



DOKUMENTATION

Modellierung und Simulation eines Inselnetzes in Matlab/Simulink mit Fokus auf Speichertechnologien

WS 2023/2024
Magnus Müller
Steffen Sterthoff
Darius Daub

Lehrender: Dr. Oliver Feindt
Speichertechnologien
Master Energietechnik

HOCHSCHULE BREMEN
CITY UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES
Fakultät Natur und Technik
Abteilung Maschinenbau

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	III
Tabellenverzeichnis	V
1 Einleitung	1
2 Theoretische Grundlagen	2
2.1 Verbraucher in Inselnetzen	2
2.1.1 Verbraucher am Stromnetz	2
2.1.2 Verbrauchsermittlung auf Basis von Lastkurven	8
2.2 Stabilität in Inselnetzen	11
2.3 Speichertechnologien in Inselnetzen	13
2.3.1 Gründe für den Einsatz von Speichern in Inselnetzen	13
2.3.2 Rahmenbedingung und Bestimmungen	14
2.3.3 Betriebsstrategien zu Batteriespeichern	16
3 Stand der Technik	19
3.1 Inselnetze	19
3.2 Speicher	22
3.2.1 Lithium-Ionen-Batterien	23
3.2.2 Redox-Flow-Batterien	24
3.2.3 Aufbau von stationären Batteriespeichersystemen	24
4 Modellbeschreibung	27
4.1 Erzeuger	27
4.1.1 Wetterdaten	27
4.1.2 Windenergie	28
4.1.3 Photovoltaik	32
4.2 Verbraucher	34
4.3 Speicher	35
4.3.1 Batteriemodelle	36
4.3.2 Umsetzung Lade- und Entladestrategien	38

4.4	Netzmodell	42
4.4.1	Bilanziell	44
4.4.2	Dreiphasig	45
5	Auswertung	48
5.1	Bilanziell	48
5.1.1	Szenario Standort Bremen	48
5.1.2	Szenario Helgoland	49
5.2	Dreiphasig	52
6	Fazit	57
7	Ausblick	58
	Literatur	i

Abbildungsverzeichnis

2.1	Energieverbrauch WG	3
2.2	Deutscher Wohngebäudebestand	4
2.3	Endenergieverbrauch nach Sektoren	6
2.4	Excel-Tool zu Erstellung und Skalierung von Gesamlastprofilen	11
2.5	Klassifizierung der Stabilität in Inselnetzen nach	11
2.6	Frequenzschwankungen durch Ungleichgewicht von erzeugter und verbrauchter Leistung [3]	13
2.7	Überblick über die verschiedenen Regelreserveprodukte aus [3]	16
2.8	Vorgabe der Leistungskurve für PCR-Bereitstellung aus [8, Kap. 3]	17
2.9	Flussdiagramm zur Deadband-Strategie nach [8]	18
2.10	SOC-Wiederherstellung mit Leistungssollwerten aus [8]	18
3.1	Skizze Inselnetz	20
3.2	Stromprognose und Lastverläufe Färöer-Inseln, Stand 2021[15]	21
3.3	Speichertechnologien Übersicht	22
3.4	Batterispeichersystem Aufbau	25
4.1	Wetterdaten für die Standorte Bremen Flughafen und Helgoland für die Jahre 2020 bis 2022	28
4.2	Leistungskurve Enercon E-115 [25]	29
4.3	Simulink Modell einer Enercon E-115	32
4.4	Simulink Modell einer Enercon E-115	32
4.5	Veranschaulichung der Verluste innerhalb eines PV-Moduls mithilfe eines Sankey-Diagramms [29]	33
4.6	Starkl vereinfachtes Modell einer PV-Anlage in Simulink	34
4.7	Simulink Modell zur Simulation einer beliebigen Stromlast	35
4.8	Subsystem-Baustein der Batterie in Simulink	36
4.9	Inhalt des Batteriesubsystems in Simulink	37
4.10	Aufbau der SOC-Schätzung im Simulink Batteriemodell	38
4.11	Inhalt des Subsystems zur Leistungssteuerung der FCR-Batterie	39
4.12	Inhalt des Steuerblocks zur SOC-Restoration	40
4.13	Messergebnisse der Simulation mit vorgegebenen Frequenzwerten	41

4.14	Ausschnitt aus den Messergebnissen der Simulation mit vorgegebenen Frequenzwerten	41
4.15	Simulation mit Beispielszenario der Übertragungsnetzbetreiber	42
4.16	Bilanzielles Modell eines Inselnetzes in Matlab/Simulink	44
4.17	Auswertung der einzelnen Komponenten im bilanziellen Modell	45
4.18	Dreiphasiges Simulink-Modell eines Inselnetzes	46
5.1	Anteile der Verbrauchergruppen am Nettostromverbrauch 2023	48
5.2	Kombiniertes Gesamtlastprofil für einen Werktag im Winter	49
5.3	Elektrische Energie [kWh/a] und prozentualer Anteil nach Sektoren im Jahr 2008 nach [35]	50
5.4	Simulierter Jahresverlauf der Stromproduktion und des Stromverbrauchs . .	51
5.5	Simulierter Jahresverlauf der Leistungsbilanz im modellierten Inselnetz . . .	51
5.6	Simulierter Jahresverlauf der Leistungsbilanz im modellierten Inselnetz . . .	52
5.7	Verlauf der Netzfrequenz und FCR-Batterieleistung	53
5.8	Verlauf der Windkraftleistung, des Lastprofils und der Batterieleistung . . .	53
5.9	Verlauf der Frequenz und Batterieleistung mit Windkraft-Abschaltung . . .	54
5.10	Zeitverläufe im Reservebetrieb	55
5.11	Ausschnitt aus dem Zeitverlauf im Reservebetrieb	56
7.1	Betrachtung potentieller erneuerbarer Stromerzeuger für das Fallbeispiel Färöer-Inseln[37]	59

Tabellenverzeichnis

2.1	4 Szenarien (exakter Wert in den Klammern)	5
2.2	Dimensionierung	7
2.3	Liste verfügbare Lastprofile	9
2.4	Skalierungsfaktor Lastprofile Jahresverbrauch	10
3.1	Gegenüberstellung Batteriespeicher Stand der Technik	23
3.2	Auswahl Batteriezellen Großspeicher[22]	25
4.1	Angenommene Parameter für die Validierung der Berechnungsmethode [27]	31

1 Einleitung

Im Zuge des jährlich ansteigenden Anteils an erneuerbaren Energien am deutschen Strommix gibt es auch große fortlaufende Änderungen im Bereich der dazugehörigen Speichertechnologien. Im vorliegenden Projekt geht es um die Be- und Entladestrategien bei Speicher in einem Inselnetz, das mit erneuerbaren Energien betrieben wird. Ziel ist es dabei ein simulationstüchtiges Modell in MatLab/Simulink zu erstellen. Das Modell soll dabei eine fiktive Kommune darstellen und insbesondere für den stabilen Netzbetrieb als auch die Betrachtung von Be- und Entladestrategien reale Einflussfaktoren simulierbar abbilden. Eine grundsätzliche Problematik stellt dabei die Darstellung der verschiedenen Komponenten im Inselnetz dar. Hierzu zählen insbesondere die erneuerbaren Energieerzeuger, wie z.B. Windkraft, die Verbraucher, wie Haushalte, Gewerbe und Verkehr und die eingesetzten Speichersysteme. Wichtig ist hierbei, die Komponenten entsprechend präzise abzubilden, ohne jedoch die Simulationstauglichkeit in MatLab/Simulink zu stören. Relevante Fragestellungen sind hierbei die allgemeine Dimensionierung der Komponenten. Dazu gehört beispielsweise die Kapazität der Speicher, aber auch eine Ermittlung des Momentan- und Gesamtbedarfs der Stromverbraucher. Außerdem umfasst dies die Auswahl von existierenden Speichertechnologien, da es Ziel ist, bereits existierende Technologien auf dem neusten Stand der Technik zu untersuchen.

2 Theoretische Grundlagen

2.1 Verbraucher in Inselnetzen

Der folgende Abschnitt befasst sich mit der Beschreibung der Stromverbraucher für das vorliegende Inselnetz. Für eine fiktive Kommune gibt es verschiedene Verbrauchertypen, welche es näher zu untersuchen gilt. Ziel dabei ist es, reale Verbraucher zu kategorisieren und ihren Verlauf genauer zu analysieren. Da der Fokus der Simulation auf dem Netz und Speichertechnologien liegt, werden Vereinfachungen zur Darstellung in MatLab/Simulink vorgenommen. Die Betrachtung potentieller Verbraucher und ihre Modellierung in einem Inselnetz-Modell wird in den folgenden beiden Abschnitten genauer analysiert. Im ersten Schritt wird die momentane Situation in Deutschland und seinen Kommunen hinsichtlich Differenzierung und Verbrauch beschrieben. Danach erfolgt die Ermittlung eines Konzepts zur Abschätzung von Verbräuchen mittels Lastkurven. Ziel der Unterteilung ist zuerst einen Überblick über die Basis des zu modellierenden Inselnetzes zu schaffen. Danach gilt es daraus pauschale Verbräuche unter Einbezug von Lastkurven zu ermitteln, welche in MatLab/Simulink simulationstauglich sind.

2.1.1 Verbraucher am Stromnetz

Die potentiell zu betrachtenden Verbraucher für das Inselnetz entsprechen dabei denen einer deutschen Kommune am deutschen Stromnetz. Sie werden dabei in verschiedene Kategorien unterteilt und in folgenden Sub-Abschnitten genauer analysiert. Dabei erfolgt eine Differenzierung in Wohngebäude (WG), Nichtwohngebäude (NWG), die Interaktion dieser beiden Verbraucher mit eigenen Speichern, Windkraft und PV-Anlagen im Unterpunkt „Prosumer“, der Faktor Elektromobilität und weitere Verbraucher, die noch nicht betrachtet wurden. Die für das Inselnetz relevanten Parameter sind hierbei der Stromverbrauch und das Lastprofil jeden Verbrauchers, sowie deren Vorkommen in einer durchschnittlichen, deutschen Kommune. Außerdem wird noch die Möglichkeit der Einspeisung von Strom in ein Fernwärmenetz bzw. die Umwandlung von Strom in Wasserstoff als Power-to-Gas beschrieben.

Wohngebäude (WG)

In Deutschland gibt es etwa 19,5 Mio. Wohngebäude, die an das Stromnetz angebunden sind. Dabei hat jedes Wohngebäude einen Energieverbrauch, der sich aus verschiedenen Faktoren zusammensetzt. Diese lassen sich in Raumwärme, Warmwasser, Beleuchtung, Betrieb von Elektrogeräten und sonstiger Prozesswärme unterteilen.

