

Programm: Forschung für die zivile Sicherheit – Maritime Sicherheit -

Laufzeit: 01. Januar 2015 – 31. Dezember 2017



GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Teilvorhaben: Volkswirtschaftliche und gesellschaftliche Sicht auf die Versorgungssicherheit und Sicherheit der Bevölkerung

**AP 450 Entwicklung einer Methode zur Bewertung energiewirtschaftlicher
Maßnahmen zur Verringerung potentieller Risiken der Offshore
Windenergie**

Leitung: Dr. Jürgen Gabriel
Mitarbeit: Dr. Karin Jahn, Sebastian Gloystein B.Eng.
Janik Serkowsky
Laufzeit: 1.1.2017 bis 31.12.2017
Datum: 31.01.2018
Status: Finale Fassung

Dr. Jürgen Gabriel

Energiesystemanalyse (ehemals Bremer Energie Institut)

Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und
Angewandte Materialforschung IFAM

Wiener Straße 12 | 28359 Bremen | Germany

Telefon + 49 421 2246-7016 | Fax 2246-300

Juergen.Gabriel@ifam.fraunhofer.de

Projektnummer: 214450

Gefördert durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung

Projektträger: VDI Technologiezentrum GmbH, Düsseldorf

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	3
Abbildungsverzeichnis.....	5
Tabellenverzeichnis.....	6
Abkürzungsverzeichnis.....	8
1 Aufgabenstellung	10
2 Bezug zu vorhergehenden Forschungsschritten	11
2.1 AP 110 „Analyse möglicher Gefährdungen und Bedrohungen“	11
2.2 AP 400 „Energiewirtschaftliche Betrachtung der Musterszenarien“	11
3 Identifizierung und Analyse energiewirtschaftlicher Maßnahmen zur Senkung der Offshore-Risiken für die Versorgungssicherheit.....	13
3.1 Aufbau eines „Vermaschten Netzes“	13
3.2 Größerer Abstand zwischen parallelen Seekabeln.....	14
3.3 Einsatz von Speichern.....	14
3.3.1 Einsatz von Offshore-Speichern	15
3.3.2 Einsatz von Onshore-Speichern.....	16
3.4 Standardisierung und Lagerhaltung von Großbauteilen	17
4 Entwicklung einer Methode zur Bewertung von Maßnahmen zur Erhöhung der Sicherheit des OWV	18
4.1 Bewertungsmaßstäbe.....	18
4.1.1 Bewertung von Maßnahmen	18
4.1.2 Bewertung der materiellen und immateriellen Schäden	19
4.1.3 Bewertung der Auswirkung auf die Sicherheit der Stromversorgung	19
4.2 Unterscheidung verschiedener Ebenen des Stromtransportnetzes	20
5 Anwendung der Bewertungsmethode auf energiewirtschaftliche Maßnahmen.....	23
5.1 Ergebnis der Bewertung für ein Security-Szenario.....	23

5.2	Ergebnis der Bewertung für 33 Security-Szenarien und fünf ausgesuchte Maßnahmen	24
5.2.1	Bewertung der Maßnahme „Vermaschtes Offshore-Netz“	25
5.2.2	Bewertung der Maßnahme „Größerer Abstand zwischen parallelen Seekabeln“ ...	27
5.2.3	Bewertung der Maßnahme „Einsatz von Offshore-Speichern“	29
5.2.4	Bewertung der Maßnahme „Einsatz von Onshore-Speichern“	31
5.2.5	Bewertung der Maßnahme „Standardisierung und Lagerhaltung“	33
5.2.6	Zusammenfassung der Bewertung	35
5.3	Bewertung für 19 Safety-Szenarien und fünf ausgesuchte Maßnahmen	36
5.4	Empfehlung einer Rangfolge für die Umsetzung der energiewirtschaftlichen Maßnahmen	36
5.5	Offene Forschungsfragen	37
6	Zusammenfassung	39
6.1	Ergebnis Bewertungsmethode	39
6.2	Ergebnis der energiewirtschaftlichen Betrachtung der Risiken der Offshore-Windenergie	40
	Literatur	41
7	Exkurs 1: Aufbau eines vermaschten Offshore-Netzes	42
	Einleitung	42
	Untersuchung von Studien über ein vermaschtes Nordsee Offshore-Netz	44
	Literatur Exkurs 1	53
8	Exkurs 2: Kombination Windenergie und Speicherbatterien.....	55
	Literatur Exkurs 2	58

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3-1: Radiales Netz und vermaschtes Netz	13
Abbildung 3-2: OWV ohne und mit Offshore-Speicher	15
Abbildung 3-3: OWV mit Onshore-Speicher	16
Abbildung 4-1: Mega- und Makro-Ebene des OWV Nordsee	21
Abbildung 4-2: Makro- und Meso-Ebene des OWV Nordsee.....	22
Abbildung 4-3: Meso- und Mikro-Ebene des OWV Nordsee.....	22
Abbildung 7-1: Verschiedene Designs für das Nordseenetz.....	42
Abbildung 7-2: North Sea Wind Power Hub	46
Abbildung 7-3: Investitionskosten und Nutzen für verschiedene Netzdesigns.....	49
Abbildung 8-1: Entwicklung der Speicherleistung und -kapazität von Batterien in Kombination mit Windenergie.....	56

Tabellenverzeichnis

Tabelle 5-1:	Bewertung der Wirkungen von fünf Maßnahmen bezogen auf ein Security-Szenario	23
Tabelle 5-2:	Übersicht über die Auswirkungen der Maßnahme „Vermaschtes Offshore-Netz“ am Beispiel von 33 Security-Szenarien mit hohem Risiko bezüglich der Versorgungssicherheit.....	26
Tabelle 5-3:	Übersicht über die Auswirkungen der Maßnahme „Größerer Abstand zwischen parallelen Seekabeln“ am Beispiel von 33 Security-Szenarien mit hohem Risiko bezüglich der Versorgungssicherheit.....	28
Tabelle 5-4:	Übersicht über die Auswirkungen der Maßnahme „Einsatz von Offshore-Speichern“ am Beispiel von 33 Security-Szenarien mit hohem Risiko bezüglich der Versorgungssicherheit	30
Tabelle 5-5:	Übersicht über die Auswirkungen der Maßnahme „Einsatz von Onshore-Speichern“ am Beispiel von 33 Security-Szenarien mit hohem Risiko bezüglich der Versorgungssicherheit.....	32
Tabelle 5-6:	Übersicht über die Auswirkungen der Maßnahme „Standardisierung und Lagerhaltung“ am Beispiel von 33 Security-Szenarien mit hohem Risiko bezüglich der Versorgungssicherheit	34
Tabelle 5-7:	Übersicht über die Auswirkungen der fünf Maßnahmen am Beispiel von 33 Security-Szenarien mit hohem Risiko bezüglich der Versorgungssicherheit.....	35
Tabelle 5-8:	Übersicht über die Auswirkungen der fünf Maßnahmen am Beispiel von 19 Safety-Szenarien mit hohem Risiko bezüglich der Versorgungssicherheit.....	36
Tabelle 7-1:	Ergebnisse der Studie für die nützlichste bzw. empfohlene Variante der Vermaschung	45
Tabelle 7-2:	Offshore-Leistung in den verschiedenen Szenarien	47

Tabelle 7-3:	Bewertungsergebnisse für das Projekt 271	48
Tabelle 7-4:	Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse der untersuchten Studien	52
Tabelle 8-1:	Projektübersicht Kopplung von Windenergie und Speicherbatterien ...	55

Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating Current (Wechselstrom)
AK	Ausfall von Komponenten
B&E	Brand und/oder Explosion
BFO	Bundesfachplan Offshore
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
CBA	Cost-Benefit-Analyse
CVaR	Conditional Value at Risk
DC	Direct Current (Gleichstrom)
E	Erwartungswert
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EMP	Elektromagnetischer Puls
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operator for Electricity
GW	Gigawatt
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungstechnologie
KP	Konverterplattform
KS	Konverterstation
kV	Kilovolt
Lfz.	Luftfahrzeug
LK	Landkabel
MW	Megawatt = 1.000 kW
MWh	Megawattstunde = 1.000 kWh
NAS	Netzanbindungssystem
O-NEP	Offshore-Netzentwicklungsplan
OWiSS	Offshore Windenergie – Schutz und Sicherheit
OWP	Offshore-Windenergiepark

OWV	Offshore-Windenergie-Versorgungssystem
PCI	Project of Common Interests
PV	Photovoltaik
RES	Renewable Energy System
SEW	Social Economic Welfare
SK	Seekabel
SV	Strukturversagen
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
TWh	Terrawattstunde
UP	Umspannplattform
ÜN	Übertragungsnetz
ÜNБ	Übertragungsnetzbetreiber
v.A.n.B.	vorsorgliche Abschaltung nach Besetzung
VaR	Value at Risk
WEA	Windenergieanlage

1 Aufgabenstellung

Ziel des hier dokumentierten Untersuchungsteils im Rahmen des gesamten OWISS-Projekts ist die Entwicklung und Anwendung einer Methode zur Bewertung energiewirtschaftlicher Maßnahmen zur Verringerung potentieller Risiken der Offshore Windenergie. Das ursprüngliche Konzept sah eine ökonomische Bewertung und eine quantitative Erfassung des Nutzens und der Kosten der Maßnahmen, die Ermittlung des Nutzen-Kostenverhältnisses für jede Maßnahme sowie die Bestimmung einer Rangfolge der Maßnahmen für die Umsetzung vor.

Im Laufe des Gesamtprojekts wurde allerdings deutlich, dass sich die Schäden und Risiken der verschiedenen Security- und Safety-Szenarien nicht mit ausreichender Genauigkeit bestimmen lassen und infolge dessen auch der Nutzen einer konkreten Maßnahme nicht (ökonomisch) quantitativ abgeschätzt werden kann. Deswegen wird im Folgenden eine Methode entwickelt, die auf der qualitativen Bewertung der (positiven) Auswirkungen einer Maßnahme in Bezug auf die Risikoeinschätzung eines einzelnen Szenarios beruht. Mithilfe einer (breiten) Differenzierung der Risiken/Schäden eines Szenarios nach sechs Dimensionen und einer Unterscheidung der Auswirkungen der einzelnen Maßnahme nach den Kategorien „starke“, „spürbare“ und „keine spürbare“ Verbesserung wird die Grundlage für die Bewertung der Wirksamkeit zur Risikominderung unterschiedlicher energiewirtschaftlicher Maßnahmen und für die Bildung einer Rangfolge für die Umsetzung geschaffen.

2 Bezug zu vorhergehenden Forschungsschritten

2.1 AP 110 „Analyse möglicher Gefährdungen und Bedrohungen“

Im AP 110 „Analyse möglicher Gefährdungen und Bedrohungen“ hat Fraunhofer IFAM die Aufgabe übernommen, mögliche Gefährdungen und Bedrohungen der Offshore Windenergie aus der Sicht der Stromkunden zu analysieren. Die zentrale Frage lautete dabei: Welchen Einfluss hat der Aufbau und der Betrieb eines Offshore-Windenergie-Versorgungssystems (OWV) in der deutschen Nord- und Ostsee auf die Sicherheit der Stromversorgung an Land – und infolge dessen auf die Sicherheit der Bevölkerung? Im Bericht zu AP 110 [Gabriel et al 2015] wurde zunächst das für 2020 erwartete OWV in der deutschen Nord- und Ostsee beschrieben, z. B. hinsichtlich der Zahl und Art der Netzanbindungssysteme (NAS). Daneben wurde die energiewirtschaftliche Bedeutung des OWV für die Stromversorgung in Norddeutschland untersucht, die Anteile an der installierten Gesamtleistung und an der Stromproduktion ermittelt sowie die Bedeutung der natürlichen Schwankungen und Stillstände in der Offshore-Stromproduktion dargestellt.

Das dort für 2020 beschriebene OWV liefert die Basis für die Diskussion sowohl der Gefährdungs- und Bedrohungsszenarien in [Gabriel et al 2016b] als auch der hier vorgeschlagenen energiewirtschaftlichen Maßnahmen und ihrer Bewertung aus energiewirtschaftlicher Sicht.

2.2 AP 400 „Energiewirtschaftliche Betrachtung der Musterszenarien“

Im Bericht zur „Energiewirtschaftlichen Betrachtung der Musterszenarien“ [Gabriel et al 2016b] wurden die Auswirkungen von 129 Security- und 89 Safety-Szenarien auf die Stromversorgung der Bevölkerung aus der energiewirtschaftlichen Perspektive betrachtet. Dabei ging es nur um das Auftreten von Ausfällen der Stromversorgung, qualitative Aspekte der Stromversorgung¹ wurden nicht untersucht.

Die zentralen Ergebnisse der energiewirtschaftlichen Betrachtung der Gefährdungs- und Bedrohungsszenarien sind:

- Jede einzelne OWP-Einheit kann ausfallen, ohne dass dies zu einer relevanten Beeinträchtigung der Versorgung an Land führt.
- Erst wenn zwei oder drei Einzelanlagen (Konverterplattform, Konverterstation, Seekabel oder Landkabel) aufgrund ihrer räumlichen Konzentration von einem Startereignis

¹ z.B. die Stabilität von Spannung und Frequenz des Wechselstroms oder Auswirkungen auf die Höhe der Blindleistung in verschiedenen Netzabschnitten

gleichzeitig betroffen sind, besteht die Gefahr einer großen Beeinträchtigung der Stromversorgung.

Konkret wurden 33 Security-Szenarien und 19 Safety-Szenarien identifiziert, die mit der Gefahr einer großen Beeinträchtigung der Stromversorgung infolge einer „großen Netzbeeinträchtigung“ verbunden sind. Die „Netzbeeinträchtigung“ war der im OWISS-Projekt verwendete technische Fachbegriff für ein Szenarioergebnis mit einer Unterbrechung des Stromtransports. Bei einer „großen Netzbeeinträchtigung“ besteht das Risiko, dass ein hoher Leistungsausfall (größer als 1.000 MW) im OVV so schnell erfolgt, dass er durch das Regelennergiesystem des Übertragungsnetzbetreibers eventuell nicht ausgeglichen werden kann. Dann könnte es zu – in der Regel regional und zeitlich begrenzten – Ausfällen in der Stromversorgung an Land kommen.

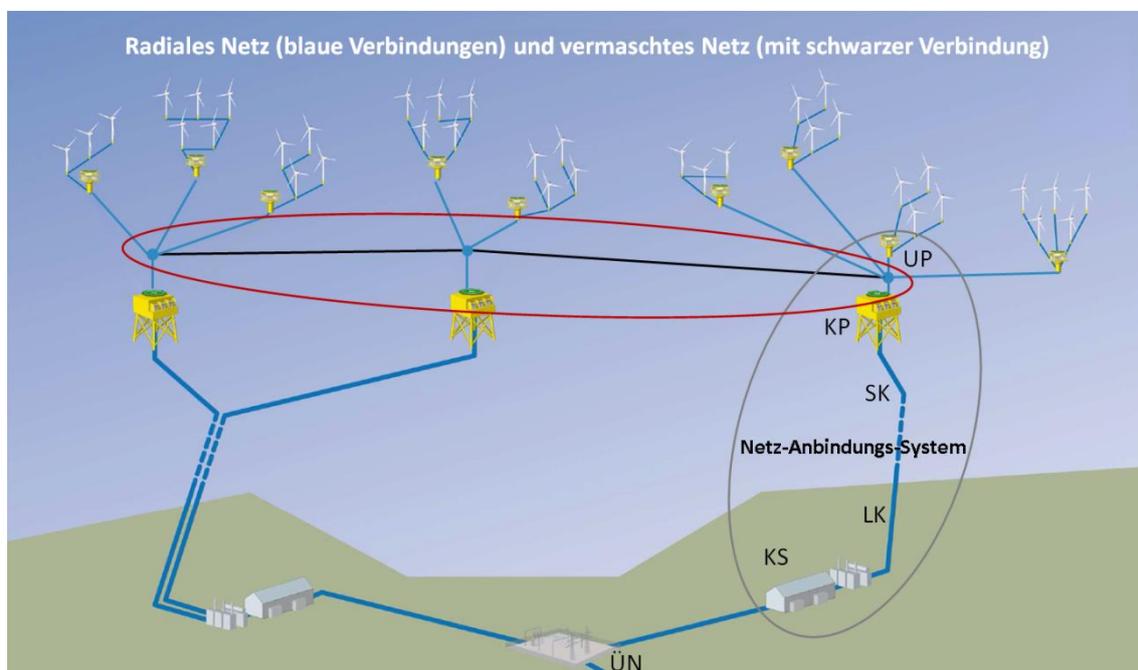
Die als „kritisch“ identifizierten 33 Security- und 19 Safety-Szenarien stellen in dem hier beschriebenen Teil der energiewirtschaftlichen Analyse einen wichtigen Ausgangspunkt für die Entwicklung von Maßnahmen zur Reduzierung der Risiken für die Versorgungssicherheit und für die Bewertung dieser Maßnahmen dar.

3 Identifizierung und Analyse energiewirtschaftlicher Maßnahmen zur Senkung der Offshore-Risiken für die Versorgungssicherheit

Mit den Verbundpartnern des OWISS-Forschungsprojekts wurde intensiv über Maßnahmen zur Reduzierung der Risiken diskutiert, die sich aus den untersuchten Security- und Safety-Szenarien für die Betreiber des OWV und für die Sicherheit der Stromversorgung ergeben. Fraunhofer IFAM konzentrierte sich dabei auf solche Maßnahmen, die von Unternehmen der Energiewirtschaft umgesetzt werden können. Im Rahmen des Diskussionsprozesses wurden fünf energiewirtschaftliche Maßnahmen identifiziert, die einerseits einen starke Reduzierung der Risiken und Schäden durch die Bedrohungs- und Gefährdungsszenarien erwarten lassen und andererseits aus Sicht der Forscher ein hohes Realisierungspotenzial haben. Diese fünf Maßnahmen werden im Folgenden näher beschrieben.

3.1 Aufbau eines „Vermaschten Netzes“

Aktuell ist jeder OWP über genau ein Netzanbindungssystem (NAS) mit dem Übertragungsnetz (ÜN) an Land verbunden. Zu einem NAS mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungstechnologie (HGÜ) gehören: mindestens eine Umspannplattform (UP), eine Konverterplattform (KP), Seekabel (SK), Landkabel (LK) und eine Konverterstation (KS) (vgl. Abbildung 3-1). Bei einer NAS in Drehstromtechnologie fehlen KP und KS.



