bereich der Primärreserve ist eher fraglich.

#### 4.1.7 Lastmanagement – Erschließung bestehender Potentiale

Bestehende aber zum großen Teil noch unerschlossene Lastmanagement-Potentiale im Bereich der Haushalte und des Gewerbes bestehen beispielsweise bei Wärmepumpen, Nachtspeichern, Kühlaggregaten, Klimaanlageanlagen oder Warmwasserbereitung. Das Interesse an einer Nutzung von „überschüssigem“ EE-Strom im Wärmebereich („Power-to-Heat“) nimmt dabei aus ökonomischen Gründen unlängst zu.<sup>24</sup>

Die zugehörigen Technologien und Betriebsstrategien können zur Lösung folgender windstrombedingter Problemfelder eingesetzt werden (vgl. Tabelle 4-1):

- **Überschüsse:** Zeitlich begrenzte Überschüsse können durch Lastmanagement verringert werden, indem die Nachfrage in der betroffenen Region zu diesen Zeiten angehoben wird. Dies ist nur sinnvoll möglich, wenn Überschüsse nicht längere Zeit anhalten, da in der Regel im Gegenzug die Leistung zu einem anderen Zeitpunkt reduziert werden soll (Lastmanagement wird hier im Sinne des „Flexible load shape“ verstanden). Lastmanagement kann Überschüsse bzw. die Abregelung von EE-Strom zwar reduzieren helfen, dies aber nicht vollständig vermeiden<sup>25</sup> und stellt daher nur eine „partielle“ Flexibilisierungsoption dar. Sie wird daher bei den folgenden multikriteriellen Analysen nicht explizit berücksichtigt.
- **Gradienten:** Durch schnell schaltbare Lasten können Gradienten abgefedert werden.

<sup>24</sup> Dabei ist allerdings zu bedenken, dass eine Kopplung mit EE-Strom aufwendig bzw. schwer nachweisbar ist, da der Strombezug dafür separat von der Strombörse, von der nur „Graustrom“ bezogen werden kann, erfolgen muss. Dies schränkt den ökonomischen Anreiz ein. Zudem fallen Stromüberschüsse zeitlich nur zufällig mit hohem Wärmebedarf zusammen.

<sup>25</sup> „Lastmanagement kann einen Beitrag zur Reduzierung von ‚Dumped Energy‘ liefern. Eine genauere Betrachtung ergibt allerdings, dass es diese zwar reduzieren, nicht aber komplett verhindern kann.“ ((Übertragungsnetzbetreiber 2012), Seite 77)

- **Unterversorgung:** Zeitlich begrenzte Unterversorgung kann durch Lastmanagement verringert werden, indem die Nachfrage in der betroffenen Region durch gezieltes Abschalten der Lasten zu diesen Zeiten abgesenkt wird. Dies ist häufig nur kurzfristig möglich, da im Gegenzug der Leistungsbezug zu anderen Zeitpunkten in der Regel wieder erhöht werden muss (s. Überschüsse).
- **Stabilität im Betrieb (Regelenergie):** Bei einer entsprechenden Gestaltung des Regelenergiemarktes kann Lastmanagement für die Sekundär- und Minutenreserve eingesetzt werden.

#### 4.1.8 Lastmanagement – Erschließung neuer Lasten

Neue Verbraucher, welche unter Lastmanagementsgesichtspunkten betrieben werden können, sind beispielsweise Elektromobile oder Elektrolyseure zur Erzeugung von Wasserstoff. Dabei kann der Wasserstoff aus den Elektrolyseuren auch in anderen nicht elektrischen Systemen verwendet werden. Elektrolyseure mit Wasserstoffherzeugung zur Rückverstromung werden in 4.1.13 beschrieben. Die zugehörigen Technologien und Betriebsstrategien können zur Lösung folgender windstrombedingter Problemfelder eingesetzt werden (vgl. Tabelle 4-1):

- **Überschüsse:** Zeitlich begrenzte Überschüsse können durch Lastmanagement verringert werden, indem die Nachfrage in der betroffenen Region durch Zuschalten der Lasten zu diesen Zeiten angehoben wird. Dies ist nur sinnvoll möglich, wenn Überschüsse nicht längere Zeit anhalten, da in der Regel im Gegenzug die Leistung zu einem anderen Zeitpunkt reduziert werden soll (Lastmanagement wird hier im Sinne des „Flexible load shape“ verstanden). Das Potenzial zur Überschussbewältigung liegt etwas höher als bei konventionellen Lasten, da die neuen Lasten von Anfang an mit entsprechend dimensionierten Speichern ausgerüstet sein können.
- **Gradienten:** Durch schnell schaltbare Lasten können Gradienten abgefedert werden.
- **Unterversorgung:** Zeitlich begrenzte Unterversorgung kann durch Lastmanagement verringert werden, indem die Nachfrage in der betroffenen Region zu diesen Zeiten abgesenkt wird. Dies ist häufig nur kurzfristig möglich, da im Gegenzug der Leistungsbezug zu anderen Zeitpunkten in der Regel wieder erhöht werden muss (siehe Überschüsse). Werden Lasten gezielt zur Aufnahme von Überschüssen eingeführt, können sie keine Option für die Bewältigung von Unterversorgungszuständen sein.
- **Stabilität im Betrieb (Regelenergie):** Bei einer entsprechenden Gestaltung des Regelenergiemarktes kann Lastmanagement für die Sekundär- und Minutenreserve eingesetzt werden. Der Einsatz im Bereich der Primärreserve ist eher fraglich.

#### 4.1.9 Abregelung von Windenergieanlagen & Photovoltaik

Windenergieanlagen (WEA) werden bei kritischen Netzsituationen schon heute abgeregelt (vgl. Kapitel 2.2). Ein weitergehender geregelter Betrieb von Photovoltaikanlagen (PV) und WEA kann auch die Möglichkeit der gedrosselten Fahrweise beinhalten. Ein solcher Betrieb erlaubt die Bereitstellung von positiver und negativer Regelleistung. Diese Technologie kann zur Lösung folgender windstrombedingter Problemfelder eingesetzt werden (vgl. Tabelle 4-1):

- **Überschüsse:** Überschüsse können durch Abregelung komplett aufgefangen werden.
- **Gradienten:** Prinzipiell ist es auch vorstellbar Gradienten mit einer Regelung von WEA und PV abzumildern.

- **Stabilität im Betrieb (Regelenergie):** Bei einer entsprechenden Gestaltung des Regelenergiemarktes können geregelte PV und WEA evtl. Regelleistung bereitstellen.

#### 4.1.10 Flexibilisierung dezentraler KWK- und Biogasanlagen

KWK- und Biogasanlagen können mit Hilfe größerer elektrischer Anlagenleistungen und Speicher flexibler eingesetzt werden. Dafür müssen neben den technischen Anlagenparametern auch die Kommunikations- und Eingriffsmöglichkeiten angepasst werden. Diese Technologie kann zur Lösung folgender windstrombedingter Problemfelder eingesetzt werden (vgl. Tabelle 4-1):

- **Überschüsse:** Wenn Biogasanlagen bei starker Wind- und PV-Einspeisung entsprechend abgeregelt werden, können Überschüsse vermindert werden. KWK- Anlagen haben als weitere Randbedingung den zu deckenden Wärmebedarf, können über Speicher die elektrische Leistung prinzipiell aber auch in Überschusszeiträumen verringern.
- **Gradienten:** Schnell regelbare KWK- oder Biogasanlagen können Gradienten der Einspeisung aus Wind und PV ausgleichen.
- **Unterversorgung:** Gespeichertes Biogas kann im Falle mangelnder Einspeisung aus Wind und PV verstromt werden. KWK-Anlagen müssen bei einer solchen Betriebsweise auch immer die Abnahme oder Speicherung der Wärme berücksichtigen.
- **Stabilität im Fehlerfall (Kurzschlussströme):** Kurzschlussströme lassen sich in geringem Umfang durch Gasmotoren (KWK- und Biogasanlagen) bereitstellen.
- **Stabilität im Betrieb (Regelenergie):** Regelleistung kann aus flexiblen KWK- oder Biogasanlagen bereitgestellt werden.

#### 4.1.11 Flexibilisierung bestehender Mittellastkraftwerke

Bestehende Mittellastkraftwerke (Hauptsächlich Steinkohle) können durch technische Nachrüstungen eine flexiblere Fahrweise realisieren. Diese Technologie kann zur Lösung folgender windstrombedingter Problemfelder eingesetzt werden (vgl. Tabelle 4-1):

- **Gradienten:** Je nach Stärke der Gradienten können flexible Mittellastkraftwerke diese alleine oder im Verbund mit Spitzenlastkraftwerken (die dadurch nur noch geringeren Beitrag leisten müssen) abfangen.
- **Stabilität im Betrieb (Regelenergie):** Evtl. kann ein flexiblerer Betrieb die Möglichkeit zu einem verstärktem Anbieten von Regelleistung führen.

#### 4.1.12 Gaskraftwerksneubau

Mit dem Neubau von Gaskraftwerken sind sowohl die Gasturbinen als auch GUD-Kraftwerke gemeint. Diese Technologie kann zur Lösung folgender windstrombedingter Problemfelder eingesetzt werden (vgl. Tabelle 4-1):

- **Gradienten:** Durch Spitzenlastkraftwerke können Gradienten ausgeglichen werden
- **Unterversorgung:** Zuschaltbare Gaskraftwerke sind eine Flexibilisierungsoption für Unterversorgungssituationen
- **Stabilität im Fehlerfall (Kurzschlussströme):** Gaskraftwerke tragen zur Netzstabilität im Fehlerfall bei.

- **Stabilität im Betrieb (Regelenergie):** Gaskraftwerke können jede Art der Regelenergie anbieten.

#### 4.1.13 H2 mit Rückverstromung

Die Herstellung des Wasserstoffs geschieht mit Hilfe von Elektrolyseuren. Dieser wird dann entweder in Kavernen gespeichert oder dem Erdgasnetz als Wasserstoff oder nach einer Synthetisierung mit CO<sub>2</sub> als Methan beigemischt. Die Rückverstromung kann (dezentral) über Brennstoffzellen oder zentral über Gaskraftwerke geschehen. Diese Technologie kann zur Lösung folgender windstrombedingter Problemfelder eingesetzt werden (vgl. Tabelle 4-1):

- **Überschüsse:** Elektrolyseure können zu Zeiten regenerativen Überangebots eingesetzt werden, mit entsprechend großen Wasserstoffspeichern oder Abtransport des Wasserstoffs können auch lange Überschuss-Perioden bewältigt werden
- **Gradienten:** Elektrolyseure haben modularen Aufbau und gutes Teillastverhalten, deswegen geeignet zur Abmilderung steiler Gradienten
- **Unterversorgung:** Wenn die Speicher durch vorhergehende Überschüsse gefüllt sind, können entsprechende Unterversorgungsperioden überbrückt werden.
- **Stabilität im Fehlerfall (Kurzschlussströme):** Bei der Rückverstromung durch Gaskraftwerke tragen diese zur Netzstabilität im Fehlerfall bei.
- **Stabilität im Betrieb (Regelenergie):** Gaskraftwerke können jede Art der Regelenergie anbieten. Elektrolyseure sind prinzipiell auch in der Lage ihren Fahrplan nach Regelenergiemärkten zu richten.

#### 4.1.14 Große Batteriespeicher (Redox-Flow, NaS)

Große Batterien können im Bereich der Mittelspannung installiert und zur Stützung des elektrischen Systems eingesetzt werden. Diese Technologien können zur Lösung folgender windstrombedingter Problemfelder eingesetzt werden (vgl. Tabelle 4-1):

- **Überschüsse:** Bei entsprechender Auslegung können große Batteriespeicher Überschüsse im Stunden- bis Tagesbereich aufnehmen.
- **Gradienten:** Batterien genügend großer Leistung können Gradienten durch gezieltes Ein- und Ausspeichern glätten.
- **Unterversorgung:** Bei entsprechender Auslegung können große Batteriespeicher Unterversorgung im Stunden- bis Tagesbereich ausgleichen.
- **Stabilität im Betrieb (Regelenergie):** Batterien können negative und positive Regelleistung anbieten.

#### 4.1.15 Kleine Batteriespeicher (Li-Ionen, PbS)

Die Nutzung von kleinen Batteriespeichern soll zur Zeit von der Regelung zum PV-Eigenverbrauch im EEG angereizt werden. Zur sinnvollen Nutzung der Potentiale ist die Errichtung einer Kommunikationsinfrastruktur und der Möglichkeit zur Steuerung von Außen notwendig. Diese Technologie kann zur Lösung folgender windstrombedingter Problemfelder eingesetzt werden (vgl. Tabelle 4-1):

- **Überschüsse:** Bei entsprechender Auslegung können kleine Batteriespeicher Überschüsse bis in den Stundenbereich aufnehmen.



- **Gradienten:** Batterien genügend großer Leistung können Gradienten durch gezieltes Ein- und Ausspeichern glätten.
- **Unterversorgung:** Bei entsprechender Auslegung können kleine Batteriespeicher Unterversorgung bis in den Stundenbereich ausgleichen.
- **Stabilität:** Batterien können negative und positive Regelleistung anbieten.

#### 4.1.16 Druckluftspeicher (konventionell oder adiabat)

In Druckluftspeichern wird Luft über einen Kompressor verdichtet und bei Strombedarf über Turbinen wieder entspannt. Konventionelle Druckluftspeicher führen die bei der Kompression entstehende Wärme ab und benötigen dafür eine Zufeuerung von Erdgas bei der Rückverstromung. Adiabate Druckluftspeicher befinden sich noch in der Entwicklungs- und Demonstrationsphase. Diese Technologie kann zur Lösung folgender windstrombedingter Problemfelder eingesetzt werden (vgl. Tabelle 4-1):

- **Überschüsse:** Druckluftspeicher können Überschüsse bis zu mehreren Tagen aufnehmen.
- **Gradienten:** Ähnlich wie Gaskraftwerke könne auch Druckluftspeicher auf Gradienten reagieren.
- **Unterversorgung:** Druckluftspeicher können Unterversorgung bis zu mehreren Tagen ausgleichen.
- **Stabilität im Fehlerfall (Kurzschlussströme):** Bei der Rückverstromung tragen die Turbinen zur Netzstabilität im Fehlerfall bei.
- **Stabilität im Betrieb (Regelenergie):** Druckluftspeicher können jede Art der Regelenergie anbieten.

#### 4.1.17 Pumpspeicher (konventionell oder neue Konzepte)

Die Potentiale für konventionelle Pumpspeicher sind beschränkt. Aktuell gibt es deswegen Überlegungen Pumpspeicherkonzepte in alten Bergwerken oder auf Abraumhalden zu realisieren. Umgesetzt ist noch keines der Konzepte. Hier wird von der Prämisse ausgegangen, dass erste innovative Pumpspeicherkonzepte bis zum Jahr 2020 verfügbar sind. Angesichts dessen, dass solche Anlagen zwar geplant sind, aber noch keine Investitionsentscheidungen getroffen wurden und sie erfahrungsgemäß mehrere Jahre Vorlauf für Planfeststellung etc. benötigen, ist diese Annahme optimistisch. Sie setzt voraus, dass rechtliche und wirtschaftliche Rahmenbedingungen für die Nutzung deutlicher verbessert werden. Es wird dabei davon ausgegangen, dass sich die potenziellen Einsatzfelder neue Pumpspeicher nicht signifikant von denen konventioneller unterscheiden. Beide Technologien können zur Lösung folgender windstrombedingter Problemfelder eingesetzt werden (vgl. Tabelle 4-1):

- **Überschüsse:** Pumpspeicher können Überschüsse bis zu mehreren Tagen aufnehmen.
- **Gradienten:** Durch schnelle Reaktionszeiten können Pumpspeicher steile Gradienten ausgleichen.
- **Unterversorgung:** Pumpspeicher können Unterversorgung bis zu mehreren Tagen ausgleichen.
- **Stabilität im Fehlerfall (Kurzschlussströme):** Pumpspeicher tragen zur Netzstabilität im Fehlerfall bei.

- **Stabilität im Betrieb (Regelenergie):** Pumpspeicher können jede Art der Regelenergie anbieten.

#### 4.1.18 Schwungräder

Mit Schwungrädern ist prinzipiell ein sehr kurzfristiger Ausgleich (maximal Minutenbereich) bei hohen Standby-Verlusten (Ohrem et al. 2007) möglich. Diese Technologie kann zur Lösung folgender windstrombedingter Problemfelder eingesetzt werden (vgl. Tabelle 4-1):

- **Gradienten** Sehr schnelle und hohe Leistungsabgabe und –Aufnahme über kurze Zeit, deswegen gut zum Ausgleich von Gradienten geeignet
- **Stabilität im Fehlerfall (Kurzschlussströme):** Die Möglichkeit der Bereitstellung von Kurzschlussströmen muss noch geprüft werden.
- **Stabilität im Betrieb (Regelenergie):** Die Bereitstellung von Primär- und Sekundärreserve aus Schwungrädern ist möglich. (May o. J.)

#### 4.1.19 SMES

Supraleitende Magnetische Energiespeicher (SMES) speichern ihre Energie in den Magnetfeldern supraleitender Spulen. Diese Technologie kann zur Lösung folgender windstrombedingter Problemfelder eingesetzt werden (vgl. Tabelle 4-1):

- **Gradienten:** Geeignet zum kurzfristigen Ausgleich (Sekundenbereich).
- **Stabilität im Fehlerfall (Kurzschlussströme):** Die Möglichkeit der Bereitstellung von Kurzschlussströmen muss noch geprüft werden.
- **Stabilität im Betrieb (Regelenergie):** Die Bereitstellung von Primär- und Sekundärreserve ist möglich.

#### 4.1.20 Superkondensatoren

Doppelschichtkondensatoren mit einer sehr hohen Kapazität werden Superkondensatoren genannt. Diese Technologie kann zur Lösung folgender windstrombedingter Problemfelder eingesetzt werden (vgl. Tabelle 4-1):

- **Gradienten:** Sie sind gut geeignet zum Ausgleich im Minutenbereich, haben schnelle Reaktionszeiten und hohe Leistungen.
- **Stabilität im Fehlerfall (Kurzschlussströme):** Die Möglichkeit der Bereitstellung von Kurzschlussströmen muss noch geprüft werden.
- **Stabilität im Betrieb (Regelenergie):** Die Bereitstellung von Primär- und Sekundärreserve ist möglich.

## **5 Systematischer multikriterieller Vergleich von ausgewählten Handlungsmöglichkeiten**

Im Folgenden soll eine systematischer Vergleich zwischen verschiedenen Optionen zum Umgang mit hohen Windstromanteilen durchgeführt werden. Dabei wird im Rahmen dieser Vorstudie das Problemfeld „Überschüsse“ behandelt. Dementsprechend werden nur solche Kriterien in die Analyse mit einbezogen, die einen Lösungsbeitrag in diesem Problemfeld bieten, die also in Tabelle 4-1 ein Kreuz in der ersten Spalte aufweisen.

Der Vergleich der Flexibilisierungsoptionen wird mit Hilfe einer multikriteriellen Analyse durchgeführt. Dafür wird im Folgenden zunächst diese Methode vorgestellt (5.1). Es werden zwei gängige Analyseverfahren verglichen und das vom Auftragnehmer favorisierte Verfahren genauer beschrieben. Anschließend werden die Kriterien identifiziert, die für die Bewertung der Alternativen genutzt werden sollen (5.2). Im nächsten Schritt werden die zuvor ausgewählten Alternativen gemäß der Methodik der multikriteriellen Analyse hinsichtlich der definierten Kriterien bewertet (5.3). Außerdem werden die Kriterien mit dem gewählten Verfahren gewichtet (5.4). Das Ergebnis dieses Prozesses wird in 5.5 beschrieben.

Im Folgenden wird zunächst die allgemeine Methodik der MCA dargestellt. Es werden zwei gängige Analyseverfahren verglichen und das vom Auftragnehmer favorisierte Verfahren genauer beschrieben. Anschließend werden die Kriterien vorgestellt, die für die Bewertung der Alternativen genutzt werden sollen.

### **5.1 Multikriterielle Analyse – Allgemeine Methodik und ausgewähltes einschlägige Analyseverfahren**

Die multikriterielle Analyse (engl. Multi-Criteria Analysis, MCA) ist eine Methode zur Vorbereitung politischer Entscheidungsprozesse in hochkomplexen Bereichen. Ziel ist es, eine Entscheidungsfindung zu unterstützen bei gleichzeitiger Beibehaltung der strukturellen Unterschiede der möglichen Alternativen.

Für die Durchführung der MCA werden im ersten Schritt Alternativen definiert, die zur Lösung der Problemstellung geeignet scheinen und detailliert bewertet werden sollen (siehe Kapitel 4). Zum Vergleich der gewählten Alternativen werden Kriterien identifiziert, welche eine Unterscheidung ermöglichen und sich an den übergeordneten Fragestellungen orientieren. Aus der Bewertung der Kriterien für alle Alternativen ergibt sich eine Matrix, aus der sich die wesentlichen Unterschiede der Alternativen herauslesen lassen. Die Auswertung dieser Matrix erfolgt mit Hilfe eines ausgewählten Präferenzmodells (s.u.) und führt schließlich zu Aussagen über die Güte der Alternativen hinsichtlich der Lösung der Problemstellungen. Die Struktur einer solchen multikriteriellen Analyse ist in Abbildung 5-1 dargestellt.

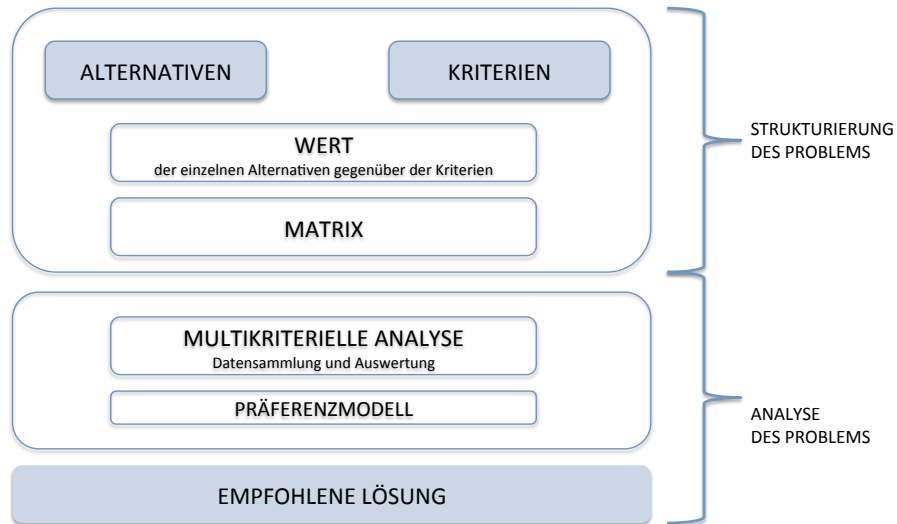


Abbildung 5-1: Grundlegende Struktur der multikriteriellen Analyse

Quelle: Eigene Analysen

### 5.1.1 Gewichtung der Kriterien – Der „Analytical Hierarchy Process“

In einer MCA können verschiedene Analysemethoden (Präferenzmodelle) genutzt werden. Die Bandbreite reicht von Methoden, die auf Ausschlussverfahren basieren, über solche, die zu einer Sortierung der Alternativen führen bis hin zur Zielprogrammierung, die auf komplexen mathematischen Verfahren beruht (Zopounidis und Pardalos 2010). Eine gebräuchliche Methoden ist die Festlegung von Gewichtungen für die Kriterien (Greening und Bernow 2004). Dazu wird jedem Kriterium ein Gewichtungsfaktor zugeordnet. Die im jeweiligen Kriterium erreichten Wertungen werden mit diesem Faktor multipliziert und anschließend die Summe über alle Kriterien gebildet. Diese Summe ist dann ein Maß für die Güte der Alternative.

Es gibt unterschiedliche Vorgehensweisen zur Festlegung der Kriterien-Gewichtungen. Im Folgenden werden zwei häufig genutzte Methoden vorgestellt.

Bei der „Weighted Sum Method“ (WSM) werden die Kriterien durch den Analysten oder den Entscheidungsträger nach eigenen Prioritäten gewichtet, indem beispielsweise eine begrenzte Punktzahl auf alle Kriterien aufgeteilt werden soll. Der Vorteil diese Methode ist, dass sie intuitiv durchführbar ist. Sie ist gut geeignet zum Vergleich der Auswirkungen verschiedener Einschätzungen, da mehrere Gewichtungen durchgeführt und einander gegenübergestellt werden können. Der Nachteil der WSM liegt darin, dass die Gewichtungen stets subjektiv stattfinden und nur mit hohem Dokumentationsaufwand nachvollziehbar sind. Außerdem können widersprüchliche Gewichtungen nicht problemlos identifiziert werden.

Eine Weiterentwicklung der WSM ist der Analytical Hierarchy Process (AHP). Die wesentlichen Unterschiede liegen darin, dass die Gewichtung der Kriterien zu jedem Zeitpunkt nachvollziehbar bleibt, gut dokumentierbar ist und Widersprüche der Gewichtungen leicht festgestellt und behoben werden können. Der Prozess beruht darauf, dass der Entscheidungsträger systematisch die Relevanz der Kriterien untereinander vergleicht. Auf Basis dieser Einzelvergleiche berechnet der Analyst anschließend mit Hilfe eines mathematischen Verfahrens die Gewichtungsfaktoren. Sollte sich dabei zeigen, dass einzelne Gewichtungen nicht

konsistent sind, wird der Auftraggeber gebeten, seine Einschätzung der Relevanz der entsprechenden Kriterien zu überdenken.

Aus Sicht des Auftragnehmers sind die Vorteile des AHP deutlich ersichtlich und rechtfertigen gegenüber der WSM geringen Mehraufwand. Auch auf Basis des AHP ist es möglich, verschiedene Einschätzungen gegenüberzustellen und zu vergleichen.

Im Folgenden wird das Vorgehen des AHP in Anlehnung an (Zopounidis und Pardalos 2010) genauer beschrieben. Dabei beschränkt sich der Beitrag des Auftraggebers auf die Ausfüllung der unten beschriebenen Relevanzmatrix. Die Gliederung der Kriterien, die Berechnung der resultierenden Gewichtungsfaktoren und die Identifikation eventueller Inkonsistenzen werden vom Auftragnehmer bzw. Analysten durchgeführt.

Die Kriterien werden in mehrere Kategorien aufgeteilt. Bei einer großen Kriterienanzahl sind mehrere Ebenen von Unterkategorien notwendig. Damit wird eine hierarchische Struktur der Kriterien gebildet. Im Rahmen dieser Untersuchung sind drei Ebenen der Kriterieneinteilung ausreichend (siehe Kapitel 5.2). Die folgenden Ausführungen beschreiben deswegen den dreistufigen Prozess, mehrstufige Verfahren können analog durchgeführt werden.

Die Kriterien liegen in einer Kategorisierung entsprechend Tabelle 5-1 vor. Jede Kategorie setzt sich aus mehreren Kriterien zusammen, einige Kriterien können darüber hinaus in Unterkriterien unterteilt werden.

Tabelle 5-1: Struktur der Kriterien

Kategorie	(I)				(II)				(III)				(...)		
Kriterium	a	b	c	...	d	e	f	...	g	h	i	...	...		
Unterkriterium	i	ii	-	i	ii	-	i	ii	-	i	ii	i	ii	-	

Quelle: Eigene Analysen

Nun werden zunächst die Kategorien untereinander verglichen: Der Entscheidungsträger muss die Frage „Wie viel wichtiger ist Kategorie I als Kategorie II?“ auf einer Skala von 1/9 (extrem viel weniger wichtig) über 1 (gleich wichtig) bis 9 (extrem viel wichtiger) beantworten. Anschließend wird das Verhältnis von I zu III, von II zu III und so weiter abgefragt, bis alle Kategorien zueinander in Relation gesetzt sind. Daraus resultiert eine Matrix der Relevanzen, wie sie beispielhaft in Tabelle 5-2 dargestellt ist. Diese ist dann wie folgt zu verstehen: Kategorie I in Zeile 1 ist 3 mal so relevant wie Kategorie II in Spalte 2 und 9 mal so relevant wie Kategorie III in Spalte 3 etc.. Generelle Lesart ist „[Zeile] ist [x] mal so relevant wie [Spalte]“.

Tabelle 5-2: Beispiel Relevanzmatrix

	(I)	(II)	(III)
(I)	1	3	9
(II)	1/3	1	4
(III)	1/9	1/4	1

Quelle: Eigene Analysen

Diese Matrix bildet die Basis für die Verteilung der Gewichtungen, die im Folgenden automatisiert durchgeführt wird. Zunächst werden die Eigenwerte<sup>26</sup> dieser Matrix bestimmt. Aufgrund der Struktur der Matrix gibt es stets nur einen reellen Eigenwert. Die Gewichtung ergibt sich aus dem Eigenvektor zu diesem Eigenwert, der auf die Länge „1“ normiert wird (im Beispiel  $[0,93 \ 0,34 \ 0,94]^T$ , normiert  $[0,68 \ 0,25 \ 0,07]^T$ , das bedeutet, dass Kategorie I mit 68%, Kategorie II mit 25 % und Kategorie III mit 7 % gewichtet wird). Die Konsistenz der Bewertungsmatrix kann mit Hilfe einer Konsistenzmaßzahl überprüft werden. Überschreitet diese Maßzahl einen festgesetzten Grenzwert, ist dies ein Hinweis darauf, welche Matrixelemente die Widersprüche verursachen. Der Entscheidungsträger wird in diesem Fall aufgefordert, seine Einschätzung der entsprechenden Priorisierung zu korrigieren, um eine konsistente Durchführung gewährleisten zu können. Anschließend wird die Berechnung erneut automatisiert durchgeführt, bis die Gewichtungen in sich konsistent sind.

Wenn die Gewichtung der Kategorien fertig gestellt ist, werden die Kriterien innerhalb einer Kategorie analog gegeneinander bewertet und daraus mit dem gleichen Vorgehen die Gewichtung der Kriterien innerhalb der Kategorie bestimmt. Dies wird für die Kriterien jeder Kategorie wiederholt, und anschließend für die Unterkriterien jedes Kriteriums. Bei mehr als drei Hierarchieebenen werden entsprechend mehrere Stufen dieses Prozesses durchlaufen. (Zopounidis und Pardalos 2010)

Daraus resultiert letztlich eine Gesamtgewichtung wie in Tabelle 5-3 beispielhaft gezeigt.

Tabelle 5-3: Beispiel Gesamtgewichtung

<b>Kategorie</b>	<b>(I)</b>			<b>(II)</b>		<b>(III)</b>				
Gewichtung der Kategorie (in %)	68			25		7				
<b>Kriterium</b>	<b>(a)</b>	<b>(b)</b>	<b>(c)</b>	<b>(d)</b>	<b>(e)</b>	<b>(f)</b>	<b>(g)</b>			
<i>Gewichtung Kriterien innerhalb der Kategorie (in %)</i>	44	15	41	77	23	40	60			
Gewichtung Kriterien gesamt (in %)	30	10	28	19	6	3	4			
<b>Unterkriterium</b>	-	<b>(i)</b>	<b>(ii)</b>	-	<b>(i)</b>	<b>(ii)</b>	-	<b>(i)</b>	<b>(ii)</b>	-
<i>Gewichtung Unterkriterien innerhalb des Kriteriums (in %)</i>	-	60	40	-	10	90	-	35	65	-
Gewichtung Unterkriterien ges.(in %)	30	6	4	28	2	17	6	1	2	4

Quelle: Eigene Analysen

<sup>26</sup> Mit Hilfe von Eigenvektoren und Eigenwerten können Eigenschaften von Matrizen beschrieben und untersucht werden. Die Eigenwerte  $\lambda$  sind die Nullstellen des charakteristischen Polynoms einer Matrix  $A$ , die Eigenvektoren die jeweils zugehörigen Vektoren  $\vec{x}$ , welche die Gleichung  $(A - \lambda E) \cdot \vec{x} = 0$  lösen.

Die so vorgenommene Gesamtbewertung der Kategorien und (Unter-)Kriterien ist in sich konsistent und widerspruchsfrei. Die Rolle des Entscheidungsträgers in diesem Prozess besteht darin, eine gegenseitige Einschätzung der Kategorien bzw. Kriterien dezidiert durchzuführen. Dies bedeutet eine gründliche Auseinandersetzung mit den eigenen Einschätzungen der Prioritäten. Die aus diesen Einschätzungen resultierende Gewichtung wird durch den Analysten automatisiert berechnet und ausgewertet.

## 5.2 Auswahl der Kriterien für die MCA

Der AHP in der MCA nutzt mathematische Methoden, um zu einer Aussage über die Güte verschiedener Alternativen zu kommen. Damit diese Ergebnisse aussagekräftig sind, müssen die Kriterien, anhand derer die Alternativen beurteilt werden, bestimmten Ansprüchen gerecht werden (Wang et al. 2009), (Stefan Hirschberg et al. 2007):

- Die Kriterien müssen die für die Entscheidungsfindung relevanten Charakteristika der Alternativen abfragen
- Die Indikatoren, anhand derer die Kriterien beurteilt werden, sollen repräsentativ für die Kriterien sein
- Redundanzen bzw. inhaltliche Überschneidungen innerhalb der Kriterien müssen vermieden werden
- Die Kriterien müssen klar und eindeutig kategorisiert werden

Werden diese Voraussetzungen nicht erfüllt, wird die Aussagekraft der MCA gemindert. Werden wichtige Charakteristika nicht abgefragt oder werden nicht repräsentative Indikatoren für die Kriterien genutzt, können beispielsweise Alternativen höhere Punktzahlen erhalten als andere, die eigentlich besser zur Problemlösung geeignet sind. Wenn es Redundanzen innerhalb der Kriterien gibt, also ein Aspekt, den ein Kriterium abfragt, in mehrere Kriterien einfließt, wird diesem Aspekt eine höhere Gewichtung zuteil, dadurch kann das Ergebnis verzerrt werden.

Mithilfe dieser Vorgaben wurden durch den Analysten in einem mehrstufigen Prozess die in Abbildung 5-2 dargestellten Kriterien identifiziert. Ausgangspunkt dieser Kriterienliste war eine eigene Sammlung von Fragestellungen, die für die Beurteilung von Alternativen zur Integration hoher Anteile volatiler Einspeisung relevant sein können. Implikationen dieser Fragestellungen wurden identifiziert und entsprechende Indikatoren zugeordnet. Anschließend wurden Redundanzen innerhalb der Indikatoren untersucht und entfernt und die Relevanz der Kriterien für die Fragestellung erneut geprüft. So wurde beispielsweise das Kriterium „Akzeptanz“ in die gesellschaftliche und die Anwohnerakzeptanz aufgeschlüsselt. Letztere wiederum wird durch verschiedene Faktoren wie Auswirkungen auf das Landschaftsbild, lokale Emissionen oder den Flächenverbrauch beeinflusst, die bereits an anderer Stelle abgefragt werden. Somit wird die Anwohnerakzeptanz nicht als eigenes Kriterium aufgenommen, um Redundanzen zu vermeiden. Statt dem Überbegriff „Akzeptanz“ werden also nur noch bestimmte, noch nicht anderweitig abgefragte Faktoren für die gesellschaftliche Akzeptanz in der Analyse betrachtet.

In den folgenden Kapiteln werden die ausgewählten Kriterien erläutert. Diese Darstellungen sollen die Basis für eine genaue Definition der Kriterien und Indikatoren sein.

Die Kriterien wurden in die Kategorien „Technologie“, „Politik & Soziales“, „Ökologie“ und „Ökonomie“ unterteilt. Diese Einteilung orientiert sich an den drei Säulen der Nachhaltigkeit, ergänzt um technologische Aspekte, die zur Beurteilung einer Alternative relevant sind. Die Abgrenzungen der Kategorien sind nicht immer trennscharf möglich, so gibt es beispielsweise Kriterien, die sowohl politische als auch ökonomische Faktoren ansprechen. Die Zuordnung der Kriterien zu den Kategorien erfolgt anhand der definierenden Beschreibungen, die in Kapitel 5.3 erläutert werden.

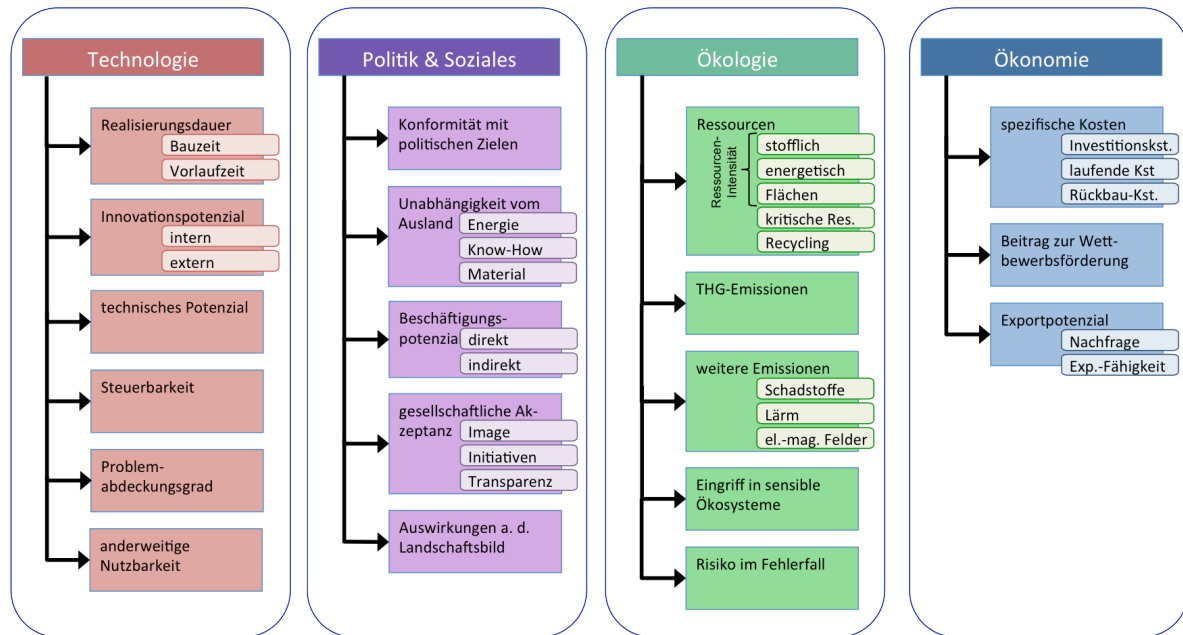


Abbildung 5-2: Kriterien für die Beurteilung von Alternativen zur Integration hoher Anteile volatiler Einspeisung  
Quelle: Eigene Analysen

## 5.3 Bewertung der Alternativen hinsichtlich der Kriterien

Im nächsten Schritt der MCA müssen die Alternativen hinsichtlich der zuvor bestimmten Kriterien bewertet werden. Die verschiedenen Kriterien können nur teilweise quantitativ genau bestimmt werden, häufig ist lediglich eine qualitative Aussage möglich. Deswegen werden alle Kriterien anhand der selben relativen Skala bewertet: Die beste Alternative erhält zehn, die schlechteste Null Punkte. Die anderen Alternativen werden zwischen diesen Werten eingeordnet. Wenn allerdings ein Kriterium für alle Alternativen sehr ähnlich bewertet wird oder wenn die Bewertung nicht eindeutig vorgenommen werden kann, wird auf diese relative Skala verzichtet, da diese das Gesamtergebnis verzerren würde. Statt dessen werden in einem solchen Fall alle Alternativen neutral mit fünf Punkten bewertet.

### 5.3.1 Zusammenfassung der Bewertungen

In der folgenden Tabelle 5-4 (übernächste Seite) werden die Bewertungen aller Alternativen hinsichtlich aller Kriterien zusammengefasst. Es handelt sich dabei um die reine Bewertung ohne Einbeziehung von Gewichtungen, diese werden anschließend in Kapitel 5.4 beschrieben.

In den folgenden Unterkapiteln 5.3.2 bis 5.3.5 werden die Bewertungen für jedes Kriterium genauer erläutert.



Tabelle 5-4: Zusammenfassung der Bewertungen

Kriterien	Nutzbare Anteil der Überschüsse										Realisierungsdauer										Innovationspotenzial				Marktpotenzial				Steuerbarkeit		Problemausdeckungsgrad		anderweitige Nutzbarkeit		Konformität mit politischen Zielen		Unabhängigkeit vom Ausland		Beschäftigungspotenzial				gesellschaftliche Akzeptanz				Auswirkungen auf das Landschaftsbild	
	/	Bauzeit	Vorlaufzeit	intern	extern	/	/	/	/	/	/	Energie	Know-How	direkt	indirekt	Image	Initiativen	Transparenz	/	stofflich	energetisch	Flächen	kritische Ress.	Recycling	/	Schadstoffe	Lärm	EL-mag. Felder	/	/	/	/	Nachfrage	Exportfähigkeit														
Abregelung von Wind und PV	0	10	10	5	0	10	7	0	0	8	0	10	0	0	7	7	6	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	6	0	1	2														
HGÜ Freileitung	10	6	0	6	10	8	10	2	0	9	5	10	5	3	0	0	6	0	9	9	1	10	8	6	6	0	6	1	5	10	2	6	10															
HGÜ Kabel	10	4	0	4	10	8	9	2	0	8	5	10	8	3	5	5	7	5	7	9	3	10	5	8	9	9	7	3	7	8	2	5	10															
380 kV AC Freileitung	10	9	0	0	0	9	10	2	0	10	5	10	5	3	0	0	10	0	8	9	0	10	8	7	7	0	2	0	5	10	4	10	1															
380 kV AC Kabel	10	0	0	1	2	7	9	2	0	8	5	10	8	3	5	5	8	5	8	9	3	10	5	8	9	8	5	2	7	5	4	1	5															
Freileitungsmonitoring	10	9	10	6	2	6	7	0	0	7	5	10	2	1	3	10	5	10	10	10	10	10	9	8	2	1	6	7	10	4	1	3																
Hochtemperatur-FLS	10	9	5	7	3	5	10	0	0	5	5	5	4	1	0	3	3	10	9	9	10	10	8	7	8	2	0	6	9	10	4	2	2															

Tabelle 5-4: Zusammenfassung der Bewertungen (Teil 2)

Kriterien	Kriterien																Kriterien																								
	Nutzbarer Anteil der Überschüsse		Realisierungsdauer		Innovationspotenzial		Marktpotenzial		Steuerbarkeit		Problemlösungsgrad		anderweitige Nutzbarkeit		Konformität mit politischen Zielen		Unabhängigkeit vom Ausland		Beschäftigungspotenzial		gesellschaftliche Akzeptanz		Auswirkungen auf das Landschaftsbild		Ressourcen				THG-Emissionen		Weitere Emissionen		Eingriff in sensible Ökosysteme		Risiko im Fehlerfall		Stromverlagerungskosten		Beitrag zur Wettbewerbsförderung		Exportpotenzial
Unterkriterien	/	Bauzeit	Vorlaufzeit	intern	extern	/	/	/	/	/	Energie	Know-How	direkt	indirekt	Image	Initiativen	Transparenz	/	stofflich	energetisch	Flächen	kritische Ress.	Recycling	/	Schadstoffe	Lärm	EL-mag. Felder	/	/	/	/	Nachfrage	Exportfähigkeit								
H2 Einspeisung Gasnetz	4	10	10	5	10	2	7	7	10	4	10	5	6	5	10	8	8	3	9	8	8	10	8	9	9	8	9	8	4	3	7	0	3								
H2 Kavernenspeicher	3	5	4	5	10	2	9	10	10	2	10	5	8	5	5	7	4	3	8	8	8	10	8	9	0	7	9	5	2	3	6	0	3								
Redox-Flow-Batterien	9	8	9	8	3	0	10	8	3	0	10	3	10	6	2	10	2	7	5	5	7	10	4	3	9	9	9	9	5	2	9	5	5								
NaS-Batterien	8	10	9	5	3	3	10	8	3	0	10	0	10	5	2	10	2	7	6	5	8	10	0	3	9	9	9	9	4	0	10	6	0								
Druckluftspeicher status	6	5	4	2	0	4	3	7	3	5	10	10	9	3	4	4	5	3	0	0	6	10	8	0	0	6	9	5	3	5	5	3	6								
Druckluftspeicher adiab	7	3	4	9	9	3	3	7	3	6	10	10	9	10	5	5	2	4	1	8	6	10	8	9	0	6	9	5	3	7	5	4	7								
Pumpspeicher status	8	3	4	1	0	4	7	10	3	8	10	10	9	3	3	0	8	0	2	8	5	10	8	5	9	6	9	0	0	8	4	5	6								
Pumpspeicher innovativ	8	3	4	10	0	3	6	10	3	2	10	10	9	10	6	5	0	3	3	8	6	10	8	5	9	6	9	4	1	7	5	1	7								

Quelle: Eigene Analysen

### 5.3.2 Bewertung innerhalb der Kategorie „Technologie“

#### Nutzbarer Anteil der Überschüsse

Das Kriterium „Nutzbarer Anteil der Überschüsse“ bewertet, wie viel der Überschuss-Energie durch die Anwendung einer Technologie erhalten bleibt. Eine Alternative mit hohem exergetischen Wirkungsgrad erhält eine gute Bewertung, je geringer der nutzbare Anteil der Überschüsse, desto weniger Punkte erhält eine Alternative. Bei Netztechnologien ist der Wirkungsgrad abhängig von der Distanz, über die die Leistung transportiert werden soll. Um Vergleichbarkeit zu gewährleisten, wird im Folgenden stets der Wirkungsgrad für einen Leistungstransport über 200 km betrachtet.

Die Bewertungsskala wird durch die folgenden Technologien aufgespannt:

- Höchster nutzbarer Anteil: Alle Netztechnologien (10 Punkte)
- Niedrigster nutzbarer Anteil: Abregelung von Wind und PV (0 Punkte)

Die Bewertung innerhalb dieser Eckwerte erfolgt linear, so dass für alle Netztechnologien trotz leichter Unterschiede im Wirkungsgrad die gleiche Punktzahl resultiert.