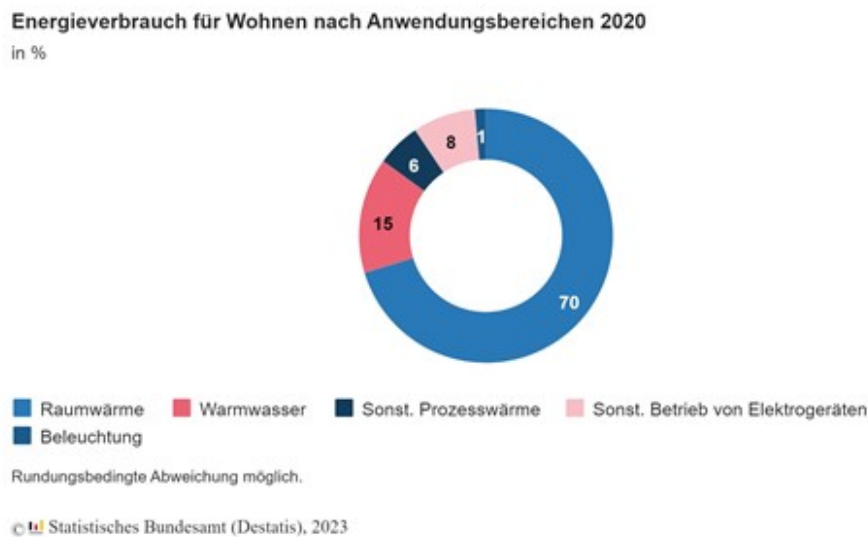




























Abbildung 2.1: Energieverbrauch WG

Hierbei werden die Faktoren Elektrogeräte und Beleuchtung in der Regel durch Strom gedeckt. Die Faktoren Warmwasser und Raumwärme sind abhängig vom eingebauten Heizungssystem. Hierbei sind eine anteilige bis vollständige Erzeugung der Raumwärme und des Warmwassers durch eine strombetriebene Wärmepumpe, eine Stromheizung oder ein Wärmenetz möglich und für die Simulation relevant. Dabei ist zu beachten, dass insbesondere bei Wärmepumpen der Wärmeenergieverbrauch stark vom Strombedarf abweicht. Eine Umrechnung mit Hilfe der Jahresarbeitszahl (JAZ) ist möglich. Im Neubau liegt der Anteil der verbauten Wärmepumpen im Jahr 2022 bei ca. 57%.

Die Höhe des Energieverbrauches ist außerdem abhängig von der Anzahl der Bewohner des Wohngebäudes und dessen Größe als auch Zustand. Im Gebiet Wohnen und Gebäude werden daher viele Annahmen und Hochrechnungen pro Kopf, pro Fläche oder pro Haushalt getätigt. Um die Verbraucher für verschiedene Simulationsszenarien vereinfacht zu ermitteln, wird hier wie im Folgenden beschrieben vorgegangen.

Wohngebäude lassen sich generell noch in weitere Unterkategorien aufgliedern. Dazu zählen Einfamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser, große Mehrfamilienhäuser, Reihenhäuser, Hochhäuser und Doppelhaushälften, sowie diverse Spezialfälle. Um die Simulation der Verbrau-

Auswertung der Gebäude- und Wohnungszählung 2011 Stichtag: 9.5.2011		Baujahrsklassen										Summe	Anteil
		bis 1860	1861 - 1918	1919 - 1948	1949 - 1957	1958 - 1968	1969 - 1978	1979 - 1983	1984 - 1994	1995 - 2001	2002 - 2009		
		A	B	C	D	E	F	G	H	I	J		
Deutscher Wohngebäudebestand Baujahre bis 2009	EFH												
	Anzahl Wohngebäude in Tsd.	330	966	1.131	859	1.509	1.507	704	1.160	1.035	775	9.976	55%
	Anzahl Wohnungen in Tsd.	399	1.213	1.389	1.060	1.948	1.915	881	1.397	1.204	858	12.263	72%
	Wohnfläche in Mio. m²	46	135	150	116	218	233	110	178	158	119	1.463	41%
	RH												
	Anzahl Wohngebäude in Tsd.	148	492	710	447	633	611	335	652	619	384	5.030	28%
	Anzahl Wohnungen in Tsd.	181	617	840	546	749	685	374	722	674	409	5.796	25%
	Wohnfläche in Mio. m²	19	62	82	52	76	79	45	85	80	52	633	18%
	MFH												
	Anzahl Wohngebäude in Tsd.	54	442	388	356	586	412	146	309	244	85	3.023	17%
	Anzahl Wohnungen in Tsd.	214	2.177	1.911	2.003	3.348	2.313	852	1.826	1.390	461	16.495	42%
	Wohnfläche in Mio. m²	16	163	129	125	225	169	64	133	104	39	1.168	32%
	GMH												
	Anzahl Wohngebäude in Tsd.	0,6	28,7	7,4	17,3	34,0	50,1	15,0	28,7	20,9	7,6	210	1%
	Anzahl Wohnungen in Tsd.	11	526	126	308	818	1.366	356	605	408	151	4.674	12%
	Wohnfläche in Mio. m²	0,7	35,8	7,9	17,0	47,1	86,7	21,9	34,8	25,5	10,4	288	8%
Anzahl Wohngebäude in Tsd.		533	1.929	2.236	1.679	2.762	2.580	1.200	2.150	1.919	1.251	18.239	
Anteil		3%	11%	12%	9%	15%	14%	7%	12%	11%	7%		
Anzahl Wohnungen in Tsd.		806	4.533	4.265	3.915	6.863	6.279	2.463	4.550	3.675	1.880	39.228	
Anteil		2%	12%	11%	10%	17%	16%	6%	12%	9%	5%		
Wohnfläche in Mio. m²		82	396	370	309	567	569	240	431	368	220	3.552	
Anteil		2%	11%	10%	9%	16%	16%	7%	12%	10%	6%		

Gewählte Zuordnung: EFH: freistehende Ein-/Zweifamilienhäuser; RH: Ein-/Zweifamilienhäuser als Doppelhaushälfte, Reihenhäuser oder sonstiger Gebäudetyp
 MFH: Mehrfamilienhäuser mit 3-12 Wohnungen; GMH: Mehrfamilienhäuser ab 13 Wohnungen
 Die Angaben beziehen sich ausschließlich auf Wohngebäude (ohne Wohnheime, ohne "sonstige Gebäude mit Wohnraum", ohne "bewohnte Unterkünfte")



Abbildung 2.2: Deutscher Wohngebäudebestand

cher simpel zu halten, werden zum Verbraucher „Einfamilienhaus“ auch energetisch in der gleichen Größenordnung liegende Wohngebäudetypen gezählt, beispielsweise Reihen- und Zweifamilienhäuser. Der Verbraucher „Mehrfamilienhaus“ umfasst äquivalent auch solche Wohngebäudetypen. Große Mehrfamilienhäuser (ab 13 Wohnungen), Hochhäuser und mittelgroße bis große Wohnheime werden in der Praxis dazugezählt. Diese werden nicht in der Simulation dargestellt. Das liegt einerseits daran, dass es sich nicht um eine großstädtische Simulation handelt, andererseits daran, dass bei außergewöhnlich großen Wohngebäuden individuell stark abweichende Energieverbräuche – auch beim Stromverbrauch – entstehen. Der Einbezug dieser übersteigt die Komplexität dieses Aspektes der Simulation. Unter Einbezug des Heizungssystems gilt es einen Gesamtenergieverbrauch des Verbrauchers zu ermitteln. Der Jahresverbrauch von Wohnenergie liegt pro Einfamilienhaus bei etwa 25.000 kWh. Mehrfamilienhäuser sind meist energieeffizienter was den Heizenergieverbrauch betrifft, jedoch hängt der Verbrauch stark von der Anzahl der Wohnfläche, Wohnungseinheiten und Bewohnern ab. Aus Simplifizierungsgründen wird hier mit dem bundesweiten Jahresenergieverbrauch pro Kopf gerechnet, 8.800 kWh. Bei der Annahme von durchschnittlich 12 Personen pro Mehrfamilienhaus entspricht dies einem Jahresenergieverbrauch von 105.600 kWh. Es wird angenommen, dass der Anteil vom Energieverbrauch sich zu 85% auf das Heizen bezieht. Wenn man nun davon ausgeht, dass entweder eine Wärmepumpe oder ein anderes Heizungssystem verbaut ist, welches nicht auf Strom basiert, ergeben sich vier Szenarien. Bevor jedoch ein Stromverbrauch bei Nutzung einer Wärmepumpe errechnet werden kann, ist zu beachten, dass der Energieverbrauch durch den Wirkungsgrad der Wärmepumpe in Stromverbrauch umgerechnet werden muss. Dies über die Jahresarbeitszahl JAZ möglich.

Bei dem am meisten verbauten Typ von Wärmepumpen, den Luft-Wasser-Wärmepumpen, liegt dieser üblicherweise im Bereich von 2 bis 4. Für die Berechnung wird mit einer JAZ von 3 gerechnet. Daher ergibt sich folgende Formel:

$$\text{Strom pro Jahr} = \text{Enrg. pro Jahr} \times \frac{0.85}{3} + \text{Enrg. pro Jahr} \times 0.15 \quad (2.1)$$

Liegt keine Wärmepumpenheizung vor, wird der erste Teil des Terms gleich null gesetzt. Die vier resultierenden Verbrauchertypen werden in nachfolgender Tabelle aufgeführt, wobei aufgerundet wird:

Tabelle 2.1: 4 Szenarien (exakter Wert in den Klammern)

Szenario/Verbrauch [kWh/a]	Einfamilienhaus	Mehrfamilienhaus
Heizung Wärmepumpe	7,000 (7,083)	30,000 (29,920)
Heizung nicht abgebildet	3,750	16,000 (15,840)

Der Momentanverbrauch wird durch Lastprofile abgeschätzt und im entsprechenden Abschnitt bearbeitet.

Nichtwohngebäude (NWG)

Die Anzahl an Nichtwohngebäuden beläuft sich auf 21,5 Mio. in Deutschland, von denen 6 Mio. thermisch konditioniert sind. Diese lassen sich allgemein in Dienstleistungsgebäude, beispielsweise Schulen, Büros, Gastro, Sport und Produktionsgebäude, beispielsweise Werkstätten, Lager, Betriebe, unterteilen. Der Energieverbrauch allgemein und einhergehend der Stromverbrauch ist hierbei stark nutzungsabhängig. Während sich bei Dienstleistungsgebäuden die Verbrauchsfaktoren meist noch anteilig ähnlich derer bei Wohngebäuden verhalten, ist dies bei Produktionsgebäuden nicht der Fall. Dies geht soweit, dass eine Pauschalisierung der Verbrauchsaufschlüsselung nicht möglich ist.

Trotz deutschlandweit bekannter Gesamtverbräuche ist der Energiebedarf in einer Kommune stark von lokalen Gewerbegebieten und einzelnen Großverbrauchern abhängig. Diese sind für eine Simulation individuell abzuschätzen. Die Stromverbrauchsabschätzung ist dabei hauptsächlich produktabhängig und bedarf branchenüblicher Kennzahlen.