Quelle: eigene Darstellung Fraunhofer IFAM auf Basis von [Kuhbier 2012]

Abbildung 3-1: Radiales Netz und vermaschtes Netz

Mehrere OWP mit derzeit jeweils maximal 400 MW Leistung können dabei an einem NAS mit maximal 900 MW angebunden sein. Bei einem vermaschten Netz sind die einzelnen NAS miteinander verbunden, wie in Abbildung 3-1 durch die schwarze Linie dargestellt. Wenn ein NAS in seiner Funktionsfähigkeit gestört ist, weil z.B. ein einzelnes Element des NAS ausgefallen ist, kann der Strom des zum NAS gehörenden OWP zu einem anderen NAS „umgeleitet“ werden. Da die einzelnen NAS in ihrer Kapazität auf die Spitzenlast der direkt angebundenen OWP ausgelegt sind, haben sie zu allen Zeiten mit schwächerem Wind freie Kapazitäten und können somit zumindest einen Teil des Stroms benachbarter OWP mit an Land transportieren. Im Idealfall bilden alle NAS in der deutschen Nordsee ein gemeinsames vermaschtes Netz, d.h. der Strom aus jedem OWP kann über jedes NAS – bei freier Kapazität – in das landgestützte Übertragungsnetz eingespeist werden. Genauso gäbe es auch ein vermaschtes Offshore-Netz für die deutsche Ostsee. Technisch stellt ein vermaschtes Offshore-Netz eine Herausforderung dar, wird in dieser Studie aber als mittelfristig realisierbar eingeschätzt, was durch mehrere Studien belegt ist. (Vgl. dazu den Exkurs 1 „Aufbau eines vermaschten Offshore-Netzes“ im Anhang.)

3.2 Größerer Abstand zwischen parallelen Seekabeln

Wie in [Gabriel et al 2015, S. 22] beschrieben, gelten für die Verlegung von Seekabelsystemen unter anderem die folgenden Planungsgrundsätze:

- Bei der Verlegung von Seekabelsystemen ist eine größtmögliche Bündelung im Sinne einer **Parallelführung** zueinander anzustreben.
- Bei der Parallelverlegung von Seekabelsystemen ist zwischen den einzelnen Systemen ein **Abstand von 100 m** einzuhalten. Nach jedem zweiten Kabelsystem ist ein Abstand von 200 m einzuhalten.

Die energiewirtschaftliche Analyse der Gefährdungs- und Bedrohungsszenarien in [Gabriel et al 2016b, S. 27 ff.] hat Szenarien identifiziert, in denen aufgrund der räumlichen Konzentration von Seekabeln das Risiko einer großen Netzbeeinträchtigung besteht. Dies ist immer dann möglich, wenn ein einzelnes Starterereignis, wie z.B. der Absturz eines Luftfahrzeugs oder die Beschädigung durch einen Schiffsanker, aufgrund der räumlichen Nähe zwei (oder mehr) NAS gleichzeitig betreffen und ihre Funktion zum Ausfall bringen kann.

Die hier vorgeschlagene Maßnahme zur Reduktion des Risikos besteht darin, den Mindestabstand zwischen einzelnen Seekabelsystemen auf 200 m zu erhöhen. Dies würde die Wahrscheinlichkeit für den gleichzeitigen Ausfall von zwei NAS verringern.

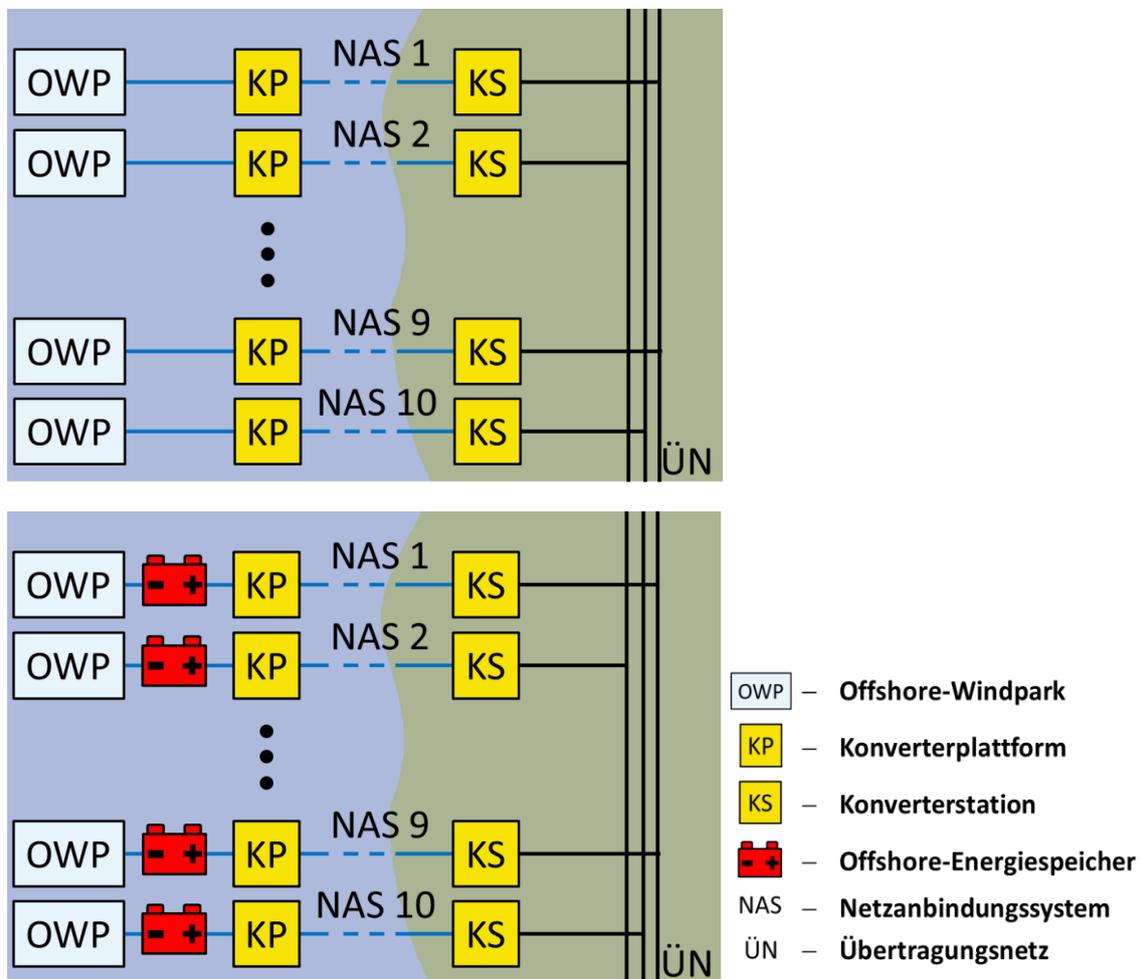
3.3 Einsatz von Speichern

In der Energiewirtschaft und in der energiewirtschaftlichen Forschung wird seit einigen Jahren und mit zunehmender Intensität die Rolle von Speichern zum Ausgleich der natürlichen Schwankungen in der EE-Stromerzeugung diskutiert. Bei der Kombination von häuslicher PV-Nutzung und Stromspeicherung ist das Experimentierstadium schon lange

verlassen, bei der Kombination von Windenergie mit Batteriespeichern gibt es erste Pilotprojekte. (Vgl. dazu den Exkurs 2 „Kombination Windenergie und Speicherbatterien“ im Anhang.) Es erscheint den Autoren als realistisch, dass es in wenigen Jahren Batteriespeichersysteme mit einer Ein- bzw. Ausspeise-Leistung von 100 MW und einer Speicherkapazität von 100 MWh geben wird. Vor diesem Hintergrund wurden zwei Maßnahmen formuliert, die den Aufbau eines Offshore-Speichersystems bzw. eines Onshore-Speichersystems als Ergänzung des OWV vorsehen.

3.3.1 Einsatz von Offshore-Speichern

Jedem Offshore-Netzanbindungssystem (NAS, maximal 900 MW) wird ein Großspeicher mit 100 MW / 100 MWh **vorgeschaltet**, der einerseits der Spannungs- und Frequenzhaltung der Stromeinspeisung und andererseits als Ausfallreserve für andere NAS (im Offshore-Netzsystem deutsche Nordsee) dient. Vgl. dazu Abbildung 3-2. Bei insgesamt zehn NAS entsteht so ein Offshore-Speichersystem mit einer Leistung von 1.000 MW / 1.000 MWh.



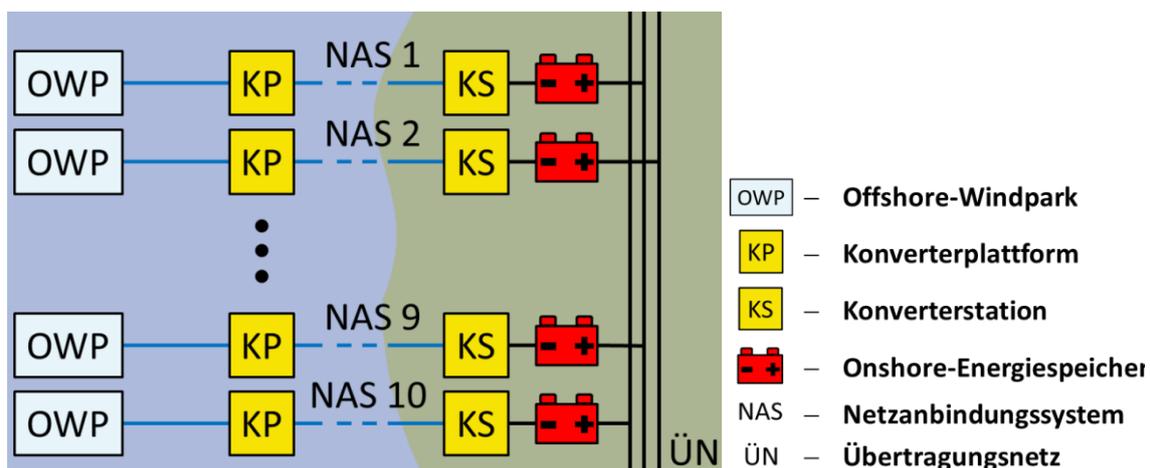
Quelle: eigene Darstellung Fraunhofer IFAM

Abbildung 3-2: OWV ohne und mit Offshore-Speicher

Die zehn Speicher sollen über ein gemeinsames Steuerungssystem verfügen, welches bei Ausfall eines oder mehrerer NAS den damit verbundenen Ausfall an Erzeugungsleistung sofort und so lange wie möglich ausgleicht. Dadurch gewinnt der ÜNB Zeit, um den NAS-Ausfall über die Aktivierung regelbarer Kraftwerke auszugleichen. Ein solcher Ausgleich funktioniert allerdings nur, wenn es in den von einem Security- oder Safety-Ereignis nicht betroffenen NAS freie Transportkapazitäten gibt. Angesichts einer für 2020 erwarteten Gesamt-Transportleistung der NAS in der Nordsee von rund 8000 MW [Gabriel et al 2015, S. 19] und einer erwarteten Gesamt-Erzeugungsleistung von 5700 MW [Gabriel et al 2015, S. 43] kann man für das Jahr 2020 immer solche freien Transportkapazitäten unterstellen.

3.3.2 Einsatz von Onshore-Speichern

Jedem Offshore-Netzanbindungssystem (NAS, maximal 900 MW) wird ein Großspeicher mit 100 MW / 100 MWh **nach**geschaltet, der einerseits der Spannungs- und Frequenzhaltung der Stromeinspeisung und andererseits als Ausfallreserve für andere NAS (im Offshore-Netzsystem deutsche Nordsee) dient. Vgl. dazu Abbildung 3-3. Bei insgesamt zehn NAS entsteht so ein Onshore-Speichersystem mit einer Leistung von 1.000 MW / 1.000 MWh.



Quelle: eigene Darstellung Fraunhofer IFAM

Abbildung 3-3: OWV mit Onshore-Speicher

Die Platzierung der Onshore-Speicher zwischen Konverterstation und Übertragungsnetz hat gegenüber der Offshore-Version den Vorteil, dass sämtliche Speicher auch genutzt werden können, wenn ein oder mehrere NAS ausgefallen sind, da sie direkt in das landgestützte Übertragungsnetz einspeisen. Genau wie beim Offshore-Speichersystem sollen die zehn Speicher über ein gemeinsames Steuerungssystem verfügen, welches bei Ausfall eines oder mehrerer NAS den damit verbundenen Ausfall an Erzeugungsleistung sofort und so lange wie möglich ausgleicht. Dadurch gewinnt der ÜNB Zeit, um den NAS-Ausfall über die Aktivierung regelbarer Kraftwerke auszugleichen.

3.4 Standardisierung und Lagerhaltung von Großbauteilen

Die Analyse der Bedrohungs- und Gefährdungsszenarien hat gezeigt, dass ein großer Teil der materiellen Schäden erst nach dem eigentlichen Schadensereignis anfällt, wenn infolge der Funktionsunfähigkeit eines NAS die Stromproduktion eines oder mehrerer OWP gestoppt werden muss. In [Gabriel et al 2016a, S. 15 ff.] wurde der potentielle Erlösausfall infolge des Ausfalls verschiedener NAS-Elemente auf monatlich bis zu 260 Mio. € geschätzt. Sollte bei einem Schadensereignis beispielsweise ein Transformator auf einer Konverterplattform zerstört werden, könnte es nach Aussage unseres Verbundpartners ISL länger als ein Jahr dauern, bis dieser ersetzt werden kann, weil es sich dabei in der Regel um eine Sonderfertigung handelt und die Montage offshore wetterbedingt nur in einem begrenzten Zeitfenster möglich ist.. Wenn die komplette Konverterplattform ersetzt werden muss, ist mit mehreren Jahren Ausfall zu rechnen, so dass der ökonomische Schaden bis zu mehrere Mrd. € betragen kann.

Es scheint daher überlegenswert, bestimmte zentrale Elemente wie Transformatoren oder Schaltanlagen zu standardisieren und auf Lager zu legen, um sie im Ernstfall innerhalb von wenigen Monaten einbauen und so das betroffene NAS wieder funktionsfähig machen zu können.

4 Entwicklung einer Methode zur Bewertung von Maßnahmen zur Erhöhung der Sicherheit des OWV

Für eine quantitative Bewertung der Maßnahmen bezüglich ihres Erfolgs (= Nutzen – Kosten) fehlen die notwendigen numerischen Größen. Eine Beschaffung bzw. Abschätzung dieser Daten war im zeitlichen und finanziellen Rahmen des OWISS-Projekts nicht möglich. Das gilt insbesondere für die Abschätzung des Nutzens der Maßnahmen, der direkt davon abhängt, wie häufig die verschiedenen Gefährdungs- und Bedrohungsszenarien eintreten und wie häufig die damit verbundenen Schäden durch die ausgewählten Maßnahmen vermieden oder verringert werden können. Deswegen wurde von Fraunhofer IFAM eine qualitative Methode zur Bewertung der Maßnahmen entwickelt, die im Folgenden vorgestellt wird.

4.1 Bewertungsmaßstäbe

In [Gabriel et al 2016b] wurden Bedrohungs- und Gefährdungsszenarien dahingehend bewertet, ob sie zu einer **kleinen, mittleren oder großen Netzbeeinträchtigung** führen könnten. Voraussetzung für die nähere Betrachtung eines Szenarios aus energiewirtschaftlicher Sicht war, dass

- einerseits das Ergebnis „Beeinträchtigung der Netzeinspeisung“ gegeben war
- und andererseits der materielle Schaden oder der immaterielle Schaden durch den Verbundpartner fk-wind als „hoch“ eingeschätzt wurde.

Die Bewertung „große Netzbeeinträchtigung möglich“ wurde nur dann vergeben, wenn

- einerseits ein sehr schneller Abfall der transportierten Leistung erfolgen konnte, d.h. innerhalb von maximal 30 Sekunden fällt die Einspeiseleistung auf Null
- und andererseits der maximale Leistungsausfall größer als 1.000 MW betrug.

Insgesamt 33 Security-Szenarien und 19 Safety-Szenarien erfüllten alle diese Bedingungen.

4.1.1 Bewertung von Maßnahmen

Die zentrale Frage für die Bewertung von Maßnahmen lautet:

Wie würde sich die Bewertung der Szenarien ändern, wenn eine bestimmte Maßnahme durchgeführt wird?

Für jede Szenario-Maßnahme-Kombination wird dabei eine Einschätzung vorgenommen, ob und wie stark sich die Risiko-Bewertung des Szenarios unter der Hypothese einer durchgeführten Maßnahme verändert. Dabei werden fünf Kategorien unterschieden:

- ++ starke Verbesserung**
- + spürbare Verbesserung**
- 0 keine spürbare Veränderung**
- spürbare Verschlechterung**
- starke Verschlechterung**

Die Bewertung jeder Maßnahme erfolgt dabei bezüglich ihrer Auswirkungen auf die Höhe der materiellen und immateriellen Schäden sowie auf die Sicherheit der Stromversorgung für die 33 Security-Szenarien mit großem Risiko für die Stromversorgung. Weil die Auswirkungen auf die Sicherheit der Stromversorgung – wie weiter unten ausführlich dargestellt wird – getrennt für vier Netzebenen vorgenommen wird, fallen pro Szenario-Maßnahme-Kombination sechs Bewertungen an, das sind für jede Maßnahme bei 33 Security-Szenarien 198 Bewertungen (plus 114 Bewertungen für 19 Safety-Szenarien). Es wird erwartet, dass sich hierdurch Unterschiede in der Wirksamkeit der einzelnen Maßnahmen feststellen lassen.

4.1.2 Bewertung der materiellen und immateriellen Schäden

Die Bewertung der Maßnahmen bezüglich ihrer Auswirkungen auf die materiellen und immateriellen Schäden erfolgt nach der Regel:

- ++ = Verringerung der Schadenshöhe um mehr als 50 %
= starke Verbesserung**
- + = Verringerung der Schadenshöhe um 10 % bis 50 %
= spürbare Verbesserung**
- 0 = Veränderung der Schadenshöhe geringer als 10 %
= keine spürbare Veränderung**

Eine Zunahme der Schadenshöhe ist in keiner Szenario-Maßnahme-Kombination aufgetreten.