#### *Abregelung von Wind und PV*

Energiemengen, die abgeregelt werden, sind in keiner Form mehr nutzbar. **0 Punkte**

#### *HGÜ-Freileitungen & HGÜ Kabel*

Die Verluste von HGÜ-Übertragungstechnologien werden mit etwa 3 % pro 1.000 km angegeben. Dazu kommen Verluste in der Leistungselektronik der Gleich- bzw. Wechselrichter. Eine Beispielrechnung anhand des NorNed-HGÜ-Kabels führt auf einen Wirkungsgrad von 96,5 %<sup>27</sup> auf 200 km (Bundestag o. J.). **10 Punkte**

#### *380 kV AC Freileitungen*

Bei AC-Technologien treten spannungs- und stromabhängige Verluste auf. Bei einer Übertragungsdistanz von 200 km und voller anliegender Leistung lässt sich der Wirkungsgrad gemäß (Oswald 2007) einer 380 kV AC Freileitung zu 97,8 % berechnen. **10 Punkte**

#### *380 kV AC Kabel*

Bei Kabeln sind die spannungsabhängigen Verluste höher als bei Freileitungen. Durch einen größeren Leiterquerschnitt sind allerdings die stromabhängigen Verluste deutlich geringer. Da Kabel Anlagen zur Blindleistungskompensation benötigen, treten zusätzliche Kompensationsverluste auf (Oswald 2007). Im hier betrachteten Fall beträgt der Wirkungsgrad eines Hochspannungskabels 98,1 %. **10 Punkte**

#### *Freileitungsmonitoring*

Durch Freileitungsmonitoring kann die Stromtragfähigkeit einer Freileitung um bis zu 50 % gesteigert werden (E.ON Netz o. J.). Dabei steigen die stromabhängigen Verluste quadra-

---

<sup>27</sup> Aus 3,7 % Verluste auf 580 km (gesamt) bei 3% Verluste auf 1.000 km (nur Transport) lassen sich die Verluste in der Elektronik mit etwa 2 % abschätzen. Somit resultieren für 200 km Transport Verluste von 2 % + 3 %\*200km/1.000 km = 3,5 %

tisch mit der Stromstärke. Im hier betrachteten Fall ergibt sich der Wirkungsgrad damit zu 95,2 %. Aufgrund hoher Korrelation, insbesondere lokal, zwischen dem Auftreten von Windstromüberschüssen und der durch Freileitungsmonitoring nutzbar gemachten Kühlung von Freileitungen wird hier angenommen, dass die zusätzlichen Strommengen vollständig aufgenommen werden können. **10 Punkte**

#### *Hochtemperatur-Freileitungsseile*

Je nach verwendeter Technologie kann die Stromübertragungsfähigkeit durch Hochtemperaturleiterseile um etwa 50 bis 100 % gesteigert werden (Delomel und Heizmann o. J.). Auch hier steigen die stromabhängigen Verluste quadratisch mit der Stromstärke, es ergeben sich Wirkungsgrade von 91,5 bis 95,2 %. **10 Punkte**

#### *H<sub>2</sub>-Elektrolyse + Einspeisung ins Erdgasnetz*

Der Wirkungsgrad der Nutzungskette von Wasserstoff bei Einspeisung ins Erdgasnetz ist abhängig von der Nutzung des Wasserstoff-Gas-Gemisches. Hier wird angenommen, dass das Gas in Gas-und-Dampf-Turbinen mit einem Wirkungsgrad von 51 % zurückverstromt wird. Zuvor wird mit einem Gesamtwirkungsgrad von ca. 70 % Strom in Wasserstoff umgewandelt (DBI GUT 2011), so dass sich ein Gesamtwirkungsgrad von etwa 36 % ergibt. **4 Punkte**

#### *H<sub>2</sub>-Elektrolyse + Speicherung in Kavernen*

Auch bei der Speicherung in Kavernen wird der Wasserstoff zunächst mit einem angenommenen Wirkungsgrad von 70 % aus dem Überschussstrom erzeugt. Um eine Vergleichbarkeit mit den anderen Strom-zu-Strom-Technologien zu gewährleisten, wird auch hier eine Rückverstromung betrachtet. Dafür werden Brennstoffzellen mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 45 % angenommen, dies entspricht einem mittleren Wert gemäß (Neupert et al. 2009). Somit ergibt sich der Gesamtwirkungsgrad zu 32 %. **3 Punkte**

#### *Redox-Flow-Batterien*

Laut (Neupert et al. 2009) können Redox-Flow-Batterien einen Wirkungsgrad von 90 % möglich sein. Realisierte Wirkungsgrade liegen jedoch nur im Bereich zwischen 70 und 80 %, so dass hier von 85 % Wirkungsgrad für das Jahr 2020 ausgegangen wird. **9 Punkte**

#### *Natrium-Schwefel-Batterien*

Der Wirkungsgrad von Natrium-Schwefel-Batterien liegt bei etwa 75 % bei Berücksichtigung der notwendigen Heizung und Zusatzaggregate (Sauer 2010). **8 Punkte**

#### *Druckluftspeicher (konventionell)*

Der Wirkungsgrad des Druckluftspeichers in Hüntdorf wird mit 42 % angegeben, der der Anlage in McIntosh liegt aufgrund technologischer Verbesserungen bei etwa 55 % (Neupert et al. 2009). Es ist davon auszugehen, dass zukünftige Druckluftspeicher ebenfalls einen Wirkungsgrad von ca. 55 % haben können. **6 Punkte**

#### *Druckluftspeicher (adiabat)*

Bei dem adiabaten Druckluftspeicherprojekt ADELE wird ein Wirkungsgrad von 70 % angestrebt (RWE Power 2010). **7 Punkte**

### *Pumpspeicher (konventionell)*

Die Wirkungsgrade existierender Pumpspeicherkraftwerke liegen im Bereich zwischen 70 und 80 % (Neupert et al. 2009). Es ist davon auszugehen, dass neue Speicher einen Wirkungsgrad am oberen Ende dieser Skala haben werden. **8 Punkte**

### *Pumpspeicher (Nutzung von Bergbaustollen)*

Die Verluste von Pumpspeichern fallen größtenteils beim Pumpen bzw. bei der Rückverstromung an. Auch bei neuen Pumpspeicherkonzepten werden ähnliche Pump- und Generatoreinheiten eingesetzt werden, so dass hier auch von einem Wirkungsgrad von 80 % ausgegangen wird. **8 Punkte**

### **Realisierungsdauer**

Das Kriterium „Realisierungsdauer“ beinhaltet die Unterkriterien Bauzeit (vom tatsächlichen Baubeginn bis zur Inbetriebnahme einer Technologie) und die Vorlaufzeit (der vorausgehende Planungs- und Genehmigungszeitraum). Die Produktion von Betriebsmitteln wird dabei nicht einbezogen. Die Bewertungsskala wird dabei jeweils durch die kürzeste (10 Punkte) bzw. längste Zeit (0 Punkte) begrenzt und wie folgt durch folgende Technologien aufgespannt:

- Kürzeste Bauzeit für Freileitungsmonitoring, Hochtemperaturleiter, Abregelung und Batterien: weniger als ein Jahr (10 Punkte)
- Längste Bauzeit für HGÜ Kabel: 8 Jahre (0 Punkte)
- Kürzeste Vorlaufzeit für Abregelung und Freileitungsmonitoring: weniger als ein Jahr (10 Punkte)
- Längste Vorlaufzeit für Netztechnologien: 5 bis 10 Jahre (0 Punkte)

Die Bewertung von Zeiten innerhalb dieser Eckwerte erfolgt linear.

### *Abregelung von Wind und PV*

Die Nachrüstung bestehender Wind- und PV-Anlagen mit der notwendigen Elektronik kann in deutlich weniger als einem Jahr erfolgen. Neuanlagen müssen bereits bei Inbetriebnahme mit Abregelungsmechanismen versehen sein. **10 Punkte**

Bei Neuanlagen wird die Vorlaufzeit durch eingebaute Abregelungsmechanismen nicht verlängert. Auch bei Nachrüstungen ist von einer sehr kurzen Vorlaufzeit auszugehen. **10 Punkte**

### *HGÜ Freileitungen*

Nach eigener Einschätzung nach Sichtung verschiedener Projekte beträgt die Bauzeit von HGÜ-Freileitungen etwa 3 Jahre. **6 Punkte**

Die Vorlaufzeit für den Bau von HGÜ-Freileitungen wird als hoch eingeschätzt, da diverse Prozesse wie Planfeststellung und Raumordnungsverfahren vorher abgeschlossen werden müssen. Daraus resultiert eine Vorlaufzeit von etwa 5 bis 10 Jahren. **0 Punkte**

### *HGÜ Kabel*

Auf Basis der in (Dena 2010) gemachten Angaben wird die Bauzeit von HGÜ-Kabeln auf 5 Jahre geschätzt. **4 Punkte**

Aus den gleichen Gründen wie bei HGÜ-Freileitungen wird die Vorlaufzeit auf 5 bis 10 Jahre geschätzt. **0 Punkte**

### *380 kV AC Freileitungen*

Nach Angaben von Amprion beträgt die Bauzeit für 380 kV AC Freileitungen etwa 1 Jahr. **9 Punkte**

Aus den gleichen Gründen wie bei HGÜ-Freileitungen wird die Vorlaufzeit auf 5 bis 10 Jahre geschätzt. **0 Punkte**

### *380 kV AC Kabel*

Auf Basis der in (Dena 2010) gemachten Angaben wird die Bauzeit von 380 kV AC-Kabeln auf 8 Jahre geschätzt. **0 Punkte**

Aus den gleichen Gründen wie bei HGÜ-Freileitungen wird die Vorlaufzeit auf 5 bis 10 Jahre geschätzt. **0 Punkte**

### *Freileitungsmonitoring*

Zur Nutzung von Freileitungsmonitoring sind nur ein geringer Eingriff in das Elektrizitätsnetz und die Installation weniger Komponenten (Mess- und Kommunikationstechnik) notwendig. Deswegen wird die Bauzeit als gering eingeschätzt (ein Jahr oder weniger). **9 Punkte**

Die Vorlaufzeit wird als gering eingeschätzt, da keine oder wenige Genehmigungen erforderlich sind und das Freileitungsmonitoring durch eine entsprechende VDE-Richtlinie Stand der Technik ist. **10 Punkte**

### *Hochtemperatur-Freileitungsseile*

Die Neubeseilung bestehender Trassen mit Hochtemperaturleitern kann nach eigener Einschätzung innerhalb eines Jahres erfolgen. **9 Punkte**

Die höheren Stromstärken, die Hochtemperaturleiter tragen können, haben stärkere elektromagnetische Felder zur Folge. Deswegen werden eventuell neue Genehmigungen notwendig. Die Auswirkungen auf die Vorlaufzeit konnten im Rahmen dieser Untersuchung jedoch nicht ausreichend quantifiziert werden. Deswegen wird hier neutral bewertet. **5 Punkte**

### *H<sub>2</sub>-Elektrolyse + Einspeisung ins Erdgasnetz*

Die Bauzeit einer Elektrolyse-Anlage beträgt je nach Größe und Komplexität zwischen einem halben (Enertrag 2011) und zwei Jahren (Energie-Chronik 2011). Der Durchschnittswert liegt somit bei etwa einem Jahr. Die für die Einspeisung ins Gasnetz erforderlichen Vorrichtungen können ebenfalls innerhalb dieser Zeit installiert werden. **10 Punkte**

Die Vorlaufzeit ist abhängig von am künftigen Standort geltenden Gesetzen und Genehmigungshürden. Sie beträgt jedoch laut (Enertrag 2011) nicht mehr als ein Jahr. **10 Punkte**

### *H<sub>2</sub>-Elektrolyse + Speicherung in Kavernen*

Die Bauzeit von Anlagen, die Wasserstoff in Kavernen speichern, wird wesentlich durch die Aussolung der benötigten Kaverne bestimmt. Es wird deswegen davon ausgegangen, dass die Bauzeiten im gleichen Bereich wie bei den Druckluftspeichern liegen. **5 Punkte**

Die Vorlaufzeit wird dominiert durch die Genehmigungsverfahren für die Kavernen-Aushebung bzw. Aufbereitung. Daher wird angenommen, dass sie mit der von CAES-Kraftwerken vergleichbar ist, diese wird auf ca. 4 bis 6 Jahre eingeschätzt (siehe unten). **4 Punkte**

### *Redox-Flow-Batterien*

Laut einer Expertenschätzung (Berthold 2012) lässt sich die Bauzeit prinzipiell mit der einer Chlor-Alkali-Elektrolyseanlage vergleichen, die etwa 15 Monate beträgt. Zur Zeit wird sie wegen geringer Erfahrung allerdings mit 18 bis 24 Monaten noch etwas höher angesetzt. **8 Punkte**

Zur benötigten Vorlaufzeit für die Installation einer Redox-Flow-Batterie gibt es bisher kaum Erfahrungswerte. Experten rechnen jedoch mit einer Vorlaufzeit von etwa ein bis zwei Jahren (Berthold 2012). **9 Punkte**

### *Natrium-Schwefel-Batterien*

Die Bauzeit von Natrium-Schwefel Batterien beschränkt sich auf die Aufstellung der Batteriekomponenten und liegt unter einem Jahr. **10 Punkte**

Die Vorlaufzeit von Natrium-Schwefel-Batterien liegt nach eigener Einschätzung im Bereich von etwa ein bis zwei Jahren. **9 Punkte**

### *Druckluftspeicher (konventionell)*

Die Bauzeit des (mittlerweile eingestellten) Bauvorhabens des Iowa Stored Energy Parks wurde auf vier Jahre geschätzt (ISEP o. J.). Dieser Wert wird als realistisch angesehen. **5 Punkte**

Die Vorlaufzeit von Druckluftspeicherprojekten wird basierend auf dem (adiabaten) ADELE-Projekt (RWE Power 2010) geschätzt. Dort werden drei Jahre angegeben, der tatsächliche Wert liegt nach eigener Einschätzung wahrscheinlich etwas höher bei vier bis sechs Jahren. Dabei wird davon ausgegangen, dass sich die Vorlaufzeiten von klassischen und adiabaten Druckluftspeichern nicht wesentlich unterscheiden. **4 Punkte**

### *Druckluftspeicher (adiabat)*

Nach eigener Einschätzung liegt die Bauzeit eines adiabaten Druckluftspeichers wegen der Installation des Wärmespeichers tendenziell über der eines konventionellen und wird daher etwas schlechter gewertet. **3 Punkte**

Die voraussichtliche Vorlaufzeit des ADELE-Projektes wird mit 3 Jahren angegeben, der tatsächliche Wert liegt nach eigener Einschätzung wahrscheinlich etwas höher bei vier bis sechs Jahren. **4 Punkte**

### *Pumpspeicher (konventionell)*

Die Bauzeiten bestehender Pumpspeicherkraftwerke liegen im Bereich von zwei bis elf Jahren (Wikipedia 2010). Da zukünftig mit zunehmenden Auflagen zu rechnen ist, wird eine leicht überdurchschnittliche Bauzeit von etwa sechs Jahren angenommen. **3 Punkte**

Die Vorlaufzeit des Pumpspeicherkraftwerks in Atdorf ist auf 5 Jahre angesetzt (Mielcarek und Kremp 2008) Wert wird als realistisch angesehen. **4 Punkte**

### *Pumpspeicher (Nutzung von Bergbaustollen)*

Neue Pumpspeicherkonzepte nutzen bereits vorhandene Strukturen. Dies wird langfristig die Bauzeit verkürzen, vorerst aber wird dieser Vorteil gegenüber konventionellen Pumpspeichern wahrscheinlich dadurch kompensiert, dass kaum Erfahrung in der Umsetzung solcher Projekte besteht. **3 Punkte**

Die Vorlaufzeit neuer Pumpspeicherkonzepte ist nur schwer bezifferbar, da sie je nach eingesetzter Technologie und den damit verbundenen Genehmigungsverfahren sehr unterschiedlich ausfallen kann. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass der Mittelwert etwa der Vorlaufzeit konventioneller Pumpspeicherwerke entspricht, also etwa 5 Jahre. **4 Punkte**

## **Innovationspotenzial**

Das Innovationspotenzial beschreibt die Weiterentwicklungsmöglichkeiten, die sich für die Technologie selber (internes Innovationspotenzial) als auch in angrenzenden Technologiefeldern (externes Innovationspotenzial) ergeben. Für die Bewertung des internen Innovationspotenzial werden neue Konzepte (höchste Punktzahl), neue Komponenten (mittlere Punktzahl) und Weiterentwicklungen zur graduellen Wirkungsgradverbesserung (niedrige Punktzahl) unterschieden. Eine voll ausgereifte Technologie erhält keine Punkte.

- Höchstes internes Innovationspotenzial: Neues Konzept - Pumpspeicher (Nutzung von Bergbaustollen) (10 Punkte)
- Niedrigstes internes Innovationspotenzial: ausgereift - 380 kV AC Freileitungen (0 Punkte)

Die Technologie, welche die meisten Innovationen in anderen Bereichen anstoßen kann, erhält die höchste Punktzahl für das externe Innovationspotenzial. Technologien, die bereits lange existieren und sich nicht mehr weiterentwickelt haben, wird unterstellt, dass sie auch keine externen Innovationen mehr auslösen können, sie erhalten keine Punkte.

- Höchstes externes Innovationspotenzial: HGÜ-Technologien, H<sub>2</sub>-Elektrolyse (10 Punkte)
- Niedrigstes externes Innovationspotenzial: Abregelung, 380 kV Freileitungen, Druckluftspeicher status, Pumpspeicher (0 Punkte)

### *Abregelung von Wind und PV*

Durch verbessertes Monitoring der tatsächlichen Anlagenleistung und stufenlose Abregelung können unnötig abgeregelte Energiemengen vermieden werden. **5 Punkte**

Es wird nicht erwartet, dass interne Weiterentwicklungen zur Abregelung von Wind und PV positive Auswirkungen auf andere Bereiche haben. **0 Punkte**



### *HGÜ Freileitungen*

Das interne Innovationspotenzial von HGÜ Freileitungen wird als leicht überdurchschnittlich eingeschätzt, da noch Potenziale zur Leistungssteigerung vorhanden sind (Westermann 2010). Neben der Weiterentwicklung der Umrichter-Technologie können insbesondere durch höhere Betriebsspannungen Verbesserungen erzielt werden. **6 Punkte**

Es wird davon ausgegangen, dass Innovationen im Bereich der mit HGÜ-Freileitungen einhergehenden Umrichter-Elektronik in hohem Maße externe Innovationen anstoßen können. **10 Punkte**

### *HGÜ Kabel*

Die bei HGÜ-Kabeln zu erwartenden Leistungssteigerungen sind geringer als bei den HGÜ-Freileitungen, da höhere Betriebsspannungen nicht zu erwarten sind. (Westermann 2010) **4 Punkte**

Wie bei den HGÜ-Freileitung wird dementsprechend auch durch HGÜ-Kabel ein hohes externes Innovationspotential erwartet. **10 Punkte**

### *380 kV AC Freileitungen*

Bei 380 kV Freileitungen handelt es sich um eine ausgereifte Technologie, bei der keine signifikanten Weiterentwicklungen zu erwarten sind. (Dena 2010) **0 Punkte**

Es handelt sich hierbei um eine ausgereifte Technologie, von der künftig keine weiteren technologischen Innovationsimpulse erwartet werden. **0 Punkte**

### *380 kV AC Kabel*

Wechselstromkabel sind eine etablierte Technologie. Nach eigener Einschätzung sind lediglich Weiterentwicklungen im Bereich der Isolierung (neue Materialien) zu erwarten. **1 Punkt**

Die Weiterentwicklungen in der Isolierung (elektrisch und mechanisch) können auch in anderen Bereichen genutzt werden. **2 Punkte**

### *Freileitungsmonitoring*

Die Technologie des Freileitungsmonitorings ist noch nicht etabliert, das Weiterentwicklungspotenzial wird deswegen als nicht unerheblich eingeschätzt. Beispielsweise könnten in die Leiterseile integrierte Glasfasern bessere Temperaturoaufzeichnungen ermöglichen (Dena 2010). **6 Punkte**

Die für das Freileitungsmonitoring neu entwickelten Technologien können auch in anderen Bereichen genutzt werden. Da es sich jedoch um eine stark spezialisierte Technologie handelt, ist die Breite des externen Innovationspotenzials gering. **2 Punkte**

### *Hochtemperatur-Freileitungsseile*

Der Einsatz dieser Technologie steht noch am Anfang, es sind noch Innovationen verschiedener Art zu erwarten. (Schnettler 2011) **7 Punkte**

Hierbei wird ein geringfügig höheres externes Innovationspotential als bei Freileitungsmonitoring bzw. AC-Kabel erwartet. **3 Punkte**

*H<sub>2</sub>-Elektrolyse + Einspeisung ins Erdgasnetz, H<sub>2</sub>-Elektrolyse + Speicherung in Kavernen*

Obwohl weiterer Forschungsbedarf für verschiedene Aspekte der Elektrolyse besteht (beispielsweise höhere Stromdichten, schnellere Lastwechselfähigkeit, Kostenreduktion), wird davon ausgegangen, dass der Elektrolyse-Wirkungsgrad nicht mehr signifikant sinken wird. (Smolinka 2011) **5 Punkte**

Das externe Innovationspotential von Bau und Betrieb eines Elektrolyseurs wird als hoch geschätzt, da Erfahrungen auf diesem Gebiet von anderen Branchen aufgenommen werden (z.B. im Bereich der Brennstoffzellenantriebe für Automobile) und dort Innovationen anstoßen können. **10 Punkte**

*Redox-Flow-Batterien*

Obwohl das Konzept der Redox-Batterie bereits seit mehreren Jahrzehnten existiert, existieren für großtechnische Batterien bisher lediglich Konzeptstudien. (VDE 2009) **8 Punkte**

Laut Aussage von Experten werden andere Technologien wenig beeinflusst von Erfahrungen beim Bau und Betrieb von Redox-Batterie-Anlagen (Berthold 2012). **3 Punkte**

*Natrium-Schwefel-Batterien*

NaS-Batterien werden bislang von wenigen Herstellern in kleinen Stückzahlen produziert. Damit eine Massenproduktion anlaufen kann, müssen noch technische Herausforderungen in der Produktion insbesondere der Elektrolyte gemeistert werden. (Sauer 2006) **5 Punkte**

Ähnlich wie bei Redox-Batterien sind die Innovationen auf dem Feld der Natrium-Schwefel-Batterien nur bedingt auf andere Technologien übertragbar. **3 Punkte**

*Druckluftspeicher (konventionell)*

Obwohl seit mehreren Jahrzehnten keine großen Druckluftspeicher mehr gebaut wurden, gibt es dennoch Weiterentwicklungsansätze wie die Trennung von Motor- und Generatoreinheit für graduelle Wirkungsgradverbesserungen und die Entwicklung kleiner CAES-Anlagen mit Tankspeichern. (Neupert et al. 2009) **2 Punkte**

Die eher geringfügigen internen Weiterentwicklungen der Technologie lassen nicht erwarten, dass daraus externe Innovationen für andere Technologien angestoßen werden. **0 Punkte**

*Druckluftspeicher (adiabat)*

Die Technologie ist noch nicht ausgereift, es besteht Entwicklungspotenzial in verschiedenen Bereichen. Insbesondere ist die Entwicklung hochtemperaturgeeigneter Kompressoren, Turbinen und der entsprechenden Wärmespeicher notwendig. (Neupert et al. 2009) **9 Punkte**

Die für adiabate Pumpspeicher notwendigen neuen Komponenten machen die Entwicklungen neuer hochtemperaturbeständiger Materialien notwendig. Diese können auch in verschiedensten anderen Anwendungen genutzt werden. **9 Punkte**

*Pumpspeicher (konventionell)*

Konventionelle Pumpspeicherkraftwerke sind eine ausgereifte Technologie, bei der kaum Technologische Weiterentwicklungen zu erwarten sind (FfE 2007). Durch Repowering sind leichte Wirkungsgradsteigerungen möglich. **1 Punkt**

Es wird nicht erwartet, dass von dieser ausgereiften Technologie noch Innovationsimpulse ausgehen. **0 Punkte**

#### *Pumpspeicher (Nutzung von Bergbaustollen)*

Bei der Nutzung von Bergbaustollen für Pumpspeicher handelt es sich um ein neues Speicherkonzept. Da zahlreiche Probleme überwunden werden müssen und es verschiedenste Ansätze gibt, ist das interne Innovationspotenzial der Technologie sehr hoch. **10 Punkte**

Wenn neue Pumpspeicherkonzepte auch in sich noch ein hohes Innovationspotenzial haben, ist doch davon auszugehen, dass sie aus klassischen Komponenten bestehen werden. Deswegen wird davon ausgegangen, dass durch sie keine externen Innovationen angestoßen werden. **0 Punkte**

### **Marktpotenzial**

Das Marktpotenzial beschreibt den maximal möglichen Beitrag, den eine Alternative zur Lösung der Problemstellung unter Berücksichtigung technischer, struktureller und ökologischer Restriktionen im Zieljahr 2020 leisten kann. Dieser Beitrag wird sowohl durch technische Randbedingungen (z. B. maximal installierbare Leistung, Stand der Technik) als auch strukturelle oder marktbestimmte Voraussetzungen (z.B. Vorhandensein von Fertigungskapazitäten in 2020) begrenzt. Eine Technologie, die Überschüsse in vollem Maße abfangen kann, erhält die höchste Punktzahl, die Technologie mit dem geringsten Beitrag zur Problemlösung erhält keine Punkte. Bereits bestehende Kapazitäten werden dabei nicht berücksichtigt, da davon ausgegangen wird, dass Überschüsse nur durch einen Zubau abgefangen werden können. Die Bewertungen werden begrenzt durch die folgenden Technologien:

- größtes Marktpotenzial: vollständige Abregelung aller Überschüsse (10 Punkte)
- geringstes Marktpotenzial: Redox-Flow-Batterien (0 Punkte)

#### *Abregelung von Wind und PV*

Durch die Abregelung der Einspeisung lassen sich Überschüsse vollständig verhindern. Neue Anlagen müssen bereits bei Inbetriebnahme mit entsprechenden Regelungsmöglichkeiten ausgestattet werden, auch bei der Nachrüstung alter Anlagen werden keine technischen oder fertigungsbedingten Restriktionen gesehen. **10 Punkte**

#### *HGÜ Freileitungen*

Es wird davon ausgegangen, dass bis 2020 genügend Fertigungskapazitäten für HGÜ-Leistungselektronik und Leitungen vorhanden sind, um damit signifikante Anteile der Überschüsse abfangen zu können. **8 Punkte**

#### *HGÜ Kabel*

Es wird davon ausgegangen, dass bis 2020 genügend Fertigungskapazitäten für HGÜ-Leistungselektronik und Leitungen vorhanden sind, um damit signifikante Anteile der Überschüsse abfangen zu können. **8 Punkte**

#### *380 kV AC Freileitungen*

Höchstspannungsfreileitungen sind Stand der Technik und es sind ausreichende Fertigungskapazitäten vorhanden, um Überschüsse vollständig zu verhindern. Die bis 2020 maximal

installierbare Leistung ist durch lange Vorlaufzeiten beschränkt, nicht jedoch durch technische Restriktionen. **9 Punkte**

#### *380 kV AC Kabel*

Es gibt zwar keine technischen Restriktionen für den Einsatz von Höchstspannungskabeln, allerdings werden AC-Kabel nur als Sonderlösung für kurze Trassenabschnitte eingesetzt. Deswegen sind nicht ausreichend Fertigungskapazitäten vorhanden, um alle Überschüsse mit AC-Kabeln abzufangen, und es ist bis 2020 nicht mit einem entsprechenden Zuwachs zu rechnen. **7 Punkte**

#### *Freileitungsmonitoring*

Durch Nachrüsten von Freileitungsmonitoring kann zwar zu vielen Zeitpunkten mehr Strom über eine Leitung übertragen werden, doch ist diese Leistungssteigerung wetterabhängig. Es gibt zwar eine starke Korrelation zwischen Windeinspeisung und zusätzlicher Übertragungskapazität, doch insbesondere bei längeren Strecken ist die Transportleistung nicht gesichert. **6 Punkte**

#### *Hochtemperatur-Freileitungsseile*

Hochtemperatur-Freileitungsseile erhöhen die Transportkapazität einer Leitung um etwa 50 % (Dena 2010). Diese Erhöhung ist ausreichend, um signifikante Anteile der Überschüsse abfangen zu können. Allerdings sind die Fertigungskapazitäten noch beschränkt und werden es voraussichtlich auch im Jahr 2020 noch sein.<sup>28</sup> **5 Punkte**

#### *H<sub>2</sub>-Elektrolyse + Einspeisung ins Erdgasnetz*

Bisher gibt es kaum Fertigungskapazitäten für großtechnische Elektrolyseure zur Wasserstoffherzeugung. Bis 2020 ist nicht mit einem ausreichenden Zubau zu rechnen, da H<sub>2</sub>-Elektrolyse bis dahin voraussichtlich noch nicht wirtschaftlich darstellbar ist. Überschüsse können auch bei ausreichender Elektrolyseleistung durch die Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz zwar verringert, jedoch nicht vollständig vermieden werden.<sup>29</sup> **2 Punkte**

#### *H<sub>2</sub>-Elektrolyse + Speicherung in Kavernen*

Wie oben beschrieben werden 2020 voraussichtlich nicht genug Elektrolyseurs-Fertigungskapazitäten vorhanden sein. Die Speicherung von H<sub>2</sub> in Kavernen ist außerdem noch geologischen Randbedingungen unterworfen, entsprechende Salzstöcke sind vor allem in Norddeutschland zu finden. **2 Punkte**

#### *Redox-Flow-Batterien*

Für die vollständige Vermeidung von Windstromüberschüssen werden sehr viele einzelne Redox-Batterien notwendig. Ausreichend leistungsfähige Batterien befinden sich zur Zeit in der Entwicklung, es gibt noch keine Massenproduktionskapazitäten. Bei der Entwicklung wird darauf geachtet, dass die Fertigung mit State-of-the-Art-Komponenten erfolgen kann (Berthold 2012), so dass nicht ausgeschlossen ist, dass bis 2020 Produktionskapazitäten geschaffen werden, die ausreichen, um einen Teil der Windstromüberschüsse abzufangen.

---

<sup>28</sup> Die Bewertung der Produktionskapazitäten ist als konservativ anzusehen. Aktuell sind aufgrund der gestiegenen Nachfrage Ausbauten der Produktionskapazitäten bei namhaften Herstellern in Gange (Jürgen 2013).

<sup>29</sup> Diese Aussage ist ein vorläufiges Ergebnis aus einem parallel durchgeführten Forschungsprojekt

Trotzdem wird das Marktpotenzial im Vergleich zu denen der Alternativen als das geringste eingeschätzt. **0 Punkte**

#### *Natrium-Schwefel-Batterien*

Wie zuvor beschrieben findet noch keine Massenproduktion von NaS-Batterien statt. Diese wäre notwendig, um signifikante Überschussanteile mit Batterien abfangen zu können. Im Gegensatz zur Redox-Batterie gibt es jedoch bereits mehrere produzierende Unternehmen, der Schritt hin zur Massenfertigung wird als kleiner eingeschätzt. **3 Punkte**

#### *Druckluftspeicher (konventionell)*

Druckluftspeicher wurden in den letzten Jahrzehnten nicht gebaut, die notwendigen Komponenten dafür sind jedoch vorhanden. Beschränkt wird der Ausbau durch die geologisch vorgegeben Restriktionen. **4 Punkte**

#### *Druckluftspeicher (adiabat)*

Die Entwicklung adiabater Druckluftspeicher ist noch nicht abgeschlossen, bis 2020 ist aber damit zu rechnen, dass einzelne Speicher in Betrieb sind. Der adiabate Druckluftspeicher in Staßfurt soll 360 MWh Energie aufnehmen können (RWE Power 2010b). Damit können nur geringe Anteile der Überschüsse aufgenommen werden. Der Bau von Druckluftspeichern ist geologischen Restriktionen unterworfen. **3 Punkte**

#### *Pumpspeicher (konventionell)*

Schätzungen gehen davon aus, dass das Potenzial klassischer Pumpspeicherkraftwerke nahezu erschöpft ist. Bis zum Jahr 2020 ist neben der Fertigstellung des Pumpspeicherwerks Atdorf (13.0000 MWh) lediglich mit Repowering einzelner Anlagen zu rechnen. Diese Kapazität liegt deutlich über der der adiabaten Druckluftspeicher, ist jedoch räumlich weiter entfernt zu den besonders im Norden auftretenden Überschüssen. **4 Punkte**

#### *Pumpspeicher (Nutzung von Bergbaustollen)*

Bislang ist das Marktpotenzial von innovativen Pumpspeicherkonzepten nicht absehbar. Voraussichtlich werden bereits existierende Komponenten eingesetzt, so dass die Produktionskapazitäten keine Restriktion darstellen. Das technische Potenzial ist durch die geologischen Gegebenheiten begrenzt. **3 Punkte**

### **Steuerbarkeit**

Mit dem Kriterium „Steuerbarkeit“ wird bewertet, inwiefern eine Technologie gesteuert eingesetzt werden kann. Hier werden zwei Aspekte berücksichtigt: die Reaktionszeit, also wie schnell eine Technologie Überschüsse aufnehmen kann, und die Verfügbarkeit. Diese Aspekte werden getrennt bewertet, wobei maximal sieben Punkte für die Reaktionszeit und maximal drei für die Verfügbarkeit vergeben werden. Dadurch wird in diesem Kriterium die Skala nicht durch die Werte 0 und 10 begrenzt, sondern durch die niedrigste bzw. höchste kombinierte Bewertung.

Die Reaktionszeit wird in vier Stufen unterteilt: Liegt die Reaktionszeit deutlich unter einer Minute, werden sieben Punkte vergeben. Für Reaktionszeiten, die darüber liegen, aber niedriger sind als fünf Minuten, werden fünf Punkte vergeben. Technologien, deren jeweilige Reaktionszeit zwischen fünf und zehn Minuten beträgt, erhalten zwei Punkte, während Technologien, die bis zu 15 Minuten Reaktionszeit haben, keine Punkte zugeordnet werden.

Für eine hohe Verfügbarkeit werden drei Punkte vergeben, zwei für mittlere und null Punkte für zufällige Verfügbarkeiten.

- Höchste Steuerbarkeit: HGÜ Freileitungen, 380 kV AC Freileitungen, Hochtemperatur-Freileitungsseile, Redox-Flow-Batterien, NaS-Batterien (10 Punkte)
- Niedrigste Steuerbarkeit: Druckluftspeicher konventionell und adiabatisch (3 Punkte)

#### *Abregelung von Wind und PV*

Abhängig davon, ob die Abregelung automatisch oder manuell erfolgt, sind Abschaltzeiten bis zu einigen Minuten möglich. Die Verfügbarkeit ist sehr hoch, alle größeren Anlagen müssen mit entsprechenden Einrichtungen ausgestattet sein. **4+3 = 7 Punkte**

#### *HGÜ Freileitungen*

HGÜ-Freileitungen können innerhalb von Millisekunden auf Nennlast geschaltet werden. Die Freileitungen sind stets für Reparaturarbeiten zugänglich und haben eine hohe Verfügbarkeit. **7+3 = 10 Punkte**

#### *HGÜ Kabel*

HGÜ-Kabel können ebenso wie Freileitungen sehr hohe Lastgradienten bewältigen. Wegen der unterirdischen Verlegung ist die Zugänglichkeit und somit die Reparaturdauer im Fehlerfall höher, deswegen liegt die Verfügbarkeit im mittleren Bereich. **7+2 = 9 Punkte**

#### *380 kV AC Freileitungen*

Wechselstromfreileitungen können ohne Verzögerung auf Nennlast geschaltet werden. Sie sind stets für Reparaturarbeiten zugänglich und haben eine hohe Verfügbarkeit. **7+3 = 10 Punkte**

#### *380 kV AC Kabel*

Wechselstromkabel können ebenso wie Freileitungen sehr hohe Lastgradienten bewältigen. Wegen der unterirdischen Verlegung ist die Zugänglichkeit und somit die Reparaturdauer im Fehlerfall höher, deswegen liegt die Verfügbarkeit im mittleren Bereich. **7+2 = 9 Punkte**

#### *Freileitungsmonitoring*

Freileitungsmonitoring erhöht die Übertragungskapazität einer Leitung abhängig von meteorologischen Faktoren. Die Verfügbarkeit ist deshalb nicht planbar. Es gibt zwar eine lokale Korrelation von Erzeugung und Übertragungskapazität durch hohe Windgeschwindigkeiten, diese ist aber bei längeren Transportwegen nicht gegeben. Wenn eine Leistungssteigerung möglich ist, kann diese ohne Verzögerung aufgeschaltet werden. Somit wird volle Punktzahl für die Reaktionszeit vergeben. **7+0 = 7 Punkte**

#### *Hochtemperatur-Freileitungsseile*

Hochtemperatur-Freileitungsseile können ohne Verzögerung höhere Leistungen transportieren und sind gut zugänglich, haben demnach eine hohe Verfügbarkeit. **7+3 = 10 Punkte**

#### *H<sub>2</sub>-Elektrolyse + Einspeisung ins Erdgasnetz*

Druckelektrolyseure können Lastgradienten im Sekundenbereich folgen (LBST 2004). Durch modulare Aufstellung ist eine hohe Verfügbarkeit der Elektrolyse gesichert. Die Aufnahmefähigkeit des Gasnetzes für Wasserstoff variiert mit der strömenden Gasmenge, so dass die Verfügbarkeit der Einspeisung ins Erdgasnetz gering bis mittel ist. **6+1 = 7 Punkte**

### *H<sub>2</sub>-Elektrolyse + Speicherung in Kavernen*

Die Leistungsänderungsgeschwindigkeit und Verfügbarkeit der Elektrolyse entspricht der im Falle der Einspeisung ins Erdgasnetz. Die Verfügbarkeit der Speicherkavernen ist deutlich höher als die der Einspeisung. **6+3 = 9 Punkte**

### *Redox-Flow-Batterien*

Die Reaktionszeiten von Redox-Flow-Batterien liegen im Bereich von Millisekunden (Berthold 2012). Die Verfügbarkeit von seriengefertigten Redox-Batterien ist voraussichtlich hoch. **7+3 = 10 Punkte**

### *Natrium-Schwefel-Batterien*

Die Reaktionszeit einer Natrium-Schwefel-Batterie liegt bei wenigen Millisekunden (Merkel 2010). Die modulare Bauweise ermöglicht eine hohe Verfügbarkeit. **7+3 = 10 Punkte**

### *Druckluftspeicher (konventionell)*

Ein konventioneller Druckluftspeicher kann nach etwa 10 Minuten volle Leistung aufnehmen bzw. abgeben (Neupert et al. 2009). Für die Speicherung der Druckluft können wie im bestehenden Druckluftspeicherkraftwerk in Hundedorf mehrere Kavernen genutzt werden, so dass eine hohe Verfügbarkeit gewährleistet ist. **0+3 = 3 Punkte**

### *Druckluftspeicher (adiabat)*

Obwohl noch wenige Erfahrungen zu adiabaten Druckluftspeichern vorliegen, wird davon ausgegangen, dass die Anfahrzeiten mit denen diabater Druckluftspeicher vergleichbar sind (Dena 2010). Auch hier ist für eine hohe Verfügbarkeit die Nutzung mehrerer Kavernen möglich. **0+3 = 3 Punkte**

### *Pumpspeicher (konventionell)*

Die Anfahrzeiten von Pumpspeichern liegen im Bereich weniger Minuten, so benötigt das PSW Goldisthal beispielsweise 75 Sekunden bis zur vollen Turbinen- und 185 Sekunden bis zur vollen Pumpleistung (VDE 2009). Die Verfügbarkeit ist erfahrungsgemäß hoch. **4+3 = 7 Punkte**

### *Pumpspeicher (Nutzung von Bergbaustollen)*

Es wird davon ausgegangen, dass die Reaktionszeiten innovativer Pumpspeicherkonzepte in einem ähnlichen Bereich wie die klassischer Pumpspeicher liegen werden. Aufgrund der nicht vorhandenen Erfahrung mit diesen Speicherkonzepten und der potenziell schwierigen Zugänglichkeit wird die Verfügbarkeit jedoch nur als mittel gewertet. **4+2 = 6 Punkte**

## **Problemabdeckungsgrad**

Mit dem Kriterium „Problemabdeckungsgrad“ wird abgefragt, für wie viele der in der multikriteriellen Analyse betrachteten Problemfelder die jeweilige Alternative eine Flexibilisierungsoption darstellt. Kann eine Technologie zur Lösung mehrerer Problemstellungen beitragen, erhält sie eine höhere Punktzahl. Die Beiträge der Alternativen zu den unterschiedlichen Problemfeldern wurden bereits in Kapitel 4 beschrieben, so dass hier lediglich eine Zusammenstellung der Punktebewertungen erfolgt.

- Höchster Problemabdeckungsgrad: H<sub>2</sub>-Elektrolyse mit Speicherung in Kavernen, konventionelle und innovative Pumpspeicher (10 Punkte)

- **Niedrigste:** Freileitungsmonitoring, Hochtemperatur-Freileitungsseile, Abregelung von Wind und PV (0 Punkte)

Tabelle 5-5: Bewertung des Kriteriums "Problemabdeckungsgrad"

	Gradienten	Unterversorgung	Stabilität (im Fehlerfall)	Stabilität (Regelleistung)	Abgedeckte Problemfelder	Punkte
Abregelung von Wind und PV		(x)		(x)	1	0
HGÜ Freileitungen		x	(x)		1,5	2
HGÜ Kabel		x	(x)		1,5	2
380 kV AC Freileitungen		x	(x)		1,5	2
380 kV AC Kabel		x	(x)		1,5	2
Freileitungsmonitoring		x			1	0
Hochtemperatur-Freileitungsseile		x			1	0
H <sub>2</sub> -Elektrolyse + Einspeisung ins Erdgasnetz	x	(x)	(x)	x	3	7
H <sub>2</sub> -Elektrolyse + Speicherung in Kavernen	x	x	x	x	4	10
Redox-Flow-Batterien	x	x	(x)	x	3,5	8
Natrium-Schwefel-Batterien	x	x	(x)	x	3,5	8
Druckluftspeicher (konventionell)		x	x	x	3	7
Druckluftspeicher (adiabat)		x	x	x	3	7
Pumpspeicher (konventionell)	x	x	x	x	4	10
Pumpspeicher (Nutzung von Bergbaustollen)	x	x	x	x	4	10

Quelle: Eigene Analysen

### Anderweitige Nutzbarkeit

Alternativen, die über die betrachteten Problemfelder hinaus einen Beitrag zur Integration großer Anteile regenerativer Erzeugung leisten (z.B. regenerativ erzeugter Wasserstoff für den Verkehrs- und Wärmesektor), werden im Kriterium „Anderweitige Nutzbarkeit“ positiv bewertet.

- **Höchste anderweitige Nutzbarkeit:** H<sub>2</sub>-Elektrolyse (10 Punkte)



- Niedrigste anderweitige Nutzbarkeit: für Leitungstechnologien und Abregelung (0 Punkte)

*Abregelung von Wind und PV, HGÜ Freileitungen, HGÜ Kabel, 380 kV AC Freileitungen, 380 kV AC Kabel, Freileitungsmonitoring, Hochtemperatur-Freileitungsseile*

Neben den bereits im Kriterium „Problemabdeckungsgrad“ beschriebenen Problemfeldern konnten keine weiteren Beiträge zur Integration regenerativer Einspeisung identifiziert werden. **Jeweils 0 Punkte**

*H<sub>2</sub>-Elektrolyse + Einspeisung ins Erdgasnetz*

Wasserstoff, der ins Erdgasnetz eingespeist wird, wird mit dem Erdgas, dem er zugemischt wird, weiter verwendet. Das beinhaltet sowohl den Betrieb flexibler Gaskraftwerke, die Schwankungen aus regenerativen Quellen ausgleichen können, als auch beispielsweise die Betankung von Erdgasautos oder den Betrieb von Heizungsanlagen. Somit ist ins Erdgasnetz eingespeister Wasserstoff eine geeignete Option, die Sektoren Verkehr und Wärme stärker regenerativ zu prägen. **10 Punkte**

*H<sub>2</sub>-Elektrolyse + Speicherung in Kavernen*

Wasserstoff kann vielfältig als Brennstoff oder Kraftstoff genutzt werden, beispielsweise bietet die Nutzung in Brennstoffzellen eine Möglichkeit, regenerative Energien in den Wärme- und Verkehrssektor zu bringen. Außerdem kann der Wasserstoff als chemisches Produkt genutzt werden **10 Punkte**

*Redox-Flow-Batterien, Natrium-Schwefel-Batterien*

Große Batterien lassen sich beispielsweise zur unterbrechungsfreien Stromversorgung und zur Notstromversorgung oder zur dezentralen Netzstützung einsetzen. **Jeweils 3 Punkte**

*Druckluftspeicher (konventionell), Druckluftspeicher (adiabat), Pumpspeicher (konventionell), Pumpspeicher (Nutzung von Bergbaustollen)*

Große mechanische Speicher wie Druckluft- oder Pumpspeicher sind schwarzstartfähig. Das bedeutet, dass sie die Spannung im Elektrizitätsnetz nach einem Zusammenbruch wieder aufbauen können. Ihre Fähigkeit zur Bereitstellung von Regelenergie wird hier nicht berücksichtigt, da diese bereits im Kriterium „Problemabdeckungsgrad“ berücksichtigt wird.

**Jeweils 3 Punkte**

### **5.3.3 Bewertung innerhalb der Kategorie „Politik und Soziales“**

Die Bewertungen der zuvor ausgewählten Kriterien in der Kategorie „Politik und Soziales“ (siehe Abbildung 5-2) wurden qualitativ und zum großen Teil auf der Basis eigener Einschätzungen vorgenommen. Sie orientierten sich überwiegend an einer Dreiteilung wie „hoch“, „mittel“ und „niedrig“, der entsprechend 10, 5 und 0 Punkte zugewiesen wurden. Bei ausreichend plausiblen Anhaltspunkten wurden zusätzliche Differenzierungen bei der Bewertung, d. h. Punktevergabe zwischen 0 und 5 bzw. 5 und 10 Punkten, vorgenommen.

#### **Konformität mit politischen Zielen**

Die Bewertungen zur „politischen Konformität“ orientierten sich im Wesentlichen an den energiepolitischen Aussagen der Bundesregierung im aktuellen Energiekonzept (BMWi und

BMU 2010) sowie einschlägigen Rahmenbedingungen. Die entsprechende lineare Skala wird dabei wie folgt aufgespannt:

- Hohe Konformität (10 Punkte), d. h. das Thema steht ganz oben auf der Agenda, es gibt konkrete Ziele bzw. proaktive Unterstützung
- Niedrige Konformität (0 Punkte), d. h. das Thema steht ganz unten oder noch gar nicht auf der Agenda, es gibt keine konkreten Ziele und kaum bzw. keine Unterstützung

### *Abregelung von Wind und PV*

Die Abregelung von Strom aus erneuerbaren Energien steht grundsätzlich im Widerspruch zum im EEG verankerten Prinzip der vorrangigen Einspeisung und damit zum allgemeinen Ziel einer möglichst vollständigen Nutzung des umweltfreundlichen Stroms. Gleichwohl dient sie den Zielen einer sicheren und zuverlässigen Stromversorgung und ist entsprechend im EEG (Einspeisemanagement) und im EnWG verankert. Sie steht aufgrund ihrer Bedeutung relativ weit oben auf der politischen Agenda und ist Gegenstand aktueller Analysen und Diskussionen. Unter Berücksichtigung der allgemeinen politischen Nebenbedingung, die Abregelung so gering wie möglich zu halten, wird ihre Konformität eher hoch eingestuft.

**8 Punkte.**

### *HGÜ Freileitungen*

Der Ausbau des Übertragungsnetzes für Strom steht weit oben auf der politischen Agenda, bildet einen der Eckpunkte im Energiekonzept der Bundesregierung und wird durch verschiedene Gesetze<sup>30</sup>, die fortzuschreibenden Netzentwicklungspläne sowie den jüngsten Bundesbedarfsplan unterstützt und vorangetrieben. Der Neubau von HGÜ-Freileitungen spielt dabei in den Netzentwicklungsplänen (NEP) eine besondere Rolle, um den Transport großer elektrischer Leistungen über weite Strecken sicherzustellen, z. B. für Windstrom von Norden nach Süden, und als Bausteine für ein zukünftiges „Overlay Netz“ von „Stromautobahnen“. Der festgestellte Ausbaubedarf an neuen HGÜ-Leitungen hat einen maßgeblichen Anteil in den NEP, fällt jedoch im Vergleich zu AC-Freileitungen niedriger aus. **9 Punkte.**

### *HGÜ Kabel*

Analog zu den HGÜ-Freileitungen gehören auch neue HGÜ-Kabel grundsätzlich zu den politisch stark unterstützten Netzausbautechnologien, sie sind aber im direkten Vergleich vor allem aus ökonomischen Gründen als etwas weniger politisch konform einzustufen als neue HGÜ-Freileitungen. **8 Punkte.**

### *380 kV AC Freileitungen*

Die Verstärkung bestehender AC-Freileitungen und die Errichtung von neuen AC-Freileitungen werden in dem zuvor genannten Kontext politisch besonders stark adressiert, unterstützt und vorangetrieben. Sie bestimmen zum überwiegenden Teil den festgestellten Ausbaubedarf. **10 Punkte**

---

<sup>30</sup> Dazu gehören das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) von 2009, das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) von 2011 und das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG), dem im Juli 2013 auch vom Bundesrat zugestimmt wurde, so dass es nunmehr in Kraft treten wird.