Endenergieverbrauch nach Sektoren

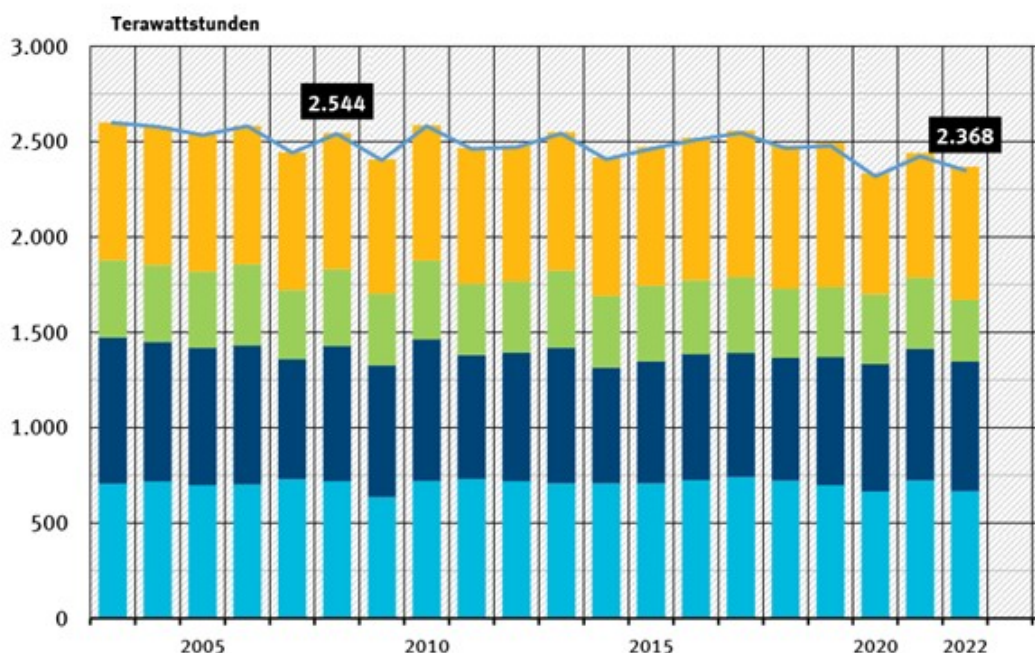


Abbildung 2.3: Endenergieverbrauch nach Sektoren

Elektromobilität

Im Abschnitt Elektromobilität als Verbraucher gilt es den Stromverbrauch durch Elektromobilität, also vorwiegend E-Autos zu bestimmen. Diese kann dann einem bereits bekannten Verbraucher zuzuordnen ist, z.B. einem Einfamilienhaus oder einzeln oder zu mehreren (Bsp. Tankstelle) betrachtet werden. Mögliche Nutzer einer E-Ladesäule sind E-Autos, E-Motorräder und E-Bikes. Um ein einfaches Modell zu erhalten, werden alle Nutzer einer E-Zapfsäule als E-Autos betrachtet, da diese absolut und verbrauchsmäßig der größte Nutzer sind. Für private E-Zapfsäulen bietet es sich an, über gefahrene Kilometer und Verbrauch eine pauschale Abschätzung zu treffen. Pro E-Auto kommt man bei den durchschnittlich gefahrenen 15.000 km pro Jahr auf einen Verbrauch von 2.250 kWh Strom. Bei anderen E-Zapfsäulen ist auch eine Abschätzung in E-Auto-Jahresstromverbräuchen sinnig. Da diese nicht mit einem privaten Speicher interagieren, wie bei privaten E-Zapfsäulen, lassen sich diese einfach zusammenfassen.

Prosumer: Gebäude mit PV/Windkraft/Speicher

Als private Speicher, Windkraft und PV sind hier ebensolche gemeint, die einem WG oder NWG konkret zugeordnet werden können und keine eigenständigen, kommerziellen Anlagen

sind. Diese sind keine eigenen Verbraucher, aber ein Faktor bei der Findung von Verbrauchszahlen von den genutzten WG und NWG als auch der Elektromobilität. Die beschriebenen PV-Anlagen sind für die Simulation hinsichtlich ihrer Höchstleistung, in kWp angegeben, relevant. Bei Einfamilienhäusern liegt diese meist im Bereich von 15-25 kWp, bei Mehrfamilienhäusern von 20 bis zu 40 kWp und im Bereich der NWG bis zu 99 kWp. Da bei NWG häufig große Dachflächen zur Verfügung stehen, werden entsprechend 99 kWp installiert. Aufgrund von gesetzlichen Vorschriften im Rahmen des GEG's sind größer dimensionierte Anlagen die Ausnahme. Windkraft im privaten Bereich ist in den letzten Jahren immer relevanter geworden. Die Stromerzeugung liegt bei bis zu 1 kWh/a pro Haushalt. Da diese sie noch nicht als wirtschaftlich gelten und bei der Stromerzeugung eine nicht-relevante Rolle spielen, wird sie in dieser Simulation nicht betrachtet. Private Stromspeicher werden üblicherweise in Verbindung mit Eigenerzeugung von Strom durch PV installiert. Stand heute besitzen 12% der Haushalte eine PV, jedoch besitzt nur jeder dritte einen dazugehörigen Stromspeicher. Eine Dimensionierung des Speichers erfolgt in Abhängigkeit zur kWp der eigenen PV-Anlage. Eine Faustformel ist hierbei pro 1 kWp Höchstleistung 1kWh Speicher zu dimensionieren. Bei Nutzung der Mittelwerte für die Dimensionierung von PV-Anlagen pro Verbraucher der Faustformel zur Speicherdimensionierung ergeben sich folgende Werte:

Tabelle 2.2: Dimensionierung

Szenario	Einfamilienhaus	Mehrfamilienhaus	NWG
PV [kWp]	20	30	99
Stromspeicher [kWh]	20	30	99

Weitere Verbraucher

Für eine Kommune als Inselnetz gibt es noch zwei weitere Verbraucher, dessen Einfluss in einem Inselnetz geprüft werden muss. Dabei handelt es sich um Eisenbahn, ein Wärmenetz und Straßenbeleuchtung. Die Eisenbahn in Deutschland wird i.d.R. durch das Bahnstromnetz versorgt, dessen Betrachtung außerhalb eines kommunalen Inselnetzes liegen würde. Ein Bahnstromnetz wird daher nicht simuliert. Der letzte zu betrachtende Verbraucher ist die Straßenbeleuchtung. Generell ist diese schwierig zu betrachten, da Verbräuche kommunal stark schwanken. Dies hat damit zu tun, dass die Dichte an Straßenlaternen, als auch die genutzte Technik im Verbrauch starke Unterschiede aufweist. Statistisch liegt der Stromverbrauch der Straßenbeleuchtung bei 40 bis 80 kWh pro Einwohner pro Jahr. Es ist erwähnenswert, dass der Anschluss der Straßenbeleuchtung meist über separate Beleuchtungskabel erfolgt.

Umwandlung in Fernwärme/Power-to-Gas (Wasserstoff)

Die Umwandlung in Wärme und Verteilung durch ein Fernwärmenetz ist eine mögliche Option zur Energieversorgung. Ein solches kann der Simulation beigelegt werden und ist ein Spezialfall. Der Bedarf an Wärmeenergie, welche relevant für die Simulation ist, wenn sie durch Strom erzeugt wird, ist gekoppelt an Endverbraucher, z.B. Einfamilienhäuser. Jedoch bringt ein Fernwärmenetz flexible Speichermöglichkeiten für Erzeugungsspitzen mit sich. So kann das Fernwärmenetz über den Energiebedarf der Endverbraucher erhitzt werden und dabei Energie in Form von Wärme zwischenspeichern. Die Dimensionierung dieses Netzes ist abhängig von der Anzahl der Verbraucher, dessen Wärmebedarf aus oberen Abschnitten bereits bekannt ist. Der Wirkungsgrad liegt bei 80 – 90%. Bei Power-to-Gas handelt es sich um eine ähnliche Methode. Da der Wasserstoff in Speichern, statt in einem Netz gespeichert werden kann, ist die Nutzung flexibler und sogar der Export möglich. Der Strom-zu-Strom-Wirkungsgrad, also inklusive der Umwandlung von Gas-to-Power, liegt bei etwa 70%.

2.1.2 Verbrauchsermittlung auf Basis von Lastkurven

Lastkurven dienen in der Elektrizitätswirtschaft dazu, den prognostizierten Strombedarf für verschiedene Verbraucher im Stromnetz abzuschätzen. Diese Unterscheidung erfolgt zeitlich in 15-Minuten-Schritten. Dazu kommt zusätzlich eine saisonale und tagesbezogene Unterteilung. Die Simulation des Strombedarfs in einem Inselnetz wird für einen diskreten Zeitpunkt benötigt und lässt sich mit Hilfe der Lastkurven beschreiben. Der Bezug und die Verarbeitung der Daten aus zugänglichen Lastprofilen werden zunächst genauer beschrieben. Weitere notwendige Schritte zur Implementierung und Nutzung der Daten bei Zeitschritten unter 15 Minuten. Für die verschiedenen Verbraucher gibt es eine größere Anzahl an unterschiedlichen Lastprofilen. Da der Fokus der Simulation auf Speichertechnologien liegt, ist es sinnvoll, ähnliche Lastkurven zusammenzufassen und auf den Endverbrauch hin zu skalieren. Die Auswahl und Zusammenfassung der vorhandenen Lastkurven kann folgender Tabelle entnommen werden. Als Kriterium für die Nutzung gilt der Anteil in einer Kommune, die auf Basis erneuerbarer Energien ihre Stromversorgung gewährleistet.

Aufgrund ähnlicher Lastkurven von den Lastprofilen G0 bis G6 erfolgt eine vereinfachte Aufteilung des Gewerbes auf die sich deutlich unterscheidenden Lastprofile G4 und G5. G0, G1 und G3 werden dabei in G4 betrachtet und G2 in G5. G6 fällt unter L0. Alle Landwirtschaftsbetriebe sind außerdem pauschal über L0 berücksichtigt. Aufgrund der vereinfachten Annahme, dass alle Haushalte, die ihre Heizenergie über das Stromnetz beziehen, eine Wärmepumpe nutzen, wird W0 mit der Bedingung $W0 \leq H0$ genutzt, da davon ausgegangen wird, dass pro Haushalt maximal eine Wärmepumpe genutzt wird. Es ist anzumerken, dass im Lastprofil H0 der Strombedarf für Raumwärme und Warmwasser nicht berücksichtigt ist. BHKW's stellen als zu simulierendes Objekt eine große Herausforderung dar und werden daher auch nicht

Tabelle 2.3: Liste verfügbare Lastprofile

Bezeichnung	Beschreibung	Nutzung
H0	Haushalt	Ja
G0	Gewerbe allgemein	Nein
G1	Gewerbe werktags 8-18 Uhr	Nein
G2	Gewerbe mit starkem bis überwiegendem Verbrauch in den Abendstunden	Nein
G3	Gewerbe durchlaufend	Nein
G4	Laden/Friseur	Ja
G5	Bäckerei mit Backstube	Ja
G6	Wochenendbetrieb	Nein
L0	Landwirtschaftsbetriebe	Ja
L1	Landwirtschaftsbetriebe mit Milchwirtschaft/Nebenerwerbs-Tierzucht	Nein
L2	Übrige Landwirtschaftsbetriebe	Nein
W0	Wärmepumpen	Ja
N0	Nachtspeicherheizungen	Nein
24h	24h-Band	Nein
T0	Telefonzellen	Nein
A0	Ampelanalgen	Ja
S0	Straßenbeleuchtung	Ja
B1	BHKW mit KWK	Nein
B2	BHKW ohne KWK	Nein

betrachtet. Die Angaben von Lastprofilen erfolgt in 15-Minuten-Schritten in der Einheit Watt als Leistungswerte für den Jahresverbrauch von 1.000kWh. Bei einer Simulationsschrittgröße ab 1 Sekunde sind daher Leistungswerte pro Sekunde notwendig. Es müssen daher zwei Schritte vorgenommen werden. Es bedarf einer Skalierung des Jahresverbrauches pro Einheit und einen „Momentanverbrauch“ für jeden Simulationsschritt. Die Jahresverbräuche wurden im Abschnitt „Verbraucher am Stromnetz“ abgeschätzt und können übernommen werden. Für Landwirtschaftliche- und gewerbliche Verbraucher unterscheidet sich der Verbrauch stark durch Flächen- und Produktionsunterschiede. Daher wurden Schätzfaktoren im Verhältnis zum Haushalt aufgestellt. Die genutzten Faktoren können folgender Tabelle entnommen werden.