4.1.3 Bewertung der Auswirkung auf die Sicherheit der Stromversorgung

Für die Identifizierung der Szenarien mit dem Risiko einer großen Netzbeeinträchtigung wurde in [Gabriel et al 2016b] die Untergrenze 1.000 MW für den Leistungsabfall verwendet. In dem aktuellen Bearbeitungsschritt erscheint es sinnvoll, die möglichen Auswirkungen auf die Sicherheit der Stromversorgung in drei Kategorien zu unterteilen:

- **schwache Bedrohung** = Leistungsabfall kleiner 1.000 MW
- **mittlere Bedrohung** = Leistungsabfall zwischen 1.000 und 2.000 MW
- **starke Bedrohung** = Leistungsabfall größer 2.000 MW

Mit diesen Kategorien kann die Bewertung der Maßnahmen bezüglich ihrer Auswirkungen auf die Sicherheit der Stromversorgung nach der Regel erfolgen:

- ++** = Bedrohung ändert sich von „stark“ nach „schwach“
= starke Verbesserung
- +** = Bedrohung ändert sich von „stark“ nach „mittel“ bzw. von „mittel“ nach „schwach“
= spürbare Verbesserung
- 0** = Bedrohung bleibt in derselben Kategorie
= keine spürbare Veränderung

4.2 Unterscheidung verschiedener Ebenen des Stromtransportnetzes

Wie schon früher beschrieben, besteht das OVV aus verschiedenen Elementen [Gabriel et al. 2015]:

- OWP mit typischerweise 80 WEA
- Interne Verkabelung mit Umspannplattform
- Konverterplattform (beim Einsatz der HGÜ-Technologie)
- Seekabel (Seekabel + Landkabel)
- Konverterstation an Land (beim Einsatz der HGÜ-Technologie)
- Umspannstation an Land mit direkter Einspeisung in das Übertragungsnetz

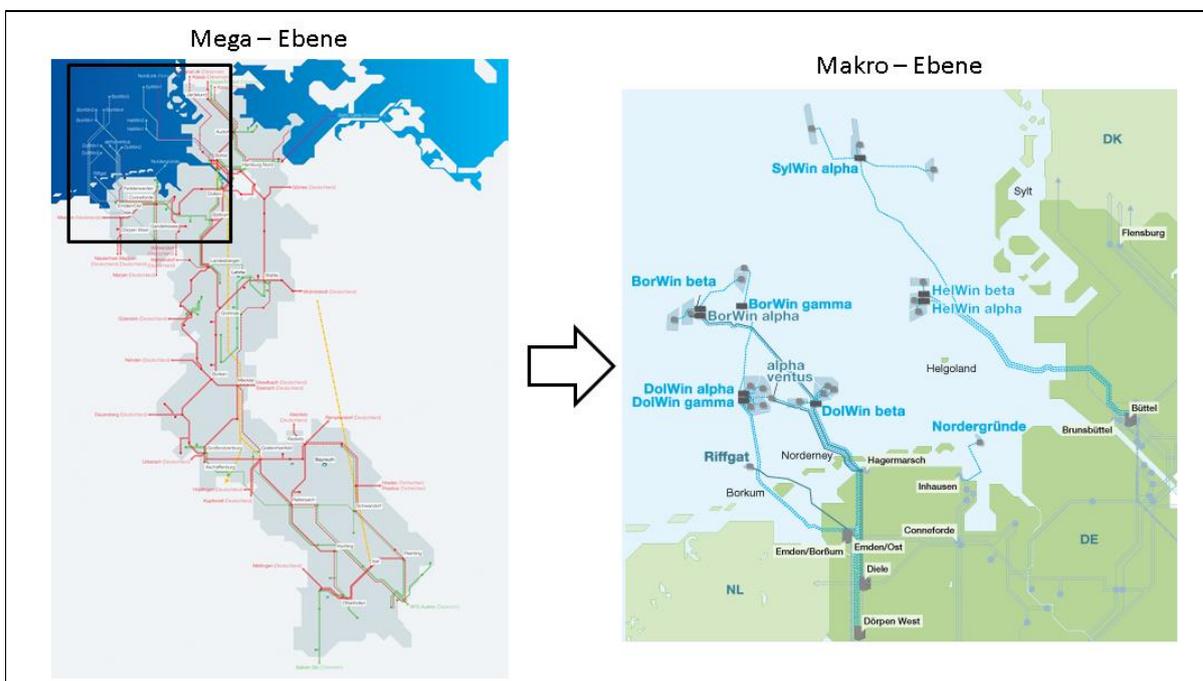
Diese Unterteilung ist pragmatisch und geht nicht ins Detail. So sind z.B. die Kabel zwischen Umspann- und Konverterplattform oder zwischen Konverterstation und Umspannstation oder das Verbindungsbauwerk zwischen See- und Landkabel nicht extra aufgeführt.

Für die Bewertung der Sicherheit der Stromversorgung ist es notwendig, das betrachtete System genau abzugrenzen. Dabei hat es sich als sinnvoll herausgestellt, vier verschiedene Systemebenen des OVV zu unterscheiden (vgl. dazu die Abbildungen auf den beiden nachfolgenden Seiten):

- **Mikro-Ebene:** ein einzelnes NAS-Element, beispielsweise eine einzelne Konverterplattform oder –station, die Seekabelverbindung von einer Konverterplattform zur Küste oder die anschließende Landkabelverbindung zur Konverterstation
- **Meso-Ebene:** ein einzelnes NAS für einen oder mehrere OWP, bestehend aus Umspannplattform, Konverterplattform, Seekabel, Landkabel und Konverterstation mit Umspannstation
- **Makro-Ebene:** das gesamte Netzanbindungssystem für OWP in der Nordsee, das ist die Summe aller Netzanbindungssysteme von Tennet in der (deutschen) Nordsee; entsprechend gibt es ein anderes Makro-System der Offshore-Netzanbindung in der deutschen Ostsee.

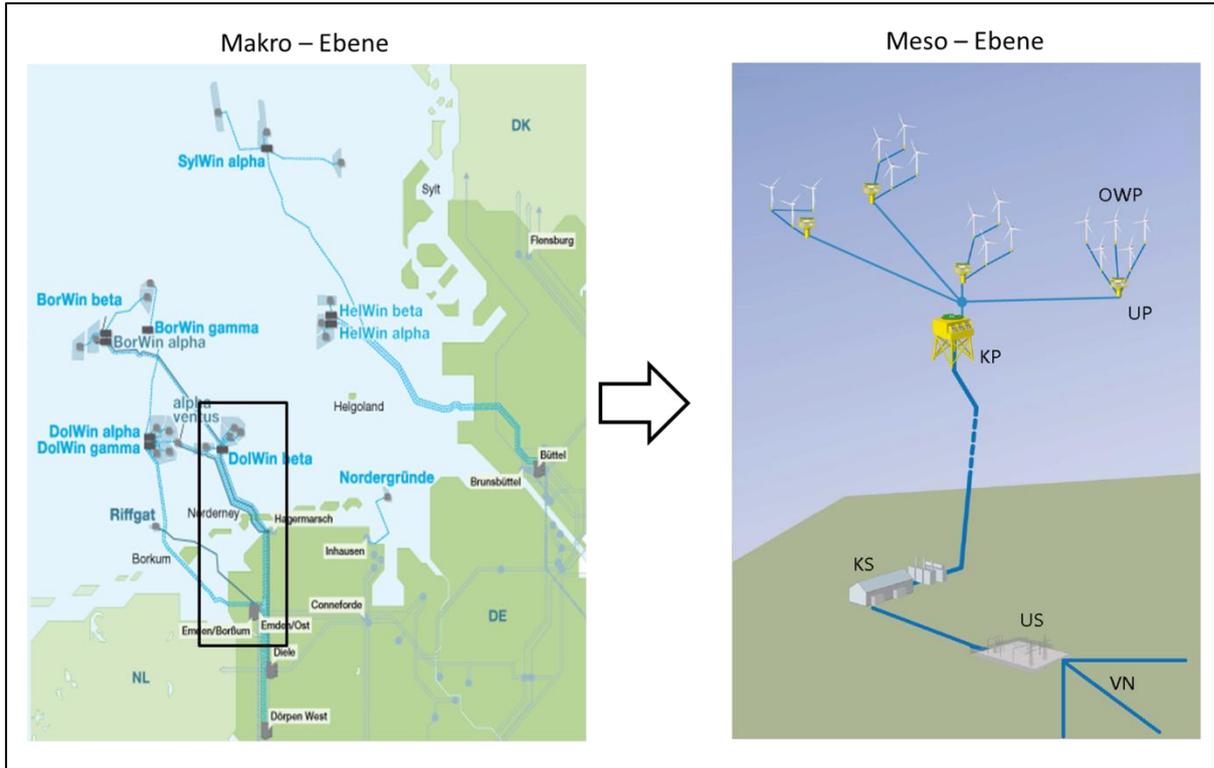
- **Mega-Ebene:** die Regelzone von Tennet, d.h. das landgestützte Übertragungsnetz einschließlich der von Tennet betriebenen Offshore-Netzanbindungen

Die Mega-Ebene, also das Übertragungsnetz von Tennet, ist entscheidend für die Sicherheit der Stromversorgung der Endverbraucher. Primäre Betrachtungsebene des OWISS-Projekts ist allerdings die Mikro-Ebene. Es wird untersucht, welche Gefährdungen und Bedrohungen die einzelnen Anlagen der Mikro-Ebene betreffen und mit welchen Maßnahmen die Risiken dieser Gefährdungen und Bedrohungen verringert werden können. Aus energiewirtschaftlicher Sicht liegt das größte Risiko in einer Unterbrechung der Stromversorgung für Endverbraucher, wobei die Höhe des Schadens von der Länge der Lieferunterbrechung und von der Zahl der Betroffenen abhängt [Gabriel et al. 2016a].



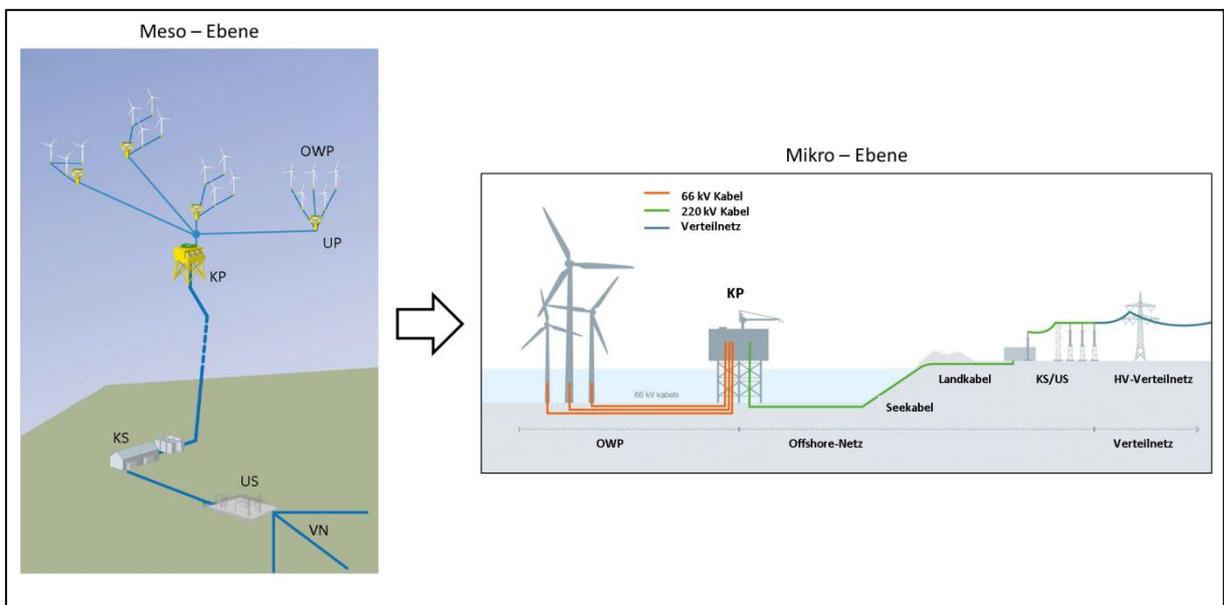
Quelle: eigene Darstellung Fraunhofer IFAM unter Verwendung von [VDE|FNN 2016] und [TenneT 2014]

Abbildung 4-1: Mega- und Makro-Ebene des OWV Nordsee



Quelle: eigene Darstellung Fraunhofer IFAM unter Verwendung von [TenneT 2014] und [Kuhbier 2012]

Abbildung 4-2: Makro- und Meso-Ebene des OWV Nordsee



Quelle: eigene Darstellung Fraunhofer IFAM unter Verwendung von [Kuhbier 2012] und [TenneT 2017]

Abbildung 4-3: Meso- und Mikro-Ebene des OWV Nordsee

5 Anwendung der Bewertungsmethode auf energiewirtschaftliche Maßnahmen

5.1 Ergebnis der Bewertung für ein Security-Szenario

Die folgende Tabelle zeigt das Ergebnis der Bewertung der fünf ausgesuchten Maßnahmen in Bezug auf ein einzelnes Security-Szenario, bei dem ein Luftfahrzeug auf eine Doppel-Konverterplattform (räumliche Konzentration von zwei Konverterplattformen mit jeweils 900 MW Leistung) stürzt und dort eine Explosion auslöst, die zu einem sofortigen Ausfall der Transportleistung (innerhalb von maximal 30 Sekunden nach dem Absturz) führt.

Tabelle 5-1: Bewertung der Wirkungen von fünf Maßnahmen bezogen auf ein Security-Szenario

Nummer des Szenarios	Auslösendes Ereignis	Betroffene Einheit		Höhe des Leistungsausfalls in MW	Betroffenheit der Systeme			
		On- oder Offshore	Mikroebene		Mi-kro	Me-so	Ma-kro	Me-ga
1042.2 und 1045.2	Absturz eines Luftfahrzeugs	Offshore	Konverterplattform	1.800				
Wie ändert sich die Betroffenheit der Systeme nach Umsetzung der vorgeschlagenen energiewirtschaftlichen „Schutzmaßnahmen“?								
Maßnahme	Auswirkungen auf							
	Materielle Schadenshöhe	Immaterielle Schadenshöhe	Ausfallsicherheit					
			Mi-kro	Me-so	Ma-kro	Me-ga		
Aufbau eines vermaschten Offshore-Netzes	+	0	0	0	0	0	0	
Größerer Abstand zwischen parallelen Seekabel	0	0	0	0	0	0	0	
Einsatz von Offshore-Speichern	0	0	0	0	+	+		
Einsatz von Onshore-Speichern	0	0	0	0	+	+		
Standardisierung und Lagerhaltung von Transformatoren u.ä.	++	0	0	0	0	0	0	

++ = starke Verbesserung,

+ = spürbare Verbesserung,

0 = keine spürbare Veränderung

Quelle: eigene Darstellung Fraunhofer IFAM

Die vorstehende Tabelle 5-1 zeigt für jede der fünf Maßnahmen sechs einzelne Bewertungen. Dabei schneidet die Maßnahme „Größerer Abstand zwischen parallelen Seekabeln“ mit sechsmal „0 = keine spürbare Verbesserung“ am schwächsten ab. Die

Maßnahme „Standardisierung und Lagerhaltung“ weist in der Kategorie „materielle Schadenshöhe“ eine „starke Verbesserung“ auf, in allen anderen Kategorien dagegen „keine spürbare Verbesserung“. Der Einsatz von Offshore-Speichern führt zu demselben Ergebnis wie der Einsatz von Onshore-Speichern, nämlich zu einer „spürbaren Verbesserung“ der Ausfallsicherheit auf der Makro- und auf der Mega-Ebene. Die Maßnahme „Aufbau eines vermaschten Offshore-Netzes“ führt zu einer „spürbaren Verbesserung“ nur in der Kategorie „materiellen Schadenshöhe“. Diese Analyse und Darstellung ist somit geeignet, Unterschiede in der Wirksamkeit verschiedener Maßnahmen zu erfassen.

5.2 Ergebnis der Bewertung für 33 Security-Szenarien und fünf ausgesuchte Maßnahmen

Die im vorstehenden Abschnitt beispielhaft beschriebene Bewertung der Auswirkung von fünf ausgewählten Maßnahmen für ein Szenario wurde von den Autoren für 33 Security-Szenarien durchgeführt. Das Ergebnis dieser Analyse wird im Folgenden – sortiert nach den fünf Maßnahmen vorgestellt.

5.2.1 Bewertung der Maßnahme „Vermaschtes Offshore-Netz“

Erläuterungen zu den Auswirkungen der Maßnahme 1 „Vermaschtes Offshore-Netz“ (vgl. dazu die nachfolgende Tabelle 5-2):

- Das vermaschte Offshore-Netz bewirkt in allen Security-Szenarien, dass der Stromtransport von ein oder zwei direkt betroffenen OWP an Land nicht vollständig unterbrochen wird, wenn das zuständige NAS ausfällt. Angesichts der langen Reparatur- und Ausfallzeiten für NAS führt dies mit Sicherheit zu einer spürbaren Verringerung der materiellen Schadenshöhe bei den Erlösausfällen für die OWP-Betreiber.
- Demgegenüber bleibt die immaterielle Schadenshöhe, das sind die Personenschäden und die Umweltschäden z.B. aus Ölemissionen, von dieser Maßnahme in allen Szenarien unberührt.
- Das vermaschte Netz kann in keinem Fall den Ausfall auf der Mikro-Ebene (einzelnes NAS-Element) und auf der Meso-Ebene (einzelnes NAS) verhindern oder verringern.
- Wie oben beschrieben, gelten für die Bewertung der Ausfallsicherheit auf der Mega-Ebene, das ist im Fall der Nordsee das Übertragungsnetz von TenneT, und auf der Makro-Ebene, das ist das gesamte Nordsee-Offshore-Netz, die folgenden Bedrohungskategorien:
 - schwache Bedrohung = Leistungsabfall kleiner 1.000 MW
 - mittlere Bedrohung = Leistungsabfall zwischen 1.000 und 2.000 MW
 - starke Bedrohung = Leistungsabfall größer 2.000 MW

Es wird angenommen, dass das vermaschte Netz mindestens 1/3 der ausfallenden Transportkapazität übernehmen kann. Damit würde in den Szenarien mit einem Kapazitätsausfall von 2.700 bis 3.000 MW dieser Ausfall auf 1.800 bis 2.000 MW reduziert und die Bewertung der Bedrohung von „stark“ auf „mittel“ gesenkt. Das bewerten wir als eine „spürbare Verbesserung“ der Ausfallsicherheit. In Szenarien mit einem Kapazitätsausfall von 1.800 MW würde dieser durch das vermaschte Netz um 1/3 auf 1.200 MW reduziert und bliebe somit in derselben Kategorie „mittlere Bedrohung“. Somit gibt es in diesen Fällen bei der Ausfallsicherheit der Mega-Ebene und der Makro-Ebene „keine spürbare Veränderung“ der Bewertung.