### *380 kV AC Kabel*

Wie zuvor die AC-Freileitungen wird zwar grundsätzlich auch der Neubau von Drehstromkabeln adressiert, geplant und unterstützt bzw. unter bestimmten Bedingungen sogar gefordert, sie sind aber im direkten Vergleich vor allem aus ökonomischen Gründen etwas weniger politisch konform als neue Freileitungen. **8 Punkte**

### *Freileitungsmonitoring*

Der Einsatz von Freileitungsmonitoring trägt zur Optimierung und besseren Auslastung des Stromnetzes bei. Diese Technologie ist daher allgemein sehr konform mit den politischen Zielen und Rahmenbedingungen, sie wird aber nicht explizit adressiert oder unterstützt. Als relativ kostengünstige Optimierungsmaßnahme passt sie gut zum NOVA-Prinzip<sup>31</sup> der Bundesnetzagentur. Ihre Konformität wird demnach höher als im Mittel bzw. als zum Beispiel die Nutzung von Hochtemperatur-Freileitungsseilen eingeschätzt. **7 Punkte**

### *Hochtemperatur-Freileitungsseile*

Die Nutzung von Hochtemperatur-Freileitungsseilen trägt zur Verstärkung des bestehenden Stromnetzes bei. Sie sind somit allgemein sehr konform mit den politischen Zielen und Rahmenbedingungen, sie werden aber nicht explizit adressiert oder unterstützt. Zudem erfordern sie höhere Investitionen als das Freileitungsmonitoring. Die Konformität wird daher als mittel eingestuft. **5 Punkte.**

### *H<sub>2</sub>-Elektrolyse + Einspeisung ins Erdgasnetz*

Das Thema Energiespeicherung steht auf der politischen Agenda und gewinnt mit dem EE-Ausbau zunehmenden an Bedeutung. Die Umwandlung von (EE-)Strom in Wasserstoff und dessen Einspeisung in Gasnetz und –speichern (Power-to-Gas) wird jedoch von Seiten der Bundesregierung „erst“ langfristig als sinnvolle bzw. wichtige Option angesehen. Konkrete politische Ziele gibt es noch nicht. Die Option spielt aber eine hervorgehobene Rolle im aktuellen 6. Energieforschungsprogramm und es gibt – analog zu Biogas – erste konkrete Regelungen im EEG zu Wasserstoff der überwiegend aus EE-Strom hergestellt und in das Gasnetz eingespeist wird. **4 Punkte.**

### *H<sub>2</sub>-Elektrolyse + Speicherung in Kavernen*

Im Vergleich zur Einspeisung des Wasserstoff ins Gasnetz spielt die direkte Einspeisung und Speicherung in Kavernen aktuell eine untergeordnete Rolle, so dass die Konformität im Vergleich dazu niedriger eingestuft wird. **2 Punkte.**

### *Redox-Flow- und Natrium-Schwefel-Batterien*

Batterien stehen zwar allgemein auf der politischen Agenda, um die Energiespeicherung im Rahmen der Energiewende voranzubringen. Dabei geht es bisher vor allem um Lithium-Ionen Akkus für den Einsatz in Elektrofahrzeugen. Zu Redox-Flow- und Natrium-Schwefel-Batterien gibt es jedoch, mit Ausnahme der Unterstützung von Forschung und Entwicklung, keine konkreten Ziele oder politischen Unterstützungen. Ihre politische Konformität wird daher innerhalb der Bandbreite der hier betrachteten Technologien am geringsten eingestuft. **Jeweils 0 Punkte.**

---

<sup>31</sup> Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau

### *Druckluftspeicher (konventionell)*

Konventionelle Druckluftspeicher stehen im Kontext des Bedarfs an zusätzlichen Energiespeicherkapazitäten grundsätzlich mit auf der politischen Agenda. Die Technologie konnte sich in ihrer konventionellen Form jedoch nicht etablieren. Die Weiterentwicklung konventioneller Druckluftspeicher wird politisch daher im Unterschied zur adiabaten Variante nicht forciert. Die Bewertung erfolgt daher hier neutral. **5 Punkte.**

### *Druckluftspeicher (adiabat)*

Im Vergleich zu den heutigen konventionellen Druckluftspeichern wird die innovative adiabate Variante etwas besser bewertet, da sie einen deutlich höheren Wirkungsgrad aufweist und u. a. deshalb Gegenstand von Forschung, Entwicklung und Demonstration ist und explizit im aktuellen 6. Energieforschungsprogramm adressiert wird. **6 Punkte.**

### *Pumpspeicher (konventionell)*

Die Erschließung der noch vorhandenen Ausbau- und Neubaupotenziale in Deutschland ist ein konkretes Ziel im Energiekonzept der Bundesregierung. Auf der politischen Agenda stehen die Pumpspeicherwerke im Vergleich zum Ausbau des Stromnetzes dennoch hinten an. **8 Punkte.**

### *Pumpspeicher (Nutzung von Bergbaustollen)*

Innovative Pumpspeicherwerke gewinnen im Vergleich zu den konventionellen Pumpspeicherwerke erst langsam an politischer Bedeutung und Aufmerksamkeit, insbesondere auf landespolitischer Ebene und dort, wie z. B. in Nordrhein-Westfalen, wo aussichtsreiche Voraussetzungen (Potenziale und Kompetenzen) vorhanden sind. **2 Punkte.**

## **Unabhängigkeit vom Ausland (Energie, Know-How)**

Bei diesem Kriterium werden die beiden Unterkriterien „Energie“ und „Know-How“ differenziert. Für beide Unterkriterien werden jeweils 0 bis 10 Punkte vergeben, die Punkteangaben in den Klammern beziehen sich entsprechend auf diese beiden Unterkriterien. Die Bewertungsskala für die Unabhängigkeit der Flexibilisierungsoptionen vom Ausland wird demnach insgesamt qualitativ wie folgt linear aufgespannt:

- Hohe Unabhängigkeit (je 10 Punkte), wenn damit keine/kaum Energieimporte verbunden sind oder sie reduziert werden können und wenn keine Abhängigkeit von ausländischem Know-How besteht bzw. sie reduziert werden kann
- Niedrige Unabhängigkeit (je 0 Punkte), wenn es dadurch zu steigenden Energieimporten und steigender Abhängigkeit von ausländischem Know-How kommen kann.

### *Abregelung von Wind und PV*

Die Abregelung von EE-Strom aufgrund von Netzengpässen kann zu einem steigenden Bedarf an Stromimporten führen und wird daher im Vergleich zu den anderen Optionen hinsichtlich der energetischen Unabhängigkeit mit 0 Punkten bewertet. Angesichts des relativ

einfachen technischen Hintergrundes und der vorhandenen nationalen Kompetenzen, wird jedoch keine Abhängigkeit von ausländischem Know-How gesehen. **0, 10 Punkte.**<sup>32</sup>

#### *HGÜ Freileitungen*

Neue HGÜ-Freileitungen befördern den Stromtransit durch Deutschland und sind daher grundsätzlich auch mit Energieimporten verbunden. Sie dienen jedoch vorrangig der Aufnahmen von EE-Strom und wirken damit Energieimporten entgegen. Insgesamt werden sie daher diesbezüglich als neutral eingestuft. Die Kompetenzen für diese Technik sind zwar auf wenige große, global agierende Konzerne wie z. B. ABB und Siemens begrenzt, die aber auch in Deutschland vertreten sind. Daher besteht hier keine Know-How-Abhängigkeit.

**5, 10 Punkte.**

#### *HGÜ Kabel*

Die Bewertung erfolgt hier analog zu den HGÜ-Freileitungen. **5, 10 Punkte.**

#### *380 kV AC Freileitungen*

Die Bewertung erfolgt hier analog zu den HGÜ-Freileitungen, wobei die Kompetenzen für den Bau von AC-Freileitungen auf langjährigen Erfahrungen beruhen und noch etwas breiter verteilt sind. **5, 10 Punkte.**

#### *380 kV AC Kabel*

Die Bewertung erfolgt hier in Anlehnung an die vorigen Bewertungen. **5, 10 Punkte.**

#### *Freileitungsmonitoring*

Das Freileitungsmonitoring führt zu einer besseren Auslastung des Stromnetzes und ist damit ebenfalls grundsätzlich auch mit Energieimporten verbunden. Es wird jedoch vorrangig zur Integration von EE-Strom eingesetzt, so dass die Bewertung hinsichtlich Energieimporte neutral ausfällt. Die Technik befindet sich allerdings noch in der Erprobung und wird zum Teil von ausländischen Unternehmen (z.B. Nexans in Frankreich) durchgeführt. **5, 5 Punkte.**

#### *Hochtemperatur-Freileitungsseile*

Die Bewertung zu Energieimporten erfolgt analog zu der Bewertung bezüglich Freileitungsmonitoring. Die Technik befindet sich überwiegend noch im Forschungs- und Entwicklungsstadium, die bisher noch überwiegend im Ausland stattfindet. Es sollen jedoch künftig auch Fertigungskapazitäten in Deutschland aufgebaut werden. Daher wird die Abhängigkeit von ausländischem Know-How mittelfristig, bis 2020, insgesamt neutral bewertet. **5, 5 Punkte.**

#### *H2-Elektrolyse + Einspeisung ins Erdgasnetz*

Diese Technologie dient der Speicherung von „überschüssigem“ EE-Strom, der ansonsten aufgrund von Netzengpässen abgeregelt werden müsste, in Form von Wasserstoff. Dafür wird kein zusätzlicher Strom benötigt, so dass keine Importabhängigkeit besteht oder entsteht. Das Know-How für die erforderliche Elektrolysetechnik ist jedoch zum großen Teil im nicht-europäischen Ausland, insbesondere den USA, vorhanden. Innerhalb der EU ist Deutschland jedoch, gemessen an Patenten, führend (*Zukunftsmarkt Elektrische Energie-*

---

<sup>32</sup> Die Punktevergabe gliedert sich auf wie folgt: Energie: 0 und Know-How: 10.

*speicherung* 2007).<sup>33</sup> Die Abhängigkeit von Know-How wird daher insgesamt als neutral eingestuft. **10, 5 Punkte.**

#### *H<sub>2</sub>-Elektrolyse + Speicherung in Kavernen*

Die Bewertung erfolgt hier analog zu Variante mit Einspeisung ins Gasnetz. **10, 5 Punkte.**

#### *Redox-Flow-Batterien*

Batterien sind wie andere Energiespeicher auch eine Möglichkeit, die energetische Unabhängigkeit zu sichern, somit erhalten sie eine hohe Wertung in diesem Kriterium (Siehe auch H<sub>2</sub>-Elektrolyse). Die Entwicklungsanstrengungen und –kompetenzen für die Batterietechnik sind in Kanada, Japan und Großbritannien höher als in Deutschland, daher wird hier eine relativ hohe Abhängigkeit von ausländischem Know-How gesehen. **10, 3 Punkte.**

#### *Natrium-Schwefel-Batterien*

Batterien sind wie andere Energiespeicher auch eine Möglichkeit, die energetische Unabhängigkeit zu sichern, somit erhalten sie eine hohe Wertung in diesem Kriterium (siehe auch H<sub>2</sub>-Elektrolyse). Natrium-Schwefel-Batterien werden bisher hauptsächlich in Japan entwickelt und zum Beispiel zum load levelling von Tokyo Electric Power Company in Tsunashima eingesetzt. Einziger Hersteller ist zurzeit NGK Insulators, Ltd. (Japan) (Oertel 2008, S. 63). Die Abhängigkeit von ausländischem Know-How ist daher hier hoch. **10, 0 Punkte.**

#### *Druckluftspeicher (konventionell)*

Die Bewertung im Hinblick auf Energieimporte erfolgt hier analog zur Energiespeicherung mittels H<sub>2</sub>-Elektrolyse (Power-to-Gas). Die Erfahrungen und Kompetenzen für Druckluftspeicher konzentrieren sich gemäß den zwei vorhandenen Anlagen nur auf Deutschland und die USA. In den USA befinden sich zwar gegenwärtig deutlich mehr neue Anlagen zur Druckluftspeicherung in Planung als in Deutschland. Die Umsetzung stagniert jedoch. In Deutschland sind unabhängig davon vergleichbare Kompetenzen vorhanden. Die Abhängigkeit von ausländischem Know-How wird daher hier als gering eingeschätzt. **10,10 Punkte.**

#### *Druckluftspeicher (adiabat)*

Die Bewertung im Hinblick auf Energieimporte erfolgt hier analog zur Energiespeicherung mittels H<sub>2</sub>-Elektrolyse (Power-to-Gas) und diejenige bezogen auf Know-How analog zu konventionellen Druckluftspeichern. **10,10 Punkte.**

#### *Pumpspeicher (konventionell)*

Die Bewertung im Hinblick auf Energieimporte erfolgt hier analog zur Energiespeicherung mittels H<sub>2</sub>-Elektrolyse (Power-to-Gas). Aufgrund der langjährigen Erfahrungen für den Bau und Betrieb von Pumpspeichern in Deutschland gibt es keine Abhängigkeit von ausländischem Know-How. **10, 10 Punkte.**

#### *Pumpspeicher (Nutzung von Bergbaustollen)*

Die Bewertung im Hinblick auf Energieimporte erfolgt hier analog zur Energiespeicherung mittels H<sub>2</sub>-Elektrolyse (Power-to-Gas). Es gibt zwar für die innovative Nutzung noch keine

---

<sup>33</sup> Seite 27

Erfahrungen, aber die Kompetenzen für die zugehörige Forschung, Entwicklung und Demonstration sind vorhanden. Dies gilt insbesondere für die Regionen wie z.B. Nordrhein-Westfalen in denen durch den Berg- und Tagebau u.a. die erforderlichen Kompetenzen vorhanden sind. Eine Abhängigkeit von ausländischem Know-How gibt es daher nicht.

**10, 10 Punkte.**

#### **Beschäftigungspotenzial (direkt, indirekt)**

Beim Kriterium „Beschäftigungspotenzial“ werden die beiden Unterkriterien „direkt“ und „indirekt“ differenziert.<sup>34</sup> Für beide Unterkriterien werden jeweils 0 bis 10 Punkte vergeben, die Punkteangaben in den Klammern beziehen sich jeweils entsprechend auf diese beiden Unterkriterien. Die Bewertungsskala zum Beschäftigungspotenzial wird demnach wie folgt linear aufgespannt:

- Hohes Beschäftigungspotenzial (je 10 Punkte), wenn direkt bzw. indirekt mit vielen neuen Jobs zu rechnen ist
- Niedriges Beschäftigungspotenzial (je 0 Punkte), wenn direkt bzw. indirekt kaum mit neuen Jobs durch die Technik zu rechnen ist.

#### *Abregelung von Wind und PV*

Die Flexibilisierungsoption wird bereits serienmäßig eingesetzt und erfolgt automatisiert durch den Netzbetreiber. Der Bedarf an Forschung und Entwicklung sowie der Aufwand für Fertigung, Installation und Betrieb ist im Vergleich zur Gesamtanlage sehr gering. Das Beschäftigungspotenzial wird daher sowohl direkt als auch indirekt als vernachlässigbar gering eingestuft.

**0, 0 Punkte.**<sup>35</sup>

#### *HGÜ Freileitungen*

Der Neubau von HGÜ-Freileitungen ist mit nennenswerter Beschäftigung von der Planung bis zur Umsetzung sowie anschließend, jedoch in geringerem Umfang, mit regelmäßigen Wartungsarbeiten verbunden. Angesichts langer Standzeiten der Freileitungen ist die Beschäftigungswirkung zeitlich zum größten Teil auf die Neubauphase begrenzt. Der Betrieb wird voraussichtlich von den heutigen Übertragungsnetzbetreibern übernommen. Die indirekte Beschäftigungswirkung bei Forschungs- und Entwicklung sowie bei Zulieferern wird im Vergleich zur direkten etwas weniger stark eingeschätzt. **5, 3 Punkte.**

#### *HGÜ Kabel*

Die direkte Beschäftigungswirkung für Kabel wird im Vergleich zu Freileitungen aufgrund der zusätzlich erforderlichen Planungen und Arbeiten für den Tiefbau und des höheren Fertigungsaufwandes etwas höher eingeschätzt. Ansonsten erfolgt die Bewertung analog zu der für die HGÜ-Freileitungen. **8, 3 Punkte.**

#### *380 kV AC Freileitungen*

---

<sup>34</sup> Zur direkten Beschäftigung gehören Arbeitsplätze vor allem bei Planern, Herstellern, Installateuren und Dienstleistern, zur indirekten Beschäftigung gehören die Bereiche Forschung und Entwicklung sowie Zulieferung u.ä.

<sup>35</sup> Diese (und die folgenden) Punkteverteilung ist wie folgt zu verstehen: Direkt: 0 und indirekt: 0.

Die Bewertung erfolgt analog zur Bewertung bei den HGÜ-Freileitungen. **5, 3 Punkte.**

#### *380 kV AC Kabel*

Die Bewertung erfolgt analog zur Bewertung bei den HGÜ--Kabeln. **8, 3 Punkte.**

#### *Freileitungsmonitoring*

Für die Umsetzung sind nachträglich zusätzliche Installationsarbeiten entlang der bestehenden Stromleitungen sowie mess- und regelungstechnische Integrationsarbeiten notwendig. Diese können jedoch ggf. mit anderen Instandhaltungsarbeiten gekoppelt werden. Der automatisierte Betrieb wird voraussichtlich vom Netzbetreiber mit übernommen. Es besteht grundsätzlich Forschungs- und Entwicklungsbedarf zur Optimierung des Freileitungsmonitoring. Insgesamt dürfte es sich eher um einen Nischenmarkt handeln. Das einschlägige Beschäftigungspotenzial wird daher insgesamt relativ niedrig eingeschätzt, mit leichtem Vorteil für die direkte Beschäftigung aufgrund der nötigen Installations- und Wartungsarbeiten. **2, 1 Punkte.**

#### *Hochtemperatur-Freileitungsseile*

Da der Einsatz von Hochtemperatur-Freileitungsseilen überwiegend mit der Neubeseilung von bestehenden Leitungen und nicht bzw. weniger mit dem Neubau von Leitungen verbunden wird, wird die direkte Beschäftigungswirkung etwas niedriger als bei den konventionellen Freileitungen eingeschätzt. Im Vergleich dazu besteht hier zwar höherer Forschungs- und Entwicklungsbedarf, der jedoch überwiegend im Ausland abgedeckt wird und zudem nicht sehr beschäftigungsintensiv sein dürfte. Daher wird das indirekte Beschäftigungspotenzial nur als niedrig angesehen. **4, 1 Punkte.**

#### *H2-Elektrolyse + Einspeisung ins Erdgasnetz*

Die einzelnen benötigten Technologien gehören zwar zum Stand der Technik, sie sind aber noch durch relativ kleine Anlagengrößen gekennzeichnet, ihr Einsatz als „Stromspeicher“ ist noch nicht wirtschaftlich darstellbar und es gibt noch viele offene Fragen bezogen auf die Nutzung der Gasinfrastruktur. Kurz- bis mittelfristig stehen daher noch die Weiterentwicklung zwecks Kostensenkung und Hochskalierung von Elektrolyseanlagen, die Durchführung und Evaluierung von Pilot- und Demonstrationsprojekten sowie parallele Untersuchungen zur Nutzung des Gasnetzes im Vordergrund. Bei angestrebten Anlagenleistungen im MW-Bereich ist im Hinblick auf die langfristig erforderlichen Speicherkapazitäten im GW-Bereich mit Tausenden von neuen Anlagen in Deutschland zu rechnen. Bezogen auf die Wasserstoffspeicherung und den Zeitraum bis zum Jahr 2025 wird in (BMWi 2009, S. 79) mit Investitionen in Höhe von umgerechnet ca. 1,8 Mrd. € pro Jahr gerechnet, woraus ein Brutto-Beschäftigungseffekt im Anlagen- und Maschinenbau von ca. 9.000 Beschäftigten abgeleitet wird. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass der internationale Markt für die Herstellung von Elektrolyseuren bisher zwischen fünf Herstellern, zum großen Teil im Ausland, aufgeteilt und weitgehend konsolidiert ist (BMU/UBA (Hrsg.) 2008). Vor diesem Hintergrund wird hier mittelfristig mit einem moderaten, mittleren indirekten und etwas höherem direktem Beschäftigungspotenzial in Deutschland gerechnet. **6, 5 Punkte.**

#### *H2-Elektrolyse + Speicherung in Kavernen*



Die Bewertung erfolgt weitgehend analog zu derjenigen mit Einspeisung ins Gasnetz, wobei die direkte Beschäftigung aufgrund des zusätzlichen Aufwands für die Erzeugung von unterirdischen Kavernen höher als zuvor bewertet wird. **8, 5 Punkte.**

#### *Redox-Flow- und Natrium-Schwefel-Batterien*

Beide Technologien sind noch Gegenstand von Forschungs- und Entwicklung, vor allem im Ausland (Asien), und kommen bisher nur in wenigen Pilotprojekten zum Einsatz. Es gibt weltweit nur einzelne, ausländische Anbieter für diese Batterien. Aufgrund des starken dezentralen Ausbaus insbesondere von Photovoltaikanlagen entsteht in Deutschland jedoch kurz- bis mittelfristig grundsätzlich ein hoher Bedarf an diesen dezentralen Speichertechnologien. Wenn sie sich gegen die Konkurrenz aus konventionellen Blei-Säure-Akkus und innovativen Lithium-Ionen Akkus behaupten können, dann ist mit einem hohen direkten Beschäftigungspotenzial zu rechnen. Zum Vergleich: In (BMWi 2009, S. 79ff) wird im Kontext eines PV-Ausbauszenarios mit einem Bestand von bis zu 975.000 Blei-Säure Akkus im Jahr 2025 gerechnet, was einem Anlagenzuwachs von bis zu 250.000 Anlagen in diesem Jahr entspricht. Die indirekte Beschäftigung in angrenzenden Bereichen wird davon profitieren, das zugehörige Potenzial wird aber eher moderat eingeschätzt.

**Jeweils 10, 6 und 10, 5 Punkte**

#### *Druckluftspeicher (konventionell und adiabat)*

Es gibt heute weltweit nur zwei konventionelle Druckluftspeicher sowie wenige Forschungs- und Demonstrationsprojekte zu adiabaten Druckluftspeichern, die einen deutlich höheren Wirkungsgrad ermöglichen. Aufgrund des Forschungs- und Entwicklungsbedarfs für die adiabate Zukunftstechnologie gehen die einschlägigen Unternehmen nicht davon aus, dass sich der Markt vor 2015 bedeutend entwickeln wird. Für das Jahr 2020 werden nach (BMU/UBA (Hrsg.) 2008) insgesamt weltweit jedoch 10 bis 20 neue Anlagen für möglich gehalten, mit einem Marktvolumen von schätzungsweise etwa 2 Mrd. Euro. In (BMWi 2009, S. 79ff) wird zum Vergleich mit einem jährlichen Investitionsvolumen von ca. 3,5 Mrd. € bezogen auf das Jahr 2025 und einem daraus abgeleiteten Brutto-Beschäftigungseffekt von bis zu 18.000 Beschäftigten gerechnet. Da der Bedarf an Speicherkapazitäten mit dem EE-Ausbau wächst wird mit den Druckluftspeichern grundsätzlich ein hohes direktes Beschäftigungspotenzial verbunden, da Deutschland in diesem Bereich neben den USA technologisch die meisten Kompetenzen aufweist. Das indirekte Beschäftigungspotenzial wird dabei für die ineffizientere konventionelle Technik als relativ gering, für die adiabate Technik dagegen aufgrund des hohen Forschungsbedarfs als hoch angesehen.

**Jeweils 9,3 und 9, 10 Punkte.**

#### *Pumpspeicher (konventionell und innovativ)*

Konventionelle Pumpspeicherwerke sollen kurz- bis mittelfristig in Deutschland und in den Alpenländern, so weit möglich, weiter ausgebaut werden. Zusätzlich wird der Umbau der Speicherseen in Skandinavien zu Pumpspeicherwerke und die innovative Nutzung von Bergwerken und Tagebauen als Pumpspeicherwerke diskutiert und untersucht. Vor diesem Hintergrund und den vorhandenen breiten Kompetenzen in Deutschland wird mit beiden Technologievarianten ein relativ hohes direktes Beschäftigungspotenzial verbunden. Allein in der Entwicklungsphase von neuen Anlagen (Planung und Bau) dürften zumindest lokal große Beschäftigungseffekte ausgelöst werden. Im anschließenden Betrieb sowie langfristig

ist dagegen eher mit relativ niedriger Beschäftigung zu rechnen. Die indirekten Beschäftigungswirkungen werden für die konventionelle Technik im Vergleich zur innovativen Nutzung nur relativ niedrig eingeschätzt. Unter anderem aufgrund des bestehenden umfangreichen und breiten disziplinären Aufwands für Forschung-, Entwicklung und Demonstration für innovative Pumpspeicherwerke wird das indirekte Beschäftigungspotenzial diesbezüglich als hoch angesehen. **Jeweils 9,3 und 9, 10 Punkte.**

### **Gesellschaftliche Akzeptanz (Image, Initiativen, Transparenz)**

Die Bewertungsskala für die gesellschaftliche Akzeptanz, die hier durch das allgemeine Image, die Anzahl von – kritischen – Initiativen und durch die bestehende Transparenz beschrieben wird, wird wie folgt linear aufgespannt:

- Hohe Akzeptanz (je 10 Punkte), wenn die Option positiv wahrgenommen wird, es keine bzw. kaum Initiativen dagegen gibt und die Transparenz durch viele – neutrale – Informationen, Veranstaltungen etc. allgemein hoch ist
- Niedrige Akzeptanz (je 0 Punkte), wenn die Option negativ wahrgenommen wird, es viele bzw. zunehmend Initiativen dagegen gibt und die Transparenz durch wenige, eher allgemeine bzw. einseitige Informationen etc. allgemein gering ist

### *Abregelung von Wind und PV*

Die Abregelung von EE-Strom passt zwar grundsätzlich nicht gut zu den allgemeinen Erwartungen, die mit dem EE-Ausbau und der Energiewende verbunden werden, im Vergleich zum Neubau von Stromleitungen wird jedoch diesbezüglich eine überwiegend positive Wahrnehmung unterstellt. Zudem dürfte diese Option im Vergleich zu den meisten anderen betrachteten Optionen generell weniger im Mittelpunkt der gesellschaftlichen Diskussion stehen. Es sind einerseits keine Initiativen bekannt, die sich direkt bzw. überwiegend kritisch mit diesem Thema befassen, andererseits gibt es auch keine Unterstützung dafür. Insgesamt dürfte die Option eher toleriert als akzeptiert werden. Die Informationslage wurde zunehmend verbessert, ist gut und aktuell, die Informationen stammen aber nahezu ausschließlich von den Netzbetreibern und sind daher nicht unabhängig. **7, 7, 6 Punkte.**<sup>36</sup>

### *HGÜ Freileitungen*

Der Neubau von Freileitungen, egal ob in HGÜ- oder AC-Technik, wird aufgrund ihrer starken optischen Beeinträchtigung des Landschaftsbildes (s.u.) und ihrer befürchteten gesundheitsschädigenden Auswirkungen von den Betroffenen in der Regel sehr negativ wahrgenommen. Dementsprechend gibt es vor allem lokal viele Initiativen, die den Neubau kritisch begleiten und ihm Widerstand leisten. Da es sich bei der HGÜ-Technik noch um eine relativ junge Planung handelt, gibt es dazu noch nicht so viele konkrete einschlägige Informationen und Veranstaltungen wie zu den AC-Freileitungen. Die Transparenz wird daher etwas weniger gut eingestuft als bei den AC-Freileitungen (s.u.). **0, 0, 6 Punkte.**

---

<sup>36</sup> Diese (und die folgenden) Punkteverteilung ist wie folgt zu verstehen: Image:7, Initiativen: 7 und Transparenz: 6.

### *HGÜ Kabel*

Die unterirdische Verlegung von Kabeln wird häufig von den Betroffenen und kritischen Initiativen entlang der geplanten Neubautrassen als Alternative zu Freileitungen gefordert. Gleichwohl stellen Kabellösungen lediglich einen Kompromiss dar, der zwar eine bessere, aber nicht unbedingt hohe Akzeptanz finden. **5, 5, 7 Punkte.**

### *380 kV AC Freileitungen*

Die Bewertung erfolgt in den ersten beiden Unterpunkten, Image und Initiativen, analog zum Fall der HGÜ-Freileitungen. Die mangelnde gesellschaftliche Akzeptanz ist einer der wesentlichen Gründe für die vielen Verzögerungen beim Netzausbau. Die Transparenz wird jedoch im Unterschied dazu mittlerweile aufgrund der vielfältigen Informationen auch von unabhängiger bzw. kritischer Seite sowie der Konsultationen und Veranstaltungen im Rahmen der Netzentwicklungspläne als hoch angesehen. **0, 0, 10 Punkte.**

### *380 kV AC Kabel*

Die Bewertung zu AC-Kabeln erfolgt in den ersten beiden Unterpunkten, Image und Initiativen, analog zu den HGÜ-Kabeln. Die Transparenz wird aufgrund bekannterer Technik und Informationen etwas höher eingeschätzt. **5, 5, 8 Punkte.**

### *Freileitungsmonitoring*

Die nachträgliche Ausstattung von Freileitungen mit Anlagen zum Freileitungsmonitoring dürfte nach eigener Einschätzung besser akzeptiert werden als Aus- oder Neubau von Freileitungen. In der Öffentlichkeit dürfte diese Option jedoch weniger bekannt sein, u. a. auch aufgrund des bisher sehr begrenzten Einsatzes. Die allgemeine Akzeptanz wird daher im Kontext des Leitungsausbaus eher niedrig bzw. nicht neutral ausfallen. Es sind jedoch keine Initiativen bekannt, die sich dezidiert diesem Thema widmen. Die Option wird in der zweiten dena Netzstudie dargestellt und analysiert und es sind grundsätzliche Informationen verfügbar. Darüber hinaus wird das Thema aber wenig „beworben“ und kommuniziert, so dass die Transparenz als neutral eingestuft wird. **3, 10, 5 Punkte.**

### *Hochtemperatur-Freileitungsseile*

Die Verstärkung von bestehenden Stromleitungen durch Hochtemperatur-Freileitungsseile dürfte zwar grundsätzlich auf etwas höhere Akzeptanz als Neubauten stoßen. Die Option ist im Vergleich dazu allerdings auch weniger bekannt. Sie wird daher voraussichtlich von der allgemeinen negativen Wahrnehmung und kritischen Diskussion des Stromnetzausbaus überlagert werden und wird vom Image her entsprechend den Freileitungen bewertet. Da sich Initiativen mehr gegen den Neubau als gegen die Optimierung und Verstärkung des Stromnetzes wenden, wird die Option in dieser Hinsicht etwas besser als die Freileitungen bewertet. Die Informationslage wird zwar ähnlich wie beim Freileitungsmonitoring gesehen, die Transparenz wird dennoch aufgrund der spezielleren, allgemein schwieriger zu verstehenden Thematik etwas weniger gut bewertet. **0, 3, 3 Punkte.**

### *H<sub>2</sub>-Elektrolyse + Einspeisung ins Erdgasnetz*

Die Wasserstoffspeicherung steht in der Fachwelt und in der Politik heute noch zahlreichen Kritikern gegenüber, die die Nutzung von Wasserstoff als Energiespeicher für erneuerbaren Energien als nicht wirtschaftlich tragbar ansehen (UBA 2007, S. 116). Die öffentliche Wahr-

nehmung wird dagegen überwiegend positiv eingeschätzt, da das Konzept proaktiv und zu Gunsten der Energiewende beworben wird und vom Prinzip her leicht verständlich ist. Aufgrund der bereits bestehenden Gasinfrastruktur wird es zudem im Unterschied zu neuen Stromleitungen nur punktuell, d. h. in der Nähe der Standorte, direkt Betroffene geben, die sich dann eventuell gegen diese Option aussprechen. Initiativen gegen die Option sind nicht bekannt, allerdings gibt es vor allem aus ökonomischen Gründen, einige kritische Stimmen und daher keine volle Punktzahl zu diesem Akzeptanzaspekt. Es gibt viele Informationen, vor allem im Internet, sowie diverse Fachveranstaltungen. **10, 8, 8 Punkte.**

#### *H2-Elektrolyse + Speicherung in Kavernen*

Im Unterschied zur Option mit Nutzung des bestehenden Gasnetzes müssen hier eigene Kavernen ausgesohlt werden. Da es diesbezüglich bei Gasspeichern im Untergrund bereits lokale Akzeptanzschwierigkeiten gibt, wegen der möglichen Beeinträchtigung der Stabilität von Grund und Boden im Umkreis der Kaverne, wird die Option vom Image her im Vergleich zur vorigen Option deutlich schlechter (neutral) eingestuft. Aus dem gleichen Grund wird die Akzeptanz im Hinblick auf kritische Initiativen etwas schwächer eingeschätzt als bei der vorigen Option, da bezogen auf die Kavernen eher mit neuen, kritischen, lokalen Initiativen zu rechnen ist. Zur direkten Einspeisung von Wasserstoff in Kavernen gibt es im Vergleich zur Einspeisung ins Gasnetz deutlich weniger, insbesondere allgemeinverständliche, Informationen sowie Veranstaltungen. Die Transparenz wird daher nur halb so gut bewertet wie im vorigen Fall. **5, 7, 4 Punkte.**

#### *Redox-Flow- und Natrium-Schwefel-Batterien*

Diese dezentralen Speichertechniken werden voraussichtlich in sehr großer Zahl in der Nähe von Verbrauchern installiert. Es ist daher trotz räumlich begrenzter, punktueller Wirkung mit vielen Betroffenen zu rechnen, die sich z. B. aufgrund von Emissionen aus dem Betrieb, potenziellen technischen Risiken oder aufgrund der eingesetzten Chemikalien vermutlich eher gegen die Technik aussprechen werden. Der mangelnden Akzeptanz kann allerdings im Vorfeld durch proaktive Bürgerbeteiligung und angepasste Standortauswahl z. B. auf Gewerbeflächen entgegengewirkt werden, weshalb sie hier etwas besser bewertet wird als im Fall des Neubaus von Freileitungen. Aufgrund fehlender Anwendung gibt es noch keine kritischen Initiativen oder Stimmen gegen die Option. Damit ist allerdings auch eine eher schlechte allgemeine Informationslage verbunden, so dass die Transparenz relativ niedrig bewertet wird. **Jeweils 2, 10, 2 Punkte.**

#### *Druckluftspeicher (konventionell und adiabat)*

Das Image und die lokale Wahrnehmung werden wie bei der Wasserstoffspeicherung vor allem durch die Kavernennutzung und zusätzlich noch durch das Kraftwerk am Standort der Kaverne geprägt. Andererseits dürften Druckluftspeicher als Speichertechnik für erneuerbaren Energien und damit die Energiewende allgemein positiver wahrgenommen werden als der Leitungsneubau und viele kleine dezentrale Batterien. Die adiabate Zukunftstechnik wird daher vom Image her ähnlich wie die Wasserstoffspeicherung bewertet, die ineffizientere konventionelle Technik dagegen etwas schlechter. Im Vergleich zur Wasserstoffspeicherung gibt es weniger – populäre – proaktive Initiativen und bei einem konkreten Vorhaben ist aufgrund der zuvor genannten Gründe mit der Bildung lokaler kritischer Initiativen zu rechnen. Daher wird dieser Aspekt im Vergleich zu Wasserstoff nur neutral bewertet, mit einem

Punktabschlag für die ineffizientere Technik. Es gibt einige auch allgemeinverständliche Informationen u. a. von neutraler Seite wie z. B. Bine e.V., so dass die Transparenz zur konventionellen Technik als mittel eingestuft wird. Zur adiabaten Zukunftstechnik gibt es überwiegend fachspezifische Informationen zur Forschung und Entwicklung aus einschlägigen Quellen, so dass die Transparenz diesbezüglich relativ niedrig angesehen wird.

**4, 4, 5 und 5, 5, 2 Punkte.**

#### *Pumpspeicher (konventionell)*

Der Aus- oder Neubau von konventionellen Pumpspeicherwerken wird lokal in der Regel überwiegend negativ wahrgenommen, da damit große und sichtbare Eingriffe in das Landschaftsbild und die Umwelt verbunden sind. Im Unterschied zum Leitungsneubau und auch zu den vielen dezentralen Batterien, ist das Image aber vor allem räumlich konzentriert und nicht allgemein negativ besetzt und wird daher etwas besser als bei den Batterien eingestuft. Die lokalen Widerstände sind in der Regel stark und beeinflussen die Projekte erheblich, die Akzeptanz ist diesbezüglich niedrig (Beispiel PSW-Atdorf). Es gibt viele, in der Regel auch gut allgemeinverständliche Informationen sowie einige Veranstaltungen zum Thema, so dass die Transparenz relativ hoch eingeschätzt wird. **3, 0, 8 Punkte.**

#### *Pumpspeicher (Nutzung von Bergbaustollen)*

Die innovative Nutzung von Pumpspeichern ist mit deutlich weniger sichtbaren Eingriffen verbunden und bietet die Chance, alte vorhandene Bergwerke neu und für die Energiewende zu nutzen. Diese Option wird daher im Hinblick auf die allgemeine Wahrnehmung im Vergleich zur konventionellen Technik doppelt so gut bewertet. Da sich die Option noch in der Erforschung befindet gibt es momentan überwiegend einschlägige proaktive Initiativen. Wenn es zu Demonstrations- und Pilotprojekten kommt, dann ist allerdings auch mit kritischen lokalen Initiativen zu rechnen. Dieser Akzeptanzfaktor wird daher insgesamt neutral und somit im Vergleich zur konventionellen Technik deutlich besser bewertet. Aufgrund der noch frühen Entwicklungsphase gibt es bisher relativ wenige, hauptsächlich fachspezifische Informationen und Veranstaltungen von einschlägiger Seite. Die Transparenz wird daher niedrig bewertet. **6, 5, 0 Punkte.**

### **Auswirkungen auf das Landschaftsbild**

Die „Auswirkungen auf das Landschaftsbild“ wurden nach eigener Einschätzung wie folgt bewertet:

- Geringe Auswirkung (10 Punkte), d. h. geringe Anzahl an sichtbaren Elementen bzw. geringe Sichtbarkeit insgesamt
- Hohe Auswirkung (0 Punkte), d. h. hohe Anzahl an Elementen bzw. hohe Sichtbarkeit

#### *Abregelung von Wind und PV*

Für die Abregelung sind keine zusätzlichen sichtbaren Elemente erforderlich und somit keine zusätzlichen Auswirkungen auf das Landschaftsbild zu erwarten. **10 Punkte**

#### *HGÜ Freileitungen*

Neue Freileitungen, egal ob als HGÜ oder AC, weisen aufgrund der vielen Masten und der Leitungen dazwischen eine hohe zusätzliche Auswirkung auf. **0 Punkte**

### *HGÜ Kabel*

Die Kabel werden zwar unterirdisch verlegt und sind dann nicht mehr sichtbar. Entlang der Trasse wird aber die Vegetation auf einer Breite von bis zu 15 m entfernt. Damit sind je nach Situation entsprechende zusätzliche sichtbare Auswirkungen verbunden. Zumindest am Anfang und am Ende der Kabeltrasse werden zudem Umrichteranlagen errichtet, mit punktueller Auswirkung. Die Auswirkung der Option auf das Landschaftsbild wird daher als mittel eingestuft. **5 Punkte**

### *380 kV AC Freileitungen*

Neue Freileitungen, egal ob als HGÜ oder AC, weisen aufgrund der vielen Masten und der Leitungen dazwischen eine hohe zusätzliche Auswirkung auf. **0 Punkte**

### *380 kV AC Kabel*

Die Bewertung folgt analog zu der von HGÜ-Kabeln, wobei je nach Länge etwa alle 25 bis 30 km noch zusätzliche Kompensationsanlagen errichtet werden müssen. Da längere Leitungen u. a. aus ökonomischen Gründen eher vermieden werden, wird dies bei der Bewertung nicht zusätzlich berücksichtigt. Lange AC-Kabeltrassen sind ansonsten im Vergleich zu HGÜ-Kabeln im Hinblick auf das Landschaftsbild etwas schlechter zu bewerten. **5 Punkte**

### *Freileitungsmonitoring*

Für die Nutzung von Freileitungsmonitoring sind kaum zusätzliche und in der Regel wenig sichtbaren Elemente erforderlich und somit keine zusätzlichen Auswirkungen auf das Landschaftsbild zu erwarten. **10 Punkte**

### *Hochtemperatur-Freileitungsseile*

Die Bewertung erfolgt analog zu HGÜ- und AC-Freileitungen. **10 Punkte**

### *H<sub>2</sub>-Elektrolyse + Einspeisung ins Erdgasnetz*

Für die Speicherung von großen Mengen an EE-Strom in Form von Wasserstoff, der ins Gasnetz eingespeist wird, wird eine Vielzahl von Elektrolyseanlagen erforderlich. Diese werden voraussichtlich in der Nähe von Windparks und damit überwiegend „auf der grünen Wiese“ stehen. Die Auswirkung auf das Landschaftsbild ist demnach prinzipiell hoch, jedoch im Vergleich zu Freileitungen „nur“ punktuell wirksam und wird daher etwas besser, d. h. nur relativ hoch, bewertet. **3 Punkte**

### *H<sub>2</sub>-Elektrolyse + Speicherung in Kavernen*

Die Bewertung erfolgt analog zur vorigen Option Wasserstoff mit Einspeisung ins Erdgasnetz. **3 Punkte**

### *Redox-Flow- und Natrium-Schwefel-Batterien*

Wie im Fall der Wasserstoffspeicherung (s.o.) wird zwar eine Vielzahl von neuen Anlagen erforderlich sein. Diese werden aber voraussichtlich vorrangig in städtischen Gebieten, zum Teil in Gebäuden integriert errichtet und betrieben. Damit sind zwar ggf. hohe Auswirkungen auf das Stadtbild verbunden aber weniger im Hinblick auf die Landschaft. Diese Auswirkung wird daher relativ niedrig, aber immer noch höher als im Fall von Abregelung und Freileitungsmonitoring bewertet. **7 Punkte**

#### *Druckluftspeicher (konventionell)*

Die erforderliche Kraftwerksanlage ist mit einer nennenswerten, jedoch örtlich begrenzten Auswirkung auf das Landschaftsbild verbunden. **3 Punkte**

#### *Druckluftspeicher (adiabat)*

Innovative adiabate Druckluftspeicher benötigen im Unterschied zur konventionellen Technologie keinen Erdgasanschluss und werden daher hier etwas besser bewertet. **4 Punkte**

#### *Pumpspeicher (konventionell)*

Konventionelle Pumpspeicherwerke haben aufgrund der erforderlichen großen Wasserbecken und ggf. zusätzlichen Staumauern eine sehr hohe Auswirkung auf das Landschaftsbild.

**0 Punkte**

#### *Pumpspeicher (Nutzung von Bergbaustollen)*

Innovative Pumpspeicherkonzepte, die alte Bergbaustollen nutzen, benötigen „nur“ noch an der Oberfläche entsprechende Wasserbecken und Kraftwerksanlagen. Sie werden daher zwar besser als die konventionellen Anlagen bewertet, ihre Auswirkung ist aber immer noch relativ hoch und vergleichbar der von konventionellen Druckluftspeichern. **3 Punkte**

### **5.3.4 Bewertung innerhalb der Kategorie „Ökologie“**

Sofern verfügbar, wurden in der Kategorie „Ökologie“ quantitative Größen als Bewertungsgrundlage herangezogen. Die verschiedenen Werte innerhalb eines Kriteriums wurden dabei zu mehreren Clustern zusammengefasst, die jeweils Werte in ähnlicher Größenordnung umfassen. Diesen Clustern wurde anschließend eine Punktzahl so zugeordnet, dass auf der Skala von 0 bis 10 Unterschiede auch zwischen solchen Alternativen erkennbar bleiben, die verschiedenen Clustern zugeordnet wurden, aber dennoch nahe beieinander liegen. Es wurde demnach keine lineare Umrechnung der quantitativen Größen auf die Bewertungsskala vorgenommen.

#### **Ressourcenintensität (stofflich)**

Berücksichtigt wird die Nutzung natürlicher stofflicher Ressourcen in einer lebenszyklusweiten Betrachtung. Neben der direkten Nutzung von Ressourcen („Used Extraction“) werden dabei nach Möglichkeit gemäß des TMR- bzw. MI-Konzepts<sup>37</sup> „Rucksackflüsse“ berücksichtigt („Unused Extraction“, z. B. Abraum aus Bergbau und Bodenaushub). Alternativen mit hohem stofflichen Ressourcenbedarf erhalten eine niedrige, solche mit geringem Bedarf eine hohe Bewertung.

Um zumindest eine grobe Vergleichbarkeit von Übertragungs- und Speicherlösungen herzustellen, wurden eigene Überschlagsrechnungen durchgeführt. Diese bestimmen die Größenordnung der absoluten Materialintensität je Technologie bei definiertem Ausbaubedarf bis 2020.

---

<sup>37</sup> TMR = Total Material Requirement. Indikator zur Bestimmung der auf globaler Ebene erfolgten Primärmaterialentnahme. Anwendung auf volkswirtschaftlicher Ebene (Schütz und Bringezu 2008). MI = „Material-Input“ als Summe der verbrauchten Ressourcen. Indikator zur Anwendung auf Produktebene (Ritthoff et al. 2002).

Für Netztechnologien wurden dabei verfügbare spezifische Materialintensitäten auf einen Ausbaubedarf von 4.000 Trassenkilometern (Tkm) (Dena 2010) hochgerechnet – unter der vereinfachenden Annahme, dass der gesamte Ausbaubedarf jeweils nur durch eine der vier betrachteten Alternativen (AC oder HGÜ, Erdkabel oder Freileitung) gedeckt wird.

Für die betrachteten Speicher wurde ausgehend von einem definierten Ausbaubedarf von Pumpspeichern in Höhe von 8,4 GW bis 2020 (Dena 2010) sowie den technischen Daten des PSW Goldisthal (1.060 MW, 8,5 GWh) die benötigte PSW-Speicherkapazität von ca. 70 GWh bestimmt. Aus dieser Kapazität wurde anschließend der notwendige Erdaushub für die Errichtung von Speicherbecken sowie der direkte Materialaufwand für Druckluftspeicher, H<sub>2</sub>-Kavernenspeicher und Batterien mit der jeweils gleichen Speicherkapazität bestimmt. Die Berechnungen zu Speichern beruhen dabei auf der eigenen Annahme, dass die Speichervolumina ausschlaggebend für die Größenordnung der abiotischen Materialintensität der Technologien sind.

Eine Unsicherheit der Berechnung ergibt sich daraus, dass bei verfügbaren spezifischen Literaturangaben (z. B. kg Material/Trassenkilometer) zu Grunde liegende Annahmen zu Lebensdauer und Betrachtungszeitraum oft nicht bekannt und somit gegebenenfalls mit den Annahmen eigener Berechnungen nicht kompatibel sind.