Tabelle 2.4: Skalierungsfaktor Lastprofile Jahresverbrauch

Lastprofil	Faktor zum Jahresverbrauch (1000 kW * Faktor)
H0	7*
G4	20
G5	50
L0	30
W0	10*
A0	1
S0	1

*auf Basis des Verhältnisses von EFH und MFH nach Verbrauchswerten aus Tabelle Dimensionierung berechnet

Der Jahresverbrauch einer Straßenlaterne ist bei Nutzung von LEDs bei etwa 168 kWh. Aus Simplifizierungsgründen wird mit dem Faktor 1 gearbeitet, also entspricht eine Einheit einem Zug von 6 Straßenlaternen. Bei Ampelanlagen hängt dies von der Größe und Anzahl Leuchtfelder, als auch der genutzten Technik, ab. Der jährliche Durchschnittsverbrauch liegt bei 1.600 kWh, jedoch sind Ampelanlagen im nicht innerstädtischen Bereich meist weniger in Nutzung und deutlich kleiner. Daher wird mit einem Verbrauch von 1.000 kWh simuliert. Die Anzahl an Einheiten ist nun mit einem weiteren Skalierungsfaktor wählbar. Die Betrachtung vom Strombedarf in 1-Sekunden statt 15-Minuten-Schritten kann durch Interpolation erreicht werden. Hierbei lassen sich alle Werte sekundlich abschätzen, wodurch ein Momentanverbrauch, welcher für die Simulation des Stroms im Netz und der genutzten Speichertechnologien wichtig ist, simulierbar ist. Die Interpolation kann direkt in MatLab/Simulink durch sogenannte Look-Up-Tables durchgeführt werden.

Zur Erstellung von zu importierenden Last- bzw. Gesamtlastprofilen steht ein selbstgebautes Excel-Tool zur Verfügung. Dieses bietet die Möglichkeit, Skalierungs- und Einheitenfaktoren

Gesamtlastprofil												
GLP	Winter			Sommer			Übergangszeit			Skalierungsfaktor Lastprofil	Anzahl Einheiten	
[W]	Samstag	Sonntag	Werktag	Samstag	Sonntag	Werktag	Samstag	Sonntag	Werktag			
0:15	311.677	324.867	280.607	403.852	377.532	361.472	352.475	348.225	319.795	H0	Haushalt	500
0:30	330.572	304.742	256.422	423.643	353.353	325.033	365.507	327.587	288.857	W0	WP	100
0:45	355.172	285.772	235.212	446.572	331.932	291.992	383.027	310.087	260.907	A0	Ampeln	1
1:00	380.120	268.130	217.930	463.762	312.142	265.872	398.756	292.996	239.016	S0	Straßenbeleuchtung	1
1:15	399.472	252.122	206.342	466.971	293.261	248.961	408.906	275.756	225.366	G4	Friseur*	10
1:30	412.120	238.210	199.540	459.490	275.690	239.750	408.465	258.535	217.455	G5	Bäckerei*	20
1:45	417.903	226.013	195.983	445.535	260.315	234.345	405.809	242.949	212.579	L0	Landwirtschaft*	10
2:00	416.472	215.732	194.352	430.097	247.527	229.827	400.789	230.059	208.479	*und ähnliche		
2:15	408.565	207.535	193.725	417.595	236.395	224.625	395.475	221.195	202.685	Skalierungsfaktor bezieht sich auf		
2:30	397.423	200.643	194.313	408.677	232.267	222.127	390.895	215.205	197.995	Viertelstunden-Leistungswerte für den Jahresverbrauch von 1.000 kWh/a		
2:45	386.411	194.991	197.511	403.716	227.936	226.196	387.274	211.074	199.424			
3:00	379.073	190.543	203.313	403.431	225.021	242.301	385.502	207.752	210.402			
3:15	378.466	186.636	213.486	407.204	222.914	272.564	386.325	204.085	233.665			
3:30	383.632	183.242	229.322	414.191	221.341	311.461	389.372	200.042	266.992			
3:45	392.334	180.804	251.904	423.083	220.223	351.113	394.673	196.773	302.113			
4:00	402.831	179.161	283.641	431.884	219.764	384.784	402.933	193.953	337.233			
4:15	413.589	177.889	323.939	440.001	220.131	406.321	413.140	192.270	366.720			
4:30	423.828	177.648	367.978	447.010	220.690	418.050	424.469	191.599	390.589			
4:45	433.347	178.307	408.217	453.116	221.276	424.376	434.521	191.771	409.011			
5:00	442.292	179.262	438.112	458.249	221.069	429.029	442.375	192.655	421.985			
5:15	450.386	180.796	452.636	462.924	220.714	436.374	446.510	194.200	431.280			
5:30	457.817	182.887	458.947	467.366	219.896	447.836	448.171	196.421	440.321			
5:45	465.033	185.883	466.023	472.807	219.897	465.797	449.865	198.825	454.215			
6:00	472.881	189.601	482.921	479.998	221.418	491.398	453.555	202.115	477.825			
6:15	481.841	194.681	516.091	489.099	224.779	525.529	461.335	205.825	513.705			
6:30	492.950	200.390	560.930	501.336	230.466	564.086	474.163	211.143	567.483			

Abbildung 2.4: Excel-Tool zu Erstellung und Skalierung von Gesamtlastprofilen

für die hinterlegten Lastprofile anzupassen. Ein resultierendes Lastprofil wird ausgegeben und kann direkt in entsprechende Look-Up-Tables des Simulationsaufbaus importiert werden.

2.2 Stabilität in Inselnetzen

Ein Zentrales Kriterium bei der Auslegung und dem betrieb von elektrischen Energiesystemen stellt die Stabilität dar. Durch sie wird eine lückenlose und zuverlässige Stromversorgung gewährt. Die Stabilität in Energiesystemen definiert sich daraus, wie ein System auf Störeinflüsse oder Änderungen im Last- oder Erzeugungsverhalten reagiert. Die verschiedenen Stabilitätskriterien lassen sich wie Abbildung 2.5 zeigt in verschiedene Kategorien klassifizieren.

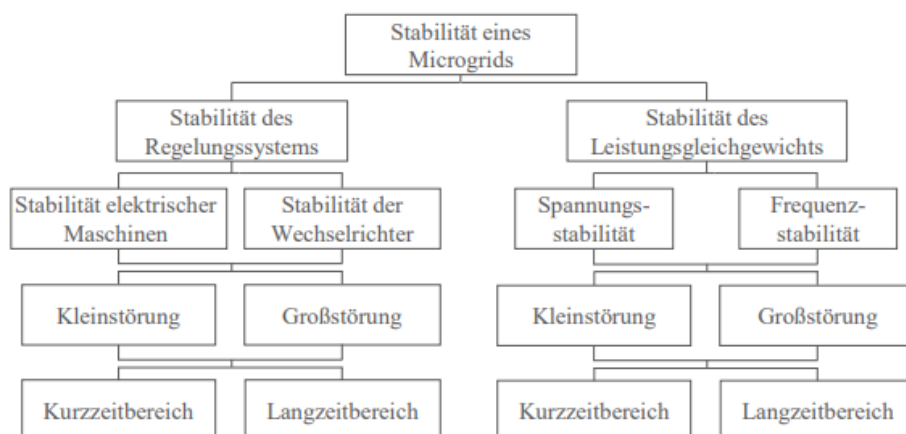


Abbildung 2.5: Klassifizierung der Stabilität in Inselnetzen nach

Grundsätzlich ergeben sich hieraus drei Stabilitätsbetrachtungen, die im Folgenden kurz erläutert werden. Obwohl sich das Modell in Abbildung 2.5 lediglich mit der Frequenzstabilität

beschäftigt, werden der Vollständigkeit halber und für das allgemeine Verständnis auch die anderen beiden Stabilitätskriterien kurz umrissen.

Frequenzstabilität

Die Frequenzstabilität beschreibt Phänomene, welche sich aus der Wirkleistungsbilanz des Netzes ergeben. Die Frequenz hängt direkt mit dem Gleichgewicht aus Erzeugung und Verbrauch von Wirkleistung zusammen, weshalb diese auch ein Maß für die ausgeglichene Bilanz in einem Energiesystem darstellt. Die Arten der Störungen werden hierbei noch in ihre Dauer und ihren Einfluss auf das System kategorisiert. Ein Ausfall einer kleinen Erzeugungsanlage stellt beispielsweise eine Kleinstörung dar, welche durch eine geeignete Regelung der Erzeugungsanlagen auch schnell wieder ausgeglichen werden kann. Ein Kurzschluss stellt wiederum eine Großstörung dar, welche sich bei einem korrekten Verhalten der Schutztechnik schnell auflöst aber auch bei einem ungewollten Verhalten langfristig anhalten kann. Besonders in kleineren Inselnetzen wirken sich der Ausfall einer Erzeugungsanlage stärker aus als in einem großen Verbundnetz mit relativ großer Trägheit. Hinzu kommt die mangelnde Trägheit der Generatoren bei einer Erzeugung aus erneuerbaren Erzeugungsanlagen, welche meistens über Wechselrichter an das Netz gekoppelt sind. [1] Zudem besteht in Inselnetzen durch die geringe Ausdehnung eine hohes R/X-Verhältnis, welches zu einer Kopplung zwischen Spannungs- und Frequenzstabilität führt. Denn eine Spannungsänderung an der Erzeugungsanlage wirkt sich unmittelbar auf den Verbraucher aus, welcher durch die geringere Spannung zusätzlich eine geringere Leistung abruft. [2]

Spannungsstabilität

Die Spannungsstabilität beschreibt das Verhalten der Spannungen in allen Knoten des Netzes und ist im wesentlichen von der Blindleistungsbilanz abhängig. In Inselnetzen spielt diese aber meistens eine untergeordnete Rolle, da der Blindleistungsbedarf aufgrund der geringen Ausdehnung und damit verbundenen kleinen Übertragungsleitungen relativ gering ausfällt. Viel wichtiger ist hier die richtige Aufteilung der Blindleistungserzeugung auf die Erzeugungsanlagen, da bei unvorteilhafter Aufteilung hohe Blindströme fließen, welche sich wiederum auf die Spannungsstabilität auswirken. Falls die Erzeugungsanlagen einen erhöhten Blindleistungsbedarf durch z.B. eine Störung nicht ausregeln, wirkt sich dies besonders stark auf die Spannung im Netz aus. Jedoch wird der Spannungsstabilität aufgrund des begrenzten Umfangs in den folgenden Modellen keine Betrachtung geschenkt.

Regelungssysteme

Durch die hohe Dezentralität der Erzeugungsanlagen und dem Verzicht auf große Kraftwerke ist eine optimale Regelung der Erzeugungsanlagen unter Betrachtung der oben genannten Kriterien notwendig. Elektrische Maschinen bilden durch ihre Massenträgheit eine gewisse Trägheit in der Auswirkung von Störungen oder Disbalancen und stabilisieren das Netz somit

von selbst. In Wechselrichtergeführten Netzen können sich besonders durch die Schaltfrequenzen der Leistungselektronik gegenseitige Beeinflussungen der Erzeugungsanlagen bilden. Daher stellt die Regelung dieser System eine besondere Herausforderung dar. Die Regelung des System wird jedoch aufgrund der oberflächlichen Betrachtung ebenfalls im weiteren Verlauf vernachlässigt.