Tabelle 5-2: Übersicht über die Auswirkungen der Maßnahme „Vermaschtes Offshore-Netz“ am Beispiel von 33 Security-Szenarien mit hohem Risiko bezüglich der Versorgungssicherheit

Wie ändert sich die Betroffenheit der Systeme nach Umsetzung der vorgeschlagenen energiewirtschaftlichen Maßnahme „vermaschtes Offshore-Netz“?							
Nummer Szenario	Identifikation Szenario	Auswirkungen auf					
		Materielle Schäden	Immaterielle Schäden	Ausfallsicherheit Netzebene			
				Mikro	Meso	Makro	Mega
1042.2	Absturz Lfz, KP, B&E	+	0	0	0	0	0
1045.2	Absturz Lfz, KP, SV AK	+	0	0	0	0	0
1072.2	Absturz Lfz, KS, B&E AK	+	0	0	0	+	+
1075.2	Absturz Lfz, KS, SV AK	+	0	0	0	+	+
1072.3	Absturz Lfz, LK, SV AK	+	0	0	0	+	+
1075.3	Absturz Lfz, LK, AK	+	0	0	0	+	+
1083.1	Beschädigung LK, AK	+	0	0	0	+	+
1081.1	Beschädigung SK, AK	+	0	0	0	0	0
1092.2	Beschuss KP, AK	+	0	0	0	0	0
1093.2	Beschuss KP, B&E AK	+	0	0	0	0	0
1112.2	Beschuss KS, AK	+	0	0	0	+	+
1132.2	Besetzung KP, v.A.n.B.	+	0	0	0	0	0
1142.2	Besetzung KS, v.A.n.B.	+	0	0	0	+	+
1561.2	g. Obsoleszenz KP, AK	+	0	0	0	0	0
1563.2	g. Obsoleszenz KS, AK	+	0	0	0	+	+
1563.3	g. Obsoleszenz LK, AK	+	0	0	0	+	+
1561.3	g. Obsoleszenz SK, AK	+	0	0	0	0	0
1606.2	IT-Angriff, KP, AK	+	0	0	0	0	0
1608.2	IT-Angriff, KS, AK	+	0	0	0	+	+
1231.2	vors. Kollision, KP, B&E	+	0	0	0	0	0
1764.2	m. Fehlverhalten, KP, AK	+	0	0	0	0	0
1750.2	m. Fehlverhalten, KP, B&E	+	0	0	0	0	0
1769.2	m. Fehlverhalten, KS, AK	+	0	0	0	+	+
1770.2	m. Fehlverhalten, KS, B&E	+	0	0	0	+	+
1152.2	Sprengung KP, AK	+	0	0	0	0	0
1153.2	Sprengung KP, B&E AK	+	0	0	0	0	0
1172.2	Sprengung KS, AK	+	0	0	0	+	+
1073.2	Sprengung KS, B&E AK	+	0	0	0	+	+
1172.3	Sprengung LK, AK	+	0	0	0	+	+
1543.2	Vandalismus KS, AK	+	0	0	0	+	+
1543.3	Vandalismus LK, AK	+	0	0	0	+	+
1425.2	vors. EMP KP, AK	+	0	0	0	0	0
1435.2	vors. EMP KS, AK	+	0	0	0	+	+

Legende: ++ = starke Verbesserung, + = spürbare Verbesserung, 0 = keine spürbare Veränderung, - = spürbare Verschlechterung, -- = starke Verschlechterung

5.2.2 Bewertung der Maßnahme „Größerer Abstand zwischen parallelen Seekabeln“

Erläuterungen zu den Auswirkungen der Maßnahme 2 „Größerer Abstand zwischen parallelen Seekabeln“ (vgl. dazu die nachfolgende Tabelle 5-3):

- Diese Maßnahme wirkt sich nur auf solche Szenarien aus, bei denen es zu einer Beschädigung des (Export-)Seekabels kommt, also nur im Szenario 1081.1. Im Szenario 1561.2 „geplante Obsoleszenz Seekabel“ spielt der Abstand zwischen den Kabeln keine Rolle, weil die Obsoleszenz mehrere Seekabel unabhängig von ihrem Abstand betreffen kann. Mehr „kritische“ Security-Szenarien mit einem Seekabel als betroffene Einheit gibt es nicht.
- Die Maßnahme bewirkt, dass der Stromtransport nur von einem Seekabel mit 450 MW (bei Aufteilung der Transportleistung auf zwei parallele Seekabel) oder mit maximal 900 MW Kapazität betroffen wird und ein zweites paralleles Kabel „ungestört“ weiter Strom an Land transportiert. Damit wird sowohl der materielle Schaden am betroffenen Seekabel als auch der materielle Schaden bei den Erlösausfällen während der Reparaturzeit verringert. Bewertung: „Starke Verringerung der materiellen Schadenshöhe“
- Demgegenüber bleibt die immaterielle Schadenshöhe, das sind die Personenschäden und die Umweltschäden z.B. aus Ölemissionen, von dieser Maßnahme in allen Szenarien unberührt.
- Die Maßnahme kann in keinem Fall den Ausfall auf der Mikro-Ebene (einzelnes NAS-Element) verhindern oder verringern.
- Auf der Meso-Ebene (einzelnes Netzanbindungssystem) tritt eine Verringerung des Schadens bzw. eine Erhöhung der Ausfallsicherheit ein, wenn es sich um zwei getrennte 450 MW Seekabel handelt, die gemeinsam die Transportkapazität von 900 MW abdecken. Dann fällt aufgrund des größeren Abstands nur die Hälfte der Transportleistung aus. Beide Fälle (100% Ausfall und 50% Ausfall der Transportkapazität) werden als „starke Bedrohung“ des Meso-Systems bewertet, so dass es nach unserem Bewertungssystem zu keiner spürbaren Verbesserung der Ausfallsicherheit kommt. Bei einer Auslegung mit 900 MW je Seekabel gibt es keine positive Auswirkung auf der Meso-Ebene.
- Auf der Makro- und auf der Mega-Ebene wird der maximale Leistungsausfall entweder von 900 MW auf 450 MW oder von 1.800 MW auf 900 MW reduziert. Im ersten Fall ändert sich die Bewertung „schwache Bedrohung“ nicht, im zweiten Fall sinkt die Bedrohung der Mega-Ebene von „mittel“ auf „schwach“, was einer „spürbaren Verbesserung“ der Ausfallsicherheit entspricht. Da nicht bekannt ist, wie häufig die unterschiedlichen Fälle auftreten, wird als Bewertung die „spürbare Verbesserung“ ausgewählt.

Tabelle 5-3: Übersicht über die Auswirkungen der Maßnahme „Größerer Abstand zwischen parallelen Seekabeln“ am Beispiel von 33 Security-Szenarien mit hohem Risiko bezüglich der Versorgungssicherheit

Wie ändert sich die Betroffenheit der Systeme nach Umsetzung der vorgeschlagenen energiewirtschaftlichen Maßnahme „größerer Abstand zwischen parallelen Seekabeln“?							
Nummer Szenario	Identifikation Szenario	Auswirkungen auf					
		Materielle Schäden	Immaterielle Schäden	Ausfallsicherheit Netzebene			
				Mikro	Meso	Makro	Mega
1042.2	Absturz Lfz, KP, B&E	0	0	0	0	0	0
1045.2	Absturz Lfz, KP, SV AK	0	0	0	0	0	0
1072.2	Absturz Lfz, KS, B&E AK	0	0	0	0	0	0
1075.2	Absturz Lfz, KS, SV AK	0	0	0	0	0	0
1072.3	Absturz Lfz, LK, SV AK	0	0	0	0	0	0
1075.3	Absturz Lfz, LK, AK	0	0	0	0	0	0
1083.1	Beschädigung LK, AK	0	0	0	0	0	0
1081.1	Beschädigung SK, AK	++	0	0	0	+	+
1092.2	Beschuss KP, AK	0	0	0	0	0	0
1093.2	Beschuss KP, B&E AK	0	0	0	0	0	0
1112.2	Beschuss KS, AK	0	0	0	0	0	0
1132.2	Besetzung KP, v.A.n.B.	0	0	0	0	0	0
1142.2	Besetzung KS, v.A.n.B.	0	0	0	0	0	0
1561.2	g. Obsoleszenz KP, AK	0	0	0	0	0	0
1563.2	g. Obsoleszenz KS, AK	0	0	0	0	0	0
1563.3	g. Obsoleszenz LK, AK	0	0	0	0	0	0
1561.3	g. Obsoleszenz SK, AK	0	0	0	0	0	0
1606.2	IT-Angriff, KP, AK	0	0	0	0	0	0
1608.2	IT-Angriff, KS, AK	0	0	0	0	0	0
1231.2	vors. Kollision, KP, B&E	0	0	0	0	0	0
1764.2	m. Fehlverhalten, KP, AK	0	0	0	0	0	0
1750.2	m. Fehlverhalten, KP, B&E	0	0	0	0	0	0
1769.2	m. Fehlverhalten, KS, AK	0	0	0	0	0	0
1770.2	m. Fehlverhalten, KS, B&E	0	0	0	0	0	0
1152.2	Sprengung KP, AK	0	0	0	0	0	0
1153.2	Sprengung KP, B&E AK	0	0	0	0	0	0
1172.2	Sprengung KS, AK	0	0	0	0	0	0
1073.2	Sprengung KS, B&E AK	0	0	0	0	0	0
1172.3	Sprengung LK, AK	0	0	0	0	0	0
1543.2	Vandalismus KS, AK	0	0	0	0	0	0
1543.3	Vandalismus LK, AK	0	0	0	0	0	0
1425.2	vors. EMP KP, AK	0	0	0	0	0	0
1435.2	vors. EMP KS, AK	0	0	0	0	0	0

Legende: ++ = starke Verbesserung, + = spürbare Verbesserung, 0 = keine spürbare Veränderung, - = spürbare Verschlechterung, -- = starke Verschlechterung

5.2.3 Bewertung der Maßnahme „Einsatz von Offshore-Speichern“

Die Offshore-Energiespeicher gehören zum Makro-System Offshore Windenergie. 2020 wird es in der deutschen Nordsee maximal 10 NAS mit maximal je 900 MW Leistung und insgesamt 8.000 MW Transportkapazität geben. Wenn jedes NAS mit einem 100 MW/100 MWh Großspeicher ausgestattet wäre, könnte der Ausfall eines NAS durch die Leistung der neun anderen Speicher = $9 \cdot 100 \text{ MW}$ über eine Stunde (= $9 \cdot 100 \text{ MW} \cdot 1 \text{ h} = 900 \text{ MWh}$) ausgeglichen werden. Das würde zeitlich ausreichen, um Primär-, Sekundär- und Tertiärregelenergie zu aktivieren, den Ausfall der Leistung eines NAS auszugleichen und eine Gefährdung der Versorgungssicherheit zu vermeiden.

Weitere Erläuterungen zu den Auswirkungen der Maßnahme 3 „Einsatz von Offshore-Speichern“ (vgl. dazu die nachfolgende Tabelle 5-4):

- Die Maßnahme bewirkt, dass im Zusammenspiel mit einer entsprechenden Steuerung beim Ausfall eines NAS-Elements bzw. eines NAS mit 900 MW die Gesamttransportleistung im Makro-System für mindestens eine Stunde aufrecht gehalten werden kann. Der materielle Schaden des NAS-Ausfalls, der in allen Security-Szenarien über längere Zeit (Wochen bis Monate) dauert, wird dadurch allerdings nicht spürbar verringert.
- Genauso bleibt die immaterielle Schadenshöhe, das sind die Personenschäden und die Umweltschäden z.B. aus Ölemissionen, von dieser Maßnahme in allen Szenarien unberührt.
- Die Maßnahme kann in keinem Fall den Ausfall auf der Mikro-Ebene (einzelnes NAS-Element) und auf der Meso-Ebene (einzelnes Netzanbindungssystem) verhindern oder verringern.
- Auf der Makro- und der Mega-Ebene sorgt das Offshore-Speichersystem dafür, dass der plötzliche Leistungsausfall schwächer ausfällt:
 - Wenn zwei NAS mit zusammen 1.800 MW gleichzeitig ausfallen, können 8 von 10 Speichern für eine Stunde liefern, zusammen wären das 800 MW. Statt 1.800 MW fallen somit nur 1.000 MW aus und die Bedrohung sinkt von „mittel“ nach „schwach“.
 - Wenn drei NAS mit zusammen 2.700 MW gleichzeitig ausfallen, können 7 von 10 Speichern für eine Stunde liefern, zusammen wären das 700 MW. Statt 2.700 MW fallen somit nur 2.000 MW aus und die Bedrohung sinkt von „stark“ auf „mittel“.
 - Wenn die gebündelte Landkabelquerung mit 3.000 MW, das sind vier verschieden starke NAS, ausfällt, können 6 von 10 Speichern für eine Stunde jeweils 100 MW liefern. Statt 3.000 MW fallen somit 2.400 MW aus. Die Bedrohung wird mit und ohne Speicher als „stark“ bewertet.

Somit verbessert sich die Ausfallsicherheit im Makro- und im Mega-System „Offshore Nordsee“ in den meisten Security- (und Safety-) Szenarien um eine Bedrohungsstufe von „stark“ nach „mittel“ oder von „mittel“ nach „schwach“. Nur in den sechs Szenarien, die die Landkabel mit einem maximalen Kapazitätsausfall von 3.000 MW betreffen, ist die Verbesserung der Bedrohungslage nicht spürbar, weil nur 6 von 10 Offshore-Speichern zur Verfügung stehen.

Tabelle 5-4: Übersicht über die Auswirkungen der Maßnahme „Einsatz von Offshore-Speichern“ am Beispiel von 33 Security-Szenarien mit hohem Risiko bezüglich der Versorgungssicherheit

Wie ändert sich die Betroffenheit der Systeme nach Umsetzung der vorgeschlagenen energiewirtschaftlichen Maßnahme „Einsatz von Offshore-Speichern“?							
Nummer Szenario	Identifikation Szenario	Auswirkungen auf					
		Materielle Schäden	Immaterielle Schäden	Ausfallsicherheit Netzebene			
				Mikro	Meso	Makro	Mega
1042.2	Absturz Lfz, KP, B&E	0	0	0	0	+	+
1045.2	Absturz Lfz, KP, SV AK	0	0	0	0	+	+
1072.2	Absturz Lfz, KS, B&E AK	0	0	0	0	+	+
1075.2	Absturz Lfz, KS, SV AK	0	0	0	0	+	+
1072.3	Absturz Lfz, LK, SV AK	0	0	0	0	0	0
1075.3	Absturz Lfz, LK, AK	0	0	0	0	0	0
1083.1	Beschädigung LK, AK	0	0	0	0	0	0
1081.1	Beschädigung SK, AK	0	0	0	0	+	+
1092.2	Beschuss KP, AK	0	0	0	0	+	+
1093.2	Beschuss KP, B&E AK	0	0	0	0	+	+
1112.2	Beschuss KS, AK	0	0	0	0	+	+
1132.2	Besetzung KP, v.A.n.B.	0	0	0	0	+	+
1142.2	Besetzung KS, v.A.n.B.	0	0	0	0	+	+
1561.2	g. Obsoleszenz KP, AK	0	0	0	0	+	+
1563.2	g. Obsoleszenz KS, AK	0	0	0	0	+	+
1563.3	g. Obsoleszenz LK, AK	0	0	0	0	0	0
1561.3	g. Obsoleszenz SK, AK	0	0	0	0	+	+
1606.2	IT-Angriff, KP, AK	0	0	0	0	+	+
1608.2	IT-Angriff, KS, AK	0	0	0	0	+	+
1231.2	vors. Kollision, KP, B&E	0	0	0	0	+	+
1764.2	m. Fehlverhalten, KP, AK	0	0	0	0	+	+
1750.2	m. Fehlverhalten, KP, B&E	0	0	0	0	+	+
1769.2	m. Fehlverhalten, KS, AK	0	0	0	0	+	+
1770.2	m. Fehlverhalten, KS, B&E	0	0	0	0	+	+
1152.2	Sprengung KP, AK	0	0	0	0	+	+
1153.2	Sprengung KP, B&E AK	0	0	0	0	+	+
1172.2	Sprengung KS, AK	0	0	0	0	+	+
1073.2	Sprengung KS, B&E AK	0	0	0	0	+	+
1172.3	Sprengung LK, AK	0	0	0	0	0	0
1543.2	Vandalismus KS, AK	0	0	0	0	+	+
1543.3	Vandalismus LK, AK	0	0	0	0	0	0
1425.2	vors. EMP KP, AK	0	0	0	0	+	+
1435.2	vors. EMP KS, AK	0	0	0	0	+	+

Legende: ++ = starke Verbesserung, + = spürbare Verbesserung, 0 = keine spürbare Veränderung, - = spürbare Verschlechterung, -- = starke Verschlechterung

5.2.4 Bewertung der Maßnahme „Einsatz von Onshore-Speichern“

Jedem Offshore-Netzanbindungssystem (NAS, maximal 900 MW) wird ein Großspeicher **nach**geschaltet, der einerseits der Frequenz- und Spannungshaltung der Stromeinspeisung und andererseits als Ausfallreserve für alle anderen NAS (im Makro-System deutsche Nordsee) dient. Diese Speicher gehören zum Makro-System Offshore Windenergie, würden zwischen Konverterstation und Übertragungsnetz platziert und könnten genauso auch Erzeugungs- oder Netzausfälle im Onshore-Netz ausgleichen. Durch diese Platzierung stünden beim Ausfall eines oder mehrerer NAS trotzdem immer alle zehn Speicher zur Stabilisierung der Einspeiseleistung des OWW bereit. Wenn jedes NAS mit einem 100 MW/100 MWh Großspeicher ausgestattet wäre, könnte der Ausfall eines NAS durch die Leistung der zehn Onshore-Speicher = $10 \cdot 100 \text{ MW}$ über mehr als eine Stunde (= $10 \cdot 100 \text{ MW} \cdot 1 \text{ h} = 1.000 \text{ MWh}$) ausgeglichen werden. Das würde, um Primär-, Sekundär- und Tertiärregelenergie zu aktivieren, den Ausfall der Leistung eines NAS auszugleichen und eine Gefährdung der Versorgungssicherheit zu vermeiden.

Weitere Erläuterungen zu den Auswirkungen der Maßnahme 4 „Einsatz von Onshore-Speichern“ (vgl. dazu auch die nachfolgende Tabelle 5-5):

- Bezüglich der materiellen und immateriellen Schäden haben Onshore-Speicher dieselben Auswirkungen wie Offshore-Speicher (vgl. Kap. 5.2.3).
- Onshore-Speicher können in keinem Fall den Ausfall auf der Mikro-Ebene (einzelnes NAS-Element) und auf der Meso-Ebene (einzelnes Netzanbindungssystem) verhindern oder verringern.
- Auf der Makro- und der Mega-Ebene sorgt das Onshore-Speichersystem dafür, dass der plötzliche Leistungsausfall immer um 1.000 MW schwächer ausfällt, weil 10 Speicher für eine Stunde 100 MW liefern:
 - Statt 1.800 MW fallen 800 MW aus, die Bedrohung sinkt von „stark“ nach „schwach“.
 - Statt 2.700 MW fallen maximal 1.700 MW aus, die Bedrohung sinkt von „stark“ auf „mittel“.
 - Statt 3.000 MW fallen maximal 2.000 MW aus, die Bedrohung sinkt von „stark“ auf „mittel“.

Somit verbessert sich die Ausfallsicherheit im Makro- und im Mega-System „Offshore Nordsee“ in jedem Security- (und Safety-)Szenario um eine Bedrohungsstufe von „stark“ nach „mittel“ oder von „mittel“ nach „schwach“.