#### *Abregelung von Wind und PV*

Nach eigener Einschätzung ist die Materialintensität dieser Option sehr gering, da stoffliche Ressourcen nur in geringem Umfang genutzt werden (Steuerungselektronik). Die Abregelung erhält daher neben dem Freileitungsmonitoring die beste Bewertung. **10 Punkte**

#### *HGÜ Freileitungen*

Nach (May 2005) fallen die Anforderung an die Trasse hinsichtlich Masthöhe und -breite im Vergleich zum dreiphasigen Drehstromsystem niedriger aus. Die Option wird daher geringfügig besser bewertet als AC Freileitungen. **9 Punkte**

#### *HGÜ Kabel*

(Ravemark und Normark 2005) schätzt den direkten Materialbedarf je Meter DC Erdkabel auf 3,3 kg Aluminium, 1,4 kg Kupfer, 2,3 kg PVC und 6,1 kg PEX (gesamt 13,1 kg). Unter Berücksichtigung der Bereitstellung der Materialien bis zur Rohstoffextraktion ergibt sich hieraus nach der Materialintensitäten-Tabelle (MIT) (WI 2011) eine abiotische Materialintensität von ca. 0,6 t/m, was bei einem unterstellten Ausbau der HGÜ-Trassen um 4.000 km etwa 2,4 Mio. t entspräche. **7 Punkte**

#### *380 kV AC Freileitungen*

(Ravemark und Normark 2005) schätzt den direkten Materialbedarf einer Drehstrom-Freileitung größer ein als den eines Gleichstromkabels und gibt folgenden Materialeinsatz je Meter AC Freileitung an: 2,1 kg Aluminium, 100 kg Stahl, 0,3 kg Keramik, 376,3 kg Beton (gesamt: 478,8kg). Hieraus ergibt sich nach eigener Berechnung auf Grundlage (WI 2011) eine abiotische Materialintensität von ca. 1,5 t/m oder umgerechnet auf einen Ausbau von 4.000 Tkm mit AC Freileitungen absolut etwa 6 Mio. t. **8 Punkte**

#### *380 kV AC Kabel*



Die Größenordnung der Materialintensität des Ausbaus von Drehstromerkabeln ist nach eigener Einschätzung vergleichbar mit der von HGÜ Erdkabeln. **8 Punkte**

#### *Freileitungsmonitoring*

Nach eigener Einschätzung ist die Materialintensität dieser Option sehr gering, da stoffliche Ressourcen nur in geringem Umfang genutzt werden (Steuerungselektronik, ggfs. Glasfaserleiter, die in vielen Freileitungen aber bereits enthalten sind). Das Monitoring erhält daher neben der Abregelung die beste Bewertung. **10 Punkte**

#### *Hochtemperatur-Freileitungsseile*

Im Vergleich zu klassischen Freileitungsseilen könnten HT-Freileitungen durch den Einsatz von Legierungen und Verbundstoffen eventuell einen höheren Aufwand stofflicher Ressourcen verursachen. Weil die Maßnahme aber bei Neubeseilung vorhandene Infrastrukturen weiternutzt und so den Ressourcenbedarf reduziert, wird sie im Vergleich zum Ausbau von AC Freileitungen besser bewertet. **9 Punkte**

#### *H<sub>2</sub>-Elektrolyse + Einspeisung ins Erdgasnetz*

Im Vergleich zur Elektrolyse mit Kavernenspeicher ergibt sich ein deutlich geringerer stofflicher Aufwand durch den Wegfall der materialintensiven Errichtung des Speichers und die Nutzung vorhandener Infrastrukturen. **9 Punkte**

#### *H<sub>2</sub>-Elektrolyse + Speicherung in Kavernen*

Zur Berechnung der erforderlichen Materialbewegung zur Errichtung des Speichers wird die Energiedichte von Wasserstoff auf 130 kWh/m<sup>3</sup> bei 20 °C und 50 bar sowie die Dichte von Salzgestein auf ca. 2,2 t/m<sup>3</sup> geschätzt. Für die Schaffung von 70 GWh Speicherkapazität ist demnach ein Kavernenvolumen von insgesamt 0,5 Mio. m<sup>3</sup> und damit die Aussolung von etwa 1,2 Mio. t Salzgestein erforderlich. Nach (Nölke 2006) erfordert die Aussolung von Kavernenspeichern zudem für 1 m<sup>3</sup> Hohlraum ca. 8 m<sup>3</sup> Süßwasser, woraus sich hier zusätzlich ein Bedarf von 4 Mio. m<sup>3</sup> bzw. t Süßwasser ergibt. **8 Punkte**

#### *Redox-Flow-Batterien*

Der Materialaufwand wird beispielhaft an Hand von Vanadium-Bromid-Batterien mit einer angenommenen Energiedichte von 40 Wh/kg bestimmt. Für eine hypothetische Speicherkapazität von 70 GWh ergibt sich hieraus ein direkter Materialaufwand von 1,8 Mio. t. Um die im Vergleich zu zentralen Speicherlösungen (z. B. Pumpspeicher) wesentlich kürzere Lebensdauer von Batteriespeichern zu berücksichtigen, wird der Materialaufwand bei großzügig geschätzter Lebensdauer von 20 Jahren auf einen Betrachtungszeitraum von 80 Jahren hochgerechnet, wodurch sich ein direkter Materialaufwand von rund 7 Mio. t ergibt. Auf Grund fehlender Daten ist eine Hochrechnung der Materialmenge des Speichermediums auf die Materialintensität nicht möglich – nach eigener Einschätzung sind bei der Gewinnung von Vanadium und Brom aber keine hohen Rucksackflüsse zu erwarten. **5 Punkte**

#### *Natrium-Schwefel-Batterien*

Für die Batterien wird eine Energiedichte von 130 Wh/kg angenommen, woraus sich für eine Speicherkapazität von 70 GWh ein direkter Materialaufwand von 0,5 Mio. t ergibt. Dieser wird wie bereits zur Redox-Flow-Batterie beschrieben mit einer Lebensdauer von 20 Jahren auf einen Betrachtungszeitraum von 80 Jahren hochgerechnet, woraus sich ein direkter Materialaufwand von 2 Mio. t ergibt. Auf Grund fehlender Daten ist eine Hochrechnung der

Materialmenge des Speichermediums auf die Materialintensität nicht möglich – nach eigener Einschätzung sind bei der Gewinnung von Natrium und Schwefel aber keine hohen Rucksackflüsse zu erwarten. **6 Punkte**

*Druckluftspeicher (konventionell)*

Zur Berechnung der erforderlichen Materialbewegung für die Errichtung des Speichers wird die Energiedichte der Druckluft bei 30 bar auf  $1 \text{ kWh/m}^3$  sowie die Dichte von Salzgestein auf ca.  $2,2 \text{ t/m}^3$  geschätzt. Für die Schaffung von 70 GWh Speicherkapazität ist demnach ein Kavernenvolumen von insgesamt 70 Mio.  $\text{m}^3$  und damit die Beseitigung von etwa 154 Mio. t Salzgestein erforderlich. Nach (Nölke 2006) benötigt die Aussolung zudem 560 Mio.  $\text{m}^3$  bzw. t Süßwasser. Konventionelle Druckluftspeicher sind zudem gekennzeichnet durch ihren Erdgasbedarf im Betrieb (vgl. Kriterium „energetische Ressourcenintensität“). **0 Punkte**

*Druckluftspeicher (adiabat)*

Das erforderliche Speichervolumen für eine Kapazität von 70 GWh (und damit die Materialintensität der Speichergewinnung) unterscheidet sich nicht von konventionellen Druckluftspeichern. Nach eigener Einschätzung überwiegt hinsichtlich des stofflichen Ressourcenbedarfs der Wegfall der Erdgasinfrastruktur gegenüber dem zusätzlichen Aufwand des thermischen Speichers, weshalb der adiabate im Vergleich zum konventionellen Druckluftspeicher geringfügig besser bewertet wird. Der Verzicht auf eine Erdgas-Zufeuerung bei der Expansion des Speichermediums wird im Übrigen bei der Bewertung der energetischen Ressourcenintensität berücksichtigt. **1 Punkt**

*Pumpspeicher (konventionell)*

Durch den Bau von Ober- und ggfs. Unterbecken werden erhebliche Erdbewegungen verursacht. Für das PSW Goldisthal wird die Energiedichte des Speicherwassers bei einer Fallhöhe von 100 m auf  $0,3 \text{ kWh/m}^3$  beziffert. Bei einer Kapazität des PSW von 8,5 GWh (1.060 MW Leistung, 8 h Entladedauer) erfordert dies ein Oberbecken mit einem Volumen von 28 Mio.  $\text{m}^3$  (ca. 48 Mio. t Erde). Der zuvor definierte Ausbaubedarf von 70 GWh verursacht demnach einen Gesamt-Erdaushub von ca. 384 Mio. t. In dieser Abschätzung ist nur der Aushub der Oberbecken, nicht aber der weitere Materialaufwand für Turbinen, Staumauern und ggfs. zu errichtende Unterbecken enthalten. **2 Punkte**

*Pumpspeicher (Nutzung von Bergbaustollen)*

Durch den Bau eines Oberbeckens ist mit erheblichen Erdbewegungen zu rechnen. Der Materialaufwand wird zwar geringer eingeschätzt als bei der Errichtung konventioneller Pumpspeicher, bewegt sich aber in der gleichen Größenordnung. **3 Punkte**

Die folgende Tabelle 5-6 zeigt die quantitative Abschätzung des stofflichen Ressourcenbedarfs aller Alternativen im Überblick.

Tabelle 5-6: Abschätzung der stofflichen Ressourcenintensität der untersuchten Alternativen

Alternative	Wert (Mio. t, Ausbau 2020)	Punktzahl
Abregelung von Wind und PV	≈ 0	10
HGÜ Freileitungen	< 6	7
HGÜ Kabel	2,4	8
380 kV AC Freileitungen	6	6
380 kV AC Kabel	2,4	8
Freileitungsmonitoring	≈ 0	10
Hochtemperatur-Freileitungsseile	< 1	9
H <sub>2</sub> -Elektrolyse + Einspeisung ins Erdgasnetz	< 1	9
H <sub>2</sub> -Elektrolyse + Speicherung in Kavernen	1,2 (Gestein) + 4 (Wasser)	8
Redox-Flow-Batterien	7 + x	5
Natrium-Schwefel-Batterien	2 + x	6
Druckluftspeicher (konventionell)	154 (Gestein) + 560 (Wasser) + x	0
Druckluftspeicher (adiabat)	154 (Gestein) + 560 (Wasser) + x	1
Pumpspeicher (konventionell)	384 + x	2
Pumpspeicher (Nutzung von Bergbaustollen)	< 384 + x	3

Quelle: Eigene Analysen

### Ressourcenintensität (energetisch)

Berücksichtigt wird die Nutzung natürlicher energetischer Ressourcen in einer lebenszyklusweiten Betrachtung.

Hierbei wird nach Möglichkeit eine Quantifizierung des Energieaufwandes (aus nicht-erneuerbaren Quellen) in  $GJ_{th}$  pro verlagertem  $GWh_{el}$  vorgenommen. Dieser berücksichtigt sowohl den Energiebedarf in der Vorkette der Materialbereitstellung der Anlageninfrastruktur als auch einen möglichen Energieeinsatz im Betrieb. Nicht berücksichtigt werden hier dagegen die primäre Erzeugung des zeitlich oder räumlich zu verlagernden Stroms und damit auch nicht die jeweiligen Systemwirkungsgrade der Lösungsalternativen, die bereits als technologisches Kriterium verglichen werden.

Für die Netztechnologien wurden eigene überschlägige Berechnungen des nicht-erneuerbaren kumulierten Energieaufwandes (KEA) der Anlageninfrastruktur mit Hilfe der Ökobilanzsoftware Umberto durchgeführt. Hierfür wurde folgende Übertragungsaufgabe definiert: Stromtransport über eine Distanz von 400 km, Lebensdauer der Trasse von 60 Jahren, Auslastung 20 %, Übertragungsleistung 2.000 MW. Im Betrachtungszeitraum entspricht dies einer Übertragung von 216 TWh elektrischer Energie (ohne Berücksichtigung

von Verlusten). Der Materialbedarf der jeweiligen Trasse nach (Ravemark und Normark 2005), der bereits in der Beschreibung der stofflichen Ressourcenintensität aufgeführt ist, wurde mit Prozessdaten aus der Ökobilanzdatenbank ecoinvent 2.2 verknüpft, um so den Energieaufwand der Netz-Infrastruktur zu bestimmen.

Alternativen mit hohem energetischen Ressourcenbedarf erhalten eine niedrige, solche mit geringem Bedarf eine hohe Bewertung.

#### *Abregelung von Wind und PV*

Die Maßnahme verursacht keinen relevanten Bedarf an energetischen Ressourcen.  
**10 Punkte**

#### *HGÜ Freileitungen*

Die Größenordnung des energetischen Aufwandes entspricht der einer AC Freileitung.  
**9 Punkte**

#### *HGÜ Kabel*

Nach eigenen Berechnungen ergibt sich ein Energieaufwand der Erdkabel-Infrastruktur von 407 TJ<sub>th</sub>. Bezogen auf die zuvor angegebene Übertragungsmenge (216 TWh) kann hieraus ein spezifischer Energieinput der Infrastruktur von 1,9 GJ<sub>th</sub>/GWh<sub>el</sub> errechnet werden.  
**9 Punkte**

#### *380 kV AC Freileitungen*

Nach eigenen Berechnungen ergibt sich ein Energieaufwand der Freileitungs-Infrastruktur von 1.344 TJ<sub>th</sub>. Bezogen auf die Übertragungsmenge (216 TWh) kann hieraus ein spezifischer Energieinput der Infrastruktur von 6,2 GJ<sub>th</sub>/GWh<sub>el</sub> berechnet werden.<sup>38</sup> **9 Punkte**

#### *380 kV AC Kabel*

Die Größenordnung des energetischen Aufwandes entspricht der eines HGÜ Kabels.  
**9 Punkte**

#### *Freileitungsmonitoring*

Die Maßnahme verursacht einen vernachlässigbaren energetischen Ressourcenaufwand und trägt zudem zu einer besseren Auslastung der bestehenden Infrastruktur bei. **10 Punkte**

#### *Hochtemperatur-Freileitungsseile*

Es ist denkbar, dass sich durch den Einsatz von Legierungen und Verbundstoffen und durch veränderte Fertigungsprozesse des Aluminiumleiters ein höherer Aufwand energetischer Ressourcen im Vergleich zu klassischen Freileitungsseilen ergibt. Erhöhte Übertragungsleistungen verringern dagegen den Netzausbaubedarf und den damit verbundenen Energieaufwand. Die Größenordnung des energetischen Ressourcenbedarfs von HT-Freileitungen wird daher als mit klassischen Freileitungen vergleichbar eingeschätzt. **9 Punkte**

---

<sup>38</sup> Aus einer Vergleichsrechnung mit Materialinputs des ecoinvent-Prozesses „transmission network, electricity, high voltage [CH, Infra]“ ergibt sich ein Energieaufwand, der sich (vor dem Hintergrund der Spanne des Energieaufwandes der anderen Alternativen) in der gleichen Größenordnung bewegt, aber mit 1,1 GJ<sub>th</sub>/GWh<sub>el</sub> noch etwas niedriger ausfällt. Grund hierfür ist, dass der ecoinvent-Prozess im Gegensatz zu (Ravemark und Normark 2005) deutlich weniger Stahleinsatz ausweist und keinen Beton enthält.

### *H<sub>2</sub>-Elektrolyse + Einspeisung ins Erdgasnetz*

Der energetische Aufwand wird im Vergleich zur Elektrolyse mit Kavernenspeicher durch den Wegfall des Aufwandes zur Speichererrichtung etwas niedriger eingeschätzt, liegt aber vermutlich in der gleichen Größenordnung. **8 Punkte**

### *H<sub>2</sub>-Elektrolyse + Speicherung in Kavernen*

Hinsichtlich des Infrastrukturaufwandes (Elektrolyseur, Kompressor, Kavernenspeicher, Gasturbine zur Rückverstromung, Wasser als Medium) ist die Alternative am ehesten vergleichbar mit konventionellen Druckluftspeichern und wird entsprechend bewertet (ca. 50 GJ<sub>th</sub>/GWh<sub>el</sub>). Der Energiebedarf der Rückverstromung variiert je nach gewählter Technologie (Brennstoffzelle, Gasturbine, GuD) und ggf. der Art der Mischung z. B. mit Erd- oder Biogas.

**8 Punkte**

### *Redox-Flow-Batterien*

(Denholm und Kulcinski 2003) bestimmen die lebenszyklusweiten Energieinputs von Vanadium-Redox-Batterien unter Berücksichtigung von Infrastruktur (Elektrolyte, Anlagenherstellung, Transporte, Rückbau etc.) und Betrieb der Batterien. Hierbei wird eine Lebensdauer von 20 Jahren und eine durchschnittliche Auslastung von 20 % angenommen. Es ergibt sich (zusätzlich zur Primärerzeugung des gespeicherten Stroms) ein Energiebedarf von 591 GJ<sub>th</sub>/GWh<sub>el</sub>. **5 Punkte**

### *Natrium-Schwefel-Batterien*

(Denholm und Kulcinski 2003) weisen darauf hin, dass batterieelektrische Speichersysteme im Vergleich zu PSW und CAES einen wesentlich höheren Energiebedarf in der Herstellung aufweisen (etwa Faktor 10-15). Dies wird mit komplizierten Herstellungstechniken, Transportaufwand großer Elektrolytmengen und der benötigten Materialien z. B. für Batterieelektroden oder Wechselrichter begründet, während die Herstellung etwa von Turbinen, Kompressoren und Generatoren für CAES als weniger energieintensiv je Einheit Leistung eingeschätzt wird.

Konkrete Zahlen für NaS-Batterien liegen nicht vor. Nach eigener Einschätzung ist die Größenordnung vergleichbar mit Vanadium-Redox-Batterien (591 GJ<sub>th</sub>/GWh<sub>el</sub>). **5 Punkte**

### *Druckluftspeicher (konventionell)*

Konventionelle Druckluftspeicher verbrennen im Vergleich zu gewöhnlichen Gasturbinen etwa ein Drittel der Menge an Erdgas (PowerSouth 2011). Ihre lebenszyklusweiten Energieinputs werden von (Denholm und Kulcinski 2003) bestimmt – unter Berücksichtigung von Infrastruktur (Errichtung von Speichern, Anlagen und Gebäuden, Gasinfrastruktur, Rückbau etc.) und Betrieb des Speichers. Hierbei wird eine Lebensdauer von 40 Jahren und eine Auslastung von 25 % angenommen. Es ergibt sich (zusätzlich zur Primärerzeugung des gespeicherten Stroms) ein Energiebedarf von 5.246 GJ<sub>th</sub>/GWh<sub>el</sub>, wovon erwartungsgemäß nur ein kleiner Anteil von 49 GJ<sub>th</sub>/GWh<sub>el</sub> auf Bau und Betrieb, der Großteil von 5.197 GJ<sub>th</sub>/GWh<sub>el</sub> dagegen auf Brennstoffbedarf und -bereitstellung entfällt. **0 Punkte**

### *Druckluftspeicher (adiabat)*

Adiabate Druckluftspeicher stellen eine lokal brennstoff- und emissionsfreie Speichertechnik dar (VDI 2006), die sich durch die Speicherung und Rückgewinnung der Kompressionswär-

me von konventionellen Druckluftspeichern unterscheidet. So ist es möglich, auf die Zufeuerung von Erdgas teilweise oder vollständig zu verzichten (PEI 2008), weshalb dieser Alternative nur der Energieaufwand aus Bau und Betrieb (ohne Brennstoff) eines konventionellen Druckluftspeichers von etwa  $49 \text{ GJ}_{\text{th}}/\text{GWh}_{\text{el}}$  zugeordnet wird. **8 Punkte**

*Pumpspeicher (konventionell)*

(Denholm und Kulcinski 2003) bestimmen die lebenszyklusweiten Energieinputs von konventionellen Pumpspeichern unter Berücksichtigung von Infrastruktur (Damm- und Tunnelbau, elektrische Ausrüstung, Errichtung von Speicherbecken, Rückbau etc.) und Betrieb der Speicher. Hierbei wird eine Lebensdauer von 60 Jahren und eine Auslastung von 20 % angenommen. Es ergibt sich (zusätzlich zur Primärerzeugung des gespeicherten Stroms) ein Energiebedarf von  $37 \text{ GJ}_{\text{th}}/\text{GWh}_{\text{el}}$ . In einer Sensitivitätsrechnung werden zudem die Auswirkungen einer wesentlich reduzierten Auslastung bei gleichzeitig niedrigerer Lebensdauer errechnet, woraus sich ein Energieaufwand von  $80 \text{ GJ}_{\text{th}}/\text{GWh}_{\text{el}}$  ergibt. **8 Punkte**

*Pumpspeicher (Nutzung von Bergbaustollen)*

Der kumulierte Energieaufwand der Kraftwerksinfrastruktur wird analog zum konventionellen Pumpspeicher als gering eingeschätzt ( $37\text{-}80 \text{ GJ}_{\text{th}}/\text{GWh}_{\text{el}}$ ). **8 Punkte**

Die folgende Tabelle 5-7 zeigt die quantitative Abschätzung des energetischen Ressourcenbedarfs aller Alternativen im Überblick.

Tabelle 5-7: Abschätzung der energetischen Ressourcenintensität der untersuchten Alternativen

Alternative	Wert ( $\text{GJ}_{\text{th}}/\text{GWh}_{\text{el}}$ )	Punktzahl
Abregelung von Wind und PV	$\approx 0$	10
HGÜ Freileitungen	6,2	9
HGÜ Kabel	1,9	9
380 kV AC Freileitungen	6,2	9
380 kV AC Kabel	1,9	9
Freileitungsmonitoring	$\approx 0$	10
Hochtemperatur-Freileitungsseile	6,2	9
H <sub>2</sub> -Elektrolyse + Einspeisung ins Erdgasnetz	< 50	8
H <sub>2</sub> -Elektrolyse + Speicherung in Kavernen	50	8
Redox-Flow-Batterien	591	5
Natrium-Schwefel-Batterien	591	5
Druckluftspeicher (konventionell)	5246	0
Druckluftspeicher (adiabat)	49	8
Pumpspeicher (konventionell)	37-80	8
Pumpspeicher (Nutzung von Bergbaustollen)	37-80	8

Quelle: Eigene Analysen

### **Ressourcenintensität (Fläche)**

Dieses Kriterium stellt einen überschlägigen Vergleich der verschiedenen Technologien in Bezug auf deren jeweilige Flächeninanspruchnahme im Betrieb dar.

Zum Vergleich von Übertragungs- und Speicherlösungen wurden analog zur Vorgehensweise bei der Bestimmung der stofflichen Ressourcenintensität eigene Überschlagsrechnungen durchgeführt. Diese bestimmen die Größenordnung der absoluten Flächenintensität je Technologie bei definiertem Ausbaubedarf bis 2020 (4.000 Trassenkilometer oder 70 GWh Speicherkapazität).

Alternativen mit hohem Flächenbedarf erhalten eine niedrige, solche mit geringem Bedarf eine hohe Bewertung.

#### *Abregelung von Wind und PV*

Die Maßnahme verursacht keinen zusätzlichen Flächenbedarf. **10 Punkte**

#### *HGÜ Freileitungen*

Da nach (May 2005) die Anforderungen an eine HGÜ Freileitungstrasse hinsichtlich der Mastbreite im Vergleich zu AC Freileitungen niedriger ausfallen, wird auch die Flächeninanspruchnahme im Vergleich als etwas geringer eingeschätzt. Die Option wird daher geringfügig besser bewertet als AC Freileitungen. Durch die hohe Flächenintensität der Trasse fällt der zusätzliche Flächenbedarf durch Stromrichterstationen an den Trassenendpunkten (s. auch HGÜ Kabel) kaum ins Gewicht. **1 Punkt**

#### *HGÜ Kabel*

Der Flächenbedarf von Erdkabeltrassen hängt von vielen Parametern ab wie z.B. Anzahl der Kabelsysteme und verwendetes Material zur thermischen Stabilisierung. Nach (Ravemark und Normark 2005) ist für ein Gleichstrom-Erdkabel höchstens ein 4 m breiter Inspektionsweg an der Oberfläche erforderlich.<sup>39</sup> Hieraus ergibt sich bei einem hypothetischen Netzausbau von 4.000 Trassenkilometern (nur HGÜ Kabel) eine Flächeninanspruchnahme von 16 km<sup>2</sup> (weitgehend unbebaut). Durch die flächenintensiven Stromrichterstationen an den Endpunkten der Trassen entsteht ein zusätzlicher Flächenbedarf, der bei sehr hohen Übertragungsleistungen (5.000 MW) bis zu 0,5 km<sup>2</sup> je Station betragen kann (May 2005).<sup>40</sup>

#### **3 Punkte**

#### *380 kV AC Freileitungen*

Nach (dena 2006) beträgt die Trassenbreite während der Betriebsphase etwa 70 m. Ergänzende Angaben finden sich in (May 2005), wonach (allerdings für eine 750 kV Drehstromhochspannungsübertragung) im Betrieb von einer umzäunten (und teilweise z. B. durch

---

<sup>39</sup> Zum Vergleich: Im Rahmen des Projekts ALEGrO ("Aachen Lüttich Electricity Grid Overlay"), welches den Neubau einer HGÜ-Erdkabeltrasse mit einer Übertragungsleistung von ca. 1.000 MW zwischen Deutschland und Belgien vorsieht, wird von einer Grabenbreite von 5 m ausgegangen. Diese steht während der Betriebsphase nur eingeschränkt z.B. für landwirtschaftliche Nutzung zur Verfügung und darf nicht bebaut werden (Amprion 2013a) (Amprion 2013b).

<sup>40</sup> Für die Erweiterung einer bestehenden Umspannanlage um eine Konverterstation wird nach (Amprion 2013a) im Vergleich zu (Ravemark und Normark 2005) nur von einem deutlich geringeren Flächenbedarf von 0,03 km<sup>2</sup> ausgegangen. Die relative Einordnung des Flächenbedarfs von HGÜ-Erdkabeln im Vergleich zu anderen Flexibilisierungsoptionen bleibt jedoch auch unter Berücksichtigung der Angaben des Projekts ALEGrO unverändert, da sie von dem Flächenbedarf für die Kabeltrasse dominiert wird.

Mastfundamente bebauten) Fläche von  $100 \text{ m}^2/\text{km}$  ausgegangen werden kann. Hinzu kommt noch der Flächenverbrauch durch Transformatoren, der aber mit  $10.000\text{-}15.000 \text{ m}^2$  für ein mittelgroßes Umspannwerk nicht von relevanter Größenordnung für den gesamten Flächenbedarf von AC Freileitungen ist. Bei einem Netzausbau von  $4.000$  Trassenkilometern mit AC Freileitungen wäre also bei  $70 \text{ m}$  Trassenbreite eine Fläche von  $280 \text{ km}^2$  erforderlich, die allerdings nur zu geringen Teilen ( $100 \text{ m}^2/\text{km} * 4.000 \text{ km} = 0,4 \text{ km}^2$ ) umzäunt bzw., bebaut wäre. **0 Punkte**

#### *380 kV AC Kabel*

Im Vergleich zu HGÜ Kabeln ergibt sich laut (May 2005) beim Einsatz von AC Kabeln ein zusätzlicher Flächenverbrauch von je  $100 \text{ m}^2$  für die alle  $20 \text{ km}$  nötigen Kompensationseinrichtungen, die den Blindleistungsbedarf sichern. Bei einem Ausbau um  $4.000$  Trassenkilometer summiert sich dieser zusätzliche Flächenverbrauch allerdings nur auf  $0,02 \text{ km}^2$ , zudem besteht im Gegensatz zur Gleichstromübertragung kein Flächenbedarf für Stromrichterstationen. Weil auch für AC Kabel ein Inspektionsweg entlang der gesamten Trasse erforderlich ist, wird die Größenordnung des Flächenbedarfs von AC und HGÜ Erdkabeln insgesamt als vergleichbar eingeschätzt. **3 Punkte**

#### *Freileitungsmonitoring*

Die Maßnahme verursacht keinen zusätzlichen Flächenbedarf und trägt zudem zu einer besseren Auslastung der bestehenden Infrastruktur bei. **10 Punkte**

#### *Hochtemperatur-Freileitungsseile*

Die Maßnahme verursacht keinen zusätzlichen Flächenbedarf und trägt zudem zu einer besseren Auslastung der bestehenden Infrastruktur bei.. **10 Punkte**

#### *H<sub>2</sub>-Elektrolyse + Einspeisung ins Erdgasnetz*

Der Flächenbedarf dieser Alternative ist vergleichbar mit dem eines Ausbaus von H<sub>2</sub>-Elektrolyseuren mit Kavernenspeicher. **8 Punkte**

#### *H<sub>2</sub>-Elektrolyse + Speicherung in Kavernen*

Es wird die Annahme getroffen, dass der Flächenbedarf je Anlage vergleichbar mit dem eines Druckluftspeichers ist (ca.  $0,04 \text{ km}^2$ ), aber im Fall der H<sub>2</sub>-Elektrolyseure durch höhere Energiedichte der Speicherung ( $130 \text{ ggü. } 1 \text{ kWh/m}^3$ ) potenziell eine geringere Anlagenzahl benötigt wird, um den erforderlichen Speicherausbau zu bewältigen. Bei technisch möglichen Kavernenvolumina von bis zu  $0,75 \text{ Mio. m}^3$  gemäß (VDI 2006) reicht zur Schaffung einer Speicherkapazität von  $70 \text{ GWh}$  theoretisch ein einziger H<sub>2</sub>-Speicher mit einem Volumen von  $0,5 \text{ Mio. m}^3$  bereits aus. Für den Vergleich der Alternativen wird hier allerdings die Errichtung von zehn Anlagen mit einem Flächenbedarf von insgesamt ca.  $0,4 \text{ km}^2$  angenommen. **8 Punkte**

#### *Redox-Flow-Batterien*

(Whitehead 2008) beschreibt die Dimensionen der Vanadium-Redox-Durchflussbatterie FB10/100 ( $10 \text{ kW}$  Leistung,  $100 \text{ kWh}$  Energie) wie folgt: „Sie passt mit Tanks und allen Aggregaten in eine  $4,1 \text{ m} \times 2,2 \text{ m} \times 2,4 \text{ m}$  große Box und wiegt mit vollen Tanks  $10,2 \text{ t}$ .“ Die hypothetische Bereitstellung von  $70 \text{ GWh}$  Speicherkapazität durch kleine  $10 \text{ kW}/100 \text{ kWh}$ -Einheiten à  $9,02 \text{ m}^2$  entspräche einer Stellfläche von etwa  $6.3 \text{ km}^2$ .



Aus einer weiteren Übersichtsrechnung ausgehend vor der volumenbezogenen Energiedichte von V-Br-Batterien ( $70 \text{ kWh/m}^3$ ) ergibt sich ein benötigtes Speichervolumen von 1 Mio.  $\text{m}^3$  für 70 GWh. Umgerechnet auf die Höhe der o. g. Durchflussbatterie FB 10/100 von 2,40 entspricht dieses Volumen einer Grundfläche von  $645 \text{ m} \times 645 \text{ m}$  bzw.  $0,4 \text{ km}^2$  (reine Speicher-Stellfläche). Der Bruttoflächenbedarf für 70 GWh Speicherkapazität wird hier für die vergleichende Bewertung der Alternativen geschätzt auf  $1 \text{ km}^2$ . **7 Punkte**

#### *Natrium-Schwefel-Batterien*

Im Vergleich zur V-Br-Batterie weist die NaS-Batterie eine etwa doppelte volumenbezogene Energiedichte auf ( $150 \text{ kWh/m}^3$ ), was bei gleicher Bauhöhe einen halbierten Flächenbedarf bedeutet: Aus  $0,47 \text{ Mio. m}^3$  Speichervolumen ergibt sich bei einer Höhe von 2,40 m (s. o.) eine Grundfläche von  $440 \text{ m} \times 440 \text{ m}$  bzw.  $0,2 \text{ km}^2$  (reine Speicher-Stellfläche). Auch hier wird davon ausgegangen, dass sich ein höherer Bruttoflächenbedarf der Batterien ergibt, der auf  $0,5 \text{ km}^2$  geschätzt wird. **8 Punkte**

#### *Druckluftspeicher (konventionell)*

Nach (PEI 2008) besitzen Druckluftspeicher im Vergleich zu PSW einen geringeren Oberflächenfußabdruck.

Der Flächenbedarf des hypothetischen Ausbaus von CAES auf 70 GWh Speicherkapazität wurde hier wie folgt abgeschätzt: Bei Kavernenvolumina von bis zu  $750.000 \text{ m}^3$  (VDI 2006) und einer Energiedichte der Druckluft von  $1 \text{ kWh/m}^3$  kann die genannte Kapazität theoretisch mit 93 Anlagen abgedeckt werden; für die Flächenermittlung wird hier von 100 Druckluftspeichern ausgegangen. Nach eigener Abschätzung auf Grundlage von Satellitenfotos entspricht die Grundfläche des einzigen deutschen Druckluftspeichers in Huntorf ca.  $40.000 \text{ m}^2$  ( $0,04 \text{ km}^2$ ), woraus sich für 100 Anlagen eine Fläche von ca.  $4 \text{ km}^2$  ergibt. **6 Punkte**

#### *Druckluftspeicher (adiabat)*

Die Flächeninanspruchnahme entspricht der eines Ausbaus von konventionellen Druckluftspeichern. **6 Punkte**

#### *Pumpspeicher (konventionell)*

(Universität Duisburg-Essen 2009) benennt den hohen Flächenverbrauch als eines der Probleme klassischer Pumpspeicher. Auch (PEI 2008) hebt hervor, dass die Diskussion um die ökologischen Auswirkungen großtechnischer PSW an Bedeutung gewinnt.

Im Fall des Schluchseewerks (1.400 MW, 13 GWh) bedeutet dies etwa, dass durch eine dauerhafte Flächeninanspruchnahme insbesondere durch das Oberbecken ( $58,5 \text{ ha}$ ;  $0,6 \text{ km}^2$ ) und das Unterbecken ( $49,8 \text{ ha}$ ;  $0,5 \text{ km}^2$ ) die heutige Nutzung als Waldfläche verloren geht (Schluchseewerk 2010). Ein Zubau von 6 PSW dieses Typs, der etwa dem hier definierten Ausbaubedarf bis 2020 entspräche, würde somit eine Flächeninanspruchnahme von etwa  $6,6 \text{ km}^2$  allein durch die Speicherbecken bedeuten. **5 Punkte**

#### *Pumpspeicher (Nutzung von Bergbaustollen)*

Bei einer möglichen Nutzung von Steinkohlegruben für Unterflur-Pumpspeicher müssen nur teilweise oberflächlich Staubecken gebaut werden, während auch unter Tage existierende Hohlräume genutzt werden können (Universität Duisburg-Essen 2009). Die oberirdische

Flächeninanspruchnahme wird daher etwas geringer eingeschätzt als im Fall von klassischen Pumpspeichern. **6 Punkte**

Die folgende Tabelle 5-8 zeigt die quantitative Abschätzung des Flächenbedarfs aller Alternativen im Überblick.

Tabelle 5-8: Abschätzung der Flächenbedarfs der untersuchten Alternativen

Alternative	Wert (km <sup>2</sup> , Ausbau 2020)	Punktzahl
Abregelung von Wind und PV	0	10
HGÜ Freileitungen	< 280	1
HGÜ Kabel	16 + x	3
380 kV AC Freileitungen	280	0
380 kV AC Kabel	16 + x	3
Freileitungsmonitoring	≈ 0	10
Hochtemperatur-Freileitungsseile	≈ 0	10
H <sub>2</sub> -Elektrolyse + Einspeisung ins Erdgasnetz	0,4	8
H <sub>2</sub> -Elektrolyse + Speicherung in Kavernen	0,4	8
Redox-Flow-Batterien	1	7
Natrium-Schwefel-Batterien	0,5	8
Druckluftspeicher (konventionell)	4	6
Druckluftspeicher (adiabat)	4	6
Pumpspeicher (konventionell)	6,6	5
Pumpspeicher (Nutzung von Bergbaustollen)	< 6,6	6

Quelle: Eigene Analysen

### Kritische Ressourcen

Zentrale Aspekte der Kritikalität sind die geologische Verfügbarkeit, Substituierbarkeit und Liefersituation (z. B. Anzahl von Lieferregionen, erwartete Nutzungskonkurrenzen oder marktbeherrschende Stellung einzelner Bergbauunternehmen) von Ressourcen, die für den angenommenen Ausbaupfad benötigt werden. Daneben ist von Bedeutung, wie sich die Umweltrelevanz der Gewinnung dieser Stoffe verändern wird, wenn aufgrund steigender Nachfrage andere Lagerstätten oder veränderte Abbauverfahren (z. B. „Fracking“-Verfahren) zum Einsatz kommen sollten. Ziel ist es, „kritische“ Materialien zu bewerten, bei denen es entweder durch begrenzte Verfügbarkeit zu Ressourcenengpässen kommen kann oder die Umweltgefährlichkeit der Gewinnung die gesetzten Ausbauziele gefährden könnte.

Je höher die Wahrscheinlichkeit und das Ausmaß einer Abhängigkeit von kritischen Ressourcen eingeschätzt wird, desto schlechter wird die Alternative bewertet.

#### *Alle betrachteten Alternativen*

Hinsichtlich der betrachteten Alternativen findet sich in der Literatur kein Hinweis auf Abhängigkeiten von gegenwärtig oder zukünftig knappen/kritischen Ressourcen. Alle Optionen werden daher einheitlich gut bewertet. **10 Punkte**

Weil zwischen den einzelnen Alternativen auf Grund der Datenlage keine Differenzierung möglich ist, wird das Kriterium „kritische Ressourcen“ in der multikriteriellen Analyse nicht berücksichtigt. Dafür wird die Gewichtung dieses Unterkriteriums auf 0 % gesetzt (siehe Kapitel 5.4.1)

#### **Recycling**

Es wird abgeschätzt, ob die eingesetzten Ressourcen nach Ablauf der Lebensdauer überwiegend stofflich wiederverwertbar sind.

Eine hohe Recyclingquote wird positiv bewertet.

#### *Abregelung von Wind und PV*

Es sind keine Recyclingprobleme zu erwarten, da die Maßnahme kaum Ressourceneinsatz verursacht. Sie wird daher besser bewertet als materialintensive Lösungen. **10 Punkte**

#### *HGÜ Freileitungen*

Es gibt keine Hinweise auf ein problematisches Recycling der verwendeten Materialien. **8 Punkte**

#### *HGÜ Kabel*

Auf Grund der bereits im Zusammenhang mit der Bewertung der stofflichen Ressourcenintensität genannten Materialien wird das Recycling von HGÜ Kabeln als relativ unproblematisch eingeschätzt. Allerdings besteht wahrscheinlich wie bei AC Kabeln auch die Notwendigkeit, einige Baustoffe zu entsorgen oder im Erdreich zu belassen. **5 Punkte**

#### *380 kV AC Freileitungen*

Nach (Universität Duisburg-Essen 2009) können die verwendeten Materialien, insbesondere für Masten und Leiterseile verwendeten Metalle, recycelt werden. Auch die im Zusammenhang mit der Bewertung der stofflichen Ressourcenintensität genannten Materialien deuten nicht auf ein problematisches Recycling hin. **8 Punkte**

#### *380 kV AC Kabel*

(Universität Duisburg-Essen 2009) weist darauf hin, dass insbesondere die verwendeten Metalle recycelt werden können. Weitere Baustoffe (Kabelisolierungen aus Kunststoff, Abdeckungen aus Beton oder GFK, PE-Rohre etc.) müssen dagegen entsorgt werden oder verbleiben voraussichtlich im Erdreich (Drainagen oder Schutzrohre), sofern ein Rückbau mit vergleichsweise aufwändigen Eingriffen verbunden wäre. **5 Punkte**

#### *Freileitungsmonitoring*

Es sind keine Recyclingprobleme zu erwarten, da die Maßnahme kaum Ressourceneinsatz verursacht. Sie wird daher besser bewertet als materialintensive Lösungen. **10 Punkte**

*Hochtemperatur-Freileitungsseile*

Es gibt keine Hinweise auf ein problematisches Recycling der verwendeten Legierungen und Verbundstoffe. **8 Punkte**

*H<sub>2</sub>-Elektrolyse + Einspeisung ins Erdgasnetz*

Es gibt keine Hinweise auf ein problematisches Recycling der verwendeten Materialien. **8 Punkte**

*H<sub>2</sub>-Elektrolyse + Speicherung in Kavernen*

Es gibt keine Hinweise auf ein problematisches Recycling der verwendeten Materialien. **8 Punkte**

*Redox-Flow-Batterien*

Als Vorteil einer Vanadium-Vanadium-Batterie beschreibt (Neupert et al. 2009, 53), dass die Elektrolyte beim Lade-/Entladezyklus keine strukturellen Änderungen erfahren, also nicht degradieren, so dass nur die sonstigen Komponenten der Batterie am Ende ihrer Lebensdauer entsorgt bzw. verwertet werden müssen, während die Vanadiumlösung wiederverwendet werden kann. Diese Eigenschaft ist allerdings bei Varianten mit unterschiedlichen Halbzellen (wie z. B. V-Br-Batterien) nicht gegeben. Es wird deshalb in der Bewertung berücksichtigt, dass auch für Redox-Flow-Batterien zumindest in Teilen ein Elektrolyt-Recycling erforderlich ist. Dieses ist nach eigener Einschätzung aufwändiger und ermöglicht geringere Verwertungsquoten als z. B. das Recycling von Stahl, Aluminium oder Beton bei anderen betrachteten Optionen. Aussagen hierzu sind in der untersuchten Literatur jedoch kaum verfügbar. **4 Punkte**

*Natrium-Schwefel-Batterien*

Nach (Acurex 1995, 27ff) ist ein Recycling von NaS-Batterien grundsätzlich möglich. In der Forschung werden diverse chemische Verwertungsverfahren diskutiert, über die sich verschiedene Produkte (z. B. elementarer Schwefel oder Natriumsulfat und Natriumchlorid) rückgewinnen lassen. Sofern entsprechende Märkte existieren, können die Produkte verkauft werden oder müssen andernfalls verbrannt oder deponiert werden. Auch für eine Deponierung ist in jedem Fall eine chemische Behandlung der als Gefahrgut klassifizierten hochreaktiven Elektrolyte erforderlich. Auf Grund der geringen Verbreitung von NaS-Batterien existiert zumindest derzeit keine Recyclinginfrastruktur. Es wird hier davon ausgegangen, dass Batterie- bzw. Elektrolyt-Recycling aufwändiger ist und geringere Verwertungsquoten ermöglicht als z. B. das Recycling von Stahl, Aluminium oder Beton. **0 Punkte**

*Druckluftspeicher (konventionell)*

Es gibt keine Hinweise auf ein problematisches Recycling der verwendeten Materialien. **8 Punkte**

*Druckluftspeicher (adiabat)*

Es gibt keine Hinweise auf ein problematisches Recycling der verwendeten Materialien. **8 Punkte**

*Pumpspeicher (konventionell)*

Es gibt keine Hinweise auf ein problematisches Recycling der verwendeten Materialien. **8 Punkte**

### *Pumpspeicher (Nutzung von Bergbaustollen)*

Es gibt keine Hinweise auf ein problematisches Recycling der verwendeten Materialien.  
**8 Punkte**

### **Treibhausgasemissionen**

In einer lebenszyklusweiten Betrachtung werden jeweils diejenigen Treibhausgasemissionen bewertet, die bei der Herstellung, dem Gebrauch und der Entsorgung der betrachteten Alternative anfallen. Hierbei werden in der Regel zumindest die wichtigsten Klimagase  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$  und  $\text{N}_2\text{O}$  berücksichtigt und in  $\text{kg CO}_2$ -Äquivalenten je verlagerter GWh elektrischer Energie angegeben.

Nicht berücksichtigt werden hier dagegen die primäre Erzeugung des zeitlich oder räumlich zu verlagernden Stroms und damit die jeweiligen Systemwirkungsgrade. Zwar sind die Emissionen der Infrastrukturbereitstellung in vielen Fällen weniger relevant als die Effekte unterschiedlich hoher Übertragungsverluste, letztere werden aber bereits an anderer Stelle als technisches Kriterium verglichen.

Quantitative Angaben zu diesem Kriterium beruhen teils auf eigenen Berechnungen, teils auf Literaturangaben. Bei spezifischen Angaben aus der Literatur ( $\text{t CO}_2/\text{GWh}$ ) sind Annahmen zu Lebensdauer und Nutzungsintensität der Technologien nicht immer bekannt. Die genannten Werte können daher nur für einen groben Vergleich der Optionen dienen. Um entfernungsbezogene Literaturangaben (z. B.  $\text{t CO}_2\text{-Äq./km}$ ) auf den Stromtransport zu beziehen (in  $\text{t CO}_2\text{-Äq./GWh}_{\text{el}}$ ), wurde erneut auf die für das Kriterium „Ressourcenintensität (energetisch)“ für die Netzoptionen definierte hypothetische Übertragungsaufgabe zurückgegriffen (Übertragung von 216 TWh über 400 km).

Je niedriger die Treibhausgasemissionen sind, desto höher erfolgt die Bewertung.

### *Abregelung von Wind und PV*

Die Maßnahme verursacht keine relevanten Treibhausgasemissionen. **10 Punkte**

### *HGÜ Freileitungen*

Laut (May 2005) werden allein zwei Drittel des lebenszyklusweiten Treibhauspotenzials von HGÜ Freileitungen durch Lachgasemissionen verursacht, die auf eine Ionisierung von Luftmolekülen entlang der Leitungen während des Betriebs zurückzuführen sind. Zur Bewertung der Alternative wird daher hier davon ausgegangen, dass sich die Gesamtemissionen je Meter Freileitung zu 1/3 aus infrastrukturbedingten Emissionen im gleichen Umfang wie bei AC Freileitungen ( $365,4 \text{ kg CO}_2\text{-Äq.}$ ) und zu 2/3 aus betriebsbedingten Emissionen zusammensetzen. Aus der Umrechnung des resultierenden Wertes von  $1096 \text{ kg CO}_2\text{-Äq./m HGÜ Kabel}$  auf die o. g. Übertragungsaufgabe ( $1.096 \text{ t/km} \cdot 400 \text{ km}/216 \text{ TWh}$ ) ergeben sich spezifische THG-Emissionen von  $2,0 \text{ t CO}_2\text{-Äq./GWh}_{\text{el}}$  ( $2,0 \text{ g/kWh}_{\text{el}}$ ). **6 Punkte**

### *HGÜ Kabel*

Die Klimawirkung des Materialeinsatzes einer Übertragungsleitung über die gesamte Lebensdauer wird von (Ravemark und Normark 2005) pro Meter Gleichstromkabel auf  $64,5 \text{ kg}$

CO<sub>2</sub>-Äquivalente beziffert.<sup>41</sup> Wird dieser Wert auf die oben genannte Übertragungsaufgabe umgerechnet (64,5 t/km\*400 km/216 TWh), so ergeben sich spezifische THG-Emissionen von 0,1 t CO<sub>2</sub>-Äq./GWh<sub>el</sub> (0,1 g/kWh<sub>el</sub>). **8 Punkte**

#### *380 kV AC Freileitungen*

Die Klimawirkung des Materialeinsatzes einer AC Freileitung über die gesamte Lebensdauer wird von (Ravemark und Normark 2005) im Vergleich zum Gleichstromkabel deutlich höher eingeschätzt und je Meter Freileitung auf 365,4 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalente beziffert.<sup>42</sup> Umgerechnet auf die o. g. Übertragungsaufgabe (365,4 t/km\*400 km/216 TWh) resultieren hieraus 0,7 t CO<sub>2</sub>-Äq./GWh<sub>el</sub> (0,7 g/kWh<sub>el</sub>). **7 Punkte**

#### *380 kV AC Kabel*

Die Größenordnung der lebenszyklusweiten spezifischen THG-Emissionen wird als vergleichbar mit der Alternative HGÜ Kabel eingeschätzt. **8 Punkte**

#### *Freileitungsmonitoring*

Auf Grund des geringen Aufwands zur Durchführung der Maßnahme wird die lebenszyklusweite Treibhauswirkung des Monitorings als sehr gering eingeschätzt. Durch ihren Beitrag zu einer besseren Auslastung der bestehenden Infrastruktur wird die Maßnahme zudem noch etwas besser bewertet als klassische Freileitungen. **9 Punkte**

#### *Hochtemperatur-Freileitungsseile*

Es ist denkbar, dass sich durch den Einsatz von Legierungen und Verbundstoffen und durch veränderte Fertigungsprozesse des Aluminiumleiters höhere infrastrukturbedingte THG-Emissionen im Vergleich zu klassischen Freileitungsseilen ergeben. Erhöhte Übertragungsleistungen sowie die bei dieser Alternative entfallende Notwendigkeit des Neubaus von Trassen führen dagegen gegenüber dem Netzausbau durch neue Trassen zu niedrigeren Emissionen klimawirksamer Gase. Die Größenordnung des Treibhauspotenzials von HT-Freileitungen wird daher als mit klassischen Freileitungen vergleichbar eingeschätzt. **7 Punkte**

#### *H<sub>2</sub>-Elektrolyse + Einspeisung ins Erdgasnetz*

Die spezifischen THG-Emissionen der Alternative sind nach eigener Einschätzung vergleichbar mit denen der H<sub>2</sub>-Elektrolyse mit Kavernenspeicher. **9 Punkte**

#### *H<sub>2</sub>-Elektrolyse + Speicherung in Kavernen*

Die einzig verfügbare LCA zur H<sub>2</sub>-Erzeugung aus Windstrom (ohne Berücksichtigung der Rückverstromung) zeigt, dass THG-Emissionen der Prozesskette im Wesentlichen durch Herstellung und Betrieb der Windenergieanlage zur Primärerzeugung, nicht dagegen durch Elektrolyse, Kompression und Speicherung von Wasserstoff verursacht werden (NREL 2004, 7). Lebenszyklus-Emissionen der Windstromerzeugung betragen allerdings nur etwa 10

---

<sup>41</sup> Aus einer eigenen Kontrollrechnung mit der Ökobilanzsoftware Umberto wird aus der Materialzusammensetzung eines HGÜ Kabels nach (Ravemark und Normark 2005) (vgl. Kriterium „Ressourcenintensität (stofflich)“) eine Klimawirkung (GWP100) von 47 kg CO<sub>2</sub>-Äq./m Gleichstromkabel bestimmt, wodurch die in der o. g. Quelle angeführte Größenordnung bestätigt wird.