2.3 Speichertechnologien in Inselnetzen

2.3.1 Gründe für den Einsatz von Speichern in Inselnetzen

Für diese Projektarbeit soll ein autarkes Inselnetz mit regenerativer Energieerzeugung modelliert und simuliert werden. Aus verschiedenen Gründen, welche im Folgenden genauer erläutert werden sollen, ist der Einsatz von Speichertechnologien für die Umsetzung eines solchen Inselnetzes zwingend notwendig.

Grundlegend ist eine lückenlose Energieversorgung innerhalb eines Netzes nur möglich wenn nahezu gleich viel Energie in das Netz eingespeist und abgenommen wird. Entscheidende Parameter für die Regelung der Energieerzeugung sind dabei vor Allem die Netzfrequenz und -spannung. Das deutsche Verbundnetz ist dafür in vier Regelzonen unterteilt, welche wiederum in verschiedene Bilanzkreise unterteilt sind. Innerhalb dieser Bilanzkreise wird anhand von Voraussagen für den nächsten Tag versucht eingespeiste und entnommene Leistung auszuregeln. Durch den schwankenden Leistungsbedarf sind Abweichungen hier allerdings die Regel. Bei der Betrachtung eines regenerativen Inselnetzes kommt die volatile Natur von regenerativen Energieerzeugern als weiterer Faktor hinzu und erschwert eine korrekte Voraussage enorm. Diese Abweichungen der tatsächlich benötigten Leistung von der bereitgestellten führen zu Frequenzschwankungen welche sich wiederum negativ auf die Netzstabilität auswirken. Zum Ausgleich dieser Schwankungen muss Regelenergie zur Verfügung gestellt werden.

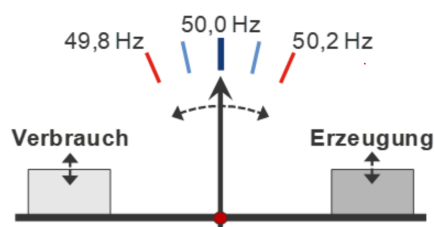


Abbildung 2.6: Frequenzschwankungen durch Ungleichgewicht von erzeugter und verbrauchter Leistung [3]

Die benötigte Energie ist dabei unterteilt in Momentanreserve, Primärreserve, Sekundärreserve und Tertiärreserve. Die Momentanreserve, welche geringe Frequenzabweichung direkt

ausgleichen soll, wird im deutschen Verbundnetz durch die Schwungmasse der Kraftwerks-Synchronmaschinen bereit gestellt. Die Primärreserve hingegen greift erst ab einer Abweichung von 20 mHz und muss nach spätestens 30 Sekunden sowie für mindestens 15 Minuten vollständig zur Verfügung stehen. Hierfür werden heute schon zunehmend Batteriespeicher eingesetzt. Zusätzlich wird nach 30 Sekunden die Sekundärregelleistung bereit gestellt, welche für eine Stunde verfügbar sein muss. Nach 15 Minuten wird diese dann von der Tertiärregelreserve abgelöst, welche ebenfalls für eine Stunde verfügbar sein muss. Die beiden letzten Regelenergie-Kategorien werden in aller Regel von Kraftwerken in Teillast oder Kraftwerken mit kurzen Anfahrzeiten erzeugt. Zuletzt werden einzelne Netzabschnitte vom Netz getrennt um einen Zusammenbruch des Bilanzkreises zu vermeiden. Dieses Vorgehen bleibt allerdings die äußerste Maßnahme und soll in aller Regel vermieden werden.

Für ein Inselnetz besteht nicht die Möglichkeit Teilnetze abzutrennen. Im schlimmsten Fall müssen einzelne Verbraucher und Erzeuger vom Netz getrennt werden um einen stabilen Betrieb zu sichern. Um das weitestgehend zu vermeiden, ist eine Überdimensionierung von Erzeugern und Speichern meist das Mittel der Wahl. Große Speicher zur Primärreserve bilden dabei einen wichtigen Grundpfeiler, wobei gerade Batteriespeicher auf Grund ihres schnellen Regelverhaltens in Frage kommen [4].

Zusätzlich sollen hier neben der klassischen Regelreserve der Vollständigkeit halber die Regelleistungsprodukte Enhanced Frequency Response (EFR) und Virtuelle Schwungmasse (VSM) erwähnt werden. Diese sind zwar noch nicht in den deutschen Markt integriert, könnten aber in der Zukunft eine wichtige Rolle spielen.

EFR setzt dabei schon vor der Primärreserve ein und stellt die volle Regelenergie ab spätestens 1 Sekunde bereit. Damit füllt EFR die Lücke die durch die fehlenden großen Synchronmaschinen entsteht und wird z.B. bereits vom größten britischen Netzbetreiber eingesetzt. Durch die hohen Anforderungen an die Einschaltzeiten bieten sich auch für diesen Einsatz vor allem Lithium-Ionen-Batterien an [5].

Beim Prinzip der VSM wird versucht die Frequenzstabilität zu verbessern indem Speicher an das Netz angeschlossen werden die im Wesentlichen das Trägheitsverhalten von mechanischen Schwungmassen in Generatoren imitieren. Gerade kleiner Inselnetzen welche vor allem durch regenerative Energien betrieben werden könnten hierdurch profitieren. Auf Grund des kontinuierlichen Energieaustausches mit dem Netz bieten sich für die Umsetzung von VSM-Anlagen vor allem Speicher mit hoher Lebensdauer und Zyklenzahl an [6].

2.3.2 Rahmenbedingung und Bestimmungen

In Deutschland sind die Übertragungsnetzbetreiber dafür verantwortlich die Frequenz innerhalb ihrer Regelzone auf möglichst 50 Hz zu halten. Dafür stehen Ihnen die oben genannten

Regelreserveprodukte zur Verfügung, welche von unterschiedlichen Teilnehmern des Regelreservemarktes bereit gestellt werden können. Die verschiedenen Übertragungsnetzbetreiber kooperieren dabei im Netzregelverbund, welcher ein Konzept darstellt, die Vorhaltung von Regelreserve technisch und wirtschaftlich zu optimieren. In Zukunft ist ein solches, stark koordiniertes Vorgehen auch auf zentraleuropäischer Ebene geplant.

Im Folgenden sollen die Anforderungen und Bestimmungen zu den einzelnen in Deutschland zugelassenen Regelreserveprodukten zusammengefasst werden.

- Primärreserve oder Frequency Containment Reserve (FCR) ist darauf ausgelegt die Netzfrequenz möglichst schnell zu stabilisieren. Dafür wird die FCR proportional zur Abweichung der Frequenz von ihrem Sollwert geregelt. Sie wird automatisch bei Abweichungen über 10 mHz aktiviert und soll spätestens nach 30 Sekunden vollständig zur Verfügung stehen.
- Sekundärreserve oder automatic Frequency Restoration Reserves (aFRR) löst die Primärreserve ab indem sie die Frequenzabweichung vollständig ausgleicht. Die aFRR ist dafür als Proportional-Integral-Regelung umgesetzt und ist nicht nur abhängig von der Netzfrequenzabweichung sondern zusätzlich vom Leistungsaustausch zwischen den Bilanzkreisen.
- Tertiärreserve oder manual Frequency Restoration Reserve (mFRR) löst die aFRR bei länger anhaltenden Störungen ab. Sie ist daher nicht automatisch aktiviert und muss erst innerhalb von 15 Minuten vollständig aktivierbar sein.

Zusätzlich sind in [7] folgende FCR-spezifischen Anforderungen genannt:

- „ a die FCR-Aktivierung darf nicht künstlich verzögert werden und muss nach einer Frequenzabweichung so bald wie möglich beginnen;
- b im Falle einer Frequenzabweichung von mindestens 200 mHz sind spätestens nach 15 Sekunden mindestens 50 % der vollständigen FCR-Kapazität bereitzustellen;
- c im Falle einer Frequenzabweichung von mindestens 200 mHz sind spätestens nach 30 Sekunden 100 % der vollständigen FCR-Kapazität bereitzustellen;
- d im Falle einer Frequenzabweichung von mindestens 200 mHz muss die Aktivierung der vollständigen FCR-Kapazität im Intervall von 15 bis 30 Sekunden mindestens linear ansteigen, und
- e im Falle einer Frequenzabweichung von weniger als 200 mHz muss die entsprechende aktivierte FCR-Kapazität mindestens proportional zu dem unter den Buchstaben a bis d genannten gleichen Zeitverhalten sein.“

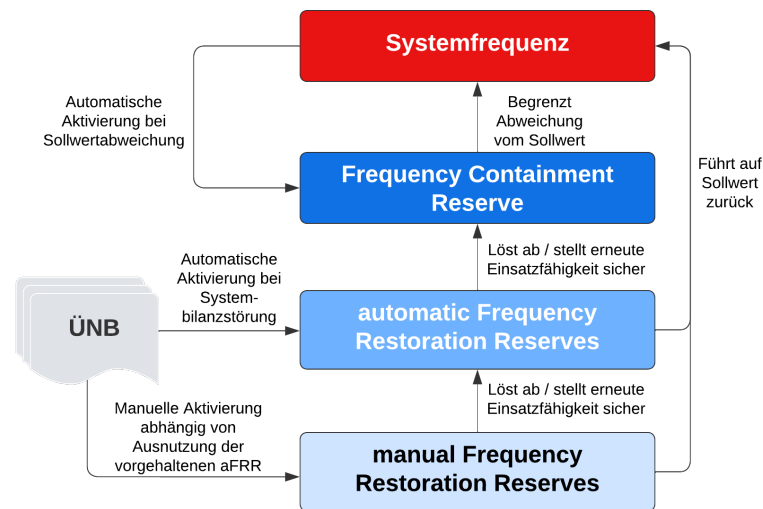


Abbildung 2.7: Überblick über die verschiedenen Regelreserveprodukte aus [3]

2.3.3 Betriebsstrategien zu Batteriespeichern

Für die Modelle und Simulationen in dieser Projektarbeit werden von den, im letzten Paragraphen beschriebenen Regelreserveprodukten im Wesentlichen zwei genauer betrachtet. Einerseits die Primärreserve oder FCR und andererseits die EFR, die zwar bisher von deutschen Übertragungsnetzbetreibern nicht genutzt wird aber gerade für ein Inselnetz wie das hier geplante, eindeutige Vorteile bietet.

Betrachtet man die Anforderungen an diese beide Methoden der Regelleistungsbereitstellung, so kommen vor allem Batteriespeicher und insbesondere Lithium-Ionen-Batterien für eine Auswahl der Speichertechnologien in Frage. Im Folgenden sollen verschiedene Methoden zur Umsetzung von FCR- und EFR-Speichern mit Hilfe von Batteriespeichern diskutiert und vorgestellt werden.

Beim Betrieb von Batteriespeichern zur Bereitstellung von Regelleistung ist der limitierende Faktor der Kapazitäten zu bedenken. Durch den so genannten State of Charge (SOC) kann ausgedrückt werden, wie viel Prozent ihrer Kapazität einer Batterie noch zur Verfügung stehen. Um möglichst zu jedem Zeitpunkt die Anforderungen an die PCR oder EFR erfüllen zu können ist eine intelligente SOC-Steuerung daher unerlässlich.