Tabelle 5-5: Übersicht über die Auswirkungen der Maßnahme „Einsatz von Onshore-Speichern“ am Beispiel von 33 Security-Szenarien mit hohem Risiko bezüglich der Versorgungssicherheit

Wie ändert sich die Betroffenheit der Systeme nach Umsetzung der vorgeschlagenen energiewirtschaftlichen Maßnahme „Einsatz von Onshore-Speichern“?							
Nummer Szenario	Identifikation Szenario	Auswirkungen auf					
		Materielle Schäden	Immaterielle Schäden	Ausfallsicherheit Netzebene			
				Mikro	Meso	Makro	Mega
1042.2	Absturz Lfz, KP, B&E	0	0	0	0	+	+
1045.2	Absturz Lfz, KP, SV AK	0	0	0	0	+	+
1072.2	Absturz Lfz, KS, B&E AK	0	0	0	0	+	+
1075.2	Absturz Lfz, KS, SV AK	0	0	0	0	+	+
1072.3	Absturz Lfz, LK, SV AK	0	0	0	0	+	+
1075.3	Absturz Lfz, LK, AK	0	0	0	0	+	+
1083.1	Beschädigung LK, AK	0	0	0	0	+	+
1081.1	Beschädigung SK, AK	0	0	0	0	+	+
1092.2	Beschuss KP, AK	0	0	0	0	+	+
1093.2	Beschuss KP, B&E AK	0	0	0	0	+	+
1112.2	Beschuss KS, AK	0	0	0	0	+	+
1132.2	Besetzung KP, v.A.n.B.	0	0	0	0	+	+
1142.2	Besetzung KS, v.A.n.B.	0	0	0	0	+	+
1561.2	g. Obsoleszenz KP, AK	0	0	0	0	+	+
1563.2	g. Obsoleszenz KS, AK	0	0	0	0	+	+
1563.3	g. Obsoleszenz LK, AK	0	0	0	0	+	+
1561.3	g. Obsoleszenz SK, AK	0	0	0	0	+	+
1606.2	IT-Angriff, KP, AK	0	0	0	0	+	+
1608.2	IT-Angriff, KS, AK	0	0	0	0	+	+
1231.2	vors. Kollision, KP, B&E	0	0	0	0	+	+
1764.2	m. Fehlverhalten, KP, AK	0	0	0	0	+	+
1750.2	m. Fehlverhalten, KP, B&E	0	0	0	0	+	+
1769.2	m. Fehlverhalten, KS, AK	0	0	0	0	+	+
1770.2	m. Fehlverhalten, KS, B&E	0	0	0	0	+	+
1152.2	Sprengung KP, AK	0	0	0	0	+	+
1153.2	Sprengung KP, B&E AK	0	0	0	0	+	+
1172.2	Sprengung KS, AK	0	0	0	0	+	+
1073.2	Sprengung KS, B&E AK	0	0	0	0	+	+
1172.3	Sprengung LK, AK	0	0	0	0	+	+
1543.2	Vandalismus KS, AK	0	0	0	0	+	+
1543.3	Vandalismus LK, AK	0	0	0	0	+	+
1425.2	vors. EMP KP, AK	0	0	0	0	+	+
1435.2	vors. EMP KS, AK	0	0	0	0	+	+

Legende: ++ = starke Verbesserung, + = spürbare Verbesserung, 0 = keine spürbare Veränderung, - = spürbare Verschlechterung, -- = starke Verschlechterung

5.2.5 Bewertung der Maßnahme „Standardisierung und Lagerhaltung“

Erläuterungen zu den Auswirkungen der Maßnahme 5 „Standardisierung und Lagerhaltung von Transformatoren u.ä.“ (vgl. dazu auch die nachfolgende Tabelle 5-6):

- Nach dem Ausfall eines NAS-Elements müssen bestimmte zentrale Komponenten nicht neu angefertigt werden, sondern können kurzfristig durch Komponenten aus einem Lager ersetzt werden. Der materielle Schaden des NAS-Ausfalls in Form von Erlösausfällen beim OWP-Betreiber wird dadurch stark verringert. Das gilt für alle Szenarien, die Konverterplattformen und Konverterstationen betreffen. Dagegen verbessert sich die Situation nicht für solche Szenarien, die die Exportkabel (See- und Landkabel) betreffen, weil es hier schon heute eine Lagerhaltung gibt.
- Demgegenüber bleibt die immaterielle Schadenshöhe, das sind die Personenschäden und die Umweltschäden, von dieser Maßnahme in allen Szenarien unberührt.
- Die Maßnahme kann in keinem Fall den Ausfall auf der Mikro-Ebene (einzelnes NAS-Element) und auf der Meso-Ebene (einzelnes Netzanbindungssystem) verhindern oder verringern.
- Auf der Makro- und der Mega-Ebene wird der maximale Leistungsausfall nicht verringert oder zeitlich verzögert. Die Bewertung lautet für alle Szenarien: keine spürbare Veränderung der Ausfallsicherheit.

Tabelle 5-6: Übersicht über die Auswirkungen der Maßnahme „Standardisierung und Lagerhaltung“ am Beispiel von 33 Security-Szenarien mit hohem Risiko bezüglich der Versorgungssicherheit

Wie ändert sich die Betroffenheit der Systeme nach Umsetzung der vorgeschlagenen energiewirtschaftlichen Maßnahme „Standardisierung und Lagerhaltung von Transformatoren u.ä.“?							
Nummer Szenario	Identifikation Szenario	Auswirkungen auf					
		Materielle Schäden	Immaterielle Schäden	Ausfallsicherheit Netzebene			
				Mikro	Meso	Makro	Mega
1042.2	Absturz Lfz, KP, B&E	++	0	0	0	0	0
1045.2	Absturz Lfz, KP, SV AK	++	0	0	0	0	0
1072.2	Absturz Lfz, KS, B&E AK	++	0	0	0	0	0
1075.2	Absturz Lfz, KS, SV AK	++	0	0	0	0	0
1072.3	Absturz Lfz, LK, SV AK	0	0	0	0	0	0
1075.3	Absturz Lfz, LK, AK	0	0	0	0	0	0
1083.1	Beschädigung LK, AK	0	0	0	0	0	0
1081.1	Beschädigung SK, AK	0	0	0	0	0	0
1092.2	Beschuss KP, AK	++	0	0	0	0	0
1093.2	Beschuss KP, B&E AK	++	0	0	0	0	0
1112.2	Beschuss KS, AK	++	0	0	0	0	0
1132.2	Besetzung KP, v.A.n.B.	++	0	0	0	0	0
1142.2	Besetzung KS, v.A.n.B.	++	0	0	0	0	0
1561.2	g. Obsoleszenz KP, AK	++	0	0	0	0	0
1563.2	g. Obsoleszenz KS, AK	++	0	0	0	0	0
1563.3	g. Obsoleszenz LK, AK	0	0	0	0	0	0
1561.3	g. Obsoleszenz SK, AK	0	0	0	0	0	0
1606.2	IT-Angriff, KP, AK	++	0	0	0	0	0
1608.2	IT-Angriff, KS, AK	++	0	0	0	0	0
1231.2	vors. Kollision, KP, B&E	++	0	0	0	0	0
1764.2	m. Fehlverhalten, KP, AK	++	0	0	0	0	0
1750.2	m. Fehlverhalten, KP, B&E	++	0	0	0	0	0
1769.2	m. Fehlverhalten, KS, AK	++	0	0	0	0	0
1770.2	m. Fehlverhalten, KS, B&E	++	0	0	0	0	0
1152.2	Sprengung KP, AK	++	0	0	0	0	0
1153.2	Sprengung KP, B&E AK	++	0	0	0	0	0
1172.2	Sprengung KS, AK	++	0	0	0	0	0
1073.2	Sprengung KS, B&E AK	++	0	0	0	0	0
1172.3	Sprengung LK, AK	0	0	0	0	0	0
1543.2	Vandalismus KS, AK	++	0	0	0	0	0
1543.3	Vandalismus LK, AK	0	0	0	0	0	0
1425.2	vors. EMP KP, AK	++	0	0	0	0	0
1435.2	vors. EMP KS, AK	++	0	0	0	0	0

Legende: ++ = starke Verbesserung, + = spürbare Verbesserung, 0 = keine spürbare Veränderung, - = spürbare Verschlechterung, -- = starke Verschlechterung

5.2.6 Zusammenfassung der Bewertung

Tabelle 5-7 zeigt für die fünf betrachteten Maßnahmen große Unterschiede

- in der Art der Schäden, die verringert werden,
- in der Anzahl der Szenarien, bei denen sie eine positive Auswirkung haben,
- und in der Stärke der Auswirkungen im Einzelfall.

Tabelle 5-7: Übersicht über die Auswirkungen der fünf Maßnahmen am Beispiel von 33 Security-Szenarien mit hohem Risiko bezüglich der Versorgungssicherheit

Maßnahme	Zahl der Security-Szenarien mit starker / spürbarer Verringerung der Schäden durch die vorgeschlagenen Maßnahmen					
	Materielle Schadenshöhe	Immaterielle Schadenshöhe	Ausfallsicherheit Systemebene			
			Mikro	Meso	Makro	Mega
Aufbau eines vermaschten Offshore-Netzes	33	0	0	0	18	18
Größerer Abstand zwischen Seekabeln	1	0	0	0	1	1
Einsatz von Offshore-Speichern	0	0	0	0	27	27
Einsatz von Onshore-Speichern	0	0	0	0	33	33
Standardisierung und Lagerhaltung	25	0	0	0	0	0

++ = starke Verbesserung

+ = spürbare Verbesserung

5.3 Bewertung für 19 Safety-Szenarien und fünf ausgesuchte Maßnahmen

Eine Analyse der 19 Safety-Szenarien mit dem Risiko einer großen Netzbeeinträchtigung führt zu einem vergleichbaren Ergebnis, ohne Erkenntnisse zu liefern, die über die in Kap. 5.2 geschilderten hinausgehen (vgl. dazu Tabelle 5-8):

Tabelle 5-8: Übersicht über die Auswirkungen der fünf Maßnahmen am Beispiel von 19 Safety-Szenarien mit hohem Risiko bezüglich der Versorgungssicherheit

Maßnahme	Zahl der Safety-Szenarien mit starker / spürbarer Verringerung der Schäden durch die vorgeschlagenen Maßnahmen					
	Materielle Schadenshöhe	Immaterielle Schadenshöhe	Ausfallsicherheit Systemebene			
			Mikro	Meso	Makro	Mega
Aufbau eines vermaschten Offshore-Netzes	19	0	0	0	10	10
Größerer Abstand zwischen Seekabeln	1	0	0	0	1	1
Einsatz von Offshore-Speichern	0	0	0	0	14	14
Einsatz von Onshore-Speichern	0	0	0	0	19	19
Standardisierung und Lagerhaltung	11	0	0	0	0	0

++ = starke Verbesserung

+ = spürbare Verbesserung

5.4 Empfehlung einer Rangfolge für die Umsetzung der energiewirtschaftlichen Maßnahmen

Aus energiewirtschaftlicher Sicht² kommt der Erhöhung der Ausfallsicherheit der Stromversorgung eine höhere Bedeutung zu als der Reduktion materieller Schäden. Unter Berücksichtigung der in Tabelle 5-7 und Tabelle 5-8 zusammengefassten Ergebnisse kann man daraus die folgende Empfehlung für eine Rangordnung der betrachteten Maßnahmen ableiten:

² Die Sichtweise einzelner energiewirtschaftlicher Akteure wie OWP-Betreiber oder ÜNB kann im Einzelfall von der hier vertretenen „energiewirtschaftlichen Sicht“ abweichen.

1. Der Einsatz von Speichern ist die erste Wahl. Sie verbessern die Ausfallsicherheit der Makro- und der Mega-Ebene häufiger als ein vermaschtes Offshore-Netz, wobei die Onshore-Variante die Ausfallsicherheit in allen Szenarien erhöht, die Offshore-Variante allerdings nur in etwa 80 % der Fälle. Dabei weist ein Onshore-Speicher-System gegenüber einem Offshore-Speicher-System zusätzlich einige Vorteile auf: leichtere Installation und Reparatur, geringere Kosten, Verfügbarkeit hängt nicht von der Verfügbarkeit des jeweiligen NAS ab, Nutzung für Regelaufgaben im Onshore-Netz leichter möglich.
2. An zweiter Stelle folgt das vermaschte Offshore-Netz. Es führt in rund der Hälfte aller Szenarien zu einer spürbaren Verbesserung der Ausfallsicherheit auf der Makro- und auf der Mega-Ebene und zusätzlich in allen Szenarien zu einer spürbaren Senkung der materiellen Schäden.
3. An dritter Stelle ist die Standardisierung und Lagerhaltung von Transformatoren u.ä. zu nennen. Es führt in mehr als der Hälfte aller Szenarien zu einer starken Verringerung der materiellen Schäden, liefert aber keinen Beitrag zur Verbesserung der Ausfallsicherheit auf den vier untersuchten Netz-Systemebenen.
4. Nicht zur Durchführung empfohlen wird die Maßnahme „Größerer Abstand zwischen parallelen Seekabeln“, weil sie nur in einem Security-Szenario und in einem Safety-Szenario zu einer Verringerung der materiellen Schäden sowie gleichzeitig zu einer Erhöhung der Ausfallsicherheit führt, in allen anderen Szenarien dagegen keine positive Wirkung zeigt.

5.5 Offene Forschungsfragen

Die in diesem Kapitel durchgeführte Bewertung der Wirksamkeit der vorgeschlagenen Maßnahmen ist im Grundsatz „qualitativ“, obwohl Szenarien gezählt werden, für die Auswirkungen – nach der Stärke unterschieden – in sechs Kategorien erfasst werden. Dabei werden alle analysierten Szenarien gleich gewichtet, was weder von der Häufigkeit des Eintretens noch von der Höhe der erwarteten Schäden als realistisch vorausgesetzt werden kann. Passender wäre es zum Beispiel, einer Maßnahme, die bei einem selten eintretenden Szenario oder bei einem Szenario mit niedriger Schadenshöhe wirkt, einen geringeren Nutzen zuzurechnen als einer Maßnahme, die bei einem häufig eintretenden Szenario oder bei einem Szenario mit einer großen Schadenshöhe wirkt.

Wünschenswert wäre eine **echte quantitative Analyse** der Wirksamkeit der vorgeschlagenen Maßnahmen. Dazu wäre eine möglichst genaue Erhebung oder Abschätzung der ökonomischen Daten in folgenden Bereichen notwendig:

- Risiken der Offshore Windenergie
- Nutzen der vorgeschlagenen Maßnahmen
- Kosten der vorgeschlagenen Maßnahmen
- Verteilung der Risiken, Nutzen und Kosten auf die beteiligten Akteursgruppen

Für die Quantifizierung der Risiken wären die folgenden Daten notwendig:

- Häufigkeit des Eintretens der Szenarien (Erfolgswahrscheinlichkeit bei Security-Szenarien bzw. Schadenshäufigkeit bei Safety-Szenarien) und des Eintretens einer möglichen Unterbrechung der Stromversorgung bei Endkunden.
- Genauere Einschätzung der Schadenshöhe in allen Kategorien.

Mit diesen Angaben ließe sich das „ökonomische“ Risiko für jedes Security- oder Safety-Szenario kalkulieren. Durch Addition sämtlicher Risiken für ein gegebenes System und einen vorgegebenen Zeitraum könnte man das Gesamtrisiko ermitteln.

Für die Erfassung des ökonomischen Nutzens einer Maßnahme müsste man für jedes Szenario den möglichen Nutzen kalkulieren. Dazu benötigt man für jede Maßnahme-Szenario-Kombination die folgenden Daten:

- Verminderung der Erfolgswahrscheinlichkeit bzw. Schadenshäufigkeit
- Verminderung der materiellen und immateriellen Schäden sowie der Schäden als Folge einer Unterbrechung der Stromversorgung

Der Gesamtnutzen einer Maßnahme ergibt sich aus einer mit der Eintrittswahrscheinlichkeit gewichteten Summierung des Nutzens in Bezug auf jedes einzelne Szenario.

Während sich der Gesamtnutzen einer Maßnahme also aus vielen einzelnen Nutzen für jeweils ein Schadensszenario zusammensetzt, fallen die Kosten konzentriert an:

- Investitionskosten für die technische Umsetzung einer Maßnahme, wie z.B. für den Aufbau eines Speichersystems
- Laufende jährliche Betriebskosten

Aus ökonomischer Sicht könnte man mit diesen Daten für jede Maßnahme ein Nutzen/Kosten-Verhältnis berechnen und für diese Maßnahmen nach der Kennzahl eine Reihenfolge festlegen. Alle Maßnahmen mit einem Nutzen/Kosten-Verhältnis größer 1 wären ökonomisch gesehen sinnvoll und sollten durchgeführt werden, vorausgesetzt es steht genügend Kapital zur Verfügung. Bei begrenztem Kapital sollten nur die Maßnahmen mit den höchsten Nutzen/Kosten-Werten realisiert werden.

Das Thema birgt allerdings noch eine weitere Herausforderung: Kosten und Nutzen der Maßnahmen fallen bei unterschiedlichen Akteursgruppen an, wie z.B. Übertragungsnetzbetreiber, OWP-Betreiber, Stromkunden sowie Behörden wie z.B. BNetzA oder BSH. Aus volkswirtschaftlicher Sicht tritt immer dann eine „Umverteilung“ des gesellschaftlichen Wohlstands auf, wenn eine Akteursgruppe mehr an Kosten trägt als sie an Nutzen empfängt. Das könnte beispielsweise der Fall sein, wenn die Stromkunden über Netzentgelte den Aufbau eines Speichersystems oder eines vermaschten Offshore-Netzes bezahlen, der größte Teil des Nutzens daraus aber bei den OWP-Betreibern landet, deren Schäden durch Mindererlöse bei Netzausfall sinken. Eine tiefergehende Betrachtung dieser Zusammenhänge scheint sinnvoll, ist aber im Rahmen des vorliegenden Forschungsprojektes nicht möglich.

6 Zusammenfassung

6.1 Ergebnis Bewertungsmethode

Ziel des hier dokumentierten Untersuchungsteils im Rahmen des OWISS-Projekts ist die Entwicklung und Anwendung einer Methode zur Bewertung energiewirtschaftlicher Maßnahmen zur Verringerung potentieller Risiken der Offshore Windenergie. Dieses Ziel wird durch die Kombination mehrerer methodischer Schritte erreicht, die zusammen eine qualitative Bewertung von Maßnahmen erlauben.

Im Zentrum steht die Entscheidung, die „Qualität“ oder „Güte“ einer Maßnahme anhand ihrer Auswirkungen auf die schon früher mit Hilfe vieler Szenarien analysierten Risiken der Offshore-Windenergie zu bewerten. Dazu wird auf die Einschätzung der Risiken in insgesamt mehr als 200 Security- und Safety-Szenarien in zunächst drei Dimensionen zurückgegriffen:

- Materielle Schäden
- Immaterielle Schäden
- Risiken für die Sicherheit der Stromversorgung

Die Bewertung der Risiken für die Sicherheit der Stromversorgung wird verfeinert durch eine Differenzierung der Auswirkungen auf die Stromversorgung auf vier verschiedenen Netzebenen:

- Mikro-Ebene
- Meso-Ebene
- Makro-Ebene
- Mega-Ebene

Die Qualität einer Maßnahme wird nun daran gemessen, wie sich die Risiko-Bewertung eines Szenarios infolge der Umsetzung einer Maßnahme in den sechs Dimensionen verändern würde. Dabei werden fünf Kategorien unterschieden:

- starke Verbesserung
- spürbare Verbesserung
- keine spürbare Veränderung
- spürbare Verschlechterung
- starke Verschlechterung

Diese Bewertung wird für insgesamt 52 als besonders kritisch eingeschätzte Szenarien durchgeführt, so dass man für jede Maßnahme $52 \cdot 6 = 312$ Bewertungen erhält. Die beiden Kategorien „spürbare Verschlechterung“ und „starke Verschlechterung“ traten dabei nicht auf.