<sup>42</sup> Auch dieser Wert wurde in einer eigenen Kontrollrechnung mit Umberto überprüft, aus der sich für die Materialzusammensetzung einer Freileitung nach (Ravemark und Normark 2005) mit 268 kg CO<sub>2</sub>-Äq./m ebenfalls ein Wert in vergleichbarer Größenordnung ergibt.

g/kWh, woraus hier die Schlussfolgerung ergeht, dass dem Verfahren zur H<sub>2</sub>-Erzeugung und –Speicherung hinsichtlich der Klimawirkung nur eine geringe Bedeutung zukommt. Es wird mangels weiterführender Daten geschätzt, dass die Größenordnung der spezifischen THG-Emissionen der H<sub>2</sub>-Elektrolyse vergleichbar ist mit jener adiabater Druckluftspeicher (0,03 t CO<sub>2</sub>-Äq./GWh<sub>el</sub> (0,03 g/kWh<sub>e</sub>). Die THG-Emissionen der Rückverstromung variieren stark je nach gewählter Technologie (Brennstoffzelle, Gasturbine, GuD) und der Mischung z. B. mit Erd- oder Biogas. **9 Punkte**

#### *Redox-Flow-Batterien*

Für Vanadium-Redox-Batterien geben (Denholm und Kulcinski 2003) lebenszyklusweite THG-Emissionen in Höhe von 64,9 t CO<sub>2</sub>-Äq./GWh<sub>el</sub> an (64,9 g/kWh<sub>el</sub>). **3 Punkte**

#### *Natrium-Schwefel-Batterien*

Quantitative Angaben zur THG-Bilanz von NaS-Batterien sind in der herangezogenen Literatur nicht verfügbar. Nach (Denholm und Kulcinski 2003) weisen batterieelektrische Speicher aber grundsätzlich höhere herstellungsbedingte Treibhausgasemissionen auf als etwa Pump- oder Druckluftspeicher. Die Größenordnung der spezifischen THG-Emissionen von NaS-Batterien wird daher als vergleichbar mit Vanadium-Redox-Batterien eingeschätzt. **3 Punkte**

#### *Druckluftspeicher (konventionell)*

Als einzige der bewerteten Alternativen verursachen konventionelle Druckluftspeicher große Mengen an THG-Emissionen in der Betriebsphase: Nach (PowerSouth 2011) verbrennen sie im Vergleich zu gewöhnlichen Gasturbinen bei der Rückverstromung etwa ein Drittel der Menge an Erdgas und verursachen damit ein Drittel der THG-Emissionen solcher Turbinen. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen durch den Bau und Betrieb eines Druckluftspeicherkraftwerks werden dagegen durch (Oeser et al. 2006) als vernachlässigbar gering bezeichnet und auf nur 0,03 g CO<sub>2</sub>/kWh beziffert. Lebenszyklusweite THG-Emissionen konventioneller Druckluftspeicher werden durch (Denholm und Kulcinski 2003) bestimmt – unter Berücksichtigung von Infrastruktur (Errichtung von Speichern, Anlagen und Gebäuden, Gasinfrastruktur, Rückbau etc.) und Betrieb des Speichers. Hierbei wird eine Lebensdauer von 40 Jahren und eine Auslastung von 25 % angenommen. Es ergeben sich (zusätzlich zur Primärerzeugung des gespeicherten Stroms) Treibhausgasemissionen von 291 t CO<sub>2</sub>-Äq./GWh<sub>el</sub>, (291 g/kWh<sub>el</sub>), die erwartungsgemäß überwiegend auf Brennstoffbedarf und -bereitstellung entfallen. **0 Punkte**

#### *Druckluftspeicher (adiabat)*

Adiabate Druckluftspeicher stellen eine lokal brennstoff- und emissionsfreie Speichertechnik dar (VDI 2006), die sich durch die Speicherung und Rückgewinnung der Kompressionswärme von konventionellen Druckluftspeichern unterscheidet. So ist es möglich, auf die Zufeuerung von Erdgas teilweise oder vollständig zu verzichten (PEI 2008). In der Bewertung wird hier von einem vollständigen Verzicht auf die Erdgaszufueuerung ausgegangen, weshalb dieser Alternative nur die Treibhausgasemissionen aus Bau und Betrieb eines konventionellen Druckluftspeichers (ohne Brennstoffnutzung) nach (Oeser et al. 2006) von etwa 0,03 t CO<sub>2</sub>-Äq./GWh<sub>el</sub> (0,03 g/kWh<sub>el</sub>) zugeordnet werden. **9 Punkte**

### *Pumpspeicher (konventionell)*

(Denholm und Kulcinski 2003) nennen die Speicherbecken von PSW als mögliche Quelle von THG-Emissionen: Durch die Flutung der Becken wird absterbendes Pflanzenmaterial aerob (unter Bildung von CO<sub>2</sub>) oder anaerob (unter Bildung von CO<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub>) abgebaut. Die Menge der so entstehenden Treibhausgase ist dabei abhängig von der Größe der Speicherbecken, der vorherigen Flächennutzung (z. B. Landwirtschaft oder Wald) und dem Klima.

(Denholm und Kulcinski 2003) bestimmen zudem die lebenszyklusweiten THG-Emissionen von konventionellen Pumpspeichern unter Berücksichtigung von Infrastruktur (Damm- und Tunnelbau, elektrische Ausrüstung, Errichtung von Speicherbecken, Rückbau etc.) und Betrieb der Speicher. Hierbei wird eine Lebensdauer von 60 Jahren und eine Auslastung von 20 % angenommen. Es ergeben sich (zusätzlich zur Primärerzeugung des gespeicherten Stroms) THG-Emissionen von 3 t CO<sub>2</sub>-Äq./GWh<sub>el</sub> (3 g/kWh<sub>el</sub>). In einer Sensitivitätsrechnung werden zudem die Auswirkungen einer wesentlich reduzierten Auslastung und niedrigeren Lebensdauer errechnet, woraus sich THG-Emissionen von 6 t CO<sub>2</sub>-Äq./GWh<sub>el</sub> (6 g/kWh<sub>el</sub>) ergeben. Aus der Quelle geht jedoch nicht eindeutig hervor, ob eine Abschätzung der o. g. Emissionen aus dem Abbau von Biomasse im Speicherbecken in dieser Rechnung bereits berücksichtigt ist. Bei der Bewertung dieser Alternative wird hier davon ausgegangen, dass dies der Fall ist. **5 Punkte**

### *Pumpspeicher (Nutzung von Bergbaustollen)*

Nach eigener Abschätzung wird davon ausgegangen, dass konventionelle und innovative Pumpspeicherkonzepte spezifische THG-Emissionen in vergleichbarer Größenordnung verursachen. Den innovativen Pumpspeichern werden daher ebenfalls (Denholm und Kulcinski 2003) Emissionen von 3 bis 6 t CO<sub>2</sub>-Äq./GWh<sub>el</sub> (3 bis 6 g/kWh<sub>el</sub>) zugeordnet.

### **5 Punkte**

Die folgende Tabelle 5-9 zeigt die quantitative Abschätzung der spezifischen THG-Emissionen aller Alternativen im Überblick.



Tabelle 5-9: Abschätzung der lebenszyklusweiten THG-Emissionen der untersuchten Alternativen

Alternative	Wert (t CO <sub>2</sub> -Äq./GWh <sub>el</sub> )	Punktzahl
Abregelung von Wind und PV	≈ 0	10
HGÜ Freileitungen	2	6
HGÜ Kabel	0,1	8
380 kV AC Freileitungen	0,7	7
380 kV AC Kabel	0,1	8
Freileitungsmonitoring	≈ 0	9
Hochtemperatur-Freileitungsseile	0,7	7
H <sub>2</sub> -Elektrolyse + Einspeisung ins Erdgasnetz	0,03	9
H <sub>2</sub> -Elektrolyse + Speicherung in Kavernen	0,03	9
Redox-Flow-Batterien	65	3
Natrium-Schwefel-Batterien	65	3
Druckluftspeicher (konventionell)	291	0
Druckluftspeicher (adiabat)	0,03	9
Pumpspeicher (konventionell)	3-6	5
Pumpspeicher (Nutzung von Bergbaustollen)	3-6	5

Quelle: Eigene Analysen

### Weitere Emissionen: Schadstoffe

Hier werden direkte Emissionen weiterer nicht-klimarelevanter Emissionen bewertet, wie etwa NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub> oder Feinstaub. Darüber hinaus wird der Einsatz von Stoffen berücksichtigt, die in der Technologie verbaut sind und gegebenenfalls an die Umwelt abgegeben werden könnten. Weil Lebenszyklusweite und vergleichbare Angaben zu den Schadstoffemissionen der Technologien nicht verfügbar sind, konzentriert sich die Bewertung auf Emissionen, die am Anlagenstandort bei der Errichtung und im Normalbetrieb auftreten.

Dabei gilt als allgemeiner Bewertungsgrundsatz: Je höher die o. g. Emissionen ausfallen bzw. je größer der entsprechend betroffene Bezugsraum ist, desto schlechter die Bewertung. Unter Berücksichtigung der mit der Errichtung ihrer Speicher verbundenen Entsorgungsproblematik erhalten dabei alle Optionen mit Kavernenspeicher die schlechteste Bewertung.

#### *Abregelung von Wind und PV*

Mit der Maßnahme sind keine direkten Schadstoffemissionen verbunden, weshalb sie die beste Bewertung erhält. **10 Punkte**

### *HGÜ Freileitungen*

Durch die Ionisierung von Luftmolekülen entlang der Leiterseile kommt es zur Bildung von Ozon (O<sub>3</sub>) und Stickoxiden (NO<sub>x</sub>). Produktionsraten bzw. Konzentrationen im nahen Umfeld von Hochspannungsfreileitungen werden oft nur geschätzt und hängen zudem stark von den Witterungsbedingungen ab. Durch die Bildung von Raumladungswolken ist dieser Effekt insbesondere bei der Gleichstromübertragung relevant. (May 2005) Die Gefahr der Mobilisierung toxischer Mastanstriche besteht nach eigener Abschätzung ähnlich wie bei AC Freileitungen. **6 Punkte**

### *HGÜ Kabel*

Relevante Schadstoffeinträge sind am Nutzungsort nicht zu erwarten. **9 Punkte**

### *380 kV AC Freileitungen*

(Universität Duisburg-Essen 2009) beschreibt die Auswirkungen von Koronaentladungen wie folgt: „Die entstehenden Ionen können mit dem Wind verfrachtet und bis in einen Abstand von bis zu mehreren Kilometern nachgewiesen werden. Sie können ihre Ladung auf andere Partikel (insbesondere Luftschadstoffe) übertragen, die dann aufgrund ihrer Ladung eher an Objekten angelagert werden.“ Die Quelle nennt zudem die Möglichkeit einer Kontamination von Böden, Pflanzen und Grundwasser durch schwermetallhaltige Korrosionsanstriche bei der regelmäßig erforderlichen Erneuerung des Korrosionsschutzes sowie beim Rückbau von Masten. **7 Punkte**

### *380 kV AC Kabel*

Relevante Schadstoffeinträge sind am Nutzungsort nicht zu erwarten. Zu dieser Einschätzung kommt auch (Universität Duisburg-Essen 2009). **9 Punkte**

### *Freileitungsmonitoring*

Aus dem Monitoring vorhandener Freileitungen ergibt sich keine Verstärkung der durch Mastanstriche verursachten Problematik, während eine Zunahme der zu AC Freileitung beschriebenen Ionisierung von Luftmolekülen denkbar ist. Die Option wird daher im Vergleich zum Ausbau von AC Freileitungen etwas besser bewertet. **8 Punkte**

### *Hochtemperatur-Freileitungsseile*

Aus einer Neubeseilung ergibt sich keine Verstärkung der durch Mastanstriche verursachten Problematik, während eine Zunahme der zu AC Freileitung beschriebenen Ionisierung von Luftmolekülen denkbar ist. Die Option wird daher im Vergleich zum Ausbau von AC Freileitungen etwas besser bewertet. **8 Punkte**

### *H<sub>2</sub>-Elektrolyse + Einspeisung ins Erdgasnetz*

Relevante Schadstoffeinträge sind am Nutzungsort nicht zu erwarten. **9 Punkte**

### *H<sub>2</sub>-Elektrolyse + Speicherung in Kavernen*

Unter Berücksichtigung der Entsorgungsproblematik, die sich gemäß (Nölke 2006) aus der Kavernenherstellung für die anfallende Sole ergibt, erhält diese Variante der Elektrolyse eine schlechte Bewertung. **0 Punkte**

### *Redox-Flow-Batterien*

Relevante Schadstoffeinträge sind am Nutzungsort nicht zu erwarten. **9 Punkte**

### *Natrium-Schwefel-Batterien*

Relevante Schadstoffeinträge sind am Nutzungsort nicht zu erwarten. **9 Punkte**

Druckluftspeicher (konventionell)

Nach (Cyphelli et al. 2004, 22) werden bei der Nutzung konventioneller Druckluftspeicher keine kritischen Stoffe und Materialien eingesetzt oder in die Umgebung emittiert. Dennoch wird die Alternative schlecht bewertet: Grund ist die Berücksichtigung der Entsorgungsproblematik, die sich gemäß (Nölke 2006) aus der Kavernenherstellung für die anfallende Sole ergibt. **0 Punkte**

*Druckluftspeicher (adiabat)*

Die Bewertung entspricht der eines konventionellen Druckluftspeichers. **0 Punkte**

*Pumpspeicher (konventionell)*

Relevante Schadstoffeinträge sind am Nutzungsort nicht zu erwarten. **9 Punkte**

*Pumpspeicher (Nutzung von Bergbaustollen)*

Relevante Schadstoffeinträge sind am Nutzungsort nicht zu erwarten. **9 Punkte**

### **Weitere Emissionen: Lärm**

Berücksichtigt wird der Schalldruckpegel in Abhängigkeit zur Entfernung von der Quelle, die mögliche Exposition von Anwohnerinnen und Anwohnern sowie die flächenmäßige Ausbreitung des Lärms.

Alle untersuchten Optionen sind grundsätzlich eher geräuscharm, dennoch wurde in der Bewertung eine Abstufung vorgenommen. Dabei wurden tendenziell Freileitungen (Linienquellen) eher schlechter als Anlagen mit rotierenden Massen (Punktquellen) und diese wiederum schlechter als chemische Speicher und Erdkabel eingeschätzt.

Es gilt als allgemeiner Bewertungsgrundsatz: Je höher die Lärmemissionen ausfallen bzw. je größer der entsprechend betroffene Bezugsraum ist, desto schlechter die Bewertung.

*Abregelung von Wind und PV*

Mit der Maßnahme sind keine direkten Lärmemissionen verbunden, weshalb sie die beste Bewertung erhält. **10 Punkte**

*HGÜ Freileitungen*

Die Bewertung entspricht der einer 380 kV Freileitung. **0 Punkte**

*HGÜ Kabel*

Ein Gleichstrom-Erdkabel verursacht naturgemäß keinen Lärm (Ravemark und Normark 2005). Es wird angenommen, dass gewisse räumlich begrenzte Emissionen durch den Betrieb der Umspannwerke verursacht werden. **9 Punkte**

*380 kV AC Freileitungen*

Hinsichtlich der betrachteten Technologien werden insbesondere im Zusammenhang mit Freileitungen Schallemissionen in der Literatur thematisiert. (Universität Duisburg-Essen 2009) beschreibt die Geräuschentwicklungen wie folgt: „Bei hohen Feldstärken kann es zu

spontanen, pulsartigen Koronaentladungen kommen, die sich durch Knistergeräusche bemerkbar machen. Die Schallemissionen äußern sich einerseits durch ein Knistern und Prasseln mit Frequenzen etwa zwischen 1 kHz und 5 kHz, andererseits durch einen tiefen Brummtönen mit einer Frequenz von 100 Hz, was der doppelten Netzfrequenz entspricht. [...] Je größer die gewählte Spannungsebene, desto lauter sind die von der Leitung ausgehenden Koronageräusche. Schallpegelspitzen von mehr als 50 dB können bei 380 kV-Leitungen, deren Leiterseile nicht im Bündel angeordnet sind, durchaus vorkommen.“ Die Schallemissionen sind zwar nicht sehr stark, gehen aber von einer Linienquelle aus und wirken sich so über eine Strecke von vielen Kilometern aus. Daher erhält diese Alternative die schlechteste Bewertung. **0 Punkte**

#### *380 kV AC Kabel*

Die Lärmemissionen von AC Erdkabeln werden als gering eingeschätzt und beschränken sich vermutlich auf den Betrieb der erforderlichen Kompensationseinrichtungen. **8 Punkte**

#### *Freileitungsmonitoring*

Im Fall einer Nachrüstung vorhandener Trassen kann sich aus höheren Stromstärken auch eine Verstärkung der Koronageräusche ergeben. Im Vergleich zum Neubau zusätzlicher Freileitungen ist das Delta der betroffenen Flächen aber kleiner, weshalb die Option im Vergleich zum Ausbau von 380 kV AC Freileitungen etwas besser bewertet wird. **2 Punkte**

#### *Hochtemperatur-Freileitungsseile*

Die Bewertung entspricht der des Freileitungsmonitorings. **2 Punkte**

#### *H<sub>2</sub>-Elektrolyse + Einspeisung ins Erdgasnetz*

Lärmemissionen sind bei der Speicherung mit dem Betrieb der Kompressoren (und ggfs. auch der großtechnischen Elektrolyseure) sowie bei der Rückverstromung mit dem Betrieb von Gasturbinen verbunden. Durch den eher flexiblen Aufstellort der Anlage können Beeinträchtigungen der Nachbarschaft reduziert werden. Die Alternative wird daher etwas besser bewertet als die H<sub>2</sub>-Elektrolyse mit Kavernenspeicher. **8 Punkte**

#### *H<sub>2</sub>-Elektrolyse + Speicherung in Kavernen*

Lärmemissionen sind bei der Speicherung mit dem Betrieb der Kompressoren (und ggfs. auch der großtechnischen Elektrolyseure) verbunden. Geräuschentwicklungen bei der Rückverstromung sind von der hierfür eingesetzten Technologie abhängig (z. B. Gasturbine, Brennstoffzelle), werden aber als gering eingeschätzt. **7 Punkte**

#### *Redox-Flow-Batterien*

Es gibt keinen Hinweis auf nennenswerte Lärmemissionen im Betrieb der Batterien. **9 Punkte**

#### *Natrium-Schwefel-Batterien*

Es gibt keinen Hinweis auf nennenswerte Lärmemissionen im Betrieb der Batterien. **9 Punkte**

#### *Druckluftspeicher (konventionell)*

Die Geräusentwicklung der Option ist auf den Betrieb von Kompressoren, Turbinen und Generatoren zurückzuführen. Die Lärmbelastung geht somit im Prinzip von einer Punktquelle aus und wird zudem durch die Einhausung der Komponenten reduziert. **6 Punkte**

#### *Druckluftspeicher (adiabat)*

Die Bewertung entspricht der des konventionellen Druckluftspeichers. RWE verweist in einer Informationsbroschüre zum adiabaten Druckluftspeicher ADELE (Staßfurt) auf die Einhaltung aller gesetzlichen Grenzwerte. In der Nachbarschaft sei nicht mit Lärm oder der Beeinträchtigung der Wohnqualität zu rechnen. (RWE Power 2010b) **6 Punkte**

#### *Pumpspeicher (konventionell)*

Die Geräusentwicklung von Pumpspeichern ist insbesondere auf den Betrieb von Pumpturbinen beim Laden und Entladen des Speichers zurückzuführen. Die Turbinen stellen aber lediglich Punktquellen dar, deren Lärmemissionen zudem durch die Unterbringung in Maschinenhäusern gedämmt werden. **6 Punkte**

#### *Pumpspeicher (Nutzung von Bergbaustollen)*

Die Bewertung entspricht der eines konventionellen Pumpspeichers. **6 Punkte**

### **Weitere Emissionen: Elektromagnetische Felder**

Berücksichtigt wird die elektrische und magnetische Feldstärke in Abhängigkeit zur Entfernung von der Quelle, die mögliche Exposition von Anwohnerinnen und Anwohnern sowie die flächenmäßige Ausbreitung (z. B. Punktquelle oder Leitung) der entsprechenden Felder.

Dabei gilt als allgemeiner Bewertungsgrundsatz: Je höher die o. g. Emissionen ausfallen bzw. je größer der entsprechend betroffene Bezugsraum ist, desto schlechter die Bewertung.

#### *Abregelung von Wind und PV*

Als einzige der betrachteten Alternativen erzeugt diese Maßnahme nicht einmal lokal begrenzt zusätzliche Felder. Sie erhält daher die beste Bewertung. **10 Punkte**

#### *HGÜ Freileitungen*

Nach (Forum Netzintegration Erneuerbare Energien o. J.) treten bei der Gleichstromübertragung veränderliche Magnetfelder nur an Umrichterstationen auf. Die Leitungen selbst besitzen dagegen praktisch kein elektromagnetisches Feld. Im Gegensatz zu Wechselstrom-Freileitungen und auch zu Wechselstrom-Erdkabeln gibt es lediglich ein statisches Feld, welches deutlich kleiner ist als das Erdmagnetfeld. Anders stellt sich die Situation hinsichtlich elektrischer Felder dar: (May 2005) führt als Beispiel eine 500 kV HGÜ Freileitung an, deren elektrische Feldstärke 21 kV/m unter dem Pluspol bzw. 16 kV/m unter dem Minuspol betragen könne. Dies entspreche dem Doppelten bis Dreifachen des Wertes einer vergleichbaren AC Freileitung, deren elektrische Felder sich durch die ständig ändernden Vorzeichen gegenseitig eliminieren. **6 Punkte**

#### *HGÜ Kabel*

Analog zu HGÜ Freileitungen sind veränderliche Magnetfelder bei der Bewertung von HGÜ Kabeln von untergeordneter Bedeutung. Es wird zudem angenommen, dass auch das elekt-

rische Feld von HGÜ Erdkabeln durch die Abschirmung in Form von Kabelumhüllung und Erdreich zu vernachlässigen ist. **7 Punkte**

#### *380 kV AC Freileitungen*

(Forum Netzintegration Erneuerbare Energien o. J.) und Universität Duisburg-Essen (2009) nennen als Größenordnung der magnetischen Flussdichte unterhalb einer Freileitung zu Zeiten der Höchstlast bis zu 30  $\mu\text{T}$  in einem Meter Höhe über dem Boden bzw. bis zu 1  $\mu\text{T}$  in 40 m von der Trassenmitte. Gegenüber der zivilisatorischen Hintergrundstrahlung von 0,1  $\mu\text{T}$  (Forum Netzintegration Erneuerbare Energien o. J.) bedeutet dies eine Erhöhung um bis zu Faktor 300 (unter der Leitung) bzw. Faktor 10 (40 m entfernt). Die Nutzbarkeit von Flächen in der Umgebung von Freileitungen kann durch diese Belastung beeinträchtigt sein. Die höchsten gemessenen elektrischen Feldstärken direkt unterhalb von 380 kV-Freileitungen liegen im Bereich des stärksten Seildurchhangs unterhalb von 6 kV/m (Universität Duisburg-Essen 2009) und damit deutlich unterhalb der o. g. Größenordnung von HGÜ Freileitungen. Obwohl laut (dena 2006) die Grenzwerte der Bundesimmissionsschutzverordnung unterschritten werden, stellen AC Freileitungen eine großflächige Belastung durch elektromagnetische Felder dar und erhalten daher eine schlechte Bewertung. **2 Punkte**

#### *380 kV AC Kabel*

Das magnetische Feld schwächt sich mit der Entfernung schneller ab als bei Freileitungen. Das Magnetfeld eines Erdkabels ist im Abstand von einem Meter über dem Boden jedoch höher als direkt unter einer entsprechenden Freileitung. Zwei Meter von der Mittellinie des Kabels entfernt beträgt es weniger als 1  $\mu\text{T}$  (Forum Netzintegration, o. J.). Das elektrische Feld wird durch eine geerdete metallische Kabelumhüllung und durch das elektrisch leitende Erdreich fast völlig abgeschirmt und ist damit außerhalb der Kabeladern zu vernachlässigen (Universität Duisburg-Essen 2009). **5 Punkte**

#### *Freileitungsmonitoring*

Durch das Freileitungs-Monitoring bzw. die damit verbundene höhere Auslastung der Stromleitungen erhöht sich die durchschnittliche magnetische Flussdichte, da diese proportional zur Stromstärke ist (Macharey 2009). Die Einführung des Monitorings hat also zur Folge, dass sich die ohnehin im Vergleich der verschiedenen Optionen hohe elektromagnetische Belastung klassischer AC Freileitungen witterungsabhängig weiter erhöht. Die Option wird daher etwas schlechter bewertet als AC Freileitungen. **1 Punkt**

#### *Hochtemperatur-Freileitungsseile*

Auch für den Einsatz von Hochtemperatur-Freileitungsseilen gilt, dass sich im Vergleich zu klassischen AC Freileitungen die durchschnittliche magnetische Flussdichte erhöht, da diese proportional zur Stromstärke ist. Die elektromagnetische Belastung der Freileitungen wird also dauerhaft und auch stärker als im Fall des Freileitungsmonitorings erhöht, weshalb diese Alternative die schlechteste Bewertung erhält. **0 Punkte**

Alle weiteren Alternativen (chemische und mechanische Speicher)

Für alle weiteren Alternativen (Speicher) ist das Kriterium „elektromagnetische Felder“ kaum relevant. Im Vergleich zur Abregelung ist aber bei diesen Optionen lokal begrenzt ein Mindestmaß an technischen Installationen notwendig, die elektromagnetische Felder verursa-

chen. Die Speichertechnologien werden daher in Bezug auf dieses Kriterium einheitlich und geringfügig schlechter als die Abregelung bewertet. **je 9 Punkte**

### **Eingriff in sensible Ökosysteme**

Dieses Kriterium dient der Abschätzung, mit welcher Wahrscheinlichkeit und in welchem Umfang eine jeweilige Alternative mit einem Eingriff in sensible Ökosysteme verbunden ist und damit in der Konsequenz zu (unwiderruflichem) Verlust von Artenvielfalt und Lebensraum, Gefährdung des nationalen Naturerbes und/oder Zerschneidung von Biotopverbänden führt. Bewertet werden ausschließlich flächenmäßige Eingriffe, da durch Immissionen verursachte Eingriffe bereits durch andere Indikatoren abgedeckt sind.

In die Bewertung der Alternativen können je nach Verfügbarkeit Informationen einbezogen werden über den Zeitraum der Inanspruchnahme (Bau, Nutzung, Rückbau), die Wiederherstellbarkeit des ursprünglichen Zustandes beanspruchter Ökosysteme, die betroffenen Flächen sowie die grundsätzliche Vermeidbarkeit der Inanspruchnahme ökologisch sensibler Gebiete.

Je höher Wahrscheinlichkeit und/oder Umfang des Eingriffs sind, desto niedriger (schlechter) fällt die Bewertung aus.

#### *Abregelung von Wind und PV*

Durch die Maßnahme erfolgt kein zusätzlicher direkter Ökosystem-Eingriff. **10 Punkte**

#### *HGÜ Freileitungen*

Die ökologischen Beeinträchtigungen sind prinzipiell vergleichbar mit einer AC Freileitung, allerdings wird hier von einer geringeren Eingriffstiefe durch geringeren Flächenverbrauch der HGÜ Freileitung ausgegangen. **1 Punkt**

#### *HGÜ Kabel*

Der Ökosystemeingriff wird im Vergleich zum AC Kabel etwas besser eingeschätzt. **3 Punkte**

#### *380 kV AC Freileitungen*

Mehrere Quellen erwähnen, dass Höchstspannungsleitungen zumindest eine gewisse Beeinträchtigung für den Vogelflug darstellen können (Forum Netzintegration Erneuerbare Energien o. J.). (Universität Duisburg-Essen 2009) weist zudem auf Veränderungen des Bodenaufbaus (durch Fundamente und deren Zuwegung) sowie Lebensraumveränderung in Bau, Betrieb und Rückbau der Freileitungen hin. Nach eigener Einschätzung stellt die Alternative eine großflächige Beeinträchtigung dünn besiedelter Gebiete mit potenziell hoher ökologischer Qualität dar. Die Umgehung von bedeutenden Ökosystemen (z. B. durch GIS-Planung) ist nur begrenzt möglich, Eingriffe erfolgen während des gesamten Lebenszyklus der Freileitungstrasse (beispielsweise durch Bau- und Rückbauflächen oder die mögliche Beeinträchtigung des Vogelflugs in der Betriebsphase). **0 Punkte**

#### *380 kV AC Kabel*

Erdkabel sind im Betrieb zwar weitgehend unsichtbar, müssen aber gemäß mehrerer Quellen dauerhaft von tief wurzelndem Bewuchs freigehalten werden (vgl. z. B. (dena 2006)).

(Universität Duisburg-Essen 2009) verweist zudem auf Ökosystem-Eingriffe durch Veränderung des Bodenaufbaus (Bauflächen entlang der gesamten Trasse), Lebensraumveränderungen und Eingriffe in den Bodenwasserhaushalt in Bau, Betrieb und Rückbau. **2 Punkte**

#### *Freileitungsmonitoring*

Hochspannungstrassen führen zu großen Anteilen durch dünn besiedelte Gebiete mit potenziell hoher ökologischer Qualität – der ursprüngliche Ökosystemeingriff der Errichtung der Trasse wird durch das Freileitungsmonitoring zumindest aufrechterhalten. Gleichzeitig kann aber ein wesentlich gravierenderer Eingriff (nämlich der alternative Zubau neuer Trassen) vermieden werden. **6 Punkte**

#### *Hochtemperatur-Freileitungsseile*

Die Bewertung entspricht weitgehend der o. g. Einschätzung zum Freileitungsmonitoring. (Universität Duisburg-Essen 2009) weist außerdem auf eine mögliche Problematik hoher Leiterseiltemperaturen (bis zu 150 °C bei Höchstlast) hin: Bisher sei ungeklärt, inwieweit diese hohen Temperaturen zu Schädigungen bei auf den Seilen rastenden Vögeln führen könnten. **6 Punkte**

#### *H<sub>2</sub>-Elektrolyse + Einspeisung ins Erdgasnetz*

Der Aufstellort der Elektrolyseure und gegebenenfalls Gasturbinen setzt im Wesentlichen nur einen Anschluss an das Gasnetz voraus und kann daher vergleichsweise flexibel gewählt werden. Naturschutzbelange können demnach grundsätzlich berücksichtigt werden. **8 Punkte**

#### *H<sub>2</sub>-Elektrolyse + Speicherung in Kavernen*

Der Standort der Anlage ist von der Verfügbarkeit geeigneter Speicherkavernen abhängig. Eine Beeinträchtigung von sensiblen Ökosystemen (wenn auch auf die einzelne Anlage bezogen nicht großflächig) kann daher nicht ausgeschlossen werden. **5 Punkte**

#### *Redox-Flow-Batterien*

Batteriesysteme sind flexibel aufstellbar, ein unvermeidbarer Ökosystemeingriff ist daher unwahrscheinlich. **9 Punkte**

#### *Natrium-Schwefel-Batterien*

Batteriesysteme sind flexibel aufstellbar, ein unvermeidbarer Ökosystemeingriff ist daher unwahrscheinlich. **9 Punkte**

#### *Druckluftspeicher (konventionell)*

Der Standort des Maschinenhauses des Druckluftspeichers ist von der Verfügbarkeit geeigneter Speicher abhängig. Eine Beeinträchtigung von Ökosystemen (wenn auch nicht großflächig) kann daher nicht ausgeschlossen werden. **5 Punkte**

#### *Druckluftspeicher (adiabat)*

Die Bewertung entspricht der des konventionellen Druckluftspeichers. **5 Punkte**

#### *Pumpspeicher (konventionell)*

(Dena 2010b) nennt als begrenzenden Faktor für den weiteren Ausbau konventioneller Pumpspeicher unter anderem „gesetzliche Vorschriften zum Naturschutz“, was als Hinweis



auf wesentliche Beeinträchtigungen von Ökosystemen gewertet werden kann. Beeinträchtigungen treten während des gesamten Lebenszyklus auf. Geeignete Flächen sind üblicherweise dünn besiedelt und von eher hoher ökologischer Qualität (Berge, Wälder); durch Abtragung von Bergkuppen (z. B. beim PSW Goldisthal) ist eine spätere Wiederherstellung des ursprünglichen ökologischen Zustands ausgeschlossen. Im Vergleich zu anderen Alternativen verursachen Pumpspeicher trotz ihrer Dimensionen allerdings weniger großflächige Beeinträchtigungen mit nur lokalen/regionalen Ausprägungen. Dennoch ist der erforderliche Eingriff so gravierend, dass die Alternative die schlechteste Punktzahl erhält. **0 Punkte**

#### *Pumpspeicher (Nutzung von Bergbaustollen)*

Auch hier ist je nach Konzept der Bau von Staubecken (Oberbecken) erforderlich, die einen potenziellen Ökosystemeingriff darstellen können. Im Vergleich zu konventionellen Pumpspeichern sind geeignete Standorte in (ehemaligen) Bergbauregionen aber potenziell deutlich weniger naturnah; zudem fallen die oberirdischen Flächennutzungsänderungen weniger gravierend aus. Dies führt im direkten Vergleich zu konventionellen PSW zu einer besseren Bewertung innovativer Pumpspeicherkonzepte. **4 Punkte**

### **Risiko im Fehlerfall**

Die zuvor behandelten ökologischen Kriterien beziehen sich auf die mit einem bestimmungsgemäßen Betrieb der jeweiligen Alternativen assoziierten Umweltwirkungen. Das Kriterium „Risiko im Fehlerfall“ bewertet darüber hinaus, welches Risiko sich für Gesundheit und Menschenleben im Falle eines größten anzunehmenden Unfalls (z. B. durch Totalversagen einer Technologie in Folge eines Unwetters oder einer Naturkatastrophe) ergeben kann. Dabei wird sowohl die Wahrscheinlichkeit eines Schadenseintritts als auch das potenzielle Ausmaß des möglichen Schadens in Betracht gezogen.

Hinsichtlich der betrachteten Speichertechnologien werden bestimmte Merkmale als prinzipiell risikosteigernd angesehen. Dies betrifft gesundheitsgefährdende Eigenschaften des Speichermediums (Giftigkeit, Brennbarkeit), die geologische Speicherung (insbesondere unter hohem Druck) sowie generell die zentrale großtechnische Speicherung, die im Fall der Fehlfunktion bereits einer Einheit der Technologie ein großes Schadensausmaß befürchten lässt und eine schlechte Beherrschbarkeit von Fehlfunktionen impliziert.

Die Alternative mit dem höchsten Risiko erhält die niedrigste, diejenige mit dem geringsten Risiko die höchste Punktzahl. Systemtechnische Risiken (etwa Beeinträchtigung der Netzstabilität) sind nicht Gegenstand dieses Kriteriums.

#### *Abregelung von Wind und PV*

Es ist kein Risiko ersichtlich, das direkt der Maßnahme zugeschrieben werden kann. Die Alternative erhält daher die beste Bewertung. **10 Punkte**

#### *HGÜ Freileitungen*

Die Bewertung erfolgt analog zur 380 kV AC Freileitung. **5 Punkte**

#### *HGÜ Kabel*

Die Bewertung erfolgt analog zum 380 kV AC Kabel. **7 Punkte**

#### *380 kV AC Freileitungen*

Grundsätzlich denkbar sind Unfälle durch Stromschlag bei Kontakt mit Leiterseilen sowie Unfälle durch herabfallende Teile bei Eiswurf oder Mastbruch. Weil die Alternative im Gegensatz zu Erdkabeln nicht vor direktem Kontakt und unmittelbaren Witterungseinflüssen geschützt ist, wird sie im direkten Vergleich schlechter bewertet. **5 Punkte**

#### *380 kV AC Kabel*

Unfälle sind prinzipiell nur durch Stromschlag bei Erdarbeiten denkbar, aber sehr unwahrscheinlich, da im Fehlerfall vor der Durchführung von Reparaturarbeiten eine Abschaltung des entsprechenden Netzbereichs vorgenommen wird. Weil die Alternative im Gegensatz zu Freileitungen vor direktem Kontakt und unmittelbaren Witterungseinflüssen geschützt ist, wird sie im Vergleich besser bewertet. **7 Punkte**

#### *Freileitungsmonitoring*

Die Alternative bedeutet eine bessere Auslastung vorhandener Leitungen und verursacht daher nur ein geringes zusätzliches Risiko gegenüber dem netztechnischen Ist-Zustand. Denkbar sind Gefahrensituationen durch Fehlfunktionen des Monitorings, die etwa in Überschreitungen des maximal zulässigen Seildurchhangs und damit verbundener Stromschlaggefahr bestehen könnten. **7 Punkte**

#### *Hochtemperatur-Freileitungsseile*

Im Fall einer Neubeseilung vorhandener Trassen ergibt sich durch die Maßnahme kein wesentliches Zusatzrisiko. Ein Netzausbau mit HT-Seilen ist hinsichtlich des Risikos im Fehlerfall vergleichbar mit klassischen Freileitungen. **9 Punkte**

#### *H<sub>2</sub>-Elektrolyse + Einspeisung ins Erdgasnetz*

Auf Grund der dezentralen Speicherung des Wasserstoffs im Erdgasnetz wird die Alternative im Vergleich zur H<sub>2</sub>-Elektrolyse mit Kavernenspeicher hinsichtlich des Risikos etwas besser bewertet. **4 Punkte**

#### *H<sub>2</sub>-Elektrolyse + Speicherung in Kavernen*

Das Eintrittsrisiko eines möglichen Schadens wird als gering eingeschätzt. Die zentrale geologische Speicherung (schlechte Beherrschbarkeit möglicher Fehlerfälle), der hohe Speicherdruck sowie die Brennbarkeit des Speichermediums tragen jedoch zu einem hohen potenziellen Schadensausmaß bei. **2 Punkte**

#### *Redox-Flow-Batterien*

Das Risiko im Fehlerfall wird für verschiedene Batterietechnologien prinzipiell als vergleichbar eingeschätzt, weil eine Fehlfunktion von Batterien in der Regel zum Austritt von Gefahrstoffen führen kann, die z. B. ätzend, umweltgefährlich oder leicht entzündlich sein können.. Dennoch werden die Redox-Flow-Batterien etwas besser als die NaS-Batterien bewertet, da sich hier aus der Literaturrecherche kein Hinweis auf konkrete Sicherheitsprobleme ergeben hat. **5 Punkte**

#### *Natrium-Schwefel-Batterien*

Laut (BMW 2009) reagiert Natrium heftig mit Wasser, woraus ein erhöhter systemischer Aufwand zur Gewährleistung der Sicherheit resultiert. Trotz dieses Hinweises auf die Gefahr heftiger chemischer Reaktionen ist durch die Dezentralität dieser Speichertechnologie dennoch ein eher geringes maximales Schadensausmaß zu erwarten. **4 Punkte**

### Druckluftspeicher (konventionell)

Nach eigener Abschätzung steht einem niedrigen Eintrittsrisiko eines Fehlerfalls ein hohes potenzielles Schadensausmaß gegenüber. Letzteres kann damit begründet werden, dass diese Alternative eine zentrale großtechnische Form der Speicherung darstellt und zudem die geologische Speicherung unter hohem Druck die Beherrschbarkeit möglicher Fehlerfälle einschränkt. Vorstellbar sind Schäden auf Grund geologischer Spannungen oder Auswirkungen auf das Grundwasser. **3 Punkte**

#### *Druckluftspeicher (adiabat)*

Die Bewertung des Risikos dieser Alternative entspricht der Einschätzung zu konventionellen Druckluftspeichern, weil die Speicherung der Kompressionswärme (als Unterscheidungsmerkmal beider Optionen) nicht als risikorelevant erachtet wird. **3 Punkte**

#### *Pumpspeicher (konventionell)*

Für Anwohnerinnen und Anwohner ergibt sich ein Risiko durch Dambruch (Erdbeben) oder Verunreinigung von Grundwasser durch Speicherwasser (Leckage von Speicherbecken). Die Eintrittswahrscheinlichkeit ist als niedrig anzusehen, das potenzielle Schadensausmaß ist dagegen durch die Dimensionierung von Pumpspeichern und die damit einhergehende schlechte Beherrschbarkeit im Fehlerfall groß. **0 Punkte**

#### *Pumpspeicher (Nutzung von Bergbaustollen)*

Die hier vorgenommene Risikobewertung entspricht weitgehend der eines konventionellen Pumpspeichers. Das Risiko eines Dambruchs wird aber als geringer eingeschätzt, weil das Speicherwasser im Fall der Nutzung von Bergbaustollen nur teilweise oder gar nicht in oberirdischen Reservoirs vorgehalten wird. Dies führt zu einer geringfügig besseren Bewertung im Vergleich zum konventionellen Pumpspeicher. **1 Punkt**

### **5.3.5 Bewertung innerhalb der Kategorie „Ökonomie“**

#### Spezifische Kosten

Das Kriterium „spezifische Kosten“ bewertet und vergleicht die Kosten pro kWh, die für die örtliche oder zeitliche Verlagerung von überschüssigem Strom bzw. durch die verringerte Stromerzeugung (bei der Option „Abregelung“) anfallen. Ein Vergleich der Technologien bzw. Flexibilisierungsoptionen in dieser Kategorie erfordert eine einheitliche Vergleichsbasis, insbesondere um solche Optionen, die das Problem von Stromüberschüssen über eine zeitliche Verlagerung der Stromverfügbarkeit lösen (Stromspeicher) mit solchen Optionen zu vergleichen, die den Strom örtlich verlagern (Stromleitungen). An dieser Stelle wird für den Kostenvergleich eine einheitliche Vergleichsbasis erreicht, indem angenommen wird, dass örtliche Stromüberschüsse entweder durch eine zeitliche Verlagerung der Verfügbarkeit um sechs Stunden oder aber durch eine örtliche Verlagerung um 400 km kompensiert werden können.

Angaben zu den Kosten der hier betrachteten Speichertechnologien (mit der Ausnahme innovativer Pumpspeicherkraftwerke) sind dem Datenanhang der Leitstudie 2010 (BMU 2010) entnommen. Es handelt sich dabei um die für das Jahr 2020 erwarteten Vollkosten für die zeitliche Stromverlagerung um sechs Stunden (siehe Abbildung 5-3). Auf die erwarteten Kosten im Jahr 2020 wird (im Gegensatz zu den dort ebenfalls angegebenen Kosten im Jahr

2009) zurückgegriffen, da für einige der Speichertechnologien, insbesondere für die Batterien, in den kommenden Jahren deutliche Kostenreduktionen erwartet werden und ein signifikanter Bedarf an Speichertechnologien für den Umgang mit überschüssigem Windstrom erst in einigen Jahren zu erwarten ist.

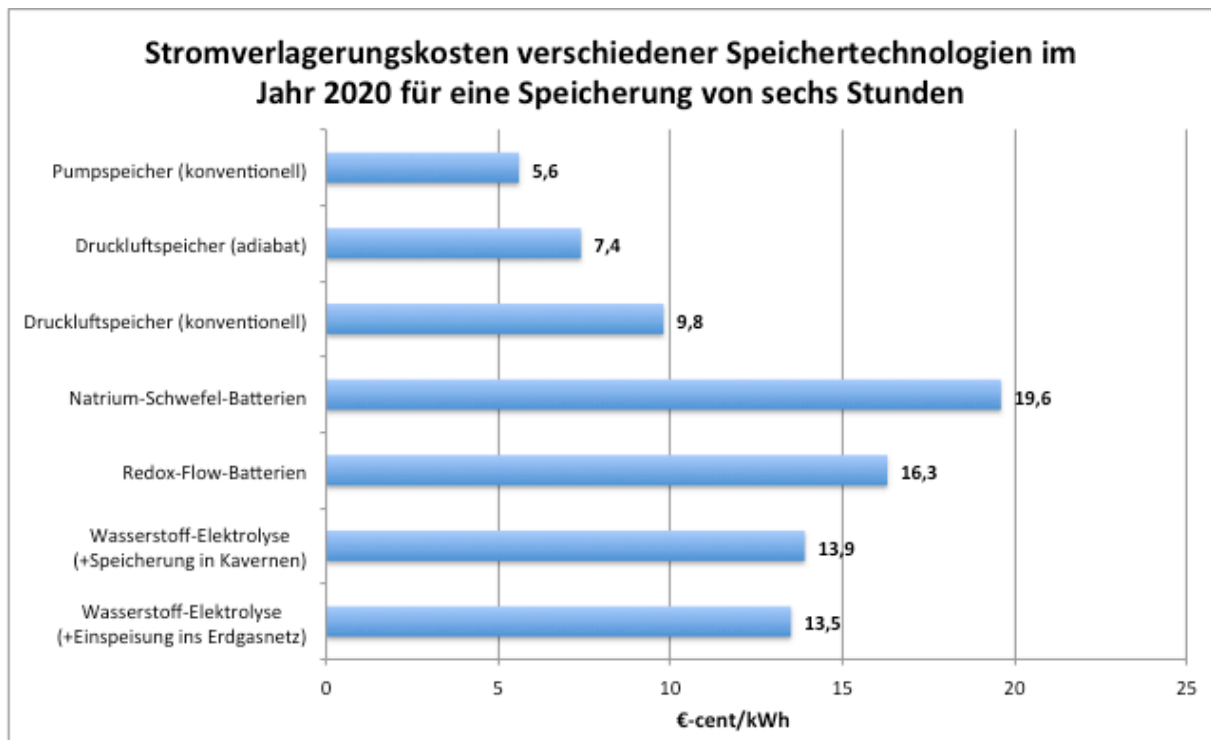


Abbildung 5-3: Stromverlagerungskosten verschiedener Speichertechnologien im Jahr 2020 für eine Speicherung von sechs Stunden.

Quelle: (BMU 2010)

Die Kosten für alle hier betrachteten Übertragungstechnologien basieren auf Angaben der „dena-Netzstudie II“ (Dena 2010a). Dabei wird auf die dort für das Jahr 2020 berechneten annuitätischen Kosten (inkl. Betriebs- und Energieverlustkosten) eines Netzzubaus von 3.600 km Trassenlänge zurückgegriffen. Die Kosten eines solchen Ausbaus betragen demnach 946 Millionen Euro pro Jahr<sup>43</sup>, sofern ausschließlich auf 380 kV AC Freileitungen zurückgegriffen wird. Pro Trassenkilometer und Jahr ergeben sich daraus Kosten in Höhe von rund 263.000 Euro. Unter Berücksichtigung der nutzbaren Übertragungskapazität, die in der Netzstudie II mit 1.840 MVA pro Stromkreis angegeben wird, eines angenommenen Ausbaus mit stets zwei Stromkreisen und einer für gegenwärtige Leitungen typischen Auslastung von knapp 25 % (Schnettler 2011) beträgt die übertragene Energie in einem solchen Fall pro Jahr rund 7,7 Millionen MWh. Wird diese jährliche Übertragung mit den errechneten jährlichen Kosten in Beziehung gesetzt, so ergeben sich Kosten in Höhe von 1,37 €-Cent/kWh für die örtliche Verlagerung von Strom über 400 km.