Abbildung 2.8 zeigt den vorgegebenen Verlauf der Leistungsbereitstellung für PCR-Produkte. Im letzten Paragraphen wurde bereits beschrieben, dass hierbei ein proportionaler Verlauf zur Frequenzabweichung gefordert ist, sobald die Abweichung einen gewissen Grenzwert überschreitet. Bei einer reinen Umsetzung dieser Kurve mit Hilfe von Batterien, würde unweigerlich, ein Ungleichgewicht von Frequenzerhöhungen und Frequenzeinbrüchen dazu

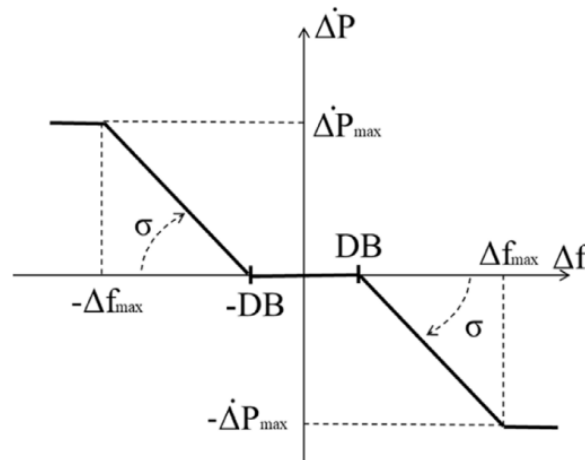


Abbildung 2.8: Vorgabe der Leistungskurve für PCR-Bereitstellung aus [8, Kap. 3]

führen, dass die Batteriespeicher irgendwann keine Leistung mehr zur Verfügung stellen können.

Um das zu vermeiden wird in [8] unter anderem eine sogenannte Dead band strategy beschrieben. Der Grundgedanke sieht vor, dass ein Ziel-SOC von z.B. 50 % festgelegt wird und anschließend während Phasen mit Frequenzabweichung innerhalb der Grenzwerte Leistung ausgetauscht werden kann, um den optimalen SOC zu erreichen. Die maximale Leistung die dabei genutzt werden darf, ist in Deutschland beschränkt. So darf über 50 Hz keine Leistungsabgabe mehr erfolgen und unter 50 Hz keine Leistungsaufnahme, sofern allerdings innerhalb des Totbandes dem linearen Verlauf der Leistungskurve gefolgt wird, ist ein Leistungsaustausch zulässig [9].

Abbildung 2.9 zeigt ein Flussdiagramm zur Ausnutzung des Totbandes. Ein Nachteil dieser Methode bleibt allerdings, dass nur bei geringen Abweichungen der Netzfrequenz und nur mit begrenzter Geschwindigkeit der Ziel-SOC hergestellt werden kann. Eine Überdimensionierung des Speichers, um auch bei längeren Störungen Regelleistung bereitstellen zu können, bleibt also erforderlich. Für das dreiphasige Modell dieser Projektarbeit soll diese Methode umgesetzt werden. Das Vorgehen dafür wird in Kapitel 4.3 erläutert.

Ein weiterer Ansatz ist die Festlegung von Leistungssollwerten in Abhängigkeit vom aktuellen SOC. Für dieses Vorgehen wird die Leistungskurve der Droop-Control um den Leistungssollwert ΔP_{SOC} nach oben oder nach unten erweitert je nachdem ob der SOC unter oder über dem festgelegten Zielwert liegt.

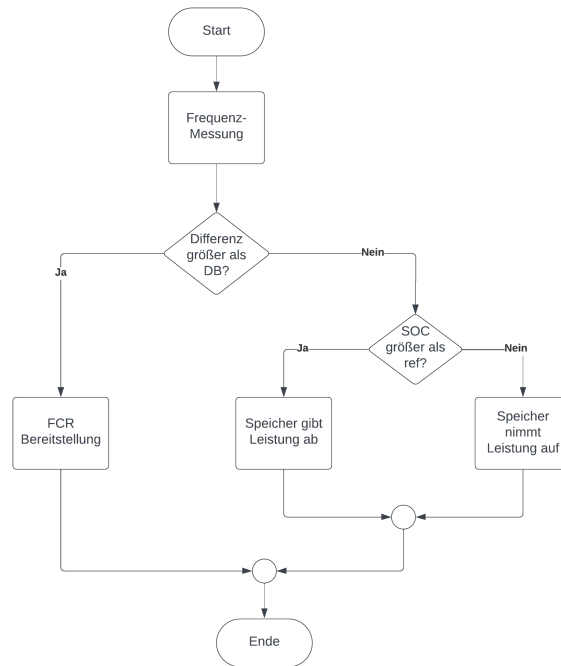


Abbildung 2.9: Flussdiagramm zur Deadband-Strategie nach [8]

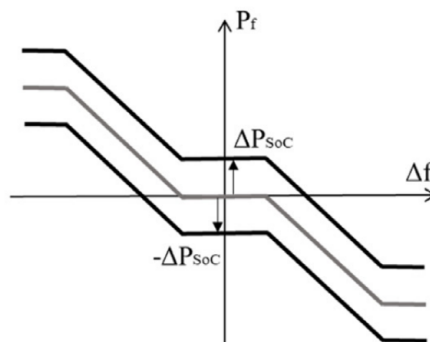


Abbildung 2.10: SOC-Wiederherstellung mit Leistungssollwerten aus [8]

Abbildung 2.10 zeigt den resultierenden Leistungsverlauf. Dabei muss die maximale Leistungsaufnahme bzw. -abgabe der Batterie berücksichtigt werden und die Vorgaben der Übertragungsnetzbetreiber müssen eingehalten werden. Ein sehr ähnlicher Ansatz wird auch in [5] für den EFR-Einsatz genutzt. Dort wird allerdings noch einmal hervorgehoben, dass ein starrer Ziel-SOC von z.B. exakt 50 % die Anzahl der Lade- bzw. Entladezyklen erhöht und sich damit negativ auf die Lebensdauer der Batterien auswirkt. Für die praktische Umsetzung sollte also ein SOC-Bereich von z.B. 45 % bis 55 % angestrebt werden.

3 Stand der Technik

Bei der Simulation des Inselnetzes liegt der Fokus hinsichtlich des Stands der Technik insbesondere auf zwei Gebieten. Zum einen handelt es sich um Inselnetze als Ganzes. Dabei werden verschiedene Fragen beantwortet, u.a. welche Inselnetze in der Realität existieren oder existierten und warum dies so ist. Zum anderen werden potentielle Speicherarten betrachtet und auf das zu simulierende Inselnetz bezogen analysiert. Ziel ist es, eine technisch und wirtschaftlich realistische Betrachtung zu ermöglichen.

3.1 Inselnetze

Als Inselnetz, auch autonomes Netz genannt, wird ein Stromnetz bezeichnet, welches nur ein kleines Gebiet versorgt und keinen Anschluss an andere Stromnetze besitzt. Es stellt das Gegenstück zum Verbundnetz dar, welches aus mehreren kleinen, synchronisierten Netzen besteht[10]. Es gibt verschiedene Gründe, ein Inselnetz aufzubauen. Häufige Anlässe, ein Inselnetz aufzubauen, bestehen in der geographischen isolierten Position oder politischen Lagen von Gebieten, für die eine Stromversorgung aufrechterhalten werden soll. Historische Beispiele hierfür sind die Nordseeinsel Helgoland, welche bis 2009 durch Dieselsingeneratoren Strom ihre Stromversorgung sicherstellte[11] und West-Berlin, dessen externe Stromversorgung durch die Blockade der sowjetischen Besatzungszone 1948 binnen vier Tagen vollständig gekappt wurde[12]. Auch heutzutage gibt es noch Inselnetze, beispielsweise das der 30.000-Einwohner Stadt Fairbanks im US-Bundesstaat Alaska[13] oder der Färöer-Inseln[14]. Letzteres ist für den Aufbau des Netzes der fiktiven Kommune von größter Relevanz, da dieses momentan entwickelt wird, um eine Stromversorgung mit ausschließlich erneuerbaren Energien zu ermöglichen[15]. Dabei ist das Ziel Wind als primäre Energiequelle zu nutzen, was auch für das vorliegende Projekt zutrifft. Bei einer Einwohnerzahl von 54.000[16] und dazugehöriger Industrie und Infrastruktur liegt ein höherer Strombedarf als für dieses Projekt vor, jedoch bewegt dieser sich voraussichtlich in einer ähnlichen Größenordnung, sodass der Aufbau, untersuchte Parameter und tiefere Analysen für das fiktive Projekt relevant sind. Weitere Inselnetze werden für beispielsweise für Flugzeuge, Schiffe oder sensible Infrastruktur, wie Krankenhäuser oder militärische Einrichtungen, betrieben. Diese werden nicht weiter betrachtet. Ein Inselnetz einer Kommune kann vom Aufbau generell leicht skizziert

werden. Es besteht im vorliegenden Fall aus einem Verteilverbund aus Stromerzeugern und -verbrauchern, als auch Speichersystemen. Das Netz wird durch verschiedene technische Geräte, beispielsweise Trafos, und einer Regelung gestützt.