Für die fünf untersuchten energiewirtschaftlichen Maßnahmen zur Verringerung potentieller Risiken der Offshore Windenergie ergibt sich so ein differenziertes Bild ihrer Auswir-

kungen, das es den Autoren erlaubt, eine Empfehlung für die Reihenfolge der Umsetzung der Maßnahmen auszusprechen.

6.2 Ergebnis der energiewirtschaftlichen Betrachtung der Risiken der Offshore-Windenergie

Im Forschungsprojekt „Offshore Windenergie – Schutz und Sicherheit“ (OWISS) hat Fraunhofer IFAM das Teilvorhaben „Volkswirtschaftliche und gesellschaftliche Sicht auf die Versorgungssicherheit und Sicherheit der Bevölkerung“ ausgeführt. Dabei wurden die folgenden Erkenntnisse gewonnen:

- In Deutschland gehört die Offshore-Windenergie zur „Kritischen Infrastruktur“, weil sie Teil des Energieversorgungssystems ist und eine wesentliche Bedeutung für die Sicherheit der Bevölkerung hat.
- Offshore-Windenergie bringt im Vergleich zur Onshore-Stromerzeugung neuartige Risiken mit sich, wie die ausführliche Analyse vieler Security- und Safety-Szenarien gezeigt hat.
- Eine Beeinträchtigung der Stromversorgung an Land ist aber nur bei gleichzeitigem Auftreten mehrerer Ausfälle von OWV-Einheiten oder zusätzlicher Störungen im Onshore-Stromnetz zu erwarten. Da Windenergie aufgrund ihrer Natur unregelmäßig auftritt, muss die Stromversorgung beim Auftreten von Flauten auch ohne sie sicher darstellbar sein. Eine dementsprechende Absicherung der Erzeugungsleistung erfolgt derzeit über fossile Reserve- und Regelkraftwerke. In einer Zukunft mit 80% oder mehr EE-Anteil an der Stromerzeugung wird man einen Mix weiterer Flexibilitätsoptionen wie z. B. Großspeicher und Lastmanagement zur Absicherung einsetzen müssen.
- Eine zentrale Rolle für die Sicherheit der Stromversorgung spielt das bestehende Regelenergiesystem, das von den Übertragungsnetzbetreibern geführt wird. Es
 - kann den Ausfall eines NAS ausgleichen,
 - stößt beim Ausfall mehrerer NAS an seine Grenzen und
 - könnte bei zusätzlichem Auftreten größerer Ausfälle im europäischen Netz eine Störung nicht mehr vermeiden.
- Verschiedene energiewirtschaftliche Maßnahmen können die Risiken für die Stromversorgung weiter verringern, indem sie einerseits die Höhe des maximalen Leistungsausfalls reduzieren und/oder andererseits die Zeitspanne zwischen dem Erkennen einer Bedrohung/Gefährdung und dem Leistungsausfall erhöhen.
- Die qualitative Bewertung von fünf energiewirtschaftlichen Maßnahmen zur Verringerung potentieller Risiken der Offshore Windenergie durch Fraunhofer IFAM favorisiert den Einsatz von Onshore-Energiespeichern gegenüber dem Aufbau eines vermaschten Offshore-Netzes.

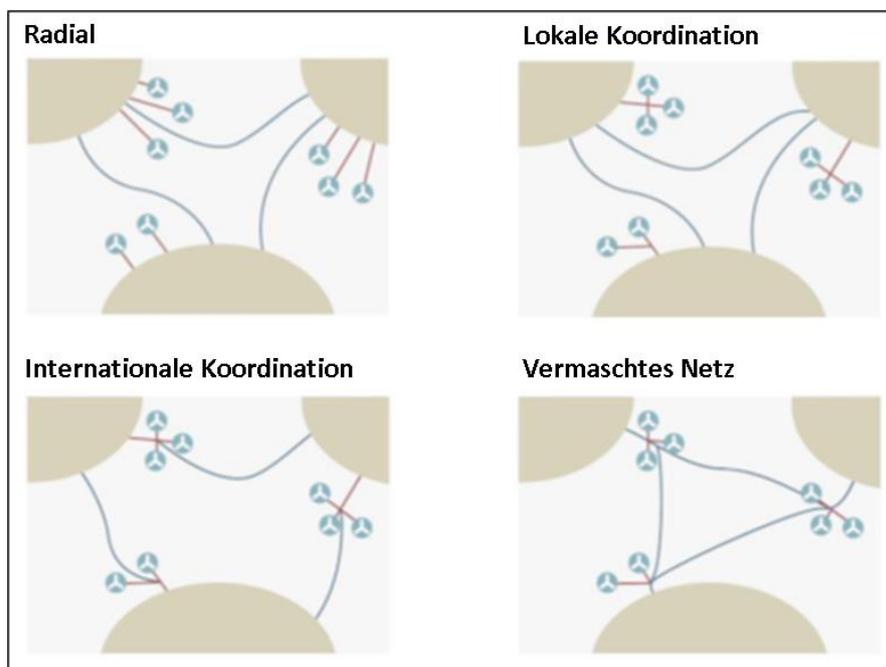
Literatur

- [Gabriel et al 2015] Gabriel, J. und Jahn, K.: Offshore Windenergie – Schutz und Sicherheit. Teilvorhaben: Volkswirtschaftliche und gesellschaftliche Sicht auf die Versorgungssicherheit und die Sicherheit der Bevölkerung. AP 110 Analyse möglicher Gefährdungen und Bedrohungen. Bremen, Oktober 2015
- [Gabriel et al 2016a] Gabriel, J. und Jahn, K.: Offshore Windenergie – Schutz und Sicherheit. Teilvorhaben: Volkswirtschaftliche und gesellschaftliche Sicht auf die Versorgungssicherheit und die Sicherheit der Bevölkerung. AP 120 Materielle und Immaterielle Bewertungsmaßstäbe. Bremen, September 2016
- [Gabriel et al 2016b] Gabriel, J.; Jahn, K.; Gloystein, S.: Offshore Windenergie – Schutz und Sicherheit. Teilvorhaben: Volkswirtschaftliche und gesellschaftliche Sicht auf die Versorgungssicherheit und die Sicherheit der Bevölkerung. AP 400 Energiewirtschaftliche Betrachtung der Musterszenarien. Bremen, Dezember 2016
- [Kuhbier 2012] Kuhbier, Jörg: „Stürmische Zeiten für die Offshore-Windenergie (Stormy times for off-shore wind energy)“, Helgoland, 2012, <http://www.offshore-stiftung.de>
- [TenneT 2014] TenneT TSO GmbH, Karte „Offshore-Netzanbindungen“ 01.10.2014, <http://www.tennet.eu/de/netz-und-projekte/offshore-projekte.html>,
- [TenneT 2017] TenneT TSO GmbH, Gridmap 11.04.2017, <http://www.tennet.eu/de/unser-netz/offshore-projekte-niederlande/net-op-zee-hollandse-kust-zuid/>
- [VDE|FNN 2016] Karte "Deutsches Höchstspannungsnetz", Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, 01.01.2016, <https://www.vde.com/de/fnn/dokumente/karte-deutsches-hoehchstspannungsnetz>

7 Exkurs 1: Aufbau eines vermaschten Offshore-Netzes

Einleitung

Durch den Anschluss von Offshore-Windparks über mehrere Netzanbindungen, ggf. auch an die landseitigen Übertragungsnetze mehrerer Länder, ist es möglich, das hohe Schadensrisiko durch den Ausfall einzelner Elemente zu reduzieren. Alternativ ist die Verlegung von Ersatzkabeln, die der bisherigen Trassenführung parallel folgen. Für die Anbindung über mehrere Systeme sind folgende Designs denkbar, siehe Abbildung 7-1.



Quelle: [NSCOGI 2012]

Abbildung 7-1: Verschiedene Designs für das Nordseenetz

Das radiale Design bzw. die lokale Koordination kommen heutzutage bei der Anbindung der europäischen OWP zum Einsatz. Küstennahe OWP, wie sie z.B. häufig in Großbritannien gebaut werden, werden aufgrund ihrer geringen Entfernung zu den Anlandepunkten an der Küste mit einzelnen AC (alternating current = Wechselstrom) –Anbindungssystemen landseitig verbunden. Daher wird auch von einer Einzelanbindung gesprochen. Der Energieaustausch zwischen den einzelnen Ländern erfolgt über Interkonnektoren, den Verbindungen zwischen den Versorgungsnetzen der Länder. Sie ermöglichen den Austausch von überschüssiger Energie bzw. dem Ausgleich bei Engpässen und dienen der Netzstabilität durch die multilaterale Verfügbarkeit grenzüberschreitender Regelernergie.

Die lokale Koordination kommt u.a. in Deutschland häufig zum Einsatz. Aufgrund einer großen Entfernung der OWP zur Konverterstation wird die erzeugte Energie von mehreren OWP zunächst in sogenannten Clustern gesammelt. Von der Konverterplattform des Clus-

ters erfolgt der Energietransport über eine (Gleichstrom-) Landanbindung. Die Interkonnektoren stellen auch hierbei den Bilanzausgleich zwischen den Ländern sicher.

Bei der internationalen Koordination sind die Interkonnektoren eine Verbindung zwischen einem Cluster und dem Übertragungsnetz eines Landes. Somit werden nicht mehr nur die landseitigen Übertragungsnetze der Länder verbunden, sondern auch die OWP direkt mit zwei Übertragungsnetzen. Dies kann bereits als einfaches vermaschtes Netz gesehen werden. Jeder Knotenpunkt des Netzes ist mit einem weiteren verbunden. Das n-1-Kriterium wird für diese Art der Anbindung erfüllt. Beim vermaschten Netz geht man von einer Verbindung der Cluster mit mehreren anderen Übertragungsnetzen aus. Jeder OWP ist somit sogar über das n-2-Kriterium gegen den Ausfall einer Landanbindung abgesichert. Solche internationalen Verbindungen sind bereits heute geplant. So soll der OWP Kriegers Flak in einem deutsch/dänisch/schwedischen Gemeinschaftsprojekt an die drei Netze der Länder angeschlossen werden.

Welche Netzanbindung für einen einzelnen OWP in Frage kommt, hängt von individuellen Faktoren ab. So spielen die Küstenentfernung, die Entfernung zu Clustern oder weiteren OWPs aber auch andere ökonomische Faktoren eine Rolle. Der Vorteil eines vermaschten Offshore-Netzes liegt in der hergestellten Redundanz. Bei einem Schaden an einer Systemkomponente kann der Strom über ein anderes Kabel in ein Netz eingespeist werden. Die Stromlieferung würde während der Zeit der Reparatur nicht ausfallen. Die genauen regulatorischen Aspekte für die internationale Koordination müssen noch durch europaweit geltende Gesetze und Richtlinien für ein Offshore-Netz festgelegt werden.

In Deutschland basieren die Gesetze und Richtlinien der Einzel- und Clusteranbindungen der Offshore-Windparks auf den Ausführungen im Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) der Bundesnetzagentur (BNetzA) und der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Die ÜNB erstellen dabei in einem ersten Schritt den 1. Entwurf des O-NEP. Dabei finden der Bundesfachplan Offshore (BFO) des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) und der von der BNetzA erstellte Szenariorahmen Berücksichtigung. Nach einer Konsultationsverfahren bewertet die BNetzA die Ausführungen. Sind alle von der BNetzA veranlassenen Korrekturen überarbeitet, kann die Bestätigung des 2. Entwurfs des O-NEP erfolgen. Grundlage dafür ist, dass BSH und BNetzA die Einhaltung aller gesetzlichen Einschränkungen durch den O-NEP bestätigen. [O-NEP 2014]

Das BSH trifft in seinem BFO 2016/17 [BFO 2016] in den Kapiteln 7. "Trassenkorridore für Verbindungen untereinander" und 8. "Anbindungsleitungen für Offshore-Windparks und Verbindungen untereinander ab 2031 bis ca. 2035" Festlegungen für Anbindungsleitungen für Offshore-Windparks und Verbindungen untereinander für den Zeitraum ab 2031 bis ca. 2035. Vor allem durch die Clusterverbindungen sollen (Teil-) Redundanzen geschaffen werden, um die Einspeisung sicher zu stellen und insgesamt die Systemsicherheit zu erhöhen.

Die endgültige Entscheidung über die Umsetzung von Verbindungen zwischen Clustern obliegt nicht dem BSH und wird von der BNetzA anhand eines Schadenminderungskonzeptes der Übertragungsnetzbetreiber gefällt.

Trotz der besonderen Bedeutung der verstärkten Vermaschung für die Sicherheit und die Verfügbarkeit der Offshore-Anbindung und der Ausführungen im BFO hat die Verma-

sung keinen Einzug in den aktuellen O-NEP gefunden. Bereits in der Bestätigung des Offshore-Netzentwicklungsplans (Zieljahr 2024) wird diese Entscheidung damit begründet, dass Vermaschungen bzw. Verbindungen zwischen Clustern nicht der Anbindung der OWP an die landseitigen Übertragungsnetze dienen. Die Anbindung der Offshore-Windenergieanlagen gilt dabei als konventioneller Kraftwerksanschluss, der nicht dem n-1-Sicherheitskriterium unterliegt und somit nicht redundant ausgeführt werden muss. Bereits in einer Stellungnahme zum ersten Entwurf eines Offshore-Netzentwicklungsplan der ÜNB vom 02. März 2013 weisen die verschiedenen Mitglieder des Offshore Forum Windenergie, wie z. B. die Stiftung Offshore Windenergie auf die „[...] herausragende Bedeutung der schadensmindernden Steuerungsinstrumente zur Gesamtoptimierung für eine Senkung des volkswirtschaftlichen Risikos“ [Stiftung Offshore 2013] hin. Ein Steuerungsinstrument kann eine Veränderung der Netzstruktur durch die Erstellung von Querverbindungen der Cluster untereinander sein, die zu einer Vermaschung des Offshore-Netzes führen. Soll die vorhandene Netzstruktur beibehalten werden, könnte eine Verlegung von Ersatzkabeln erwogen werden.

Somit bleibt festzuhalten, dass die Verlegung von redundanten Ersatzkabeln bzw. die Vermaschung der OWPs in der deutschen Nord- und Ostsee in den deutschen Richtlinien thematisiert sind, aber nicht den Weg in die Netzplanungen gefunden haben. Da es aber ein hohes Risikominderungspotenzial gibt, gibt es von nationalen und internationalen Instituten, Verbänden und Unternehmen ein großes Interesse an einer Vermaschung auf lokaler Ebene bis hin zu einem vollständig vermaschten Nordsee-Offshore-Netz. Die Vorhaben und Studien werden im Folgenden aufgezeigt. Die Untersuchungen reichen von technischen Machbarkeitsstudien über ökonomische Analysen bis hin zu regulatorischen Fragen.

Untersuchung von Studien über ein vermaschtes Nordsee Offshore-Netz

Schon das Gutachten des Büro für Energiewirtschaft und technische Planung „Technische Optionen zur Verbindung von Offshore-HGÜ-Kopfstationen und deren wirtschaftliche Implikationen“ aus dem Jahr 2012 beschäftigt sich mit der Vermaschung des deutschen Offshore-Netzes durch Verbindungen innerhalb der Cluster BorWin2, BorWin3, DolWin2 und DolWin3 und durch clusterübergreifende Vermaschung der Cluster DolWin3 und BorWin2 bzw. SylWin1 und HelWin2 in der deutschen See und die damit einhergehende Verminderung des technischen Ausfallrisikos [BET 2012]. Die Berechnung des Risikomaßes geschieht über den Conditional Value at Risk (CVaR). Der Value at Risk (VaR) charakterisiert den maximal vermiedenen Schaden, welcher mit einer Eintrittswahrscheinlichkeit von 90 % nicht überschritten wird. In der Studie wurden für den CVaR die 1000 Simulationen mit der größten Schadensverringerung verwendet (höher als VaR). Für die Ausfallwahrscheinlichkeit der DC (direct current = Gleichstrom) -Leitungen sind 4% angenommen und die Ausfalldauer der Leitungen ist zu 50% 90 Tage lang, 30% 180 Tage und 20% 365 Tage. Der Erwartungswert E stellt den Mittelwert des vermiedenen Verlustes dar. In der Nutzenfunktion werden Erwartungswert und Conditional Value at Risk in Beziehung miteinander gesetzt. Die Betrachtungsdauer ist 40 Jahre. Da diese Dauer den Lebenszyklus der Windkraftanlagen überschreitet, wird die konservative Annahme getroffen, dass ein

Re-Powering der Anlagen stattfindet, jedoch nicht zur EEG-Vergütung, sondern zum Spotmarktpreis.

Tabelle 7-1: Ergebnisse der Studie für die nützlichste bzw. empfohlene Variante der Ver-
maschung

Verbindung	DolWin	BorWin	HelWin - SylWin	BorWin - DolWin
Verbindungsleitung [MW]	400	400	200	400
Investitionskosten [Mio. €]	60	60	90	120
E [Barwert vermiedene Kosten] [Mio. €]	132	161	106	173
E [Barwert Projekt] [Mio. €]	72	101	16	53
CVar [Barwert vermiedene Kosten] [Mio. €]	285	348	230	317
CVaR [Projekt] [Mio. €]	225	288	140	197
Nutzen [Barwert vermiedene Kosten] [Mio. €]	163	198	131	202
Nutzen [Projekt] [Mio. €]	103	138	41	82

Quelle: [BET 2012]

Tabelle 7-1 zeigt die Ergebnisse der Untersuchung. Bei den clusterinternen Verbindungen sind die Trassenausführungen mit einer Verbindungsleitung von 400 MW am sinnvollsten. Der Nutzen liegt dabei jeweils über 100 Mio. €, bei Investitionskosten von 60 Mio. €. Bei den clusterübergreifenden Verbindungen liegt der Nutzen bei 41 Mio. € bzw. 82 Mio. €.