Die Investitionskosten alternativer Übertragungstechnologien (für eine jeweils identische Übertragungsaufgabe) werden in der Netzstudie II im Verhältnis zu den Investitionskosten

<sup>43</sup> Für die Berechnung der annuitätischen Kosten wurden die Investitionen dabei mit einem Zinssatz von 7 % auf die erwartete Lebensdauer umgelegt. Vgl. (Dena 2010a)

von 380 kV AC Freileitungen angegeben (Dena 2010a S. 187, 302, 305).<sup>44</sup> Unter Rückgriff auf diese Verhältnisse werden die Verlagerungskosten (in €-Cent/kWh/400 km) auch für andere Übertragungstechnologien bestimmt.<sup>45</sup> Die so ermittelten örtlichen Verlagerungskosten (siehe Abbildung 5-4) werden mit den zeitlichen Verlagerungskosten (ebenfalls in €-Cent/kWh) in Relation gesetzt.

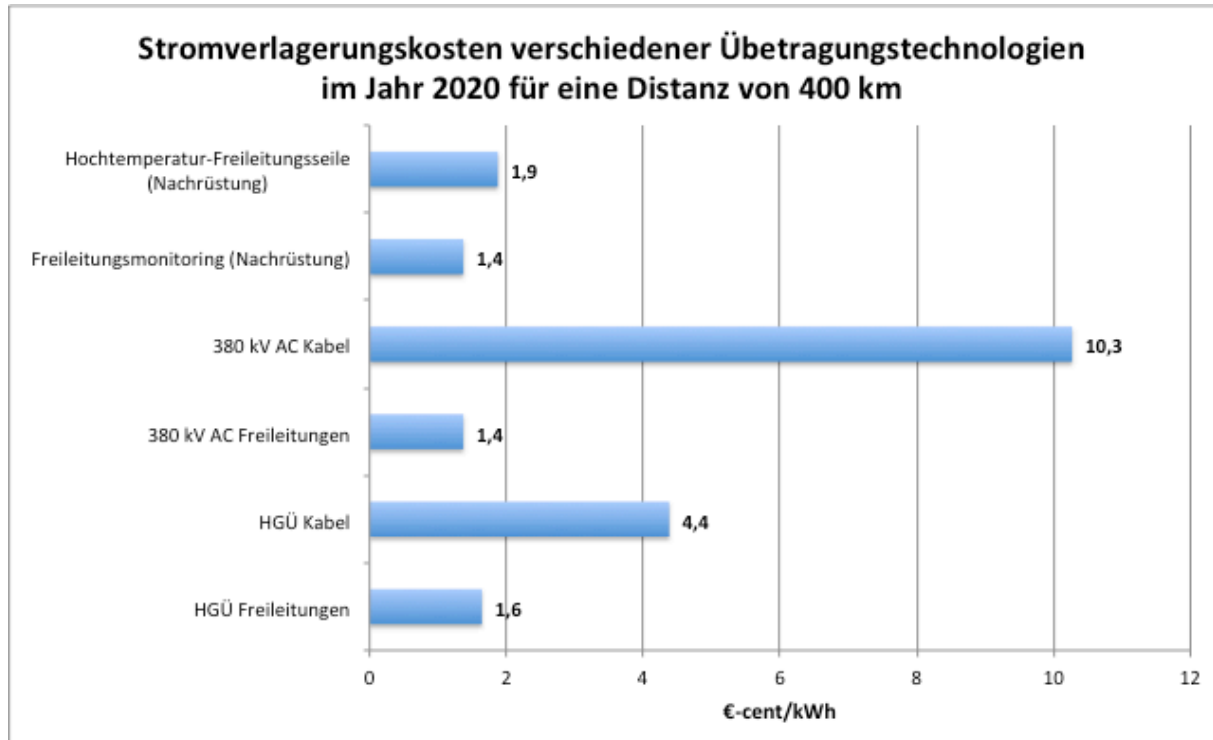


Abbildung 5-4: Stromverlagerungskosten verschiedener Speichertechnologien im Jahr 2020 für eine Distanz von 400 km.

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf (Dena 2010a).

Es zeigt sich, dass auch bei einer signifikanten Verlagerung um 400 km die Kosten pro verlagerter kWh bei den meisten Übertragungstechnologien deutlich niedriger liegen als es bei der zeitlichen Verlagerung mit Hilfe von Speichertechnologien der Fall ist, selbst wenn auf die günstigste Speicheroption (Pumpspeicher) zurückgegriffen werden kann.

Bei der Bestimmung der spezifischen Kosten der Abregelung wird berücksichtigt, dass im Gegensatz zu den anderen Flexibilisierungsoptionen, die eine zeitliche oder örtliche Ver-

<sup>44</sup> Für das Freileitungsmonitoring lässt sich kein entsprechender Vergleich der Investitionskosten aufstellen, da (ausschließlich) mit Freileitungsmonitoring keine identische Übertragung darstellbar ist. Allerdings sind nach dena (2010, S. 305) die Kosten für eine Variante mit signifikanter Ausweitung des Freileitungsmonitorings, die auf einen Teil des 380 kV AC-Ausbaus verzichtet, etwa gleich hoch wie die Kosten der Variante, die ausschließlich auf den Neubau von 380 kV AC Freileitungen setzt: „Der Zugewinn an Übertragungsfähigkeit durch FLM reduziert die notwendigen Übertragungsstrecken nur unwesentlich. Durch die Nutzung der zusätzlichen Übertragungsfähigkeit verschiebt sich der Leistungsfluss räumlich und erfordert dadurch an anderen Stellen einen zusätzlichen Netzausbau mit vergleichbarem Volumen und Kosten wie in der Basisvariante.“

<sup>45</sup> Dabei wird also vereinfacht angenommen, dass die relativen Unterschiede in den Investitionskosten der verschiedenen Übertragungstechnologien den relativen Unterschieden in den gesamten Kosten der Technologien entsprechen bzw. sehr ähnlich sind. Diese Vereinfachung erscheint aufgrund der Dominanz der Investitionskosten an den Gesamtkosten in diesem Zusammenhang vertretbar.

schiebung der Stromnutzung ermöglichen, indirekte Kosten durch die Notwendigkeit der alternativen Strombereitstellung entstehen.<sup>46</sup> Um diese Kosten zu bestimmen, wird auf die in der „Leitstudie 2011“ (BMU 2012) für das Jahr 2020 angenommenen mittleren Stromgestehungskosten von 9 €-Cent/kWh zurückgegriffen. Es wird angenommen, dass darüberhinaus keine Kosten mit der Abregelung verbunden sind bzw. dass die Kosten der Abregelung selbst vernachlässigbar sind.

Die Bewertungsskala in dieser Kategorie wird durch die günstigste (10 Punkte) bzw. die teuerste Option (0 Punkte) begrenzt und durch folgende Technologien aufgespannt:

- Geringste Kosten durch 380 kV AC Freileitungen, Freileitungsmonitoring, HGÜ-Freileitungen und Hochtemperatur-Freileitungsseile: weniger als 2 €-Cent/kWh (10 Punkte)
- Höchste Kosten durch Natrium-Schwefel-Batterien: über 18 €-Cent/kWh (0 Punkte)

Die Bewertung von Kosten innerhalb dieser Eckwerte erfolgt linear.

#### *Abregelung von Wind und PV*

Siehe Erläuterungen oben. **6 Punkte**

#### *HGÜ Freileitungen*

Siehe Erläuterungen oben. **10 Punkte**

#### *HGÜ Kabel*

Siehe Erläuterungen oben. **8 Punkte**

#### *380 kV AC Freileitungen*

Siehe Erläuterungen oben. **10 Punkte**

#### *380 kV AC Kabel*

Siehe Erläuterungen oben. **5 Punkte**

#### *Freileitungsmonitoring (Nachrüstung)*

Siehe Erläuterungen oben. **10 Punkte**

#### *Hochtemperatur-Freileitungsseile (Nachrüstung)*

Siehe Erläuterungen oben. **10 Punkte**

#### *H<sub>2</sub>-Elektrolyse + Einspeisung ins Erdgasnetz*

Siehe Erläuterungen oben. **3 Punkte**

#### *H<sub>2</sub>-Elektrolyse + Speicherung in Kavernen*

Siehe Erläuterungen oben. **3 Punkte**

#### *Redox-Flow-Batterien*

Siehe Erläuterungen oben. **2 Punkte**

---

<sup>46</sup> Die (im Vergleich wesentlich geringeren) Energieverluste der anderen Flexibilisierungsoptionen in Form von Übertragungs- und Speicherverlusten, sind in den oben angegebenen annuitätischen Kosten bzw. Stromverlagerungskosten bereits berücksichtigt.

### *Natrium-Schwefel-Batterien*

Siehe Erläuterungen oben. **0 Punkte**

Druckluftspeicher (konventionell)

Siehe Erläuterungen oben. **5 Punkte**

*Druckluftspeicher (adiabat)*

Siehe Erläuterungen oben. **7 Punkte**

*Pumpspeicher (konventionell)*

Siehe Erläuterungen oben. **8 Punkte**

*Pumpspeicher (Nutzung von Bergbaustollen)*

Für diese derzeit diskutierte, allerdings noch weltweit nirgendwo umgesetzte Option der Stromspeicherung liegen noch keine zuverlässigen Kostenschätzungen vor.<sup>47</sup> Es ist davon auszugehen, dass die Kosten bei dieser Art der Pumpspeichernutzung auch in hohem Maße abhängig von dem jeweiligen Standort sind. Für die Bewertung dieser Speicheroption wird im Rahmen dieser Studie angenommen, dass die zusätzlichen Kosten, die gegenüber einem konventionellen Pumpspeicher entstehen (insbesondere durch Anpassungen des Bergbaustollens) die prinzipiell möglichen Einsparungen bei den Investitionskosten durch die Nutzung vorhandener Strukturen für die Erstellung von Speicherbecken überkompensieren. Sofern diese Option jemals realisiert werden kann, wird hier von etwas höheren Speicherkosten als bei konventionellen Pumpspeichern ausgegangen, die jedoch gegenüber anderen Speichertechnologien durchaus konkurrenzfähig sein werden. **7 Punkte**

### **Beitrag zur Förderung des Wettbewerbs**

Das Kriterium „Beitrag zur Förderung des Wettbewerbs“ bewertet, inwieweit durch die Nutzung einer jeweiligen Technologie bzw. Flexibilisierungsoption erwartet werden kann, dass eine große Anzahl unterschiedlicher Akteure auf dem Strommarkt in Konkurrenz treten. Technologien, deren (verstärkte) Nutzung voraussichtlich zu einer relativ hohen Anzahl unterschiedlicher Akteure auf der Angebotsseite des Strommarktes führen würde, werden positiv bewertet, da eine höhere Anzahl an Marktakteuren mit einem intensiveren Wettbewerb verbunden ist. Als Folge dieses Wettbewerbs können wiederum höhere Innovationstätigkeit und niedrigere Preise erwartet werden.

Der Markteintritt vieler neuer Akteure ist insbesondere dann wahrscheinlich, wenn auch kleinere Unternehmen die Möglichkeit haben, eine bestimmte Technologie zu errichten und zu betreiben. Daher werden dezentrale Speichertechnologien in dieser Kategorie besser bewertet als zentrale, kapitalintensive Speichertechnologien. Gleichzeitig werden auch indirekte Effekte auf die Wettbewerbssituation auf dem Strommarkt berücksichtigt: So werden Flexibilisierungsoptionen im Bereich der Stromleitungen relativ schlecht bewertet, sofern ihre Nutzung eher den Anforderungen zentraler Kraftwerksstrukturen entgegen kommt und die Integration kleiner, dezentraler Stromerzeugungsanlagen erschwert. Zudem werden

---

<sup>47</sup> Vgl. (Beck und Schmidt 2011) für eine grobe Abschätzung der Kosten einer ersten möglichen Pilotanlage.

grundsätzlich Speichertechnologien besser bewertet als Übertragungstechnologien, da erstere durch ihre Fähigkeit der zeitlich weitgehend flexiblen Stromentladung den Wettbewerb insbesondere in Zeiten hoher Strompreise beleben.

Dabei ist darauf hinzuweisen, dass sich die Bewertung in dieser Kategorie ausschließlich auf die erwarteten Folgen für den Wettbewerb auf dem *Strommarkt* bezieht und nicht auf mögliche wettbewerbliche Folgen auf den verschiedenen Märkten für die einzelnen Technologien. Die Bewertungen basieren auf qualitativen Einschätzungen der Autoren. Wissenschaftliche Studien speziell zu dieser Fragestellung der Wettbewerbseffekte lagen nicht vor.

Die Bewertungsskala wird dabei jeweils durch die Technologie aufgespannt, die am meisten (10 Punkte) bzw. am wenigsten (0 Punkte) zur Förderung des Wettbewerbs auf dem Strommarkt beitragen kann:

- Stärkster Beitrag zur Förderung des Wettbewerbs durch Natrium-Schwefel-Batterien (10 Punkte)
- Geringster Beitrag zur Förderung des Wettbewerbs auf dem Strommarkt durch Abregelung (0 Punkte)

#### *Abregelung von Wind und PV*

Die Abregelung von Wind- und PV-Anlagen hat als einzige der hier diskutierten Flexibilisierungsoptionen eindeutig negative Auswirkungen auf den Wettbewerb im Strommarkt. Durch die Abregelung können bestimmte Betreiber von Stromerzeugungsanlagen über einen gewissen Zeitraum mit ihrem Angebot nicht mehr auf dem Strommarkt auftreten, was die Anbieteranzahl verringert und damit dem Wettbewerb schadet. **0 Punkte**

#### *HGÜ Freileitungen*

Eine HGÜ-Freileitung erlaubt den Transport der überschüssigen Leistung von genau einem Punkt an genau einen anderen Punkt. Damit wird für zwei geografisch unterschiedliche Teilmärkte eine Interaktionsmöglichkeit geschaffen, der Wettbewerb zwischen diesen beiden Märkten wird also gestärkt. Diese Punkt-zu-Punkt Verbindung kann aber weder verschiedene kleine dezentrale Marktteilnehmer integrieren, noch bietet sie die Möglichkeit, an einen anderen als an den durch die Trassenführung festgelegten Punkt zu exportieren. **2 Punkte**

#### *HGÜ Kabel*

Es gelten hier analog die Ausführungen zu HGÜ-Freileitungen (s. oben). **2 Punkte**

#### *380 kV AC Freileitungen*

Im Gegensatz zur HGÜ werden AC Freileitungen in ein vermaschtes Netz eingebunden. Es ist deswegen möglich, die Transportkapazität dieser Trassen von vielen Punkten aus zu nutzen und auch an viele verschiedene Regionen zu liefern. So ist beispielsweise die Stromübertragung über eine Teilstrecke einer AC Leitung kein Problem. **4 Punkte**

#### *380 kV AC Kabel*

Siehe Erläuterung oben. **4 Punkte**

#### *Freileitungsmonitoring (Nachrüstung)*

Siehe Erläuterung oben. **4 Punkte**



### *Hochtemperatur-Freileitungsseile (Nachrüstung)*

Siehe Erläuterung oben. **4 Punkte**

### *H<sub>2</sub>-Elektrolyse + Einspeisung ins Erdgasnetz*

Diese in den vergangenen Jahren verstärkt diskutierte Option für die Speicherung großer Mengen an Überschussstrom auch über längere Zeiträume wird voraussichtlich typischerweise ein im Vergleich zu anderen Speichertechnologien mittelhohes Investitionsvolumen aufweisen. Der Betrieb eines solchen Speichers könnte damit auch für mittelgroße Marktakteure in Frage kommen. Zudem stellt die hohe zeitliche Flexibilität durch die prinzipiell mögliche lange Speicherung der Energie im Erdgasnetz und die Option der entsprechend flexiblen (Wieder-) Verstromung einen Vorteil in Hinblick auf den Wettbewerb auf dem Strommarkt dar. **7 Punkte**

### *H<sub>2</sub>-Elektrolyse + Speicherung in Kavernen*

Durch die Notwendigkeit des Kavernenbaus ist gegenüber der Einspeisung ins Erdgasnetz von höheren Investitionskosten auszugehen, wodurch diese Option als weniger attraktiv für neue und/oder kleinere Anbieter eingeschätzt wird. **6 Punkte**

### *Redox-Flow-Batterien*

Redox-Flow-Batterien sind gegenüber den meisten anderen hier diskutierten Speichertechnologien (mit Ausnahme der Natrium-Schwefel-Batterien, s. unten) relativ dezentral einsetzbar und könnten somit in großer und breit verteilter Menge den Wettbewerb auf dem Strommarkt fördern. **9 Punkte**

### *Natrium-Schwefel-Batterien*

Natrium-Schwefel-Batterien sind gegenüber den anderen hier diskutierten Speichertechnologien in hohem Maße dezentral einsetzbar (gegenüber Redox-Flow-Batterien sind noch geringere Batteriegrößen möglich) und könnten somit in großer und breit verteilter Menge den Wettbewerb auf dem Strommarkt fördern. **10 Punkte**

### *Druckluftspeicher (konventionell)*

Druckluftspeicher weisen insbesondere gegenüber Batterien, aber auch gegenüber Anlagen zur Wasserstoff-Elektrolyse höhere Investitionsvolumina auf. Eine hohe Anzahl neuer Akteure ist daher nicht zu erwarten und ihr Betrieb dürfte in erster Linie für bereits etablierte Marktakteure eine Option sein. Dennoch haben auch Druckluftspeicher das Potenzial, durch die flexible Stromerzeugung einen Beitrag zur Belebung des Wettbewerbs zu leisten. **5 Punkte**

### *Druckluftspeicher (adiabat)*

Es gelten hier analog die Ausführungen zu konventionellen Druckluftspeichern (s. oben). **5 Punkte**

### *Pumpspeicher (konventionell)*

Konventionelle Pumpspeicher stellen eine sehr zentralisierte Art der Stromspeicherung dar und weisen damit im Vergleich zu anderen Speichertechnologien einen geringeren potenziellen Beitrag zur Wettbewerbsförderung auf. **4 Punkte**

### *Pumpspeicher (Nutzung von Bergbaustollen)*

Gegenüber konventionellen Pumpspeichern könnte die Nutzung vorhandener Strukturen in Bergbaustollen auch kleinere Speichergrößen wirtschaftlich attraktiv machen und auch mittelgroßen Marktakteuren (z. B. Stadtwerken) den Betrieb ermöglichen. Aus diesem Grund werden diese innovativen Pumpspeicherkonzepte in der hier betrachteten Kategorie etwas besser bewertet als konventionelle Pumpspeicher. **5 Punkte**

### Exportpotenzial (globale Nachfrage)

Die Bewertung des mit einer bestimmten Flexibilisierungsoption verbundenen Exportpotenzials erfolgt über zwei Unterkategorien. In der hier besprochenen Unterkategorie wird zunächst die zukünftige globale Nachfrage nach den verschiedenen Technologien bzw. nach dem entsprechenden Know-How abgeschätzt und bewertet. Der Blick richtet sich dabei auf die erwartete Entwicklung der nächsten zehn bis 20 Jahre. Für die Bewertung des Exportpotenzials der meisten hier betrachteten Speichertechnologien wird auf eine aktuelle Studie der Boston Consulting Group (BCG 2011) zurückgegriffen. Hier werden sowohl das kumulierte globale Investitionsvolumen für Speichertechnologien im Stromsystem bis zum Jahr 2030 als auch die Marktanteile unterschiedlicher Speichertechnologien (Pumpspeicher, Druckluftspeicher, Natrium-Schwefel-Batterien, Redox-Flow-Batterien und Lithium-Ionen-Batterien) abgeschätzt (siehe Abbildung 5-5).

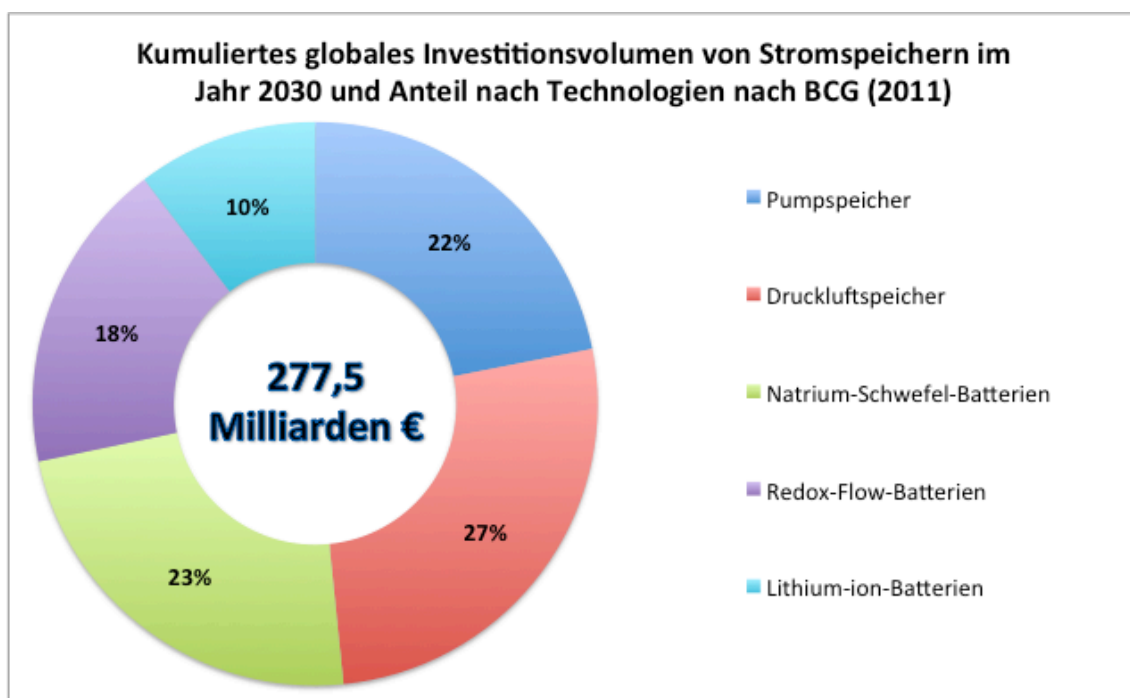


Abbildung 5-5: Kumuliertes globales Investitionsvolumen von Stromspeichern im Jahr 2030 und Anteil nach Technologien

Quelle: Eigene Darstellung nach Angaben in (BCG 2011)

Das jährliche globale Investitionsvolumen für Speichertechnologien wird in der BCG-Studie für das Jahr 2020 auf 10 Mrd. € geschätzt. Ähnliche Schätzungen für das globale Investitionsvolumen für Technologien zur Stromübertragung liegen nicht vor und wurden daher von den Autorinnen und Autoren der vorliegenden Studie über die folgende Methodik abgeschätzt: Zunächst wurden die in Deutschland in den nächsten Jahren voraussichtlich not-

wendigen Kosten im Bereich der Übertragungsnetze herangezogen, die basierend auf den Angaben in (Dena 2010a) auf jährlich 500 Millionen Euro geschätzt werden. Da auf Deutschland 2,9 % der weltweiten Stromerzeugung fällt (Jahr 2009, (AG Energiebilanzen 2012)), wird das globale Investitionsvolumen für Übertragungstechnologien grob auf jährlich rund 17 Milliarden Euro geschätzt (500 Millionen Euro/2,9 %).<sup>48</sup> Damit ist ein ungefährender Vergleich der zu erwartenden globalen Investitionsvolumina für Speichertechnologien auf der einen Seite und Übertragungstechnologien auf der anderen Seite möglich.

Für Übertragungstechnologien kann also (mit rund 17 Milliarden Euro/a) in den nächsten Jahren von einem knapp doppelt so hohen Investitionsvolumen gegenüber Speichertechnologien (ca. 10 Mrd. Euro/a) ausgegangen werden. Diese Erkenntnis fließt – genau wie das erwartete globale Investitionsvolumen bis zum Jahr 2030 (vgl. Abbildung 5-5) – in die Bewertung der verschiedenen Flexibilisierungsoptionen ein. Die Einschätzung der relativen Bedeutung der verschiedenen Übertragungstechnologien untereinander erfolgte über eine qualitative Einschätzung der Autorinnen und Autoren, da keine entsprechenden Marktdaten zur Verfügung stehen.

Die Bewertungsskala in dieser Kategorie wird durch die Optionen mit dem größten erwarteten Marktvolumen (10 Punkte) bzw. dem geringsten erwarteten Marktvolumen (0 Punkte) bis etwa zum Jahr 2030 begrenzt und durch folgende Technologien aufgespannt:

- Größtes erwartetes Marktvolumen bei 380 kV Freileitungen (10 Punkte)
- Geringstes erwartetes Marktvolumen durch die beiden Optionen mit Wasserstoff-Elektrolyse (0 Punkte)

Die Bewertung des erwarteten zukünftigen Marktvolumens innerhalb dieser Eckwerte erfolgt linear.

#### *Abregelung von Wind und PV*

Die Abregelung von Wind und PV wird alleine aufgrund der sehr niedrigen Investitionskosten dieser Option sowie aufgrund der Tatsache, dass i. d. R. aufgrund des damit verbundenen Energieverlustes versucht wird, auf eine Abregelung zu verzichten, keine bedeutenden globalen Investitionsströme auslösen. **1 Punkt**

#### *HGÜ Freileitungen*

HGÜ-Freileitungen werden gegenüber heute wahrscheinlich auch in anderen Ländern der Welt an Bedeutung gewinnen, da hohe Übertragungskapazitäten insbesondere durch den Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien an den Orten ihrer besten Verfügbarkeit nötig werden. **6 Punkte**

#### *HGÜ Kabel*

Für HGÜ-Kabel gilt im Wesentlichen das gleiche Argument. Ihr Bau ist aber deutlich teurer als der Bau von HGÜ-Freileitungen und wird sich daher voraussichtlich im Wesentlichen auf die Unterquerung von Meerwasser beschränken. **5 Punkte**

---

<sup>48</sup> In dieser vereinfachten Rechnung wird vernachlässigt, dass in den nächsten Jahrzehnten der Investitionsbedarf im Bereich der Stromnetze weltweit aufgrund des Nachholbedarfs in Entwicklungs- und Schwellenländern möglicherweise relativ stärker steigen wird als in Deutschland.

### *380 kV AC Freileitungen*

380 kV Freileitungen werden aufgrund ihrer geringen Kosten auf absehbare Zeit die meistgenutzte Übertragungstechnologie bleiben und weltweit zu- bzw. ausgebaut werden.

**10 Punkte**

### *380 kV AC Kabel*

380 kV Kabel werden aufgrund ihrer deutlich höheren Kosten auch in Zukunft voraussichtlich nur in sehr beschränktem Maße bzw. nur unter besonderen lokalen Umständen zum Einsatz kommen. **1 Punkt**

### *Freileitungsmonitoring (Nachrüstung)*

Das Freileitungsmonitoring wird alleine aufgrund der niedrigen Kosten dieser Option, aber auch wegen der begrenzten Einsatzmöglichkeit nur eine geringes globales Investitionsvolumen aufweisen. **1 Punkt**

### *Hochtemperatur-Freileitungsseile (Nachrüstung)*

Hochtemperatur-Freileitungsseile werden aufgrund ihrer höheren Kosten auch in Zukunft voraussichtlich nur in sehr beschränktem Maße bzw. nur unter besonderen lokalen Umständen zum Einsatz kommen. **2 Punkte**

### *H<sub>2</sub>-Elektrolyse + Einspeisung ins Erdgasnetz*

Die Wasserstoffelektrolyse wird global zumindest auf absehbare Zeit und bis 2030 aufgrund der mit ihr verbundenen hohen Kosten und Umwandlungsverluste aller Voraussicht nach keine bedeutende Rolle bei der Stromspeicherung spielen. **0 Punkte**

### *H<sub>2</sub>-Elektrolyse + Speicherung in Kavernen*

Es gelten hier analog die Ausführungen zur H<sub>2</sub>-Elektrolyse mit Einspeisung ins Erdgasnetz (s. oben). **0 Punkte**

### *Redox-Flow-Batterien*

Redox-Flow-Batterien könnten nach (BCG 2011) weltweit bis 2030 einen Anteil von 18 % am kumulierten Investitionsvolumen für Speichertechnologien aufweisen, was rund 50 Mrd. € entsprechen würde (s. Abbildung 5-5). **5 Punkte**

### *Natrium-Schwefel-Batterien*

Natrium-Schwefel-Batterien könnten nach (BCG 2011) weltweit bis 2030 einen Anteil von 23 % am kumulierten Investitionsvolumen für Speichertechnologien aufweisen, was rund 65 Mrd. € entsprechen würde (s. Abbildung 5-5). **6 Punkte**

### *Druckluftspeicher (konventionell)*

Druckluftspeicher könnten nach (BCG 2011) weltweit bis 2030 einen Anteil von 27 % am kumulierten Investitionsvolumen für Speichertechnologien aufweisen, was rund 74 Mrd. € entsprechen würde (s. Abbildung 5-5). Die BCG-Studie macht keine Angaben hinsichtlich der Aufteilung dieses Volumens auf konventionelle und adiabate Druckluftspeicher. Es wird an dieser Stelle davon ausgegangen, dass die adiabate Technik in den kommenden Jahren erfolgreich entwickelt wird und konventionelle Druckluftspeicher daher aufgrund ihrer dann bestehenden ökonomischen und ökologischen Nachteile gegenüber der adiabaten Speicher

weniger als die Hälfte des gesamten Marktvolumens für Druckluftspeicher ausmachen werden. **3 Punkte**

*Druckluftspeicher (adiabat)*

Es gelten hier analog die Ausführungen zu konventionellen Druckluftspeichern (s. oben). Aufgrund der angenommenen ökonomischen und ökologischen Vorteile gegenüber der konventionellen Technik wird unterstellt, dass mehr als die Hälfte des gesamten Marktvolumens für Druckluftspeicher zukünftig aus adiabater Technik bestehen wird. **4 Punkte**

*Pumpspeicher (konventionell)*

Pumpspeicher könnten nach (BCG 2011) weltweit bis 2030 einen Anteil von 22 % am kumulierten Investitionsvolumen für Speichertechnologien aufweisen, was rund 61 Mrd. € entsprechen würde (s. Abbildung 5-5). Die BCG-Studie macht keine Angaben hinsichtlich der Aufteilung dieses Volumens auf konventionelle und innovative Pumpspeicher. Es wird an dieser Stelle davon ausgegangen, dass die Nutzung von Bergbaustollen für Pumpspeicher weltweit nur an wenigen Orten technisch und ökonomisch umsetzbar ist und daher der Großteil der neuen Pumpspeicher einen konventionellen Ansatz verfolgen wird. **5 Punkte**

*Pumpspeicher (Nutzung von Bergbaustollen)*

Es gelten hier analog die Ausführungen zu konventionellen Pumpspeichern. Da an dieser Stelle davon ausgegangen wird, dass die Nutzung von Bergbaustollen für Pumpspeicher weltweit nur an wenigen Orten technisch und ökonomisch umsetzbar ist, wird erwartet, dass nur ein geringer Teil der neuen Pumpspeicher diesen innovativen Ansatz verfolgen wird.

**1 Punkt**

### **Exportpotenzial (Exportfähigkeit deutscher Unternehmen)**

Die zweite Ausprägung der Kategorie „Exportpotenzial“ bewertet die Exportfähigkeit deutscher Unternehmen bei den jeweiligen Flexibilisierungsoptionen. Es wird hier also eingeschätzt, inwiefern für bestimmte Technologien erwartet werden kann, dass deutsche Unternehmen am Ausbau der Technologien im Ausland beteiligt sein werden. Wertschöpfung und Arbeitsplätze könnten in dem Fall in Deutschland geschaffen werden. Eine verstärkte inländische Nutzung von Technologien, bei denen deutsche Unternehmen vermutlich eine hohe Exportfähigkeit haben, könnte aus industriepolitischer Sicht sinnvoll sein, um diese Exportfähigkeit zu erhalten bzw. auszubauen.

Einschätzungen zur gegenwärtigen und potenziellen zukünftigen Exportfähigkeit deutscher Unternehmen im Bereich der Speichertechnologien finden sich in einer 2009 veröffentlichten Studie im Auftrag des BMWi (Hannig et al. 2009). Die Informationen aus dieser Studie werden durch einzelne weiteren Literaturquellen ((Smolinka 2011), (Siemens 2009)) sowie durch eigene Einschätzungen der Autorinnen und Autoren ergänzt.

Die Bewertungsskala in dieser Kategorie wird durch die Optionen mit der größten (10 Punkte) bzw. der geringsten (0 Punkte) erwarteten Exportfähigkeit der deutschen Unternehmen begrenzt und durch folgende Technologien aufgespannt:

- Größte erwartete Exportfähigkeit bei HGÜ Freileitungen und HGÜ Kabeln (10 Punkte)
- Geringste erwartete Exportfähigkeit bei Natrium-Schwefel-Batterien (0 Punkte)

Die Bewertung der erwarteten Exportfähigkeit innerhalb dieser Eckwerte erfolgt linear.

#### *Abregelung von Wind und PV*

Die Abregelung von Wind- und PV-Anlagen ist technisch nicht besonders anspruchsvoll, so dass sich mögliche positive Effekte einer denkbaren Vorreiterrolle deutscher Unternehmen voraussichtlich in engen Grenzen halten werden. **2 Punkte**

#### *HGÜ Freileitungen*

Siemens ist (unter anderem neben der Schweizer Firma ABB) einer der weltweiten Technologieführer im Bereich der HGÜ-Technologie und sieht sich in einer „gute[n] Ausgangsbasis, um die klare Nummer eins auf dem Weltmarkt für HGÜ zu werden“ (Siemens 2009).

**10 Punkte**

#### *HGÜ Kabel*

Siemens ist (unter anderem neben der Schweizer Firma ABB) einer der weltweiten Technologieführer im Bereich der HGÜ-Technologie und sieht sich in einer „gute[n] Ausgangsbasis, um die klare Nummer eins auf dem Weltmarkt für HGÜ zu werden“ (Siemens 2009).

**10 Punkte**

#### *380 kV AC Freileitungen*

Die Herstellung dieser Leitungen ist technisch wenig anspruchsvoll und wird weltweit von vielen verschiedenen Unternehmen durchgeführt. Es werden daher keine Chancen einer bedeutenden Exporttätigkeit deutscher Unternehmen gesehen. **1 Punkte**

#### *380 kV AC Kabel*

Bei der Herstellung einiger der für diese Lösung notwendigen Komponenten und insbesondere bei der baulichen Umsetzung könnten deutsche Unternehmen durchaus eine Rolle auf dem Weltmarkt spielen. Eine Technologieführerschaft bzw. eine klare Dominanz ist aber unwahrscheinlich. **5 Punkte**

#### *Freileitungsmonitoring (Nachrüstung)*

Die für das Freileitungsmonitoring notwendige Technologie ist prinzipiell nicht besonders anspruchsvoll, allerdings ist es vorstellbar, dass deutsche Unternehmen bei der effizienten Durchführung des Monitorings durch Erfahrungen auf dem eigenen Markt einen gewissen Vorteil gegenüber ausländischen Unternehmen erlangen können. **3 Punkte**

#### *Hochtemperatur-Freileitungsseile (Nachrüstung)*

Deutsche Unternehmen sind bisher nicht in die Herstellung von Hochtemperatur-Freileitungsseilen eingestiegen. Entwicklung und Vermarktung dieser Technologie findet hauptsächlich innerhalb des europäischen Auslands statt. Einzig im Bereich der Forschung gibt es auch in Deutschland Beispiele für die Fortentwicklung dieser Technologie. **2 Punkte**

#### *H<sub>2</sub>-Elektrolyse + Einspeisung ins Erdgasnetz*

Das Potenzial deutscher Unternehmen auf dem Weltmarkt für Technologien zur Wasserstoff-Elektrolyse kann aus heutiger Sicht nur als niedrig bis mittelhoch eingestuft werden. So sind zwar einzelne deutsche Hersteller auf dem Markt vertreten (insbesondere bei der alkalischen Elektrolyse), von einer Marktführerschaft kann aber keine Rede sein. Außerdem haben

nordamerikanische Hersteller bei der Druckelektrolyse eindeutig einen Technologievorsprung (Smolinka 2011). **3 Punkte**

#### *H<sub>2</sub>-Elektrolyse + Speicherung in Kavernen*

Das Potenzial deutscher Unternehmen auf dem Weltmarkt für Technologien zur Wasserstoff-Elektrolyse kann aus heutiger Sicht nur als niedrig bis mittelhoch eingestuft werden. So sind zwar einzelne deutsche Hersteller auf dem Markt vertreten (insbesondere bei der AEL-Technologie), von einer Marktführerschaft kann aber keine Rede sein. Außerdem haben nordamerikanische Hersteller bei der PEMEL-Technologie eindeutig einen Technologievorsprung (Smolinka 2011). In Bezug auf den Bau von Kavernen zur Wasserstoffspeicherung wird kein Potenzial für Exporte gesehen. **3 Punkte**

#### *Redox-Flow-Batterien*

Bei Redox-Flow-Batterien spielen deutsche Unternehmen derzeit keine wesentliche Rolle. Allerdings gibt es gleichzeitig auch kaum internationale Akteure. Nach Einschätzung von (Hannig et al. 2009) könnten deutsche Unternehmen daher bei entsprechenden Investitionen in Zukunft auf dem Weltmarkt prinzipiell „eine wichtige Rolle übernehmen“. **5 Punkte**

#### *Natrium-Schwefel-Batterien*

Auf dem Feld der Natrium-Schwefel-Batterien gibt es einen japanischen Technologievorsprung. Weltweit werden entsprechende Batterien derzeit nur von einem japanischen Hersteller verkauft – eine deutsche Wertschöpfung ist insofern nicht gegeben und mindestens auf absehbare Zeit nicht zu erwarten (Hannig et al. 2009). **0 Punkte**

#### *Druckluftspeicher (konventionell)*

Die Technologie der Druckluftspeicherung ist in Deutschland – im Gegensatz zu fast allen anderen Ländern der Welt – seit über 30 Jahren erprobt, wenn auch nur in der Form einer einzigen Anlage. Insofern ist ein Technologieexport auf diesem Gebiet denkbar. Allerdings ist Konkurrenz aus den USA zu erwarten, die ebenfalls über Erfahrungen beim Betrieb eines Druckluftspeichers verfügen. Ein leichter Vorteil für Deutschland in Bezug auf zukünftige Exportpotenziale könnte der hierzulande stark aufgestellte Kraftwerksbau sein (Hannig et al. 2009). **6 Punkte**

#### *Druckluftspeicher (adiabat)*

Die Technologie der Druckluftspeicherung ist in Deutschland – im Gegensatz zu fast allen anderen Ländern der Welt – seit über 30 Jahren erprobt, insofern ist ein Technologieexport auf diesem Gebiet denkbar. Allerdings ist Konkurrenz aus den USA zu erwarten, die ebenfalls über Erfahrungen beim Betrieb von Druckluftspeichern verfügen. Ein leichter Vorteil für Deutschland in Bezug auf zukünftige Exportpotenziale könnte der hierzulande stark aufgestellte Kraftwerksbau sein (Hannig et al. 2009). Bei der neuen adiabaten Technologie könnten sich deutsche Unternehmen durch das derzeit in Planung befindliche Speicherprojekt „ADELE“ potenziell einen Technologievorsprung sichern (RWE Power 2010a). **7 Punkte**

#### *Pumpspeicher (konventionell)*

Das Potenzial für deutsche Unternehmen bei dem Export von Pumpspeicher-Technik kann als mittel bis mittelhoch eingestuft werden. In Deutschland gibt es bereits einige Pumpspeicher und es werden derzeit mehrere neue Projekte geplant. Deutsche Hersteller (z. B. Voith

Hydro) sind insbesondere bei der Turbinentechnik auf dem Weltmarkt vertreten. Auf der anderen Seite gibt es auch in mehreren anderen Ländern Erfahrungen mit dem Bau und Betrieb von Pumpspeichern. **6 Punkte**

#### *Pumpspeicher (Nutzung von Bergbaustollen)*

Bei der Nutzung von Bergbaustollen für Pumpspeicher könnte es für deutsche Unternehmen neben ihrer grundsätzlichen Erfahrungen beim Bau von Pumpspeichern den zusätzlichen Vorteil geben, dass diese Idee in Deutschland seit einigen Jahren theoretisch-wissenschaftlich vorangebracht wird und außerdem entsprechende Standorte in Deutschland vielfach vorhanden sind. Daraus folgt, dass eine Vorreiterrolle deutscher Unternehmen bei dieser innovativen Technologie denkbar ist, von der die Unternehmen auch auf einem möglichen zukünftigen Weltmarkt profitieren könnten. **7 Punkte**

### **5.4 Gewichtung der Kriterien**

Nachdem im ersten Schritt alle Alternativen hinsichtlich aller Kriterien bewertet wurden, erfolgt anschließend die Gewichtung der Kriterien untereinander. Dadurch erhalten Kriterien, die für den Auftraggeber von hoher Relevanz sind, einen stärkeren Einfluss auf das Ergebnis als weniger wichtige Kriterien.

Es gibt verschiedene Verfahren, um diese Gewichtung der Kriterien vorzunehmen. Im Rahmen dieses Projektes wird der in Kapitel 5.1.1 beschriebene Analytical Hierarchy Process (AHP) verwendet. Dieses Verfahren bietet den Vorteil, dass der Gewichtungsvorgang gut dokumentiert werden kann und nachvollziehbar bleibt. Außerdem können inkonsistente Bewertungen identifiziert werden, so dass das Resultat ein in sich widerspruchsfreies Set von Gewichtungen ist.

Für den AHP werden zunächst alle Kategorien und anschließend alle Kriterien innerhalb einer Kategorie gegeneinander bewertet. Dafür wird für jedes Paar von Kategorien bzw. Kriterien festgestellt, wie ihr Verhältnis zueinander auf einer Skala von „extrem viel unwichtiger“ bis zu „extrem viel wichtiger“ bewertet wird. Diese Bewertung bildet die Basis für die Berechnung der Gewichtungsfaktoren.

Im klassischen AHP führt der Auftraggeber diese Bewertungen durch. Dadurch wird gewährleistet, dass die Gewichtungen die Einschätzungen des Auftraggebers widerspiegeln. In diesem Projekt war es jedoch nicht möglich, die Bewertungen vom Auftraggeber durchführen zu lassen. Stattdessen wurden sie von den Bearbeitern durchgeführt. Die im Folgenden dokumentierten Bewertungen (Kapitel 5.4.1) spiegeln somit die Einschätzung des Projektteams wider.

Um die Sensitivität der Ergebnisse hinsichtlich der Gewichtungen einschätzen zu können, werden im anschließenden Kapitel 5.4.2 verschiedene Gewichtungsvarianten berechnet. Diese Varianten sollen aufzeigen, wie robust die Ergebnisse gegenüber verschiedenen Priorisierungen sind.

Im Anschluss an die Beschreibung der Gewichtungen werden in Kapitel 5.5 die Ergebnisse dargestellt, die aus der Kombination von Bewertung (Kapitel 5.3) und Gewichtungen (Kapitel 5.4) resultieren.



### 5.4.1 Durchführung des Analytical Hierarchy Process

Die Kategorien stellen die oberste Gliederungsebene der betrachteten Kriterien dar. Im Folgenden wird daher zunächst der Gewichtungprozess der Kategorien beschrieben. Anschließend wird der AHP für die Kriterien innerhalb jeder Kategorie dokumentiert (zweite Ebene). Auf der dritten Ebene (Unterkriterien) wird im Allgemeinen keine Gewichtung mit dem AHP durchgeführt, sondern eine gleichwertige Gewichtung aller einem Kriterium zugeordneten Unterkriterien angenommen. Eine Ausnahme stellen hier die fünf „Ressourcen“-Unterkriterien dar, die wegen ihrer unterschiedlichen Relevanz einer AHP-Gewichtung unterzogen wurden.

#### I) Gewichtung der Kategorien untereinander

Zunächst wurde die Relevanz der Kategorien gegeneinander abgeschätzt. Dazu hat das Projektteam die in Tabelle 5-10 dokumentierten Bewertungen vorgenommen.

Tabelle 5-10: Relevanz der Kategorien gegeneinander

„Wie relevant ist / sind ...“	im Verhältnis zu ...?“	Unwichtiger ....		gleich			... Wichtiger			
		1/9	1/7	1/5	1/3	1	3	5	7	9
Technologie	Politik & Soz.							x		
Technologie	Ökologie					x				
Technologie	Ökonomie					x				
Politik & Soz.	Ökologie				x					
Politik & Soz.	Ökonomie				x					
Ökologie	Ökonomie					x				

Quelle: Eigene Analysen

Nach Einschätzung des Projektteams sind demnach technologische, ökonomische und ökologische Kriterien etwa gleich wichtig. Politische und soziale Kriterien treten demgegenüber in den Hintergrund. Die Kategorie „Technologie“ dominiert gegenüber „Politik und Soziales“ etwas stärker als „Ökonomie“ und „Ökologie“.

Diese Bewertungen führen zu folgendem Gewichtungsvektor:

Tabelle 5-11: Gewichtung der Kategorien

	Gewichtung
Technologie	<b>33 %</b>
Politik & Soziales	<b>9 %</b>
Ökologie	<b>29 %</b>
Ökonomie	<b>29 %</b>

Quelle: Eigene Analysen

### A) Gewichtung innerhalb der Kategorie „Technologie“

In der Kategorie „Technologie“ müssen sieben Kriterien miteinander verglichen werden. Dies führt zu 21 Kreuzvergleichen. Die Bewertungen sind in Tabelle 5-12 dargestellt.

Tabelle 5-12: Relevanz der Kriterien in der Kategorie „Technologie“

„Wie relevant ist / sind ...“	im Verhältnis zu ...?“	Unwichtiger .... gleich ... Wichtiger								
		1/9	1/7	1/5	1/3	1	3	5	7	9
Nutzbarer Anteil	Realisierungsdauer						x			
Nutzbarer Anteil	Innovationspotenzial						x			
Nutzbarer Anteil	Marktpotenzial					x				
Nutzbarer Anteil	Steuerbarkeit							x		
Nutzbarer Anteil	Problem-ADG					x				
Nutzbarer Anteil	Anderw. Nutzbar.							x		
Realisierungsdauer	Innovationspotenzial				x					
Realisierungsdauer	Marktpotenzial		x							
Realisierungsdauer	Steuerbarkeit						x			
Realisierungsdauer	Problem-ADG			x						
Realisierungsdauer	Anderw. Nutzbar.				x					
Innovationspotenzial	Marktpotenzial				x					
Innovationspotenzial	Steuerbarkeit							x		
Innovationspotenzial	Problem-ADG				x					
Innovationspotenzial	anderw. Nutzbar.						x			
Marktpotenzial	Steuerbarkeit									x
Marktpotenzial	Problem-ADG					x				
Marktpotenzial	anderw. Nutzbar.								x	
Steuerbarkeit	Problem-ADG				x					
Steuerbarkeit	anderw. Nutzbar.			x						
Problem-ADG	anderw. Nutzbar.						x			

Quelle: Eigene Analysen

Der nutzbare Anteil und das Marktpotenzial wurde im Vergleich zu allen anderen technischen Kriterien als wichtiger eingeschätzt: Den Bearbeitern ist einerseits wichtig, dass durch die eingesetzten Technologien so viel Energie wie möglich nutzbar bleibt und dabei andererseits auch signifikante Leistungen dieser Technologien überhaupt installiert werden können. Dem Problemabdeckungsgrad wird eine ähnlich hohe Relevanz zugesprochen. Er beschreibt, wie viele andere der angesprochenen Problemfelder (Gradienten, Unterversorgung, Systemsicherheit) durch die berücksichtigten Technologien adressiert werden können. Die Realisierungsdauer ist nicht unwichtig, allerdings ist keine der hier untersuchten Technologien in Hinblick auf Bau- und Vorlaufzeit besonders kritisch, weshalb die Realisierungsdauer

gegenüber den anderen Kriterien zurückgestellt wurde. Die gleiche Argumentation gilt noch in stärkerem Maße für die Steuerbarkeit: Sie ist für alle Alternativen sehr gut, Unterschiede liegen im Bereich zwischen Sekunden und Minuten. Deswegen wird die Steuerbarkeit als unkritisch angesehen und anderen Kriterien untergeordnet.

Aus diesen Bewertungen ergibt sich der in Tabelle 5-13 dargestellte Gewichtungsvektor.