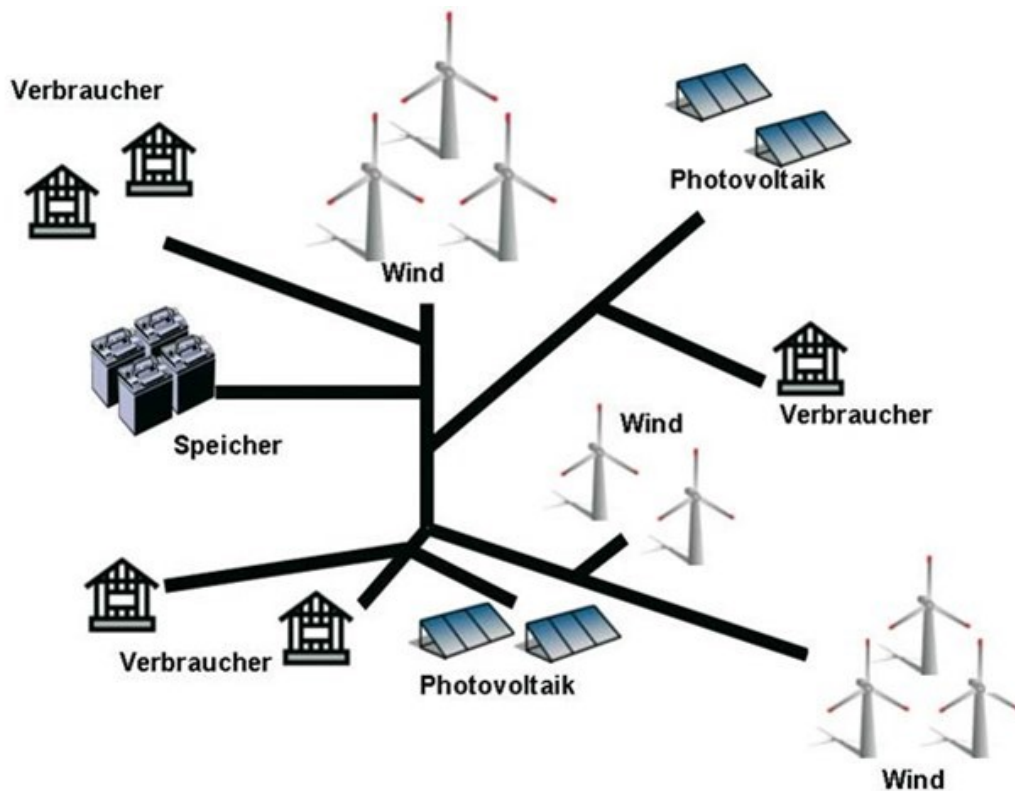


Abbildung 3.1: Skizze Inselnetz

Zu den regenerativen Stromerzeugern, welche genutzt werden können, zählen Windkraft, wobei zwischen On- und Off-Shore unterschieden wird, Photovoltaik, Wasserkraft und Geothermie. Die Auswahl der Stromerzeuger nach den lokalen Gegebenheiten. Auf den Färöer-Inseln bietet sich aufgrund der Lage insbesondere Windkraft, sowohl On-Shore als auch Off-Shore, an. Darüber hinaus wurde die Nutzung von Wasserkraft in Form von Gezeitenkraftwerken geprüft[15]. Auch Geothermie und Photovoltaik spielen eine Rolle. Für deutsche Kommunen sind diese Stromerzeuger auch relevant, wobei sich geothermische Kraftwerke ausschließlich in Süddeutschland finden lassen. Die Stromverbraucher setzen sich auf kommunaler Ebene aus einer Mischung aus Wohn- und Nichtwohngebäuden als auch gegebenenfalls industrieller Abnehmer zusammen. Als Speichersysteme kommen z. B. Batterien in Frage. In der Praxis werden häufig Lithium-Ionen oder Redox-Flow-Batterien genutzt. Solche Speicher, insbesondere auf Gebäudeebene, können diese zu sogenannten Prosumern machen und schon heute ein relevanter Faktor bei der Netzregelung sein. Darüber hinaus fallen Wärme-, Druckluftspeicher, Pumpspeicherwerke und die Zwischenlagerung als Wasserstoff unter nutzbare Speichersysteme bei Nutzung erneuerbarer Energien. Zur

kurzzeitigen Speicherung von Strom zur Netzstabilität ist außerdem die Nutzung von Spulen, Kondensatoren oder Schwungmassenspeichern möglich. Inselnetze haben im Vergleich zu Verbundnetzen eine Reihe von Vor- und Nachteilen. Sie können autonom operieren und unterliegen einer lokalen Kontrolle. Dadurch wird die Anpassung der Energieproduktion und -verteilung an die Bedürfnisse der Verbraucher einfacher. Außerdem sind Transportverluste und die Komplexität des Systems deutlich geringer als bei Verbundnetzen. Dagegen steigen die Stromerzeugungskosten, was die Wirtschaftlichkeit des Inselnetzes erschwert. Ein weiterer Nachteil ist, dass eine Kommune oder Inselgruppe über geographisch begrenzte Ressourcen verfügt. Erneuerbare Energien, beispielsweise Photovoltaik und Windkraft, sind limitiert einsetzbar und volatil gegenüber Wetterschwankungen. Bei anhaltender Dunkelflaute oder einer Beschädigung des Inselnetzes ist die Versorgungssicherheit eines Solchen, wie dem der Färöer-Inseln, unmittelbar gefährdet. Insgesamt sind solche Inselnetze meist darauf ausgelegt, einen Überschuss an elektrischer Energie zu produzieren. Für das Stromnetz der Färöer-Inseln wurde 2021 berechnet, dass für die Tagesproduktion an Strom Kapazitäten von 224

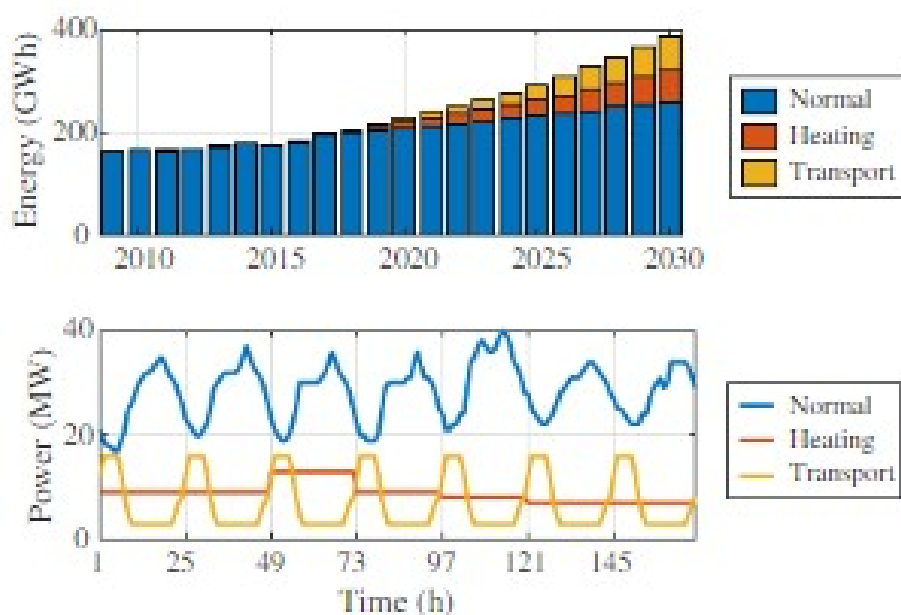


Abbildung 3.2: Stromprognose und Lastverläufe Färöer-Inseln, Stand 2021[15]

In solchen Prognosen ist es außerdem wichtig, Prognosen des Strombedarfs für mehrere Jahre in die Zukunft zu berücksichtigen (s. Abbildung 2). Die Lastverläufe sind außerdem in Kombination mit fluktuierender Stromerzeugung von hoher Relevanz für Regelung und Speicher. Dabei ist eine wochenbezogene Betrachtung üblich.

3.2 Speicher

Die Speicherung von Strom spielt in der Simulation eine zentrale Rolle. Um den Aufbau von realistischen Speichersystemen im fiktiven Inselnetz zu ermöglichen, ist ein Blick auf den Stand der Technik solcher Speichertechnologie notwendig. Im Fokus stehen dabei Be- und Entladeverhalten von genutzten Batterien, da deren Verhalten fundamental für Be- und Entladestrategien ist. Außerdem werden weitere Speichertechnologien genauer betrachtet, um den Nutzen ihres Einsatzes in der Simulation abzuschätzen. Eine Gegenüberstellung dieser Technologien nach heutigem Stand von Ausspeicherdauer zu Speicherkapazität in logarithmischer Skalierung kann nachfolgender Abbildung entnommen werden.

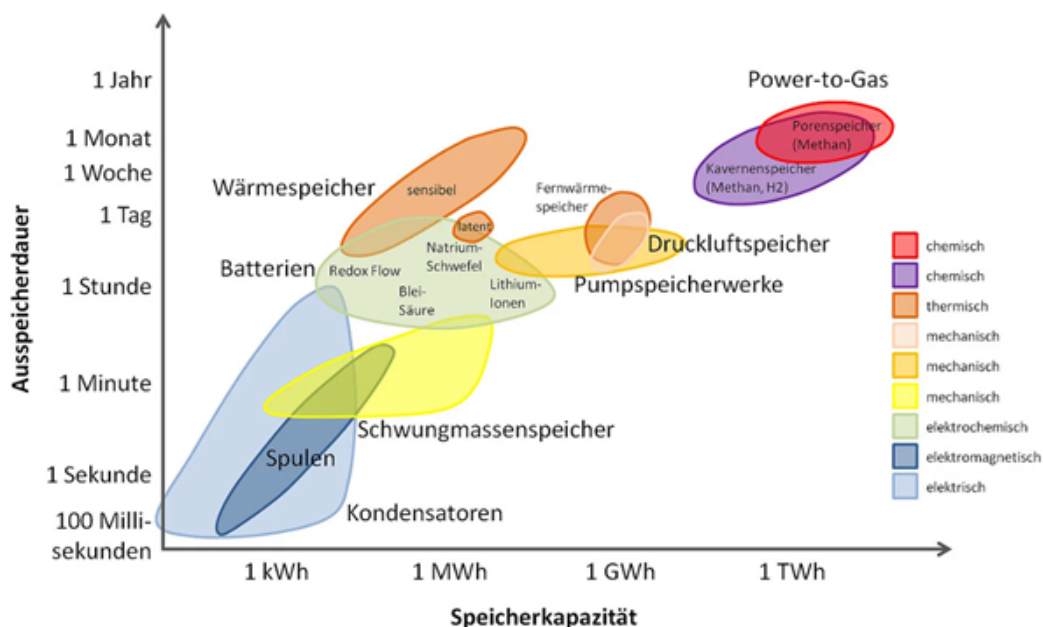


Abbildung 3.3: Speichertechnologien Übersicht

Batteriespeicher gehören zu den am häufigsten genutzten Speicherformen für Inselnetze. Eine genauere Betrachtung der verschiedenen Batterietypen nach ihrem Stand der Technik bietet sich an. Relevant sind dabei insbesondere der Wirkungsgrad, die Lebens- bzw. Zyklenlebensdauer, der Temperaturbereich in welchem die Batterien arbeiten können und die Kosten.

*grobe Schätzung

Unter Betrachtung der verglichenen Eigenschaften von genutzter Batteriespeicher die meisten betrachteten Technologien aus der Auswahl für ein Inselnetz heraus. Blei-Säure-Batterien sind für die benötigte Speicherkapazität unwirtschaftlich. Nickel-Metallhydrid-Batterien sind über alle Eigenschaften hinweg Lithium-Ionen-Batterien unterlegen und werden durch ebendiese momentan ersetzt. Da Natrium-Ionen-Batterien eine deutlich geringere Energiedichte

Tabelle 3.1: Gegenüberstellung Batteriespeicher Stand der Technik

Batterietyp	Energie- dichte [Wh/kg]	Wirkungs- grad [%]	Lebensdau- er [Jahre]	Zyklenlebens- dauer [-]	Temperatur- bereich [°C]	Kosten [€/kWh]
Blei-Säure	25-40	80-90	3-12	50-2.000	-20 bis +50	100-300
Lithium- Ionen	70-260	90-95	Bis zu 15	>2.000	0 bis +40	92
Natrium- Ionen	140-160	90	k.A.	>50.000	-20 bis +45	60[17]
Nickel- Metallhydrid	80	70-90	Bis zu 10	500 (i.L.)	Über 0°C	150 – 300*
Natrium- Schwefel	218	75-85	Ca. 10	2.500 (i.L.)	+300 bis +350	200 – 400*
Redox-Flow (Vanadium)	10-85	70-80	>15	>15.000	0 bis +40	200 – 500*

haben, eignen sie sich als stationäre Batterie-Speicherkraftwerke nicht für Wind- und Solar-energie nicht. Bei Natrium-Schwefel-Batterien liegt bei der vorliegenden Anwendung das Hauptproblem im nutzbaren Temperaturfenster. Die hohen Temperaturen von 300 bis 350°C müssen gehalten werden, wodurch sie als Speicher bisher nur für Großspeicher zur Netzstabilisierung Anwendung gefunden haben. Als realisierbare Speicher bleiben Lithium-Ionen- und Redox-Flow-Batterien übrig. Eine tiefere Analyse folgt.