Das Gutachten kommt zu dem Schluss, dass in allen Clustern und zwischen den Clustern ökonomisch sinnvolle Verbindungsleitungen realisiert werden können. Die Verbindungsleitungen können durch die Vermaschung laut dem Gutachten ein hohes Schadenspotential (CVaR) zwischen 140 Mio. € und 288 Mio. € pro Projekt verhindern. [BET 2012]

Nicht nur in Deutschland wird über eine Vernetzung der OWPs in der Nordsee nachgedacht. Auch in den anderen Nordseeanrainerstaaten gibt es Überlegungen und Planungen zu Projekten bezüglich eines Offshorenetzes. Der belgische Netzbetreiber Elia plant eine Investition in Höhe von 400 Mio. € in ein modulares Offshornetz. Bisher sind die belgischen OWPs über Einzelanbindungen an das landseitige Verteilnetz angeschlossen. In einem ersten Schritt soll eine Offshore Plattform errichtet werden, an die die OWPs angeschlossen werden. Über eine Hochspannungsanbindung soll diese die erzeugte Energie an Land transportieren. Dafür werden aktuell die Regularien festgelegt sowie technische Umsetzungsmöglichkeiten überprüft. Die Inbetriebnahme ist für Ende des dritten Quartals 2019 geplant. Die maximale installierte Leistung der vier OWP, von denen noch drei gebaut werden, beträgt 1030 MW. Das Projekt ähnelt der in Deutschland umgesetzten Clusteranbindung. Allerdings ist zukünftig der Bau einer HGÜ-Konversion auf der künstlichen Insel bzw. Plattform geplant, die an andere internationale Plattformen über Gleichspannungsverbindungen angeschlossen werden soll. Ziel ist der Energieaustausch unter anderem mit Großbritannien und den Niederlanden, aber auch die Erschließung des

skandinavischen Speicherpotenzials durch Pumpspeicherkraftwerke. [Elia 2017a] [Elia 2017b] [Elia 2017c] Ein ähnliches Projekt planen die Nordseeanrainerstaaten Dänemark und die Niederlande gemeinsam mit Deutschland durch den Bau eines „North Sea Wind Power Hub“. Dieses Leistungszentrum wurde durch eine Abmachung zwischen den jeweiligen Übertragungsnetzbetreibern beschlossen. Durch die Aufschüttung einer künstlichen Insel soll ein Bündelungspunkt für die OWPs der Nordsee geschaffen werden, siehe Abbildung 7-2. Mögliche Orte für das Aufschütten sind Sandbänke, die nur knapp unter der Meeresoberfläche liegen, z.B. Doggerbank, die 13 m unter der Oberfläche liegt. Die maximale Leistung soll dabei zwischen 70 Gigawatt (GW) und 100 GW liegen. Die Verteilung der Energie von diesem zentralen Punkt soll dann in die Anrainerstaaten Niederlande, Dänemark, Deutschland, Großbritannien, Norwegen und Belgien ermöglicht werden. Die benötigten Übertragungsleitungen können ebenfalls als Interkonnektoren zwischen diesen Ländern agieren. [TenneT 2017]



Quelle: [TenneT 2017]

Abbildung 7-2: North Sea Wind Power Hub

Neben dieser nationalen Betrachtung gibt es einige Bestrebungen zu einem EU-weiten Offshore-Nordsee-Netz. Schon heute wird eine übernationale Vermaschung der Übertragungsnetze durch die internationale Koordination einiger Projekte, durchgeführt. Der jährlich erscheinende 10-Jahre-Netzentwicklungsplan (Ten Year Network Development Plan - TYNDP) des europäischen Netzwerkes der Übertragungsnetzbetreiber (European Network of Transmission System Operator for Electricity - ENTSO-E) beschreibt die mögliche Entwicklung des europäischen Versorgungsnetzes anhand verschiedener Szenarien. Die Ziele des Entwicklungsplanes sind die Versorgungssicherheit Europas, die Integration erneuerbarer Energien und bezahlbare Energie für die Konsumenten. Der TYNDP ist das zentrale Instrument für die Auswahl der „Projects of Common Interests (PCIs)“. Diese Netzausbauprojekte sind von gemeinsamem Interesse und sollen bestehende Lücken in der Energieversorgung schließen und dem Erreichen der Ziele der Energiepolitik dienen. Der 10-

Jahresplan beschreibt die PCIs für jedes Land und enthält eine Zusammenfassung der Cost-Benefit-Analysen (CBA) der einzelnen Projekte. Projekt 36 ist der Interkonnektor zwischen dem dänischem und dem deutschen Versorgungsnetz mittels einer 400 MW DC-Verbindung. In dem Plan sind daran die OWPs Kriegers Flak (Dänemark), Baltic 1 und Baltic 2 (Deutschland) angeschlossen. Die CBA ergibt ein „Social Economic Welfare“ (SEW) von ca. 7 Mio €/a (Szenario 2) bis hin zu 44 Mio. €/a (Szenario 4) bei geschätzten Kosten von 300 Mio. €. Diese Verbindung ist ein gutes Beispiel, dass auch die internationale Koordination ökonomisch sinnvoll umgesetzt werden kann und gleichzeitig das Schadenrisiko sinkt und die Systemsicherheit steigt. [ENTSO-E 2014]

ENTSO-E veröffentlicht im Rahmen der Erstellung der Zehnjahrespläne sogenannten Insight-Reports, um spezielle Bereiche bei der Erarbeitung des Plans zu beleuchten. Im Report „North Seas – Regional Planning“ [TYNDP 2016] wird die Errichtung einer Offshore-Netzinfrastruktur untersucht (Projekt 271). Diese legt den Fokus auf den Aufbau von weiteren Interkonnektoren, die zu einem großen Teil zwischen 2020 und 2030 in Auftrag gegeben werden sollen. Um das Gesamtprojekt eines Offshore-Netzes in der Nordsee zu bewerten, sind die Bewertungsergebnisse für den SEW, die Integration Erneuerbarer Energien durch das Renewable Energy System (RES), die Kosten und die ausgestoßenen Emissionen berechnet worden. Die verschiedenen Szenarien unterscheiden sich in ihren Ansätzen wesentlich. Vision 1 und 3 sind bottom-up Szenarien, dass bedeutet sie wurden mit Hilfe des Inputs der ÜNB erstellt, wobei die gemeinsamen Grundsätze gewahrt werden. Vision 2 und 4 sind top-down Szenarien. Sie werden von einem europäischen Level aus erstellt und sollen die Ziele der Europäischen Kommission für den Energie Binnenmarkt erfüllen. Vision 4 soll außerdem die Klimaänderungsziele erfüllen. Die zugrundeliegende Offshore-Winderzeugungleistung ist in Tabelle 7-2 dargestellt.

Tabelle 7-2: Offshore-Leistung in den verschiedenen Szenarien

GW	Vision 1	Vision 2	Vision 3	Vision 4
Offshore Wind	30,6	30,8	72,2	79,6

Quelle: [TYNDP 2016]

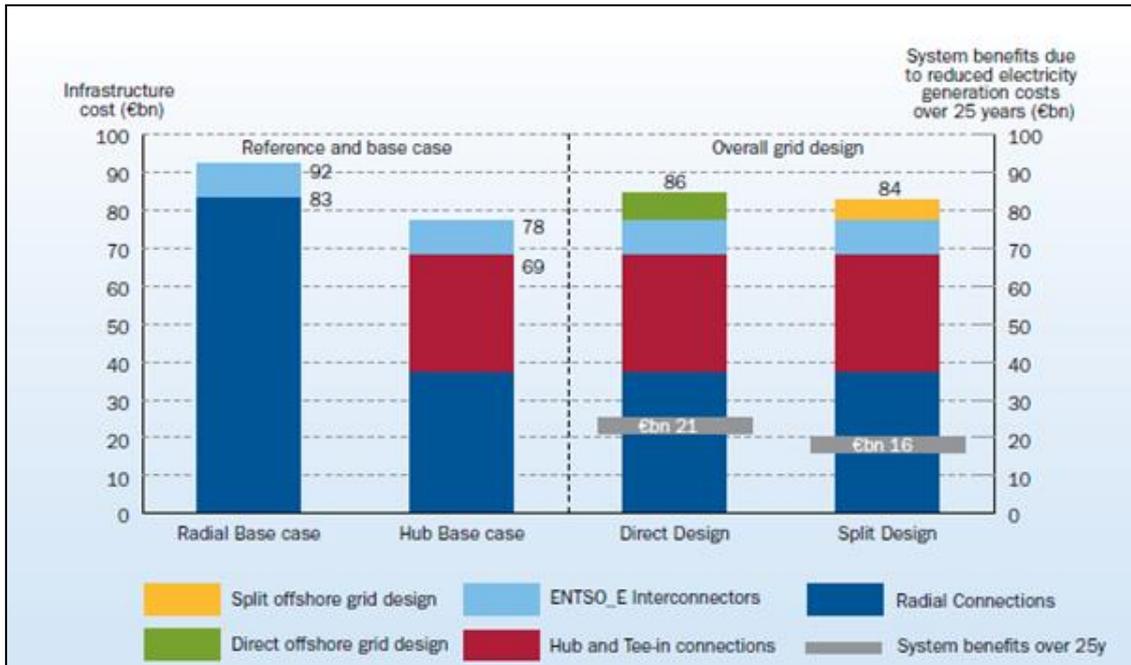
Die Bewertungsergebnisse in Tabelle 7-3 zeigen, dass alle Szenarien einen positiven SEW haben, der die Kosten nach etwa zehn Jahren übersteigt. Die Integration der Erneuerbaren Energien wird in allen Szenarien deutlich erhöht. Szenarioübergreifend kann von einem positiven Effekt in allen vier Szenarien ausgegangen werden, der zu einer Empfehlung eines Offshore-Netzes führt. Einzig in Szenario Vision 1 kommt es zu einem erhöhten Ausstoß an CO₂-Emissionen, jedoch bei positiven SEW und gesteigerter Integration der EE. [TYNDP 2016]

Tabelle 7-3: Bewertungsergebnisse für das Projekt 271

	Vision 1	Vision 2	Vision 3	Vision 4
SEW [Mio. €/y]	1.990 +/- 110	2.520 +/- 10	2.380 +/- 170	2.540 +/- 80
CO2 [kT/y]	9.900 +/- 300	-8.000 +/- 2.000	-12.700 +/- 2.800	-16.100 +/- 3.400
RES [GWh/y]	15.250 +/- 150	26.280 +/- 2.280	28.800 +/- 3.500	24.290 +/- 2.010
Costs [Mio. €]	18.600 +/- 6200	18.600 +/- 6.200	18.600 +/- 6.200	18.600 +/- 6.200

Quelle: [TYNDP 2016]

Im Offshore Grid Project werden vier Szenarien verglichen. [Offshore Grid 2011] Die Bezugsregion ist dabei ganz Nordeuropa mit einer angenommenen installierten Windenergieleistung von 150 GW im Jahr 2030. In einem ersten Schritt kommt die Studie zu dem Ergebnis, dass für rund 2/3 der OWPs eine Einzelanbindung am ökonomischsten ist. Für Deutschland hingegen ist dies nur für 11 von 70 OWP der Fall. Für die restlichen 59 OWPs ist eine Anbindung über Cluster wirtschaftlich vorteilhafter. Als nächstes wird das „Hub Base case“ Szenario so definiert, dass alle OWP am ökonomischsten angebunden werden. Daraus folgt die Anbindung von 2/3 aller OWP über Einzelanbindung und 1/3 über Cluster. Dieses „Hub Base case“ Szenario führt zu einer Investitionskostenersparnis von 14 Mrd. € im Vergleich zu einer Einzelanbindung aller OPWs, dem „Radial Base case“ Szenario. Dieses „Hub Base case“ Szenario dient wiederum als Grundlage für zwei verschiedene Offshore-Netze, wobei es noch angepasst wird. Beim „Direct Design“ sind zusätzliche Interkonnektoren mit größeren Kapazitäten zwischen den Ländern entscheidend, mit denen die Preisunterschiede zwischen den verschiedenen Versorgungsnetzen genutzt werden sollen. Hinzu kommen Verbindungen von Clustern und direkte Anbindungen von OWPs an die Versorgungsnetze. Beim geteilten Design werden günstigere Interkonnektoren verwendet, indem OWPs an zwei Übertragungsnetze angeschlossen werden (siehe Krieger Flak). Es werden somit viele kleinere Interkonnektoren errichtet. Die technologischen Ergebnisse sind in der folgenden Abbildung 7-3 dargestellt.



Quelle: [Offshore Grid 2011]

Abbildung 7-3: Investitionskosten und Nutzen für verschiedene Netzdesigns

Abbildung 7-3 zeigt die Investitionskosten für die verschiedenen Designs. Das Design mit den Cluster-Anbindungen „Hub Base case“ benötigt ein Investment von 78 Mrd. €. Durch die zusätzlichen „high-capacity“-Interkonnektoren entstehen beim „Direct Design“ zusätzliche Kosten von 8 Mrd. €. Beim „Split Design“ entstehen zusätzliche Kosten von 6 Mrd. € gegenüber dem „Hub Base case“. Verglichen mit dem „Radial Base case“ sind die Investitionskosten aber trotzdem um 8 Mrd. € geringer. Für einen Zeitraum von 25 Jahren ergibt sich für das „Direct Design“ ein Systemvorteil von 21 Mrd. € bzw. für das „Split Design“ 16 Mrd. €. Die Studie kommt also zu dem Schluss, dass es vorteilhaft ist, über Cluster angebundene OWPs in ein vermaschtes Netz zu integrieren. Die küstennahen OWPs sind am sinnvollsten über Einzelanbindungen mit dem landseitigen Netz zu verbinden. Da in Deutschland 59 von 70 OWPs an Cluster angebundene sind, ist ein Systemvorteil eines vermaschten Netzes anzunehmen.

Die zusätzlichen Aufwendungen belaufen sich auf zusätzliche Kosten von 0,1 ct/kWh für die Vermaschung im „Direct Design“ und „Split Design“ (inklusive OWP-Anbindung und TYNDP-Interkonnektoren) und eine benötigte Kabelmenge für von ca. 30.000 km. Bei der Clusteranbindung sind es ca. 27.000 km. Somit kommt auch diese Studie zu einem positiven Effekt durch ein vermaschtes Netz. [Offshore Grid 2011]

In der aktuelleren Studie „Study of the benefits of a meshed offshore grid in Northern Seas region“ [EU-Kommission 2014] betrachtet die Europäische Kommission Szenarien, in denen eine Umsetzung des vermaschten Designs aus Abbildung 7-1 in der Nordsee, der Irischen See und im Ärmelkanal erzielt werden soll. Dafür ist die Errichtung von mehr Offshore-Konverterstationen nötig. Im Gegenzug kann die Anzahl an Verbindungen, die nur als Interkonnektoren dienen, reduziert werden. Szenario 1 basiert auf dem ENTSO-Vision 4: European Green Revolution Szenario, das 2030 von einer installierter

Leistung in der Nordsee von 100 GW ausgeht. Szenario 2 basiert auf dem Referenzszenario 2030 der EU-Kommission (67 GW) und Szenario 3 auf einem NSCOGI Szenario (51 GW). Auch die Europäische Kommission kommt zu einem positiven Nutzen für die Nordseeanrainerstaaten. Der Investitionskostenüberschuss bei einem vermaschten Netz liegt bei 9 bis 10,3 Mrd. € pro Jahr, bei einer gleichzeitigen Reduktion der jährlichen Stromgestehungskosten von 1,5 bis 5,1 Mrd. €. Die Investitionskosten können durch gute Koordination der Reservekapazitäten zusätzlich um 3,4 bis 7,8 Mrd. € reduziert werden. Weitere Nutzen einer Vermaschung sind die Reduktion der Gesamtkabellänge in der Nordsee zwischen 5.500 und 11.100 km, die Reduktion der CO₂-Emissionen durch erhöhte Einspeisung um 22,0 bis 45,3 Megatonnen pro Jahr (Mt/a) und die Reduktion der Abriegelung der Offshore-Windenergieeinspeisung bei Überproduktion um 2,3 bis 11,2 TWh/a.

Das neue EU-Projekt „Progress on meshed HVDC Offshore Transmission Network (PROMOTioN)“ [PROMOTioN 2017] untersucht den Nutzen, der aus einem EU-weiten Offshore-Netz entspringt, welches auf der Hochspannungs-Gleichstromübertragungstechnologie basiert. Dabei geht es um die Umsetzung der technischen Komponenten für ein solches Netz, aber auch um regulatorische und ökonomische Untersuchungen zur Realisierung eines Offshore-Netzes. Den ersten Entwurf einer Roadmap für die Planung und den Betrieb eines solchen Netzes liefert ein Teil des Arbeitspaketes eins. In „Deliverable 1.6: Draft Roadmap and Reference Offshore Grid Expansion Plan“ wird zwischen radialem und vermaschtem Design unterschieden. Insgesamt werden vier Szenarien untersucht, die sich in der Verfügbarkeit und Entwicklung von DC-Leistungsschaltern und Dioden-Gleichrichtern unterscheiden. Die Investmentkosten (CAPEX) belaufen sich für das vermaschte Netz (320 kV Spannung) auf rund 23.100 – 31.500 Mio. € bzw. beim vermaschtes Netz (525 kV Spannung) auf rund 22.900 – 34.000 Mio. €. Beim radialen Netz sind die Investitionskosten bei 320 kV Spannung rund 23.300 – 27.300 Mio. € und bei 525 kV Spannung rund 25.100 – 29.100 Mio. €. Einen signifikanten Einfluss auf die Investitionskosten hat die kommerzielle Verfügbarkeit der DC-Leistungsschalter. Außerdem haben auch die Dioden-Gleichrichter in einigen Szenarien einen signifikanten Einfluss auf die Investitionskosten. Die Reduzierung der Stromerzeugungskosten wird als Indikator für die Veränderung des sozio-ökonomischen Wohlstandes gesehen. Die Reduzierung besteht aus den Anfahrkosten und Kraftstoffverbräuchen der konventionellen thermischen Stromerzeugung und entspricht einer Senkung der Kosten auf 320 kV-Ebene um 184 Mio. € bzw. 142 Mio. € auf der 525 kV-Ebene im Jahr 2030. Die Reduzierung der Stromgestehungskosten in anderen Jahren dürfte ähnlich groß sein. Somit zeigt sich, dass die Investitionskosten für ein vermaschtes Netz etwas über den Kosten bei einer radialen Anbindung liegen. Dieser Nachteil wird jedoch durch die Kosteneinsparung, Netzstabilität und Risikominderung etc. mehr als ausgeglichen.

Neben wenigen technischen Problemen bei der Errichtung einer vermaschten Nordsee-Netzinfrastruktur werden vor allem regulatorische Hemmnisse in den Studien als Beeinträchtigung bei der Umsetzung genannt. Dabei geht es zum einen um die Frage der ökonomischen Regeln bei einer Einspeisung in andere Netze und zum anderen um genaue technische, international standardisierte Regeln. Die Europäische Kommission ist sich dieser Problematik bewusst und liefert mit der Studie „Study on regulatory matters concerning the development of the North and Irish Sea offshore energy potential“ [Delhaute et al. 2016] Ansätze für eine Zusammenarbeit in der Region, um die gemeinsamen Ziele

zu erreichen. Da heutzutage die Positionen der Nordsee-Anrainerstaaten und die jeweiligen Regularien z. T. recht unterschiedlich sind, empfiehlt die Kommission in dieser Studie aus regulatorischer Sicht nur eine Vermaschung der OWP eines Landes. Die multilateralen Verbindungen sollen dabei durch Interkonnektoren realisiert werden. Als Vorteil dieser Variante werden die Integration der Strommärkte in die Region und ein Ausgleich der Preisunterschiede genannt.