Tabelle 5-13: Gewichtung der Technologie-Kriterien

	Gewichtung
Nutzbarer Anteil	22 %
Realisierungsdauer	5 %
Innovationspotenzial	12 %
Marktpotenzial	29 %
Steuerbarkeit	3 %
Problem-Abdeckungsgrad	21 %
anderw. Nutzbarkeit	8 %

Quelle: Eigene Analysen

## B) Gewichtung innerhalb der Kategorie „Politik und Soziales“

Tabelle 5-14: Relevanz der Kriterien in der Kategorie „Politik und Soziales“

„Wie relevant ist / sind ...“	im Verhältnis zu ...?“	Unwichtiger .... gleich ... Wichtiger								
		1/9	1/7	1/5	1/3	1	3	5	7	9
Konf. mit pol. Zielen	Unabh. vom Ausland			x						
Konf. mit pol. Zielen	Beschäftigungspot.	x								
Konf. mit pol. Zielen	ges. Akzeptanz		x							
Konf. mit pol. Zielen	Landschaftsbild				x					
Unabh. vom Ausland	Beschäftigungspot.			x						
Unabh. vom Ausland	ges. Akzeptanz					x				
Unabh. vom Ausland	Landschaftsbild						x			
Beschäftigungspot.	ges. Akzeptanz						x			
Beschäftigungspot.	Landschaftsbild							x		
ges. Akzeptanz	Landschaftsbild						x			

Quelle: Eigene Analysen

Die Bewertungen in der Kategorie „Politik und Soziales“ unterscheiden sich sehr stark (siehe Tabelle 5-14). Hier wird beispielsweise die „Konformität mit politischen Zielen“ als deutlich unwichtiger als das Beschäftigungspotenzial bewertet. Diese großen Differenzen in der Bewertung zeigen sich auch im resultierenden Gewichtungsvektor (Tabelle 5-15):

Tabelle 5-15: Gewichtung der „Politik und Soziales“-Kriterien

	Gewichtung
Konformität mit pol. Zielen	4 %
Unabh. vom Ausland	17 %
Beschäftigungspotenzial	52 %
gesellschaftl. Akzeptanz	20 %
Landschaftsbild	8 %

Quelle: Eigene Analysen

### C) Gewichtung innerhalb der Kategorie „Ökologie“

„Wie relevant ist / sind ...“	im Verhältnis zu ...?“	Unwichtiger .... gleich ... Wichtiger								
		1/9	1/7	1/5	1/3	1	3	5	7	9
Ressourcen	THG-Emissionen			x						
Ressourcen	weitere Emissionen							x		
Ressourcen	sens. Ökosysteme					x				
Ressourcen	Risiko im Fehlerfall						x			
THG-Emissionen	weitere Emissionen								x	
THG-Emissionen	sens. Ökosysteme							x		
THG-Emissionen	Risiko im Fehlerfall								x	
weitere Emissionen	sens. Ökosysteme			x						
weitere Emissionen	Risiko im Fehlerfall				x					
sens. Ökosysteme	Risiko im Fehlerfall							x		

Tabelle 5-16: Relevanz der Kriterien in der Kategorie „Ökologie“

Quelle: Eigene Analysen

In der Kategorie „Ökologie“ werden die Treibhausgasemissionen als sehr wichtig eingeschätzt. Das Risiko im Fehlerfall und die weiteren Emissionen werden als kaum relevant beurteilt, da sich die Bewertungen der unterschiedlichen Technologien in diesen Kriterien nicht stark unterscheiden (Tabelle 5-16). Daraus resultiert der in Tabelle 5-17 dargestellte Gewichtungsvektor:

Tabelle 5-17: Gewichtung der „Ökologie“-Kriterien

	Gewichtung
Ressourcen	16 %
THG-Emissionen	56 %
Weitere Emissionen	4 %
Sensible Ökosysteme	18 %
Risiko im Fehlerfall	7 %

Quelle: Eigene Analysen

#### D) Gewichtung innerhalb der Kategorie „Ökonomie“

In der Kategorie „Ökonomie“ sind lediglich drei Kriterien gegeneinander zu bewerten (siehe Tabelle 5-18).

Tabelle 5-18: Relevanz der Kriterien in der Kategorie „Ökonomie“

„Wie relevant ist / sind ...“	im Verhältnis zu ...?“	Unwichtiger .... gleich ... Wichtiger								
		1/9	1/7	1/5	1/3	1	3	5	7	9
Spezifische Kosten	Wettbew.-förderung							x		
Spezifische Kosten	Exportpotenzial								x	
Wettbew.-förderung	Exportpotenzial				x					

Quelle: Eigene Analysen

Die spezifischen Kosten, also die Stromverlagerungskosten für eine Kilowattstunde, werden als sehr wichtig angesehen. Die Wettbewerbsförderung und das Exportpotenzial sind ihnen untergeordnet, dabei wird das Exportpotenzial für den Industriestandort NRW als wichtiger als die Wettbewerbsförderung eingeschätzt. Es resultiert folgender Gewichtungsvektor (Tabelle 5-19):

Tabelle 5-19: Gewichtung der „Ökonomie“-Kriterien

	Gewichtung
Spezifische Kosten	<b>74 %</b>
Wettbewerbsförderung	<b>9 %</b>
Exportpotenzial	<b>17 %</b>

Quelle: Eigene Analysen

### e) Gewichtung der Unterkriterien

Die Unterkriterien, also Differenzierungen innerhalb eines Kriteriums, werden jeweils gleich gewichtet. Bei zwei Unterkriterien in einem Kriterium erhalten also beide 50 %, bei drei Unterkriterien werden jeweils 33,3 % vergeben. Auf der Unterkriterien-Ebene wird dieses vereinfachte Vorgehen gewählt, da die ausführliche Gewichtung gemäß dem AHP einen hohen Aufwand darstellt, veränderte Gewichtungen auf dieser untersten Gliederungsebene aber nur geringe Auswirkungen auf das Gesamtergebnis der Analyse haben.

Eine Ausnahme wird in den Unterkriterien zum Kriterium „Ressourcen“ gemacht, da eine Gleichgewichtung aller fünf Unterkriterien nach Einschätzung des Bearbeiters zu einer Verzerrung führt. Der aus dem AHP resultierende Gewichtungsvektor für die Unterkriterien der Ressourcen gewichtet stoffliche und energetische Ressourcen gleich stark. Der Flächenverbrauch und die Recyclingfähigkeit werden als weniger relevant eingeschätzt. Da alle Alternativen ähnlich gute Ergebnisse hinsichtlich der kritischen Ressourcen erreichen (alle 10 Punkte), wird dieses Unterkriterium mit 0 % gewichtet und somit aus der multikriteriellen Analyse ausgeschlossen.

Tabelle 5-20: Gewichtung der „Ressourcen“-Unterkriterien

	Gewichtung
Stoffliche Ressourcen	<b>39 %</b>
Energetische Ressourcen	<b>39 %</b>
Flächen	<b>15 %</b>
Recycling	<b>7 %</b>
Kritische Ressourcen	<b>0 %</b>

Quelle: Eigene Analysen

### **Zusammenfassung der Gewichtungsfaktoren**

In der folgenden Tabelle 5-21 werden die im AHP ermittelten Gewichtungsfaktoren zusammengefasst. Die Gesamtgewichtung eines Kriteriums entspricht dem Produkt der Gewichtung der Kategorie und der Gewichtung des Kriteriums innerhalb der Kategorie. Die Gewichtung eines Unterkriteriums wird analog aus dem Produkt der Gewichtungen aller drei Ebenen gebildet.

Es zeigt sich, dass das Kriterium „Spezifische Kosten“ mit 21 % den größten Einfluss hat, gefolgt von „Treibhausgasemissionen“ mit 16 %. Die Kriterien „Marktpotenzial“ (10 %), „Nutzbarer Anteil der Überschüsse“ (7 %), „Problemabdeckungsgrad“ (7 %) und „Eingriff in sensible Ökosysteme“ (5 %) haben einen mittleren Einfluss auf das Ergebnis der MCA. Etwa 30 % entfallen auf die Summe aller anderen Kriterien.

Tabelle 5-21: Zusammenfassung der Gewichtungen

Kategorien	Technologie								Politik & Soziales						Ökologie						Ökonomie												
Gewichtung Kategorien	33%								9%						29%						29%												
Kriterien	Nutzbarer Anteil	Realisierungsdauer		Innovationspotenzial		Marktpotenzial	Steuerbarkeit	Problembdeckungsgrad	andenweitige Nutzbarkeit	Konformität mit pol. Zielen	Unabhängigkeit vom Ausland		Beschäftigungspotenzial		Gesellschaftliche Akzeptanz		Landschaftsbild		Ressourcen						THG-Emissionen	Weitere Emissionen		sensible Ökosysteme	Risiko im Fehlerfall	Spezifische Kosten	Beitrag zur Wettbew.-förd.	Exportpotenzial	
Gewichtung Kriterien	22%	4.8%		11.7%		29.1%	3.4%	21.3%	7.6%	3.5%	17.1%		51.7%		19.8%		7.9%		15.7%						55.7%	3.9%		18.2%	6.6%	73.8%	9.2%	17.0%	
Einfluss	7.3%	1.6%		3.9%		9.7%	1.1%	7.1%	2.5%	0.3%	1.5%		4.4%		1.7%		0.7%		4.6%						16.2%	1.1%		5.3%	1.9%	21.4%	2.7%	4.9%	
Gewichtung Unterkriterien	-	50%	50%	50%	50%	-	-	-	-	-	50%	50%	50%	50%	33%	33%	33%	-	39%	39%	15%	0%	7%	-	33%	33%	33%	-	-	-	-	50%	50%
Insg. Einfluss	7.3%	0.8%	0.8%	1.9%	1.9%	9.7%	1.1%	7.1%	2.5%	0.3%	0.7%	0.7%	2.2%	2.2%	0.6%	0.6%	0.6%	0.7%	1.8%	1.8%	0.7%	0.0%	0.3%	16.2%	0.4%	0.4%	0.4%	5.3%	1.9%	21.4%	2.7%	2.5%	2.5%

Quelle: Eigene Analysen



## 5.4.2 Variation der Gewichtungsfaktoren

Um dem Umstand Rechnung zu tragen, dass die zuvor ermittelten Gewichtungen nicht unbedingt genau den Einschätzungen des Auftraggebers entsprechen, wurden zusätzlich drei weitere Sets von Gewichtungsfaktoren bestimmt. Diese sollen aufzeigen, welche der untersuchten Technologien auch bei einer anderen Priorisierung robuste Alternativen darstellen. Es wurden die folgenden Gewichtungsvarianten berechnet, die in Tabelle 5-22 zusammengefasst werden.

### Variante A - Gleichgewichtung

Für diese Variante wurde kein AHP durchgeführt. Stattdessen wurde eine Gleichgewichtung auf allen Ebenen durchgeführt. Das bedeutet, dass jede Kategorie 25 % Gewicht erhält und die Gewichtung innerhalb der Kategorien gleichmäßig auf die Kriterien verteilt wird. Ebenso werden alle Unterkriterien eines Kriteriums gleich gewichtet. Durch diese Gleichgewichtung auf allen Ebenen wird sichergestellt, dass eine Kategorie bzw. ein Kriterium nicht dadurch stärkeres Gewicht erhält, dass mehr Kriterien oder Unterkriterien in ihr vertreten sind.

Variante A bildet die Basis für die Analyse von verschiedenen Gewichtungsansätzen.

### Variante B – Standardgewichtung gemäß Kapitel 5.4.1

Variante B entspricht der zuvor beschriebene Gewichtung (Tabelle 5-21) gemäß der Einschätzungen des Bearbeiters. Diese Gewichtung vergibt 9 % an „Politik & Soziales“, jeweils 29 % an „Ökonomie“ und „Ökologie“ und 33 % an „Technologie“. Die Gewichtung der Kriterien und Unterkriterien wird ebenfalls wie in Tabelle 5-21 dargestellt übernommen.

### Variante C –

#### i) starker Vorzug der ökologischen Kriterien

Diese Variante basiert auf der in Tabelle 5-21 dargestellten Standardgewichtung aus dem AHP. Die Gewichtungen der Kriterien und Unterkriterien wird übernommen. Für die Gewichtung der Kategorien wird der AHP erneut durchgeführt. Dabei wird die Ökologie als „deutlich wichtiger“ als die anderen Kriterien bewertet (Faktor 5). Die anderen Kategorien werden jeweils als „gleich wichtig“ (Faktor 1) beurteilt. Daraus resultiert eine Gewichtungsverteilung von 62,5 % für Ökologie und jeweils 12,5 % für die anderen Kategorien.

#### ii) sehr starker Vorzug der ökologischen Kriterien

Hier wird wie in Variante C-i vorgegangen, dabei wird Ökologie als „extrem viel wichtiger“ (Faktor 9) als die anderen Kategorien beurteilt. Daraus resultiert eine Gewichtungsverteilung von 75 % für „Ökologie“ und jeweils 8 % für „Technologie“, „Politik und Soziales“ und „Ökonomie“. Durch die signifikante Rolle, die das Kriterium „Treibhausgasemissionen“ in der Kategorie „Ökologie“ spielt, dominiert dieses Kriterium die Ergebnisse mit 42 % sehr stark.

### Variante D –

#### i) starker Vorzug der ökonomischen Kriterien

Hierfür wird analog zu Variante D-i vorgegangen. Statt „Ökologie“ wird hier „Ökonomie“ als „deutlich wichtiger“ beurteilt, so dass die „Ökonomie“ 62,5 % Gewicht bekommt und die anderen Kategorien jeweils 12,5 %.

**ii) sehr starker Vorzug der ökonomischen Kriterien**

Hier wird analog zu Variante C-ii die Ökonomie als „extrem viel wichtiger“ bewertet. Das führt dazu, dass die Ökonomie eine Gewichtung von 75 % und die anderen Kategorien jeweils 8 % erhalten. Dadurch gewinnt das Kriterium „spezifische Kosten“, das innerhalb der Ökonomie die stärkste Gewichtung hat, mit 55 % einen sehr starken Einfluss.

Tabelle 5-22: Zusammenfassung der Gewichtungsvariationen

	A – gleich gewichtet	B – Standardgewichtung	C-i – leicht ökologisch	C-ii – stark ökologisch	D-i – leicht ökonomisch	D-ii – stark ökonomisch
Technologie	25 %	33 %	12,5 %	8 %	12,5 %	8 %
Politik & Soziales	25 %	9 %	12,5 %	8 %	12,5 %	8 %
Ökologie	25 %	29 %	62,5 %	75 %	12,5 %	8 %
Ökonomie	25 %	29 %	12,5 %	8 %	62,5 %	75 %

Quelle: Eigene Analysen

**5.5 Ergebnisse**

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Multikriteriellen Analyse dargestellt. Dazu werden die jeweils erreichten Punkte für jede Alternative mit den Gewichtungen der Kriterien multipliziert. Das Resultat wird durch eine Multiplikation mit dem Faktor zehn so skaliert, dass insgesamt 100 Punkte erreicht werden, wenn eine Alternative in allen Kriterien volle Punktzahl erreicht.

In Kapitel 5.5.1 werden die Ergebnisse vorgestellt, die aus der in Kapitel 5.4.1 beschriebenen Gewichtung resultieren. Die hier beschriebenen Resultate stellen die zentralen Ergebnisse dieser Untersuchung dar.

Anschließend wird in Kapitel 5.5.2 die Sensitivität dieser Ergebnisse in Hinsicht auf verschiedene Gewichtungen untersucht. Dafür werden die drei in Kapitel 5.4.2 beschriebenen Gewichtungsvarianten genutzt.

**5.5.1 Ergebnisse der multikriteriellen Analyse**

Zu Berechnung der Ergebnisse werden die Punktebewertungen, die in Kapitel 5.3 vergeben wurden, mit der Gewichtung jedes Kriteriums (Kapitel 5.4) multipliziert. Das Ergebnis dieser Rechenoperation wird mit dem Faktor zehn multipliziert, so dass die höchstmögliche Gesamtpunktzahl 100 Punkte beträgt. Die Punkte, die jede Alternative in den verschiedenen

Kriterien erhält, werden anschließend addiert. Das Ergebnis dieser Berechnung ist in Tabelle 5-23 dargestellt.

Sortiert nach der Anzahl der erreichten Punkte, ergibt sich das folgende Bild (Abbildung 5-6). Dabei wird die Punktzahl, die die Alternative „Abregelung“ erreicht, mit einer roten Linie gekennzeichnet. Diese Punktzahl bildet den Schwellwert, den Alternativen überschreiten müssen, um gegenüber der Abregelung - als heute üblicher, konventioneller Verfahrensform - bevorzugt zu werden.

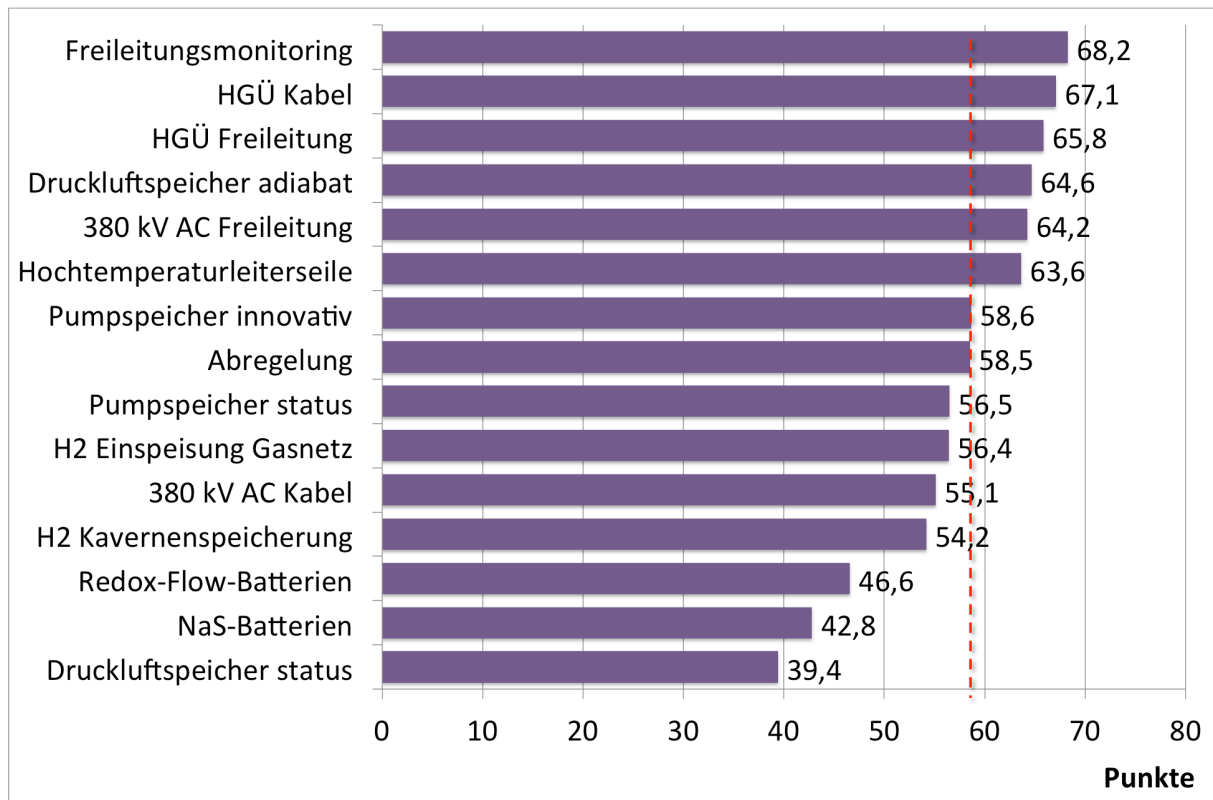


Abbildung 5-6: Ranking der Alternativen zum nachhaltigen Umgang mit Windstromüberschüssen

Quelle: Eigene Analysen

Die höchste Punktzahl erreicht das Freileitungsmonitoring mit 68,2 Punkten, gefolgt von den HGÜ-Kabeln mit 67,1 Punkten. Die Abregelung von Wind und PV-Anlagen erreicht mit 58,5 Punkten ein Ergebnis im Mittelfeld. Alle Netztechnologien (mit Ausnahme der 380 kV AC Kabel) erreichen höhere Punktzahlen als die Abregelung, sind ihr gegenüber also zu bevorzugen. Adiabate Druckluftspeicher schneiden ähnlich gut wie die Netztechnologien ab. Konventionelle und innovative Pumpspeicherkonzepte (56,5 bzw. 58,6) werden ähnlich gut bewertet wie die Abregelung, hier kann keine klare Priorisierung getroffen werden. Die beiden Batterietypen (46,6 bzw. 42,8 Punkte) liegen im Ranking am unteren Ende der Skala. Geringere Punktzahlen erreichen lediglich die konventionellen Druckluftspeicher mit 39,4 Punkten. Damit schneiden sie am schlechtesten ab und sind unter Berücksichtigung der hier angesetzten Gewichtung die am wenigsten geeignete Alternative zum nachhaltigen Umgang mit Windstromüberschüssen.



Tabelle 5-23: Ergebnisse der multikriteriellen Analyse

Kriterien	Technologie								Politik & Soziales							Ökologie							Ökonomie				Ergebnis (Punkte)							
	Unterkriterien	Nutzbarer Anteil der Überschüsse	Realisierungsdauer		Innovationspotenzial		Marktpotenzial	Steuerbarkeit	Problembdeckungsgrad	anderweitige Nutzbarkeit	Konformität mit politischen Zielen	Unabhängigkeit vom Ausland		Beschäftigungspotenzial		gesellschaftliche Akzeptanz			Auswirkungen a. d. Landschaftsbild	Ressourcen				THG-Emissionen	Weitere Emissionen			Eingriff in sensible Ökosysteme	Risiko im Fehlerfall	Stromverlagerungskosten	Beitrag zur Wettbewerbsförderung	Exportpotenzial		
	/	Bauzeit	Vorlaufzeit	intern	extern	/	/	/	/	/	Energie	Know-How	direkt	indirekt	Image	Initiativen	Transparenz	/	stofflich	energetisch	Flächen	kritische Ress.	Recycling	/	Schadstoffe	Lärm	El.-mag. Felder	/	/	/	/	Nachfrage	Exportfähigkeit	
Gewichtung (%)	7.3	0.8	0.8	1.9	1.9	9.7	1.1	7.1	2.5	0.3	0.7	0.7	2.2	2.2	0.6	0.6	0.6	0.7	1.8	1.8	0.7	0.0	0.3	16.2	0.4	0.4	0.4	5.3	1.9	21.4	2.7	2.5	2.5	
Abregelung	0	1	1	1	0	10	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	2	2	1	0	0	16	0	0	0	5	2	13	0	0	0	59
HGÜ Freileitung	7	0	0	1	2	8	1	1	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	2	2	0	0	0	10	0	0	0	1	1	21	1	1	2	66
HGÜ Kabel	7	0	0	1	2	8	1	1	0	0	0	1	2	1	0	0	0	0	1	2	0	0	0	13	0	0	0	2	1	17	1	1	2	67
380 kV AC Freileitung	7	1	0	0	0	9	1	1	0	0	0	1	1	1	0	0	1	0	1	2	0	0	0	11	0	0	0	0	1	21	1	2	0	64
380 kV AC Kabel	7	0	0	0	0	7	1	1	0	0	0	1	2	1	0	0	0	0	1	2	0	0	0	13	0	0	0	1	1	11	1	0	1	55
Freileitungsmonitoring	7	1	1	1	0	6	1	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	1	2	2	1	0	0	15	0	0	0	3	1	21	1	0	1	68
Hochtemperatur-FLS	7	1	0	1	1	5	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	2	2	1	0	0	11	0	0	0	3	2	21	1	0	0	64

Quelle: Eigene Analysen

Tabelle 5-23: Ergebnisse der multikriteriellen Analyse (Teil 2)

Kriterien	Technologie								Politik & Soziales							Ökologie							Ökonomie			Ergebnis (Punkte)								
	Unterkriterien	Nutzbarer Anteil der Überschüsse	Realisierungsdauer		Innovationspotenzial		Marktpotenzial	Steuerbarkeit	Problembdeckungsgrad	anderweitige Nutzbarkeit	Konformität mit politischen Zielen	Energie	Know-How	Beschäftigungspotenzial		gesellschaftliche Akzeptanz			Auswirkungen a. d. Landschaftsbild	Ressourcen				THG-Emissionen	Weitere Emissionen			Eingriff in sensible Ökosysteme	Risiko im Fehlerfall	Stromverlagerungskosten	Beitrag zur Wettbewerbsförderung	Exportpotenzial		
	/	Bauzeit	Vorlaufzeit	intern	extern	/	/	/	/	/	/	direkt	indirekt	Image	Initiativen	Transparenz	/	stofflich	energetisch	Flächen	kritische Ress.	Recycling	/	Schadstoffe	Lärm	El.-mag. Felder	/	/	/	/	Nachfrage	Exportfähigkeit		
Gewichtung (%)	7.3	0.8	0.8	1.9	1.9	9.7	1.1	7.1	2.5	0.3	0.7	0.7	2.2	2.2	0.6	0.6	0.6	0.7	1.8	1.8	0.7	0.0	0.3	16.2	0.4	0.4	0.4	5.3	1.9	21.4	2.7	2.5	2.5	
H2 Einspeisung Gasnetz	3	1	1	1	2	2	1	5	3	0	1	0	1	1	1	0	0	0	2	1	1	0	0	15	0	0	0	4	1	6	2	0	1	56
H2 Kavernenspeicher	2	0	0	1	2	2	1	7	3	0	1	0	2	1	0	0	0	0	1	1	1	0	0	15	0	0	0	3	0	6	2	0	1	54
Redox-Flow-Batterien	7	1	1	2	1	0	1	6	1	0	1	0	2	1	0	1	0	0	1	1	0	0	0	5	0	0	0	5	1	4	2	1	1	47
NaS-Batterien	6	1	1	1	1	3	1	6	1	0	1	0	2	1	0	1	0	0	1	1	1	0	0	5	0	0	0	5	1	0	3	1	0	43
Druckluftspeicher status	4	0	0	0	0	4	0	5	1	0	1	1	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	1	11	1	1	1	39
Druckluftspeicher adiabatisch	5	0	0	2	2	3	0	5	1	0	1	1	2	2	0	0	0	0	0	1	0	0	0	15	0	0	0	3	1	15	1	1	2	65
Pumpspeicher status	6	0	0	0	0	4	1	7	1	0	1	1	2	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	8	0	0	0	0	0	17	1	1	1	56
Pumpspeicher innovativ	6	0	0	2	0	3	1	7	1	0	1	1	2	2	0	0	0	0	1	1	0	0	0	8	0	0	0	2	0	15	1	0	2	59

Anmerkung: Die Einträge in der Tabelle verstehen sich jeweils als Produkt der Punkte, die eine Alternative hinsichtlich eines Kriteriums erreicht hat, multipliziert mit der Gewichtung des entsprechenden Kriteriums und multipliziert mit dem Faktor 10. Dieser Faktor bewirkt, dass eine Alternative, die in allen Bereichen volle Punktzahl erreichen würde, insgesamt mit 100 Punkten bewertet würde.

Quelle: Eigene Analysen

Um grafisch zu verdeutlichen, in welchen Kategorien und Kriterien jeweils Stärken und Schwächen der Alternativen liegen, werden zunächst in Abbildung 5-7 die Punkte, welche die Technologien erreichen, nach Kategorien aufgeschlüsselt dargestellt.

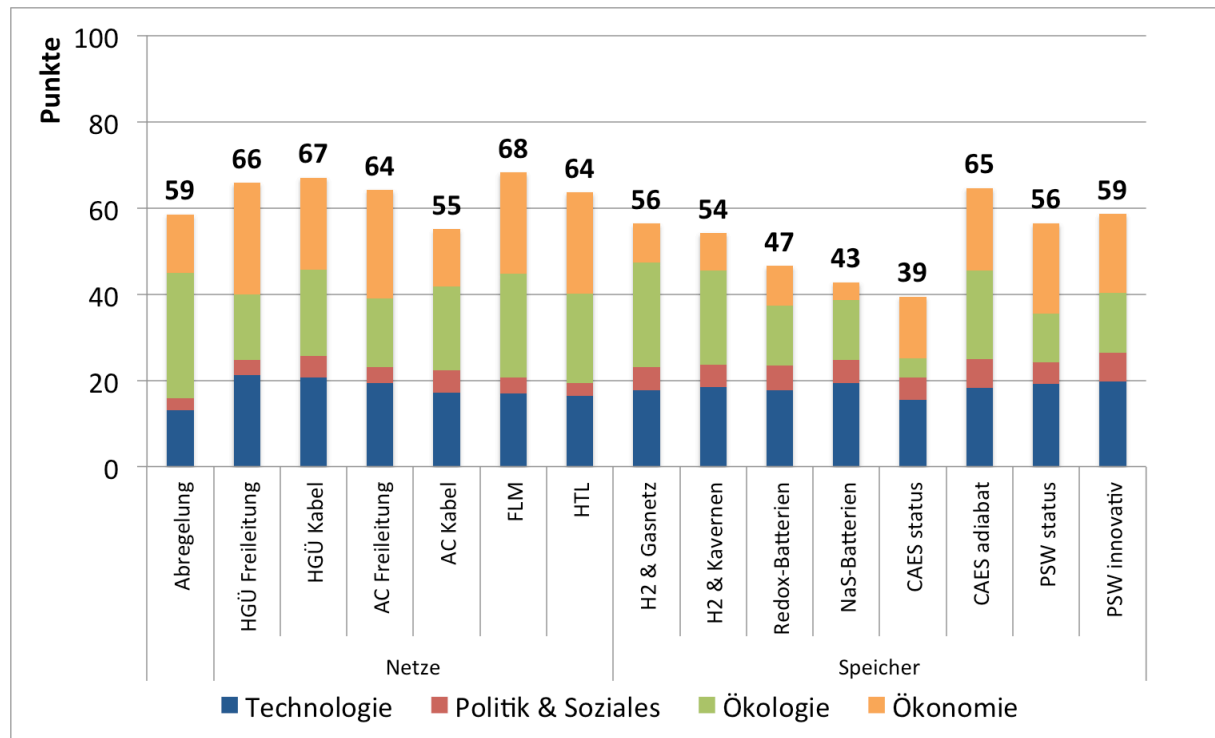


Abbildung 5-7: Differenzierung der MCA-Ergebnisse nach Kriterien-Kategorien

Quelle: Eigene Analysen

Abbildung 5-7 zeigt, dass der Einfluss der Kategorie „Politik und Soziales“ sehr gering ist. In dieser Kategorie können lediglich neun Punkte erreicht werden (siehe Kapitel 5.4.1). Die Bewertungen in der Kategorie „Technologie“ liegen dicht beieinander, lediglich die Abregelung erreicht eine deutlich geringere Punktzahl als die anderen Alternativen. In den Kategorien „Ökologie“ und „Ökonomie“ zeigen sich deutliche Unterschiede zwischen den Alternativen. Konventionelle Druckluftspeicher erreichen gerade in der Kategorie „Ökologie“ nur sehr wenige Punkte, da sie vergleichsweise hohe Treibhausgasemissionen verursachen. Konventionelle Pumpspeicher erzielen in der Ökologie etwas weniger Punkte als innovative Konzepte, gleichen das jedoch über ökonomische Vorteile teilweise wieder aus. Gute Gesamtbewertungen mit Punktzahlen oberhalb der Abregelung erhalten nur solche Alternativen, die in beiden Kategorien gut bewertet werden. Technologien, die nur in einer der beiden Kategorien Punkten können, erreichen lediglich unterdurchschnittliche Bewertungen.

Da die Kategorien „Ökologie“ und „Ökonomie“ einen starken Einfluss auf das Ergebnis der MCA haben, werden in den folgenden Abbildungen die Kriterien innerhalb dieser Kategorien differenziert.

In Abbildung 5-8 wird deutlich, wie groß der Einfluss des Kriteriums „Treibhausgasemissionen“ innerhalb der Kategorie „Ökologie“ ist. Die Abregelung erreicht hier eine hohe Punktzahl, da aus ihr keine direkten Emissionen resultieren. Konventionelle Druckluftspeicher, die aufgrund der Erdgas-Zufeuerung die höchsten direkten THG-Emissionen haben, erreichen in diesem Kriterium keine Punkte und erhalten deswegen die schlechteste Bewertung in dieser

Kategorie. Auch das Kriterium „Eingriff in sensible Ökosysteme“ hat einen sichtbaren Einfluss. Da beispielsweise der Eingriff bei innovativen Pumpspeicherkonzepten, die auf unterirdische Bergwerksstollen zurückgreifen, geringer ist als der von oberirdischen konventionellen Pumpspeichern, erreichen die neuen Konzepte hier eine höhere Bewertung.

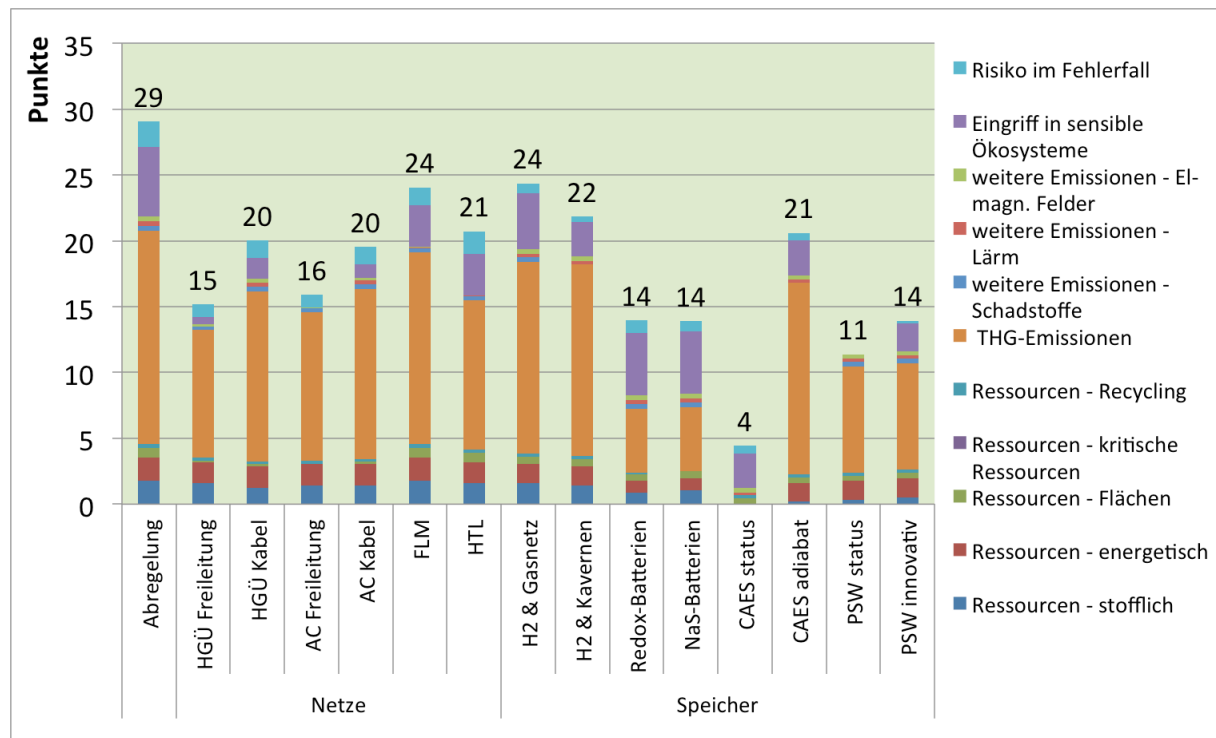


Abbildung 5-8: Ergebnisse der MCA in der Kategorie "Ökologie"

Quelle: Eigene Analysen

Das dominierende Kriterium innerhalb der Kategorie „Ökonomie“ sind die „spezifischen Kosten“. Hier erreichen besonders die Freileitungstechnologien (inklusive Freileitungsmonitoring und Hochtemperaturleiterseilen) hohe Punktzahlen. Die spezifischen Kosten der Wasserstoff- und Batterietechnologien werden eher hoch eingeschätzt, so dass diese nur geringe Punktzahlen erreichen.



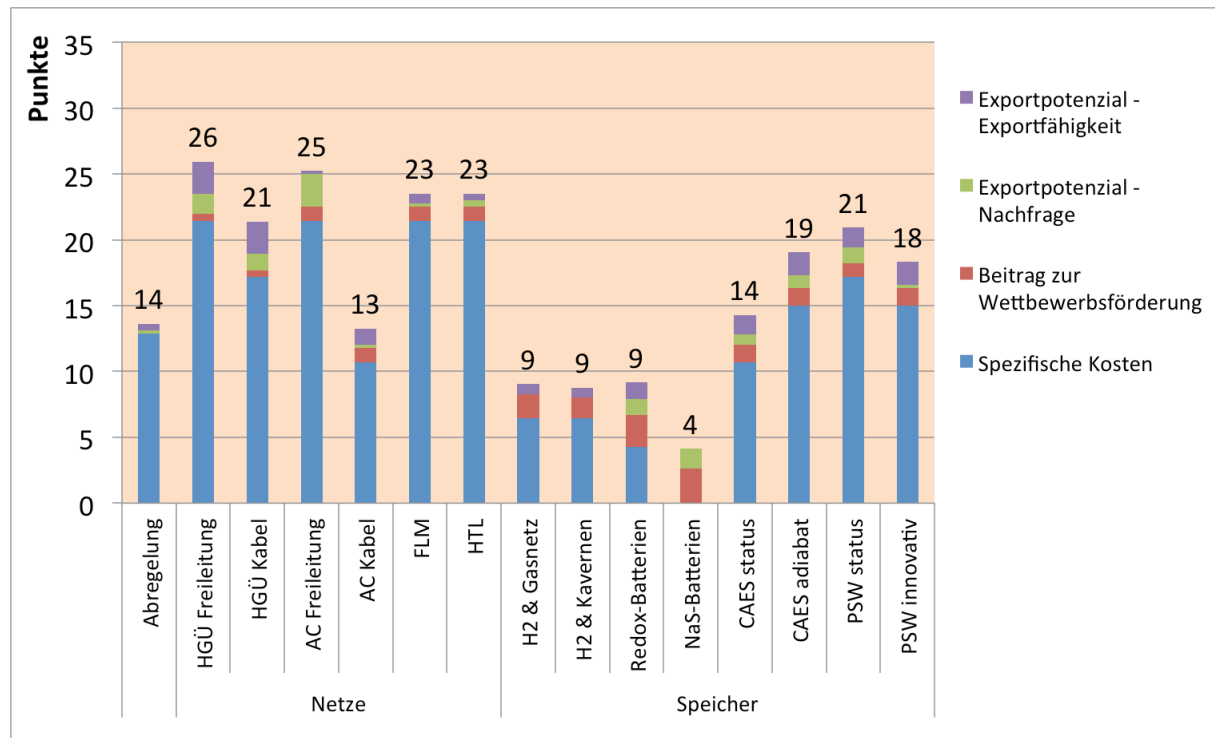


Abbildung 5-9: Ergebnisse der MCA in der Kategorie "Ökonomie"

Quelle: Eigene Analysen

Die folgende Abbildung 5-10 dient dem detaillierten Vergleich einzelner Alternativen. Hier werden die beiden Technologien mit der höchsten Punktzahl (Freileitungsmonitoring und HGÜ-Kabel) der Abregelung und der schlechtesten Alternative, den konventionellen Druckluftspeichern, gegenübergestellt. Die Größe der farbigen Flächen zeigt die Punktzahl, die eine Technologie in einem Kriterium erreicht. Hätte eine Technologie in allen Kriterien volle Punktzahl erreicht, wäre ihr Kreis vollständig farblich ausgefüllt. Die weißen Flächen zeigen demnach die Defizite der Technologien.

Das Freileitungsmonitoring weist in den Bereichen „Ökologie“ und „Ökonomie“ nur geringe Defizite auf. Im Bereich „Technologie“ und „Politik und Soziales“ wird nur etwa die Hälfte der möglichen Punkte erreicht. Lücken zeigen sich beispielsweise beim Innovationspotenzial, beim Marktpotenzial, beim Problemabdeckungsgrad und bei der anderweitigen Nutzbarkeit. Ähnlich stellt sich die Situation auch bei der Alternative mit der zweithöchsten Punktzahl, den HGÜ-Kabeln, dar. In den Kriterien „Marktpotenzial“ und „Beschäftigungspotenzial“ wird eine höhere Punktzahl erreicht, so dass die Kategorien „Technologie“ und „Politik und Soziales“ insgesamt etwas besser bewertet werden als beim Freileitungsmonitoring. Dieser Vorsprung wird jedoch durch etwas größere Defizite in den Bereichen „Ökologie“ und „Ökonomie“ kompensiert. Die Abregelung kann lediglich in der Kategorie „Ökologie“ gute Punktzahlen erreichen. In allen anderen Kategorien werden große Teile der erzielbaren Punkte nicht erreicht, die Darstellung zeigt verhältnismäßig große weiße Flächen. Die konventionellen, nicht adiabaten Druckluftspeicher zeigen in fast allen Bereichen starke Defizite. Besonders im Bereich „Ökologie“ wird nur ein sehr geringer Teil der möglichen Punkte erreicht. In der Kategorie „Politik und Soziales“ werden zwar mehr als die Hälfte aller möglichen Punkte erreicht, doch da die Gewichtung dieser Kategorie gering ist, haben diese Punkte wenig Einfluss auf das Gesamtergebnis.

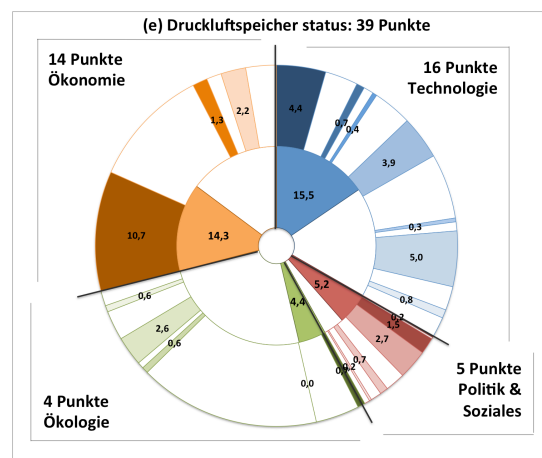
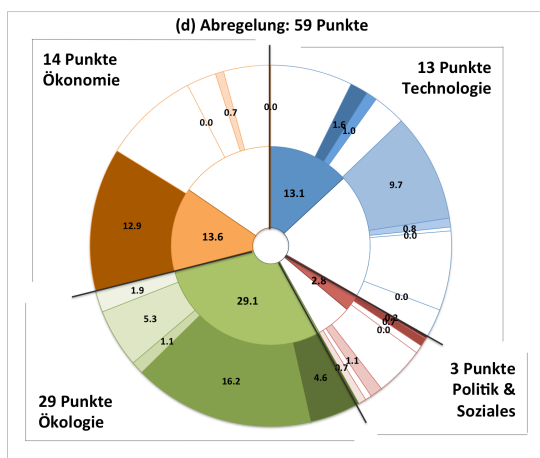
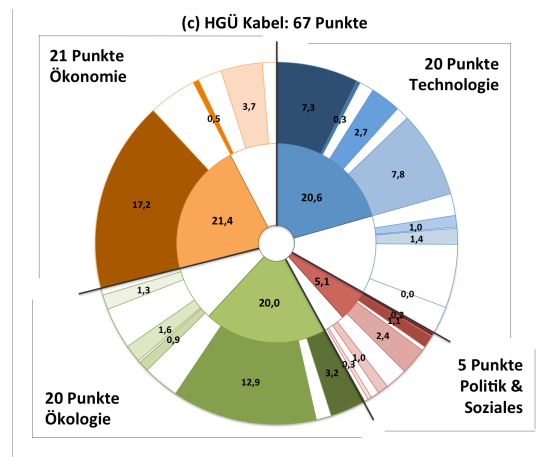
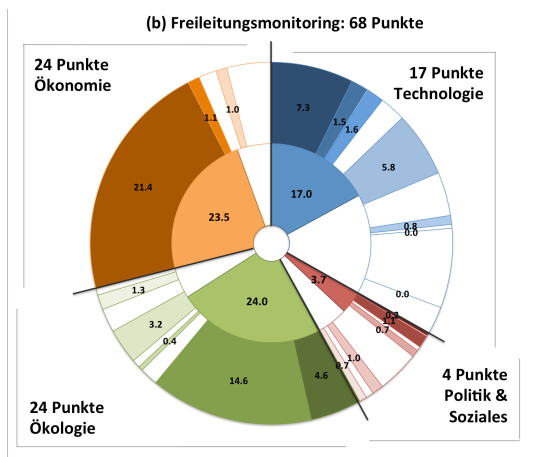
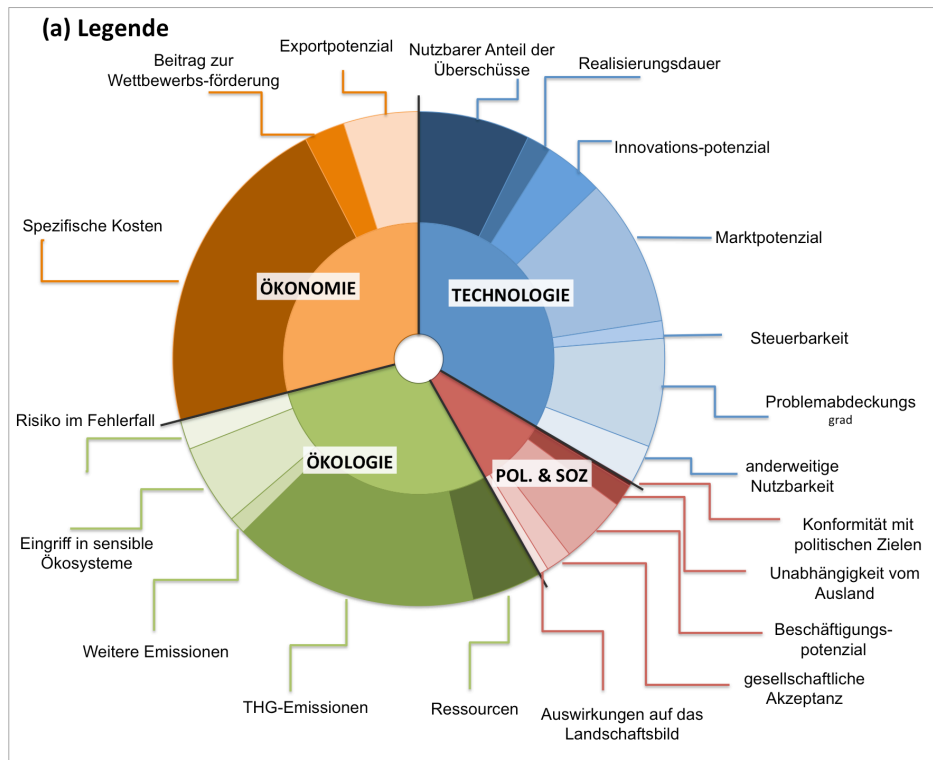


Abbildung 5-10: Vergleich der Punkteverteilung von Freileitungsmonitoring, HGÜ-Kabeln, Abregelung und konventionellen Druckluftspeichern

Quelle: Eigene Analysen

### 5.5.2 Sensitivitäten der Ergebnisse

Durch Variationen der Gewichtung soll hier untersucht werden, wie stark die Bewertung der einzelnen Alternativen von der Gewichtung abhängt, wie robust die Technologien also auch für unterschiedliche Priorisierungen sind.

Dafür werden die in Kapitel 5.4.2 beschriebenen Gewichtungsfaktoren genutzt (siehe Tabelle 5-24 und Tabelle 5-22). Tabelle 5-25 fasst die Ergebnisse dieser Gewichtungsvarianten zusammen.