Die Studie empfiehlt neun Maßnahmen, die aus der Analyse der aktuellen Regularien stammen, die anhand ihrer Wirksamkeit, Effizienz und Durchführbarkeit bewertet wurden. Einige Maßnahmen sind dabei auf freiwilliger Basis, während andere als verpflichtende Methode ausgelegt sind.

Zusammenfassung Aufbau eines vermaschten Netzes

- 8 von 8 Studien/Projekte kommen zu einem positiven sozio-ökonomischen Effekt der Vermaschung der Nordsee.
- Die Szenarien setzen auf verschiedene Designs für eine Vermaschung der Offshore-Netzinfrastruktur. Eine Kombination aus Einzelanbindungen, Cluster-Anbindungen und aus vermaschten Elementen gilt als wahrscheinlich.
- In Deutschland sind nationale Regeln vorhanden, aber die OWP-Anbindung wird wie ein konventioneller Kraftwerksanschluss gesehen.
- Internationale Vergütungs-, Regulierungs- und Ausführungsregeln müssen bei internationaler Vermaschung noch geschaffen werden.
Ansätze und Lösungen hierfür liefert u.a. die „Study on regulatory matters concerning the development of the North and Irish Sea offshore energy potential“ der Europäischen Kommission.
- Tabelle 7-4 fasst die wichtigsten Ergebnisse der untersuchten Studien zusammen.

Tabelle 7-4: Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse der untersuchten Studien

	[BET 2012]	[ENTSO-E 2014]	[TYNPD 16]	[Offshore Grid 2011]	[EU-Kommission 2014]	[PROMOTiON 2017]
Bezugsraum	Deutsche Nordsee 4 Verbindungen	Verbindung D und Dk + OWP	Nordsee	Nordeuropäische Meere	Nordsee, Irische See, Ärmelkanal	Nordsee
Art der Vermaschung	Clusterinterne und -externe Verbin- dungen	Interkonnektor D und DK	größtenteils Inter- konnektoren	Hub-Anbindung bzw. vermaschtes Netz	Vermaschtes Netz	Interkonnektoren bzw. vermaschtes Netz
Gesamtleistung der Verbindungen (MW)	1.400	400				
Investitionskosten (Mio. €)	330	300	18.600	78.000 - 86.000		22.900 - 34.000
Art des Nutzens	Verhältnis Risiko- maß und vermie- dene Kosten	Social Economic Welfare	Social Economic Welfare	reduzierte Erzeu- gungskosten	Reduzierung der Stromgestehungs- kosten	Reduzierung der Stromgestehungs- kosten
Nutzen (Mio. €/a)	17	7 - 44	1.990 – 2.540	640 - 840	1.500 – 5.100	142 - 184
eingesparte CO2- Emissionen (kT/a)			-9.900 – 16.100		22.000 – 45.300	
zusätzlich inte- grierte EE (GWh/a)			15.250 - 28.800	532.000	2.300 – 11.200	

Literatur Exkurs 1

- [BET 2012] Büro für Energiewirtschaft und technische Planung: „Technische Optionen zur Verbindung von Offshore-HGÜ-Kopfstationen und deren wirtschaftliche Implikationen“, März 2012
- [BFO 2016] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie: „Entwurf Bundesfachplan Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Nordsee/Ostsee 2016/2017“, 09.06.2017
- [Delhaute et al. 2016] Delhaute, C., Gargani, F., Papaefthymiou, G., Odoardi, R., Boeve, S., Bonafede, S., Rapaport, S.: „Study on regulatory matters concerning the development of the North Sea offshore energy potential“, Jan. 2016
- [Elia 2017a] Elia System Operator S.A: “Elia awards submarine cable installation contract for the Modular Offshore Grid (MOG) to DEME Group“, Pressemitteilung vom 16.08.2017
- [Elia 2017b] Elia System Operator S.A: Projects “North Sea“, Quelle: http://www.elia.be/en/projects/grid-projects/North_Sea, Zugriff am 20.09.2017
- [Elia 2017c] reNEWS: „Elia to build €400m grid hub“, Quelle: <http://renews.biz/106696/elia-to-build-400m-grid-hub/>, Zugriff am 14.04.2017
- [ENTSO-E 2014] European Network of Transmission System Operators for Electricity: “10-Year Network Development Plan 2014“, Oktober 2014
- [EU-Kommission 2014] Europäische Kommission: “Study of the benefits of a meshed offshore grid in Northern Seas region“, Juli 2014
- [NSCOGI 2012] North Seas Countries’ Offshore: “Grid Initiative – Working Group 1 Grid Configuration.“, November 2012
- [O-NEP 2014] Übertragungsnetzbetreiber: Offshore-Netzentwicklungsplan 2014 - Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber
- [Offshore Grid 2011] Offshore Grid: “Offshore Electricity Grid Infrastructure in Europe“, Oktober 2011
- [PROMOTioN 2017] Progress on meshed HVDC Offshore Transmission Network (PROMOTioN): “Deliverable 1.6: Draft Roadmap and reference offshore grid expansion plan“, 16.Juni 2017

- [Stiftung Offshore 2013] Stiftung Offshore Windenergie et.al.: „Stellungnahme zum ersten Entwurf eines Offshore-Netzentwicklungsplans der Übertragungsnetzbetreiber“, 02. März 2013
- [TenneT 2017] TenneT Holding B.V. - Three TSOs sign agreement on North Sea Wind Power Hub, News vom 23.03.2017, Quelle: <https://www.tennet.eu/news/detail/three-tsos-sign-agreement-on-north-sea-wind-power-hub/>, Zugriff am 20.09.2017
- [TYNDP 2016] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSOE) – “North Seas – Regional Planning”, Insight Report zum TYNDP 2016, Quelle: <http://tyndp.entsoe.eu/insight-reports/north-seas/#fnref:6>, Zugriff am 27.09.2017

8 Exkurs 2: Kombination Windenergie und Speicherbatterien

Im Zuge der Klimaschutzziele der Bundesregierung, die Treibhausgas-Emissionen bis zum Jahr 2050 im Vergleich zu 1990 um 80 bis 90% zu senken [BUND 2014], stehen deutsche Stromversorger vor der Aufgabe, die Stromversorgung zu dekarbonisieren und den Anteil der Erneuerbaren Energien deutlich zu erhöhen. Mit dieser Erhöhung geht jedoch eine steigende Fluktuation der Stromerzeugung einher. Eine vielversprechende Möglichkeit des Ausgleichs von Schwankungen ist der Einsatz von Batteriespeichersystemen, wie die wachsende Projektanzahl mit dem Fokus, Batterien in das Verteilernetz einzubinden zeigt [Energie Speicher 2017]. Diese können nicht nur zum Ausgleich von Schwankungen, sondern darüber hinaus auch zur Bereitstellung von Regelleistung für das deutsche Regelenergiesystem verwendet werden. Ein immer größer werdender Anwendungsbereich ist dabei eine direkte Kombination aus elektrischen Speichern und Erneuerbaren Energien, als bekanntestes Beispiel sei die Kopplung von PV-Anlagen und Speicherbatterien genannt.

Im Rahmen dieser Untersuchung wird die Verknüpfung von Windenergie und Stromspeichern betrachtet, die das Potenzial aufweisen, in das Regelenergiesystem integriert zu werden. Unserer Ansicht nach sollte ein geeignetes System, für solch eine Anwendung, über eine Leistung von ca. 100 MW und eine Kapazität von ca. 100 MWh verfügen. Derzeit erreichen die meisten Anlagen diese Größenordnungen nicht, dennoch ist ein positiver Entwicklungstrend in Richtung des o.g. Richtwertes zu beobachten, wie aus Tabelle 8-1 ersichtlich wird.

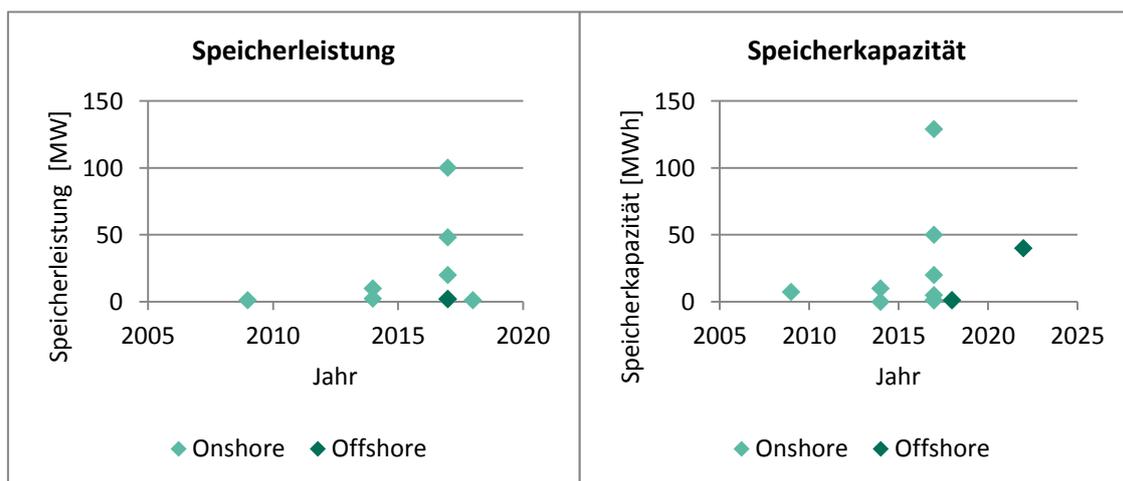
Tabelle 8-1: Projektübersicht Kopplung von Windenergie und Speicherbatterien

Standort	Off-/Onshore	Projektierer	Speicherleistung [MW]	Speicherkapazität [MWh]	Leistung Windpark [MW]	Inbetriebnahme	Quelle
Luverne, USA	Onshore	Xcel Energy	1	7,2	11	2009	(1)
Braderup, Deutschland	Onshore	Bosch	2,3	3	19,8	2014	(2)
Feldheim, Deutschland	Onshore	Energiequelle GmbH	10	10	81	2014	(3)
Pfintzal, Deutschland	Onshore	Fraunhofer ICT	2	20	2	2017	(4)
Barásoain, Navarre, Spanien	Onshore	Acciona	1,7	1,09	3	2017	(5)
Roscoe, USA	Onshore	E.ON	20	5	446	Geplant für Ende 2017	(6)
Jardelund, Deutschland	Onshore	EnspireME GmbH	48	50	83	Geplant Ende 2017	(7)

Standort	Off-/Onshore	Projektierer	Speicherleistung [MW]	Speicherkapazität [MWh]	Leistung Windpark [MW]	Inbetriebnahme	Quelle
Hornsedale Wind Farm, Australien	Onshore	Tesla	100	129	315	Geplant für Ende 2017	(8)
Burbo Bank, England	Offshore	Dong Energy	2	k.A.	90	Geplant für Ende 2017	(9)
Peterhead, Schottland	On- und Offshore	Hywind	k.A.	1	30	Geplant für 2018	(10)
Insel Marth's Vineyard, USA	Offshore	Tesla	k.A.	40	144	Geplant für 2022	(11)

Datenquellen: (1)= [Xcel Energy 2008], (2)= [Bosch 2014], (3)= [Windkraft 2014], (4)= [ICT 2017], (5)= [Wind Power 2017], (6)= [Eneco 2017], (7)= [GreenTech 2017], (8)= [Tesla 2017], (9)= [Orsted 2017], (10)= [Statoil 2016], (11)= [Dw Wind 2017]

Anhand der oben aufgeführten Daten – graphisch in Abbildung 8-1 dargestellt - ist deutlich zu erkennen, dass Batteriespeicher in den letzten Jahren in Bezug auf Speicherleistung und -kapazität eine beträchtliche Entwicklung erfahren haben, sodass zum gegenwärtigen Zeitpunkt einige Systeme die aus unserer Sicht interessanten Werte von 100 MW und 100 MWh erreichen. Darüber hinaus ist derzeit kein Abflachen der Entwicklungskurve zu beobachten. Die relativ niedrigen Werte zwischen 2017 und 2023, lassen sich auf erste Versuche zur Kopplung von Offshore-Windparks und Speichern zurückführen. Hinsichtlich einer heranreifenden Offshore-Windpark-Industrie [IWR 2017] verspricht dieses junge Forschungsfeld ein starkes Wachstums- sowie Entwicklungspotenzial, mit der Perspektive einer zukünftigen Integration in das Regelenergiesystem.



Datenquellen: (1)= [Xcel Energy 2008], (2)= [Bosch 2014], (3)= [Windkraft 2014], (4)= [ICT 2017], (5)= [Wind Power 2017], (6)= [Eneco 2017], (7)= [GreenTech 2017], (8)= [Tesla 2017], (9)= [Orsted 2017], (10)= [Statoil 2016], (11)= [Dw Wind 2017]

Abbildung 8-1: Entwicklung der Speicherleistung und -kapazität von Batterien in Kombination mit Windenergie

Eine weitere Möglichkeit, Windenergie und Speicherbatterien zu verknüpfen, zeigt der Konzern Microsoft auf, der in einem neuen Projekt Batteriespeicher direkt in Windkraftanlagen integriert [Microsoft 2017]. Dies hat den Vorteil, dass auf eine separate Errichtung eines Speichers verzichtet werden kann und die Größe des Windparks keinen Einfluss auf die Dimensionierung des Speichersystems hat. Vor allem bei Offshore-Anlagen bietet diese Möglichkeit ein großes Kostensparungspotenzial. Kritisch ist jedoch der Ausfall von Anlagen zu sehen, da in diesem Fall die gespeicherte Energie nicht mehr abrufbar ist. Diese Problematik ist ebenfalls bei der Kopplung von Offshore-Windparks und Offshore-Speicherbatterien zu beobachten. Auch hier hat ein Ausfall der Anlage oder eine Störung im Seekabel zur Folge, dass die gespeicherte Energie nicht mehr zur Verfügung steht. Eine Lösung des Problems verspricht das Projekt von Statoil, einen Offshore-Windpark mit einem stationären Batteriespeicher an Land zu verbinden, sodass die gespeicherte Energie trotz Ausfall des Windparks oder des Seekabels abrufbar bleibt [Statoil 2016].

Abschließend sei erwähnt, dass ebenfalls Systeme erforscht werden, die nicht zwangsläufig einer direkten Kopplung bedürfen, sondern simultan von mehreren Energieparks gespeist werden können. Ein Beispiel für solch ein Speichersystem ist das noch in der Konzeptphase befindliche EWE-Projekt, eine unterirdische Salzkaverne mittels Redox-Flow-Technik in eine große Batterie umzuwandeln [EWE 2017]. Versorgt wird die Anlage nach geplanter Fertigstellung Ende 2023 durch einen Wind- und einen PV-Park und soll eine Leistung von 120 MW sowie eine Kapazität von 700 MWh aufweisen. Sollte das Projekt erfolgreich sein, steht einer weiteren Skalierung auf andere, größere Salzkavernen nichts im Wege.

Literatur Exkurs 2

- [Bosch 2014] Robert Bosch GmbH: Doppelbatterie für den Stromspeicher Braderup, Quelle: <http://www.bosch-presse.de/pressportal/de/de/doppelbatterie-fuer-den-stromspeicher-braderup-42631.html>, Zugriff am: 25.10.2017
- [BUND 2017] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit: Nationale Klimapolitik, Quelle: <https://www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/nationale-klimapolitik/#c8291>, Zugriff am: 01.11.2017
- [Dw Wind 2017] Deepwater Wind: Deepwater Wind Proposing World's Largest Offshore Wind, Energy Storage Combination, Quelle: <http://dwwind.com/press/deepwater-wind-proposing-worlds-largest-offshore-wind-energy-storage-combination/>, Zugriff am: 01.11.2017
- [Eneco 2017] Eneco Group: Eneco and Mitsubishi Corporation construct largest battery in Europe, Quelle: <https://news.enecogroup.com/eneco-and-mitsubishi-corporation-construct-largest-battery-in-europe/>, Zugriff am: 25.10.2017
- [Energie Speicher 2017] Energie Speicher Forschungsinitiative der Bundesregierung: Batterien im Verteilernetz, Quelle: <http://forschung-energiespeicher.info/batterie-im-netz/projektliste/>, Zugriff am: 25.10.2017
- [EWE 2017] EWE AG: EWE plant Bau eines Batteriespeicher mit 120 Megawatt Leistung, Quelle: <https://www.ewe.com/de/presse/pressemitteilungen/2017/06/ewe-plant-größte-batterie-der-welt-ewe-ag>, Zugriff am: 25.10.2017
- [GreenTech 2017] Greentech Media, Inc.: Battery Storage Takes Hold in the Wind Industry, Quelle: <https://www.greentechmedia.com/articles/read/battery-storage-takes-a-hold-in-the-wind-industry#gs.yT4Pj5k>, Zugriff am: 24.10.2017
- [ICT 2017] Fraunhofer ICT: Großprojekt RedoxWind, Quelle: <https://www.ict.fraunhofer.de/de/komp/ae/RFBWind.html>, Zugriff am: 24.10.2017

- [IWR 2017] Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien: Genehmigte Offshore-Windparks in Deutschland, Quelle: http://www.iwr.de/wind/offshore/nat_plan.html, Zugriff am: 07.11.2017
- [Microsoft 2017] Microsoft: Microsoft, GE sign agreement on new wind project in Ireland, Quelle: <https://news.microsoft.com/2017/10/09/microsoft-ge-sign-agreement-on-new-wind-project-in-ireland/>, Zugriff am 25.10.2017
- [Orsted 2017] Orsted Markets GmbH: DONG Energy to launch battery solution at offshore wind farm, Quelle: <https://orsted.com/en/Media/Newsroom/News/2017/06/DONG-Energy-to-launch-battery-solution-at-offshore-wind-farm>, Zugriff am: 25.10.2017
- [Statoil 2016] Statoil ASA: Statoil launches Batwind: Battery storage for offshore wind, Quelle: <https://www.statoil.com/en/news/batwind-battery-storage-offshore-wind.html>, Zugriff am: 24.10.2017
- [Tesla 2017] Tesla GmbH: Tesla Powerpack to Enable Large Scale Sustainable Energy to South Australia, Quelle: https://www.tesla.com/de_DE/blog/tesla-powerpack-enable-large-scale-sustainable-energy-south-australia, Zugriff am: 07.11.2017
- [Windkraft 2014] Windkraft-Journal: Windpark Feldheim – Drei neue Windenergieanlagen nehmen den Betrieb auf, Quelle: <http://www.windkraft-journal.de/2014/08/21/repowering-im-windpark-feldheim-drei-enercon-e115-am-netz/56358>, Zugriff am: 24.10.2017
- [Wind Power 2017] The Wind Power: Wind farm Roscoe, Quelle: https://www.thewindpower.net/windfarm_en_3158_roscoe.php, Zugriff am: 01.11.2017
- [Xcel Energy 2008] Xcel Energy Inc: Wind-to-battery Project Quelle: <https://www.xcelenergy.com/staticfiles/xcel/Corporate/Environment/wind-to-battery%20fact%20sheet.pdf>, Zugriff am: 25.10.2017