Tabelle 5-24: Wiederholung: Zusammenfassung der Gewichtungsvariationen

	A – gleich gewichtet	B – Standardgewichtung	C-i – leicht ökologisch	C-ii – stark ökologisch	D-i – leicht ökonomisch	D-ii – stark ökonomisch
Technologie	25 %	33 %	12,5 %	8 %	12,5 %	8 %
Politik & Soziales	25 %	9 %	12,5 %	8 %	12,5 %	8 %
Ökologie	25 %	29 %	62,5 %	75 %	12,5 %	8 %
Ökonomie	25 %	29 %	12,5 %	8 %	62,5 %	75 %

Quelle: Eigene Analysen

Tabelle 5-25: Punktzahlen der Alternativen in den verschiedenen Gewichtungsvarianten

	A – gleich gewichtet	B – Standardgewichtung	C-i – leicht ökologisch	C-ii – stark ökologisch	D-i – leicht ökonomisch	D-ii – stark ökonomisch
Abregelung	56,6	58,5	77,3	84,9	50,7	49,4
HGÜ Freileitung	53,9	65,8	55,9	55,3	75,2	80,0
HGÜ Kabel	60,1	67,1	66,4	67,9	69,6	71,1
AC Freileitung	52,0	64,2	56,8	56,7	73,6	78,2
AC Kabel	51,8	55,1	60,5	63,6	50,6	49,1
FLM	60,2	68,2	73,6	76,6	72,6	75,4
HTL	56,0	63,6	65,2	67,3	70,0	73,6
H2 & Gasnetz	59,8	56,4	70,5	75,1	44,3	39,9
H2 & Kavernen	52,0	54,2	65,2	68,5	42,7	38,5
Redox-Batterien	57,7	46,6	49,0	48,7	40,7	37,7
NaS-Batterien	54,0	42,8	46,0	47,1	29,8	24,7
CAES status	44,7	39,4	31,1	24,5	46,4	47,1
CAES adiabat	57,9	64,6	70,0	69,8	66,8	66,3
PSW status	50,6	56,5	48,5	45,0	64,5	67,0
PSW innovativ	53,3	58,6	55,3	52,5	62,5	62,6

Quelle: Eigene Analysen

Um diese Ergebnisse zu verdeutlichen, wird in Tabelle 5-26 eine andere Darstellungsform gewählt. Dabei sind nicht mehr die erreichten Punktzahlen verzeichnet, sondern der Rang, den die jeweilige Alternative in jeder Gewichtungsvariante einnimmt. Die Farben reichen von grün für sehr gute Ergebnisse über gelb für mittlere bis hin zu rot für schlechte Ergebnisse. Hat eine Alternative in allen Gewichtungsvarianten ähnliche Farben, bedeutet das, dass ihre Position im Ranking annähernd stabil ist. Je größer der Farbunterschied zwischen den Gewichtungsvarianten, desto weniger robust ist das MCA-Ergebnis für eine Technologie.

Tabelle 5-26: Rangfolge der Alternativen in den verschiedenen Gewichtungsvarianten

	A – gleich gewichtet	B – Standardgewichtung	C-i – leicht ökologisch	C-ii – stark ökologisch	D-i – leicht ökonomisch	D-ii – stark ökonomisch
Abregelung	6	8	1	1	9	9
HGÜ Freileitung	9	3	10	10	1	1
HGÜ Kabel	2	2	5	6	5	5
AC Freileitung	12	5	9	9	2	2
AC Kabel	13	11	8	8	10	10
FLM	1	1	2	2	3	3
HTL	7	6	7	7	4	4
H <sub>2</sub> & Gasnetz	3	10	3	3	12	12
H <sub>2</sub> & Kavernen	11	12	6	5	13	13
Redox-Batterien	5	13	12	12	14	14
NaS-Batterien	8	14	14	13	15	15
CAES status	15	15	15	15	11	11
CAES adiabat	4	4	4	4	6	7
PSW status	14	9	13	14	7	6
PSW innovativ	10	7	11	11	8	8

Quelle: Eigene Analysen

Die **Abregelung** erreicht bei Gleichgewichtung, Standardgewichtung und den ökonomischen Varianten Bewertungen im mittleren Bereich. Bei den ökologischen Gewichtungsvarianten erreicht die Abregelung sehr gute Ergebnisse, da sie keine direkten Emissionen oder Ressourcenverbrauch verursacht (siehe dazu auch Abbildung 5-10d). Die Bewertung (Rang 6) ist also einigermaßen robust mit leichten Tendenzen nach unten, solange keine besonders ökologisch geprägte Gewichtung vorgenommen wird. Dabei ist zu beachten, dass in der Kategorie „Ökologie“ aus Redundanzgründen nicht bewertet wird, dass Energieverluste durch konventionelle regelbare Energieerzeugung kompensiert werden und somit indirekte Emissionen entstehen.

Die Bewertung der **HGÜ-Freileitung** hängt sehr stark von der Art der Gewichtung ab. Bei ökonomischem Fokus erreicht sie sehr gute Ergebnisse (Rang 1), unter ökologischen Gesichtspunkten schneidet sie deutlich schlechter ab (Rang 10). Die Bewertung dieser Alternative ist somit sehr sensitiv bezogen auf die Gewichtungsfaktoren.

Die Ergebnisse der **HGÜ-Kabel** fallen etwas gleichmäßiger aus. Die beste Bewertung erreichen sie unter der Standard- und der Gleichgewichtung, dort werden sie als zweitbeste Alternative beurteilt. Unter anderen Gewichtungsprioritäten verschiebt sich ihr Rang nach hinten. Deswegen sollte die Favoritenrolle, die den HGÜ-Kabel in der Standardgewichtung zugesprochen wird, gegebenenfalls hinterfragt werden, wenn andere Gewichtungsprioritäten festgelegt werden.

Die **380 kV AC-Freileitung** hat je nach Gewichtungsvariante stark unterschiedliche Ergebnisse. Die sehr schlechte Bewertung bei der Gleichgewichtung (Rang 12) wird dadurch relativiert, dass die Ergebnisse in dieser Gewichtungsvariante zwischen Rang 8 und 13 sehr dicht beieinander liegen, ein Plus von weniger als 5 % der Gesamtpunktzahl würde schon bewirken, dass die Alternative deutlich besser (mit Rang 8) bewertet wird. Die deutlichen Unterschiede zwischen den ökologischen und den ökonomischen Gewichtungen (Rang 9 beziehungsweise Rang 2) zeigen jedoch, dass vor einer Entscheidung für diese Technologie die Priorisierung sorgfältig durchdacht werden sollte.

**380 kV AC-Kabel** liegen bei ökologischer Gewichtung zwar im mittleren Bereich (Rang 8), schneiden in den anderen Varianten aber etwas schlechter ab. In keiner Gewichtungsvariante erreichen die Kabel Ergebnisse, die sie als zu bevorzugende Option bewerten. Das Ergebnis im hinteren Bereich der Alternativen (Rang 11) kann also als annähernd robust betrachtet werden. Diese allgemeine Bewertung schließt allerdings nicht aus, dass Erdkabel im Einzelfall trotzdem sinnvoll sein können, um z.B. an landschaftlich neuralgischen Punkte zu für alle Beteiligte vertretbaren Lösungen zu kommen.

Das **Freileitungsmonitoring** erreicht in allen Gewichtungsvarianten sehr gute Ergebnisse (Rang 1 bis 3). Keine andere Alternative wird durchgehend so gut bewertet. Die Favoritenrolle des Freileitungsmonitorings ist somit robust.

Die **Hochtemperaturleiterseile** werden durchschnittlich mit Rang 6 bewertet, unter ökonomischen Gesichtspunkten etwas besser, bei Gleich- und ökologischer Gewichtung etwas schlechter. Die Abweichungen sind dabei nicht sehr stark, so dass das Ergebnis im mittleren bis guten Bereich als ausreichend robust beurteilt wird.

Die **Wasserstoffelektrolyse mit Einspeisung ins Erdgasnetz** wird in den unterschiedlichen Gewichtungsvarianten zwischen „gut“ (Rang 3 bei Gleich- und ökologischer Gewichtung) und „schlecht“ (Rang 12 bei ökonomischer Gewichtung) beurteilt. Die genaue Abwägung gegenüber anderen Alternativen muss demnach im Einzelfall sehr gründlich erfolgen.

Die Ergebnisse für die **Wasserstoffelektrolyse mit Einspeicherung in Kavernen** liegen etwas näher beisammen, es gibt Variationen im Bereich zwischen Rang 5 und 13. Der in der Standardgewichtung errechnete Rang 12 würde bei veränderter Gewichtung tendenziell leicht nach oben korrigiert werden müssen.

Die **Redox-Flow-Batterien** werden bei Gleichgewichtung gut gewertet (Rang 5), in den anderen Gewichtungsvarianten erreichen sie jedoch nur schlechte (Rang 12) bis sehr schlechte (Rang 14) Platzierungen. Dies lässt sich mit dem höheren Gewicht der sozialen Kriterien in der Gleichgewichtung erklären, in denen die Redox-Batterien gute Punktzahlen erreichen. Die mittlere bis schlechte Bewertung der Alternative ist also nur so lange robust gegenüber Gewichtungsvariationen wie soziale Faktoren geringen Einfluss haben.

**Natrium-Schwefel-Batterien** werden jeweils etwas schlechter bewertet als die Redox-Flow-Batterien. Die Robustheit aus den gleichen Gründen wie bei diesen als eingeschränkt bewertet.

**Konventionelle Druckluftspeicherkraftwerke** werden in allen Gewichtungsversionen als schlecht bis sehr schlecht eingestuft. Diese Bewertung ist somit einigermaßen robust gegenüber Gewichtsänderungen, lediglich unter stark ökonomischer Gewichtung wird ein etwas besserer Rang erreicht.

Während **adiabate Druckluftspeicher** bei der Standardgewichtung und einer ökologisch geprägten Gewichtung mit Rang 4 abschneiden, erreichen sie in anderen Gewichtungsvarianten Ergebnisse zwischen Rang 6 und Rang 7. Das in der Standardgewichtung erreichte Ergebnis (Rang 4) ist somit robust mit leichten Tendenzen nach unten.

**Konventionelle Pumpspeicher** erreichen in der Standardgewichtung den neunten Rang. Bei Variation der Gewichtung verschiebt sich die Platzierung aber auf Werte zwischen 6 (stark ökonomische Gewichtung) und 14 (stark ökologische Gewichtung). Die Bewertung von konventionellen Pumpspeichern ist damit sehr stark von der gewählten Gewichtung abhängig und kann nicht als robust bezeichnet werden

**Innovative Pumpspeicher** erreichen unter ökologischen Gesichtspunkten wegen des geringeren Ressourcenverbrauchs etwas höhere Ergebnisse als konventionelle Pumpspeicher, bei ökonomischer Gewichtung dagegen etwas schlechtere. Die Ergebnisse liegen dicht beieinander (Rang 7 bis 11), variieren aber weniger stark. Deswegen wird das Ergebnis im mittleren bis hinteren Bereich als robust eingeschätzt.

Tabelle 5-27 fasst die Aussagen zur Robustheit der Ergebnisse zusammen. Die farbigen Balken verdeutlichen den Bereich, den eine Alternative unter verschiedenen Gewichtungspräferenzen im Ranking einnehmen kann.

Tabelle 5-27: Schlussfolgerungen aus den Gewichtungsvariationen

	Robustheit	Position im Ranking				
		1	5	8	11	15
Abregelung	o	[Color gradient from light green to light yellow]				
HGÜ Freileitung	-	[Color gradient from light yellow to light orange]				
HGÜ Kabel	+	[Color gradient from light green to light yellow]				
AC Freileitung	-	[Color gradient from light yellow to light orange]				
AC Kabel	+	[Color gradient from light green to light orange]				
FLM	+	[Color gradient from light green to light yellow]				
HTL	+	[Color gradient from light green to light yellow]				
H2 & Gasnetz	-	[Color gradient from light yellow to light orange]				
H2 & Kavernen	o	[Color gradient from light yellow to light orange]				
Redox-Batterien	o	[Color gradient from light yellow to light orange]				
NaS-Batterien	o	[Color gradient from light yellow to light orange]				
CAES status	o	[Color gradient from light yellow to light orange]				
CAES adiabat	+	[Color gradient from light green to light yellow]				
PSW status	o	[Color gradient from light yellow to light orange]				
PSW innovativ	+	[Color gradient from light green to light orange]				

Anmerkungen: „+“: sehr robust; „o“: eingeschränkt robust / neutral; „-“: nicht robust; für nicht robuste Technologien wird auf die grafische Darstellung verzichtet

Quelle: Eigene Darstellung

Zusammengefasst lässt sich festhalten, dass die Bewertungen für HGÜ- und 380 kV AC-Kabel, Freileitungsmonitoring, Hochtemperaturleiterseile, adiabate Druckluftspeicher und innovative Pumpspeicher robust gegenüber Gewichtungsvariationen sind. Dabei ist das Freileitungsmonitoring unter den getroffenen Annahmen und Definitionen die beste Option, Hochtemperaturleiterseile und adiabate Druckluftspeicher schneiden im vorderen bis mittleren Bereich ab. AC Kabel liegen im mittleren bis hinteren Bereich der Skala.

Die Bewertungen der Abregelung, der Wasserstoff-Kavernenspeicherung, der Batterien und der konventionellen Druckluft- und Pumpspeicher variieren je nach Gewichtung. Dabei liegen alle Technologien im mittleren bis hinteren Bereich mit Ausnahme der Abregelung, deren Bewertung im vorderen bis mittleren Bereich schwankt.

Für HGÜ- und AC Freileitungen sowie für die Wasserstoffeinspeisung ins Gasnetz können keine von der Gewichtung unabhängigen Aussagen getroffen werden.

### 5.5.3 Speicher und Netze im Vergleich und im zeitlichen Ausblick

Aus Tabelle 5-23 und Abbildung 5-7 ist zu erkennen, dass Netztechnologien durchschnittlich höhere Punktzahlen erreichen als Speicher. Dies ist im Wesentlichen darauf zurückzuführen, dass sie durch die hohen Wirkungsgrade in der Kategorie „Technologie“ und durch die geringen Kosten in der Kategorie „Ökonomie“ hohe Punktzahlen erreichen. Ausnahmen bilden die 380 kV AC-Kabel, die schlechter abschneiden als einige Speicher, und die adia-



baten Druckluftspeicher, die aufgrund ihrer verhältnismäßig hohen Punktzahlen in den Bereichen Ökologie und Ökonomie ähnlich hohe Punktzahlen wie die Netztechnologien erreichen.

Die daraus ableitbare Aussage, dass Netze besser geeignet sind als Speicher, um Windstromüberschüsse aufzunehmen, muss in dem Kontext gesehen werden, dass die Untersuchung für das Jahr 2020 vorgenommen wurde, dass also sowohl die Bewertungen der Alternativen als auch die Gewichtungen sich auf dieses Jahr beziehen. In späteren Zieljahren kann es Verschiebungen zu Gunsten der Speicher geben, da einerseits mit höherer Marktreife einige Kriterien besser bewertet werden müssen, und sich andererseits auch Gewichtungen verschieben können, wenn beispielsweise der Problemabdeckungsgrad wichtiger wird und der nutzbare Anteil der Überschüsse, also der Wirkungsgrad der Technologien, wegen Überkapazitäten weniger relevant ist.

## 6 Zusammenfassung

Ziel dieser Vorstudie ist es, die verschiedenen technischen Flexibilisierungsoptionen, die für einen problemorientierten Umgang mit Windstromüberschüssen in Frage kommen, zu identifizieren und anhand verschiedener Kriterien zu beurteilen, wie nachhaltig bzw. robust ihr Einsatz sein wird.

Dafür wird zur besseren Einordnung der Problemstellung zunächst betrachtet, mit welchen Entwicklungspfaden für die Windenergie in Deutschland bis zum Jahr 2050 in bestehenden Studien sowie in den Szenarien für den Netzentwicklungsplan Strom 2012<sup>49</sup> gerechnet wird (siehe Kapitel 2.1). Bis zum Jahr 2020 liegen die Erwartungen der betrachteten Studien relativ eng beisammen. Sie rechnen im Vergleich zum Jahr 2010 mit einem Zubau an Windenergie, der insgesamt zwischen wenigen bis gut zehn Gigawatt liegt. Nach dem Jahr 2020 weichen die Studien bezogen auf den weiteren Ausbau der Windenergie bis zum Jahr 2050 jedoch deutlich und zunehmend voneinander ab. Dies liegt maßgeblich an der unterschiedlichen Bewertung wie stark die Windenergie auf See (offshore) ausgebaut wird. Die resultierende Bandbreite im Jahr 2050 liegt zwischen etwa 55 GW gemäß dem Referenzszenario für das Energiekonzept (siehe Kapitel 2.1.1) und etwa 115 GW in zwei verschiedenen 100 %-EE-Szenarien (siehe Kapitel 2.1.3 und 2.1.7).

Im Unterschied zu den zuvor ausgewerteten Studien erwarten die drei Szenarien innerhalb des Netzentwicklungsplans (NEP) Strom 2012 bereits bis zum Jahr 2022 einen deutlich stärkeren Ausbau der Windenergie auf Land (onshore; siehe Kapitel 2.1.11). Demnach liegt die insgesamt installierte Leistung je nach Szenario bei 44, 48 und 71 GW und übersteigt somit selbst mit den beiden unteren Werten die Erwartungen, die die meisten der o.g. Studien erst für das Jahr 2050 sehen. Bezogen auf den Ausbau der offshore Windenergie bis zum Jahr 2022 liegen die Annahmen der „NEP-Szenarien“ mit 10 bis 17 GW zum Teil knapp über den oberen Entwicklungspfaden der anderen betrachteten Studien. Die Annahmen innerhalb des NEP 2012 spiegeln die Änderungen der vergangenen zwei bis drei Jahre in den allgemeinen Erwartungen des zukünftigen Ausbaus erneuerbarer Energien in Deutschland wieder. Der Handlungsdruck für die rechtzeitige Lösung der damit verbundenen Herausforderungen für das Energiesystem steigt durch einen schnelleren Ausbau der Windenergie onshore.

Bevor auf die Herausforderungen durch „Windstromüberschüsse“ eingegangen wird, wird dieser Begriff zunächst erläutert, da es hierzu (noch) keine einheitlichen Definitionen gibt. Dabei werden in dieser Studie zwei Arten unterschieden (siehe Kapitel 2.2),

- regionale Windstromüberschüsse, wenn vor Ort das Windstromangebot die Last übersteigt und es Netzengpässe gibt und
- windbedingte negative Residuallasten<sup>50</sup> wenn die Gesamte Windstromeinspeisung größer ist als die Gesamtlast.

Die regionalen Windstromüberschüsse treten bereits seit einigen Jahren vor allem im Norden Deutschlands auf, wo große installierte Windenergieleistungen auf relativ geringe Last und

<sup>49</sup> Da die NEP-Szenarien erst nach Abschluss der Studienanalysen vorlagen, wurden sie nachträglich und separat ausgewertet und mit den anderen Studienannahmen verglichen.

<sup>50</sup> Gesamtlast minus insgesamt eingespeister EE-Leistung.

relativ schwache Netze treffen. Zu den „Gegenmaßnahmen“ gehört dann u. a. die Reduzierung der Einspeiseleistung aus Windenergieanlagen (Abregelung) im Rahmen des EEG-Einspeisemanagements, die seit 2007 jedes Jahr stetig und zuletzt (von 2010 auf 2011 um 200 %) sehr stark zugenommen hat (siehe Kapitel 2.2.1). Die abgeregelten Energiemengen haben zwar bisher nur einen geringen Anteil an dem insgesamt eingespeisten Windstrom. Dies kann sich jedoch schon bald ändern, wenn der Ausbau der Windenergie schneller stattfindet als der Ausbau der Stromnetze oder die Umsetzung anderer Lösungen.

Die zweite Art, die windbedingten negativen Residuallasten, spielen in Deutschland noch keine Rolle. Dies wird sich nach eigenen Berechnungen auf der Basis der Leitstudie 2010 voraussichtlich erst ab dem Jahr 2030, danach aber stark zunehmend, ändern. Bei schneller voranschreitendem Windenergieausbau, wie sie insbesondere das NEP-Szenario C vorsieht, könnten windbedingte negative Residuallasten allerdings auch schon vor dem Jahr 2030 auftreten.

In Ergänzung zur Definition und Erfassung von Windstromüberschüssen werden die bereits bestehenden sowie die absehbaren systemtechnischen Auswirkungen auf den Stromsektor dargestellt (siehe Kapitel 3). Da die Windstromüberschüsse selber nur ein Symptom des Windenergiezubaus in Relation zum Gesamtsystem darstellen, werden hohe Leistungs- bzw. Stromanteile von Windenergie als Ursache für die Auswirkungen betrachtet. Insgesamt werden die folgenden fünf zentralen Problemfelder identifiziert: Überschüsse, Gradienten, Unterversorgung, Systemstabilität im Fehlerfall und Regelleistung für Systemstabilität.

Im Hinblick auf die zuvor abgeleiteten fünf zentralen Problemfelder werden geeignete oder als geeignet angesehene Flexibilisierungsoptionen ermittelt und erläutert (siehe Kapitel 4). Hierzu gehören zum einen sowohl Technologien als auch Betriebsstrategien und zum anderen sowohl erprobte, in Erprobung befindliche als auch (noch) unerprobte technische Lösungen. Lösungen mit Schwerpunkt Energiemarkt (z.B. Marktregeln und –design) sind dagegen nicht Gegenstand dieser Untersuchung. Die Identifikation und Erläuterung der Flexibilisierungsoptionen erfolgte hauptsächlich anhand einschlägiger Literatur sowie eigenem Expertenwissen. Die als geeignet identifizierten Flexibilisierungsoptionen sind in der Tabelle 4-1 zusammengefasst und dort den jeweiligen Problemfeldern, zu deren Lösung sie beitragen können, zugeordnet. Demnach lässt sich als Zwischenergebnis zunächst feststellen, dass

- die meisten Optionen direkt zu mehr als einem Problemfeld beitragen können,
- netz-, erzeugungsseitige Management- und elektrische Speichertechniken einen relativ niedrigen Problemausdeckungsgrad aufweisen, während
- Lastmanagement, chemische und mechanische Speichertechniken überwiegend fast alle Problemfelder abdecken können

Vor dem Hintergrund der zuvor dargestellten Analysen findet nun der Schwerpunkt der Untersuchung statt. Für das Problemfeld Überschüsse werden die verschiedenen als geeignet angesehenen Flexibilisierungsoptionen im Zeithorizont bis zum Jahr 2020 einander gegenübergestellt und multikriteriell bewertet (siehe Kapitel 5). Neben der Abregelung der Überschüsse werden Netztechnologien (Gleichstrom- und Wechselstromübertragung in Freileitungen und Kabeln, Freileitungsmonitoring, Hochtemperatur-Freileitungsseile) und Speichertechnologien (Wasserstoffherzeugung und Einspeisung ins Erdgasnetz oder Spei-

cherung in Kavernen, Redox-Flow- und Natrium-Schwefel-Batterien, konventionelle und innovative Pump- und Druckluftspeicher) betrachtet.

Zur Bewertung dieser Alternativen werden gemäß der Methode der multikriteriellen Analyse zunächst Kriterien definiert, welche die charakteristischen Eigenschaften und Unterschiede der Technologien möglichst redundanzfrei abfragen. Diese Kriterien werden den vier Kategorien „Technologie“, „Politik und Soziales“, „Ökologie“ und „Ökonomie“ zugeordnet. Im nächsten Schritt werden alle Alternativen hinsichtlich aller Kriterien auf einer Skala von Null bis zehn bewertet. Anschließend werden die Kriterien gegeneinander gewichtet, so dass einige Kriterien stärkeren, andere geringeren Einfluss auf das Ergebnis haben. Dafür wird der so genannte Analytical Hierarchy Process genutzt. In diesem Verfahren wird die Relevanz der Kriterien in mehreren Stufen paarweise gegeneinander bewertet. Durch den mehrstufigen direkten Vergleich werden klare Unterschiede in der Priorität deutlich. So werden im Ergebnis beispielsweise die spezifischen Kosten mit 21 % und die direkten Treibhausgasemissionen mit 16 % gewichtet, wohingegen die Konformität mit politischen Zielen oder die Auswirkungen auf das Landschaftsbild in der hier vorgenommenen Gewichtung lediglich sehr geringe Gewichtungsfaktoren (0,3 % bzw. 0,7 %) erhalten.<sup>51</sup> Diese Gewichtungen wurden vorgenommen in dem Wissen, welche Alternativen durch diese Kriterien beurteilt werden. Wird die Liste der Alternativen beispielsweise um eine Technologie erweitert, die im Fehlerfall ein sehr hohes Risiko darstellt, würde die Gewichtung des entsprechenden Kriteriums (und, bedingt durch die Struktur des Analytical Hierarchy Process, die der anderen Kriterien in dieser Kategorie) angepasst werden müssen.

**Wird die zuvor beschriebene, hier als Standard gesetzte Gewichtung angewendet, ergibt sich daraus, dass Freileitungsmonitoring und HGÜ-Kabel die besten Ergebnisse erzielen.** Die Abregelung erreicht eine im Vergleich zu den anderen Alternativen mittlere Punktzahl. **Zusätzlich werden die HGÜ-Freileitungen, die adiabaten Druckluftspeicher, die 380 kV AC-Freileitungen, die Hochtemperaturleiterseile und die innovative Pumpspeicher besser als die Abregelung bewertet.** Die Punktzahlen der konventionellen Pumpspeicher, der Wasserstofftechnologien und der 380 kV AC-Kabeln, liegen allerdings nur knapp unter der Abregelung. **Batterietechnologien und konventionelle Druckluftspeicher schneiden deutlich schlechter ab als die Abregelung und bilden das Schlusslicht in der Bewertung.** Kavernenspeicherung von Wasserstoff und die Einspeisung von Wasserstoff ins Gasnetz werden schlechter als die Abregelung bewertet, wobei die Gasnetzeinspeisung eine etwas höhere Punktzahl erhält als die Kavernenspeicherung.

Diese Ergebnisse gelten, wenn die zuvor beschriebene Gewichtung genutzt wird. Werden andere Prioritäten gesetzt, verschieben sich auch die Resultate der MCA. **Eine Sensitivitätsanalyse zeigt, dass das Freileitungsmonitoring stets gute Resultate erzielt. HGÜ-Kabel und Hochtemperaturleiterseile sowie adiabate Druckluftspeicher erreichen ebenfalls unabhängig von der Gewichtung gute Ergebnisse.** Ebenfalls robust ist die Position konventioneller Pumpspeicher im mittleren bis hinteren Bereich des Rankings. Die

---

<sup>51</sup> Diese sehr geringen Gewichtungsfaktoren müssen im Kontext der Gesamtanalyse betrachtet werden. Die Bewertung für die Auswirkung auf das Landschaftsbild beispielsweise ist deswegen so gering, da die Kategorie „Politik und Soziales“ als weniger relevant als die anderen Kategorien eingeschätzt wird. Innerhalb dieser Kategorie wiederum wird das Beschäftigungspotenzial als wichtigstes Kriterium beurteilt. Außerdem wird das Kriterium „Gesellschaftliche Akzeptanz“ von den „Auswirkungen auf das Landschaftsbild“ getrennt betrachtet.

Ergebnisse für HGÜ- und AC Freileitungen sowie für die Wasserstoffeinspeisung ins Gasnetz hängen hingegen stark von der gewählten Gewichtung ab.

Bei der Interpretation der zuvor dargestellten Ergebnisse sind folgende Aspekte (Analysegrenzen) zu beachten:

- Die einzelnen Bewertungen wurden Anfang des Jahres 2012 abgeschlossen, neue Erkenntnisse bzw. Entwicklungen konnten daher nicht berücksichtigt werden. Die Bewertungsgrundlagen für die Kriterien unterscheiden sich jedoch zum Teil im Hinblick auf ihre dynamische Entwicklung. Manche wie z. B. Realisierungsdauer und Ressourcen sind eher als träge und damit als robust anzusehen. Andere Kriterien wie z. B. Innovationspotenzial und politische Zielkonformität können aufgrund der hohen Dynamik bei der Transformation der Energieversorgung bereits kurzfristig zu anderen Einschätzungen führen.
- Die Bewertungen der Technologien wurden ferner im Hinblick auf das gewählte Zieljahr 2020 durchgeführt. Bei zeitlicher Verschiebung des Zieljahres in die Zukunft ist mit zunehmenden Änderungen bei den Bewertungen und damit auch bei den Gesamtergebnissen zu rechnen. So kann es zum Beispiel Verschiebungen zu Gunsten der Speicher geben, wenn für diese künftig u.a. mit einer höheren Marktreife gerechnet werden kann bzw. der Problematdeckungsgrad im Vergleich zum Wirkungsgrad wichtiger wird.
- Bei der Vielzahl der ausgewählten Kriterien konnte die Einzelbewertung häufig nicht in die Tiefe gehen bzw. stärker differenziert werden. Es wurden daher z. B. keine Bandbreiten betrachtet, sondern mittlere Kennwerte zu Grunde gelegt oder pauschale Abschätzungen vorgenommen. Bei Verwendung von signifikant abweichenden, z. B. oberen oder unteren, Kennwerten wird sich daher voraussichtlich die einzelne Bewertung ändern. Dies führt allerdings nicht automatisch zu einer signifikanten Änderung des Gesamtergebnisses, da die Einzelbewertungen nur gemäß ihrer Gewichtungsfaktoren dort eingehen. Eine Abschätzung der möglichen Auswirkung einer geänderten Einzelbewertung auf das Gesamtergebnis ist in der Regel ohne explizite neue Berechnung der MCA-Matrix nicht möglich.
- Andere Gewichtungen als die Betrachteten könnten ebenso (teilweise) zu anderen Ergebnissen führen. Daher wurden in dieser Studie die Auswirkungen verschiedener Varianten ausgewertet, um robuste und weniger robuste Ergebnisse zu identifizieren. Gleichwohl kann nicht gänzlich ausgeschlossen werden, dass sich die robusten Ergebnisse nicht unter anderen Einzelbewertungen und anderen Gewichtungen noch verändern könnten.
- Abschließend aber nicht zuletzt ist zu beachten, dass die ermittelten Ergebnisse zwar wichtige Hinweise für Prioritätensetzungen geben, nicht aber für wahrscheinliche bzw. zeitliche Entwicklungen. Dabei sind die Flexibilisierungsoptionen nicht als gegenseitig ausschließend zu betrachten, sondern als einander ergänzende Optionen, die jedoch im Wettbewerb zueinander stehen. Die hier durchgeführte MCA dient als Orientierung im Sinne von grundsätzlichen Leitplanken. Sie kann nicht die individuelle, vertiefte Bewertung für konkrete individuelle Projekte für den Umgang mit Windstromüberschüsse ersetzen.



## 7 Literatur- und Quellenverzeichnis

- Acurex (1995): Reclamation of Automotive Batteries: Assessment of Health Impacts and Recycling Technology. Task 1: Assessment of Recycling Technology. Mountain View, California: Acurex Environmental Corporation.
- AG Energiebilanzen (2012): Stromerzeugung nach Energieträgern von 1990 bis 2010 (in TWh) Deutschland insgesamt. [http://www.ag-energiebilanzen.de/componenten/download.php?filedata=1326461230.pdf&filename=BRD\\_Stromerzeugung1990-2011%2020Dez2011&mimetype=application/pdf](http://www.ag-energiebilanzen.de/componenten/download.php?filedata=1326461230.pdf&filename=BRD_Stromerzeugung1990-2011%2020Dez2011&mimetype=application/pdf). Last access: 16 April 2012.
- Amprion (2013a): Ausbau der Umspannanlage Oberzier. Dortmund, Juni 2013
- Amprion (2013b): Fragen und Antworten, ALEGrO – Aachen Lüttich Electricity Grid Overlay. Dortmund, Juni 2013
- Barzantny, K.; Vomberg, S.; Achner, S. (2009): Klimaschutz: Plan B 2050 - Energiekonzept für Deutschland. (Greenpeace e.V., Hrsg.) (500. Aufl.). Hamburg, Aachen. [http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user\\_upload/themen/klima/Plan\\_B\\_2050\\_lang.pdf](http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user_upload/themen/klima/Plan_B_2050_lang.pdf)
- BCG (2011): Revisiting Energy Storage There Is a Business Case. The Boston Consulting Group. <http://www.bcg.de/documents/file72092.pdf>
- Beck, H.-P.; Schmidt, M. (2011): Windenergiespeicherung durch Nachnutzung stillgelegter Bergwerke. Goslar.
- Berthold (2012): Daten bzw. Einschätzungen zu Redox-Batterien.
- BMU (Unveröffentlicht): EEG-Erfahrungsbericht 2011 - Vorhaben V Integration der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und konventionellen Energieträgern.
- BMU (2008): Weiterentwicklung der Ausbaustrategie Erneuerbare Energien–Leitstudie 2008. Berlin. <http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2008.pdf>
- BMU (2010): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global: „Leitstudie 2010“. [http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2010\\_bf.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2010_bf.pdf)
- BMU (2011): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland – Unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). [http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee\\_zeitreihe.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_zeitreihe.pdf)
- BMU (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Studie. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. [http://erneuerbare-energien.de/erneuerbare\\_energien/doc/48514.php](http://erneuerbare-energien.de/erneuerbare_energien/doc/48514.php). Last access: 25 April 2012.
- BMW (2009): Stand und Entwicklungspotenzial der Speichertechniken für Elektroenergie – Ableitung von Anforderungen an und Auswirkungen auf die Investitionsgüterindustrie.
- Bömer, J.; Burges, K.; Nabe, C. (2011): Abschätzung der Bedeutung des Einspeisemanagements nach EEG 2009. Ecofys. [http://www.eeg-aktuell.de/wp-content/uploads/2011/04/BWE\\_Ecofys\\_Kurzstudie\\_zum\\_EinsMan\\_Januar\\_2011.pdf](http://www.eeg-aktuell.de/wp-content/uploads/2011/04/BWE_Ecofys_Kurzstudie_zum_EinsMan_Januar_2011.pdf)
- Borggreve, F.; Nüßler, A. (2009): Auswirkungen fluktuierender Windverstromung auf Strommärkte und Übertragungsnetze. *uwf UmweltWirtschaftsForum* 17(4)333–343. doi: 10.1007/s00550-009-0154-z.
- Brakelmann, H. (2004): Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel? Rheinberg.

- Braun, M. (2010): Brauchen wir für die Photovoltaik ein intelligentes Stromnetz? Gehalten auf der Antrittsvorlesung, Stuttgart. [http://www.uni-stuttgart.de/ieh/institut/mitarbeiter/Brauchen\\_wir\\_fuer\\_die\\_Photovoltaike\\_intelligente\\_Netze\\_M.Braun.pdf](http://www.uni-stuttgart.de/ieh/institut/mitarbeiter/Brauchen_wir_fuer_die_Photovoltaike_intelligente_Netze_M.Braun.pdf). Last access: 13 Mai 2011.
- Bundesnetzagentur (2010): Monitoringbericht 2010. Bonn. [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Berichte/2010/Monitoringbericht2010Energie.pdf;jsessionid=90ED64B360EEB08861F19A75959D518A?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Berichte/2010/Monitoringbericht2010Energie.pdf;jsessionid=90ED64B360EEB08861F19A75959D518A?__blob=publicationFile)
- Bundestag (o. J.): Hochspannungsgleichstromübertragung. No. Aktueller Begriff. Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestags. <http://www.bundestag.de/dokumente/analysen/2009/index.html>. Last access: 19 Juli 2012.
- Carlsson, L. (o. J.): HGÜ - Eine Firewall gegen Störungen im Hochspannungsnetz. ABB Technik 3/2005 42–46.
- CONSENTEC; R2B (2010): Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/endbericht-optimale-integration-erneuerbare-energie.property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>
- Crastan, V. (2009): Elektrische Energieversorgung 2 (1. Aufl.). Springer, Berlin.
- Cyphelli, I.; Rufer, A.; Brückmann, P.; Menhardt, W.; Reller, A. (2004): Einsatz von Druckluftspeichersystemen. Bundesamt für Energie (Schweiz).
- Delomel, J.-C.; Heizmann, T. (o. J.): Neue Entwicklungen in der Leiterseiltechnik.
- dena (2006): Ausbau des Stromtransportnetzes: Technische Varianten im Vergleich. Berlin.
- Dena (2005): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahre 2020. Berlin.
- Dena (2010a): dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025. Berlin: Deutsche Energie Agentur GmbH. [http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Download/Dokumente/Studien\\_\\_\\_Umfragen/Endbericht\\_dena-Netzstudie\\_II.PDF](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Studien___Umfragen/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF). Last access: 28 Januar 2011.
- Dena (2010b): Analyse zur Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherkraftwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien. Zusammenfassung der Studienergebnisse. Berlin.
- Denholm, P.; Kulcinski, G. (2003): Net energy balance and greenhouse gas emissions from renewable energy storage systems. Energy Center of Wisconsin.
- e.on Netz; e.on edis; e.on Avacon; Envia Netz; EWE Netz; WEMAG Netz (2011): Im Internet veröffentlichte Daten zum Einspeisemanagement der Netzbetreiber.
- EnBW (2009): Umsetzung der Systemverantwortung durch die ÜNB unter Mitwirkung der VNB. Gehalten auf der Fachgremium Netzwirtschaft.
- Energie-Chronik (2011): E.ON will Wasserstoff aus Windstrom dem Erdgas beimischen. <http://www.energie-chronik.de/111113.htm>. Last access: 23 Juli 2012.
- Enertrag (2011): Pressemitteilung: Wasserstoff Hybridkraftwerk Prenzlau: ENERRTAG, TOTAL und Vattenfall vereinbaren Kooperation. [https://www.enertrag.com/.../pm\\_2011-01-18\\_hybridkraftwerk.pdf](https://www.enertrag.com/.../pm_2011-01-18_hybridkraftwerk.pdf)



- FfE (2007): Energiespeicher - Stand, Perspektiven und Wirtschaftlichkeit. Energiespeicher - Stand, Perspektiven und Wirtschaftlichkeit. <http://www.ffe.de/taetigkeitsfelder/ganzheitliche-energie-emissions-und-kostenanalysen/204>. Last access: 22 Oktober 2010.
- FfE (2009): Energiezukunft 2050: Teil II - Szenarien (2. Aufl.). München. [http://www.ffe.de/download/berichte/Endbericht\\_Energiezukunft\\_2050\\_Teil\\_II.pdf](http://www.ffe.de/download/berichte/Endbericht_Energiezukunft_2050_Teil_II.pdf)
- Fink, S.; Mudd, C.; Porter, K.; Morgenstern, B. (2009): Wind Energy Curtailment Case Studies. Sub-contract Report. National Renewable Energy Laboratory. <http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/46716.pdf>. Last access: 13 April 2011.
- Forum Netzintegration Erneuerbare Energien (o. J.): Umwelt. <http://www.forum-netzintegration.de/52/>
- Freileitungs-Monitoring - E.ON Netz GmbH (o. J.): . <http://www.eon-netzausbau.de/pages/eon-netzausbau/Notwendigkeit/Freileitungs-Monitoring/index.htm>. Last access: 19 Juli 2012.
- FVEE (2010): Energiekonzept 2050. Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100% erneuerbaren Energien. [http://www.fvee.de/fileadmin/politik/10.06.vision\\_fuer\\_nachhaltiges\\_energiekonzept.pdf](http://www.fvee.de/fileadmin/politik/10.06.vision_fuer_nachhaltiges_energiekonzept.pdf)
- Greening, L. A.; Bernow, S. (2004): Design of coordinated energy and environmental policies: use of multi-criteria decision-making. Energy Policy 32(6)721–735. doi: 10.1016/j.enpol.2003.08.017.
- DBI GUT (2011): Persönliche Information.
- Hannig, F.; Smolinka, T.; Bretschneider, P.; Nicolai, S.; Krüger, S.; Meißner, F.; Voigt, M. (2009): „Stand und Entwicklungspotenzial der Speichertechniken für Elektroenergie – Ableitung von Anforderungen an und Auswirkungen auf die Investitionsgüterindustrie“. Abschlussbericht. Fraunhofer ISE; Fraunhofer AST; VKPartner. <http://bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/speichertechniken-elektroenergie.pdf>
- ISEP (o. J.): Iowa Stored Energy Park - Capturing the Power of Nature through Wind Energy. [http://www.isepa.com/about\\_isep.asp](http://www.isepa.com/about_isep.asp). Last access: 19 Juli 2012.
- ISSET (2009): Windenergiereport Deutschland 2008. Kassel.
- LBST (2004): Brennstoffzellen- und Wasserstoff-Technologien als wirtschaftliche Chance für Hamburg. Ludwig Bölkow Systemtechnik.
- Macharey, U. (2009): Ökoeffizienz von Flexibilisierungsmaßnahmen in Energieversorgungsnetzen unter Berücksichtigung der Integration von Windenergie. Aachen.
- May, H. (o. J.): 20.000 Sachen über 20 Jahre. Neue Energie - Das Magazin für Erneuerbare Energien. <http://www.neueenergie.net/index.php?id=1123>. Last access: 20 April 2011.
- May, N. (2005): Ökobilanz eines Solarstromtransfers von Nordafrika nach Europa. Braunschweig.
- Merkel, W. W. (2010): Azoreninsel Graciosa wird energieautark. Welt Online. [http://www.welt.de/print/die\\_welt/wissen/article11735634/Azoreninsel-Graciosa-wird-energieautark.html](http://www.welt.de/print/die_welt/wissen/article11735634/Azoreninsel-Graciosa-wird-energieautark.html). Last access: 20 Juli 2012.
- Mielcarek, K.; Kremp, A. (2008): Freiburg-Schwarzwald.de: Pumpspeicherwerk Atdorf im Hotzenwald. <http://www.frsw.de/pumpspeicherkraftwerk.htm>. Last access: 23 Juli 2012.
- Neupert, U.; Euting, T.; Kretschmer, T.; Notthoff, C.; Ruhlig, K.; Weimert, B. (2009): Energiespeicher - technische Grundlagen und energiewirtschaftliches Potenzial. Fraunhofer INT. Stuttgart.
- Nölke, M. (2006): Compressed Air Energy Storage (CAES) – eine sinnvolle Ergänzung zur Energieversorgung?
- NREL (2004): Life Cycle Assessment of Renewable Hydrogen Production via Wind/Electrolysis.

- Oeser, M.; Pehnt, M.; Derk, J. S. (2006): Systemanalyse der CO<sub>2</sub>-Minderungen durch den Einstieg in die Offshore-Windnutzung. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*.
- Ohrem, S.; Siemes, P.; Wirtz, F.; Vennegeerts, H.; Macharey, U.; Meuser, M.; Rohrig, K. (2007): Bewertung der Optimierungspotenziale zur Integration der Stromerzeugung aus Windenergie in das Übertragungsnetz. Aachen.
- Öko-Institut e.V; Prognos AG (2009): Modell Deutschland. Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken. Basel/Berlin.
- Oswald, B. R. (2007): Verlust- und Verlustenergieabschätzung für das 380 kV-Leitungsbauvorhaben Wahle- Mecklar. Universität Hannover.
- PEI (2008): Compressed Air Energy Storage: Theory, Resources, And Applications For Wind Power. (Princeton Environmental Institute, Hrsg.).
- PowerSouth (2011): CAES. [http://www.powersouth.com/mcintosh\\_power\\_plant/compressed\\_air\\_energy](http://www.powersouth.com/mcintosh_power_plant/compressed_air_energy). Last access: 23 Juli 2012.
- Pumpspeicherkraftwerk – Wikipedia (2010): . <http://de.wikipedia.org/wiki/Pumpspeicherkraftwerk>. Last access: 23 Juli 2012.
- Ravemark, D.; Normark, B. (2005): Unsichtbar und umweltschonend. Unterirdische Energieübertragung mit HVDC light.
- Ritthoff, M.; Rohn, H.; Liedtke, C. (2002): MIPS berechnen - Ressourcenproduktivität von Produkten und Dienstleistungen. Wuppertal Spezial. Wuppertal.
- RWE Power (2010a): Adele - der adiabate Druckluftspeicher für die Elektrizitätsversorgung. [http://www.dlr.de/portaldatal1/resources/standorte/stuttgart/broschuere\\_adele\\_1\\_.pdf](http://www.dlr.de/portaldatal1/resources/standorte/stuttgart/broschuere_adele_1_.pdf)
- RWE Power (2010b): Adele - ein Speicher für grünen Strom. Sechs Fragen zum Projekt in Staßfurt.
- Sauer, D. U. (2010): Energiespeicher für ein stabiles Stromnetz. Gehalten auf der Fachkongress Zukunftsenergien.
- Sauer, U. (2006): Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung. *Solarzeitalter - Politik, Kultur & Ökonomie Erneuerbarer Energien* (4/2006).
- Schlesinger, M.; Lindenberger, D.; Lutz, C. (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. No. 12/10. Basel/Köln/Osnabrück: ewi, gws, prognos.
- Schluchseewerk (2010): Pumpspeicherkraftwerk Atdorf. Antragsunterlagen zum Raumordnungsverfahren.
- Schnettler, A. (2011): Wirtschaftliche Bewertung des Einsatzes von Hochtemperaturleitern mit geringem Durchhang. Aachen: RWTH Aachen.
- Schütz, H.; Bringezu, S. (2008): Ressourcenverbrauch von Deutschland - aktuelle Kennzahlen und Begriffsbestimmungen. UBA TExte (Bd. 02/2008). Dessau.
- Siemens (2009): Siemens an der Technologiespitze bei „Stromautobahnen“. München. [http://www.siemens.com/press/pool/de/pressemitteilungen/2009/power\\_transmission/EPT200912026d.pdf](http://www.siemens.com/press/pool/de/pressemitteilungen/2009/power_transmission/EPT200912026d.pdf)
- Smolinka, T. (2011): WATER ELECTROLYSER FOR HYDROGEN STORAGE SYSTEMS – STUDY ON STATE OF THE ART OF THE TECHNOLOGY AND FUTURE DEVELOPMENT TRENDS. Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme.

- SRU (2010a): 100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar. Stellungnahme No. 15. Sachverständigenrat für Umweltfragen. [http://www.umweltrat.de/cln\\_135/SharedDocs/Downloads/DE/04\\_Stellungnahmen/2010\\_05\\_Stellung\\_15\\_erneuerbareStromversorgung.html](http://www.umweltrat.de/cln_135/SharedDocs/Downloads/DE/04_Stellungnahmen/2010_05_Stellung_15_erneuerbareStromversorgung.html). Last access: 09 August 2010.
- SRU (2010b): Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen.
- Stefan Hirschberg; Diana Brukmajster; Jürgen Hampel (2007): New Energy Externalities Developments for Sustainability - RS 2b "Survey of criteria and indicators". Sub-priority 6.1.3.2.5: Socio-economic tools and concepts for energy strategy; Villigen: Paul Scherrer Institut.
- Übertragungsnetzbetreiber (2012): Netzentwicklungsplan 2012/ 2. Entwurf. 2012
- umwelt-online (o. J.): Anhänge zum TransmissionCode (Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber). [http://www.umwelt-online.de/recht/energie/transmc07\\_3.htm](http://www.umwelt-online.de/recht/energie/transmc07_3.htm)
- Universität Duisburg-Essen (2009): Naturschutzfachliche Analyse von küstennahen Stromleitungen. Endbericht.
- VDE (2009): Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger. Verband der Elektrotechniker.
- VDI (2006): Adiabate Druckluftspeicherkraftwerke zur netzverträglichen Windstromintegration.
- Wang, J.-J.; Jing, Y.-Y.; Zhang, C.-F.; Zhao, J.-H. (2009): Review on multi-criteria decision analysis aid in sustainable energy decision-making. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13(9)2263–2278. doi: 10.1016/j.rser.2009.06.021.
- Westermann, D. (2010): Perspektiven der HGÜ-Technik - Overlaynetz (380 kV). Gehalten auf der Kongress zum sozial- und naturverträglichen Umbau der Stromnetze.
- Whitehead, A. H. (2008): Die Vanadium-Redox-Durchflussbatterie. [http://www.elektroniknet.de/power/technik-know-how/batterienakkus/article/1174/1/Die\\_Vanadium-Redox-Durchflussbatterie/](http://www.elektroniknet.de/power/technik-know-how/batterienakkus/article/1174/1/Die_Vanadium-Redox-Durchflussbatterie/)
- WI (2011): Materialintensität von Materialien, Energieträgern, Transportleistungen, Lebensmitteln. Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie. [http://www.wupperinst.org/info/entwd/index.html?beitrag\\_id=437&bid=169](http://www.wupperinst.org/info/entwd/index.html?beitrag_id=437&bid=169). Last access: 30 Juli 2012.
- Zopounidis, C.; Pardalos, P. M. (2010): Handbook of Multicriteria Analysis (1st Edition.). Springer.