3.2.1 Lithium-Ionen-Batterien

Bei Lithium-Ionen-Batterien handelt es sich um die am häufigsten genutzte Art von Batteriespeichern. Dabei können diese sowohl als kleine stationäre Speicher mit einstelliger kWh-Kapazität in Prosumern, beispielsweise Haushalten mit PV-Anlage, oder als Großspeicher im Kapazitätsbereich von mehreren MWh genutzt werden. Lithium-Ionen-Batterien erreichen mit bis zu 95 % den höchsten Wirkungsgrad unter allen serienmäßigen Speicherarten. Darüber hinaus haben sie mit bis zu 260 Wh/kg auch die höchste Energiedichte. Die Lebensdauer von bis zu 15 Jahren und bis zu über 2.000 Zyklen ist vergleichsweise durchschnittlich. Das Operationsfenster von 0 bis 40°C ist befindet sich über den Großteil des Jahres im Rahmen der Außentemperaturen in Deutschland. Die Selbstentladung pro Monat bei 20°C liegt bei etwa 4 % [18]. Risiken bei Lithium-Ionen-Batterien liegen bei Fehlfunktionen der Lade-/Entladeelektronik oder durch Überhitzung. Resultierend können Feuer entstehen, deren Löschung mit herkömmlichem Löschmittel für die Feuerwehr schwierig ist. Anwendungsbeispiele für Lithium-Ionen-Batterien als Großspeicher sind 6 und 18 MWh auf Jeju

Island, Südkorea oder in der Automobilindustrie die Tesla-Batterie. Der Marktanteil liegt von Lithium-Ionen-Batterien liegt bei über 95%. Perspektivisch könnten Lithium-Ionen-Batterien von Natrium-Ionen-Batterien abgelöst werden. Diese sind aber bisher defizitär hinsichtlich ihrer Energiedichte, jedoch prinzipiell günstiger und thermisch robuster.

3.2.2 Redox-Flow-Batterien

Der Aufbau einer Redox-Flow-Batterie besteht aus mindestens zwei Halbzellen. Dies ermöglicht verschiedene Materialpaarungen. Mögliche Materialpaarungen sind u. a. Vanadium-/Vanadium, Chrom/Eisen oder Zink/Bromid. Da die Auswahl der Materialpaarung einen wesentlichen Einfluss auf die Energiedichte hat, hat sich als meistverbreitete Technologie Vanadium/Vanadium durchgesetzt. Der Wirkungsgrad von Redox-Flow-Batterien liegt bei 80 %, wird jedoch durch Verluste beim Pumpvorgang des Elektrolyts mit 70 bis 75% erhöht. Bei einer Energiedichte von bis zu 85 Wh/kg bei einer Vanadium/Vanadium-Materialpaarung liegt diese deutlich unter den Lithium-Ionen-Batterien. Die Lebensdauer einer Batterie kann 15 Jahre und 15.000 Zyklen überschreiten. Das Operationsfenster liegt bei 0 bis 40°C und entspricht dem der Lithium-Ionen-Batterie[18]. Die Selbstentladung pro Monat bei 20°C liegt bei unter 1 % und ist damit marginal. Neben der geringeren Energiedichte der Batterien, welche mit einem größeren Platzbedarf im stationären Betrieb eingehen, haben Redox-Flow-Batterien einen Faktor der finanziellen Ungewissheit in der Herstellung. Dies liegt daran, dass die effizienteste Materialpaarung aus Vanadium besteht, welches als kritischer Rohstoff gilt und starken Preisschwankungen unterliegt[19]. Die Technologie der Redox-Flow-Batterien ist weniger gut erforscht als die der Lithium-Ionen-Batterien und wird aktuell stärker erforscht, da größeres Potential für Verbesserungen vermutet wird. Bereits 2020 wurde an der University of South California eine Anthrachinondisulfonsäure/Eisensulfat-Materialpaarung genutzt, mit der Kosten von 54 €/kWh[20] erzielt werden konnten. Damit liegt man im Kostenbereich von Natrium-Ionen-Batterien und unter Lithium-Ionen-Batterien. Langfristig ist eine kommerzielle Nutzung von Redox-Flow-Batterien als Großspeicher denkbar. Ein Pionierprojekt in der Wirtschaft stellt der Bau eines 500 MWh-Redox-Flow-Speichers der LEAG in Boxberg dar. Bei diesem Projekt handelt es sich bisher allerdings nur um eine Planung, die bis 2027 umgesetzt werden soll[21].

3.2.3 Aufbau von stationären Batteriespeichersystemen

In einem kommunalen Inselnetz werden häufig ein oder mehrere stationäre Batteriespeichersysteme genutzt. In dem hier betrachteten Kapazitätsbereich von mehreren MW spricht

man von Großspeichern. Im Zuge der Energiewende haben sich Schwerpunkte des Anforderungsprofils solcher Batteriegrö speicher verändert. Wichtige Eigenschaften stellen dabei die Reaktionsgeschwindigkeit, Flexibilität und Zuverlässigkeit solcher Systeme dar.

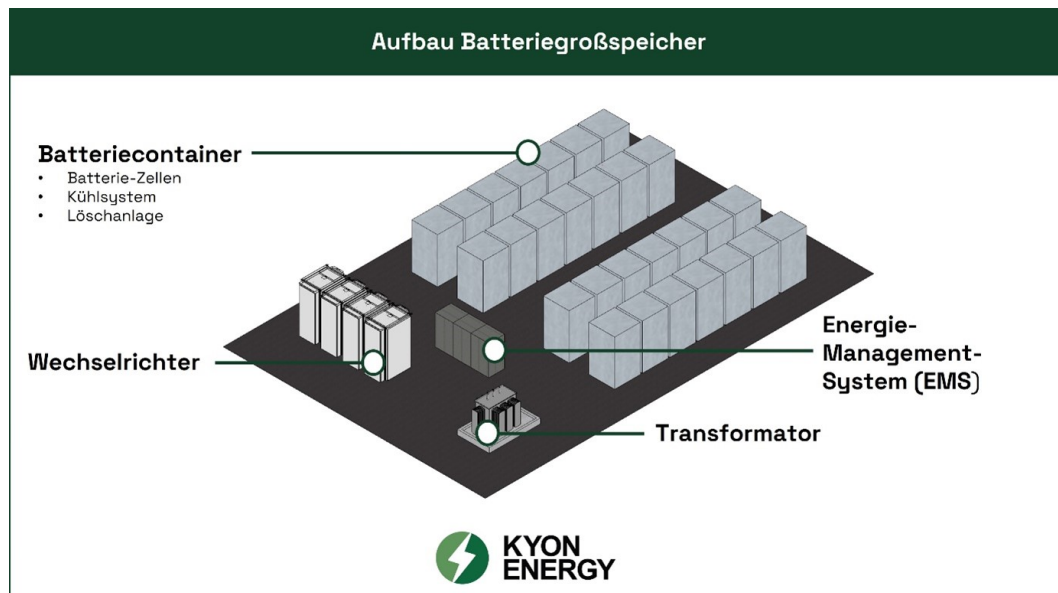


Abbildung 3.4: Batterispeichersystem Aufbau

Ausgangspunkt des Speichers sind die Batteriezellen in einem Container. Um die technischen und gesetzlichen Anforderungen zu erfüllen, besitzt jeder Batteriecontainer ein K hlssystem für die Nutzung und eine Löschanlage für den Brandfall. Diese Batteriecontainer können flexibel skaliert werden, also an die Bedürfnisse des Stromnetzes angepasst werden. Im Vergleich zu anderen Industrien wie z.B. der Automobilindustrie, spielt die Energiedichte eine geringere Rolle, als reine Materialkosten. Daher werden häufig billigere Zellen aus Lithium-Eisen-Phosphat (LFP), der Alternative mit hoher Energiedichte aus Lithium-Nickel-Mangan-Cobalt (NMC), vorgezogen.

Tabelle 3.2: Auswahl Batteriezellen Gr speicher[22]

	LFP	NMC	Redox Flow	Redox Flow (Vanadium-Vanadium)
Energiedichte [Wh/kg]	230-260	130-200	10-85	85
Kosten [�/kWh]	150-250	100-200	200-500*	300-500*

* grobe Schätzung

Da Batterien im Gleichstrom betrieben werden, wird das Batteriesystem durch Wechselrichter vom Netz getrennt. Wenn die vorliegenden Energiemengen entsprechend groß sind, bedarf es außerdem eines Transformators, welcher den Strom von der Niederspannungsebene auf das gewünschte Spannungsniveau wandelt. Wechselrichter und Transformatoren müssen

bidirektional verwendbar sein, um Be- und Entladung zu gewähren. Die Koordination dieses Vorganges wird durch ein Energie-Management-System (EMS) gewährleistet. Dadurch ist es außerdem möglich, Zellen zu überwachen und das System im Problemfall zu schützen[23].

4 Modellbeschreibung

4.1 Erzeuger

Im folgenden wird gezeigt, auf welcher Grundlage die Erzeugungsanlagen in den jeweiligen Inselnetzen modelliert werden. In Anlehnung an den Abschlussbericht des Umweltbundesamtes zur Transformation der Stromerzeugung bis 2050 wird der Fokus ausschließlich auf die Modellierung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen gelegt, da diese den Großteil der Erzeugung in allen betrachteten Szenarien darstellen. Zudem bieten sich diese Erzeugungsanlagen besonders für den autarken Einsatz in Inselnetzen an.

4.1.1 Wetterdaten

Die verwendeten Erzeugungsanlagen setzen eine Simulation von Wetterdaten voraus. Für Windenergieanlagen ist daher die Windgeschwindigkeit in m/s und für die Photovoltaikanlagen die Summe der Globalstrahlung der vorangegangenen 10 Minuten in J/cm^2 von Bedeutung. Diese Daten stellt der deutsche Wetterdienst für über 400 verschiedene Wetterstationen in Deutschland im csv-Dateiformat frei zur Verfügung. Zudem werden die Daten in einer 10-minütigen Auflösung gemessen und bereitgestellt. Für die folgenden Simulationen werden Wetterdaten der anschließend aufgeführten Wetterstationen verwendet.

Stations ID	Stationshöhe	Länge	Breite	Standort
00691	4 m	53.0451	8.7981	Bremen
02115	4 m	54.1860	7.9119	Helgoland
00282	240 m	49.8743	10.9206	Bamberg

Die Verläufe der Windgeschwindigkeit und Globalstrahlung der beiden Wetterstationen für die Jahre 2020 bis 2022 sind in Abbildung 4.1 zu sehen.

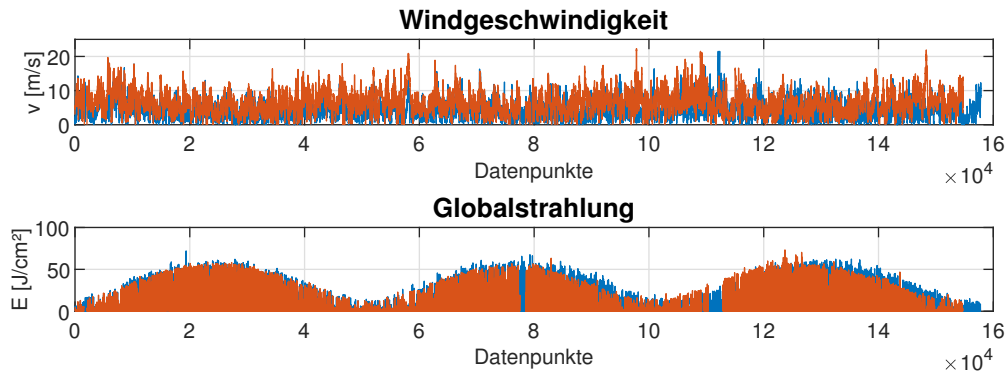


Abbildung 4.1: Wetterdaten für die Standorte Bremen Flughafen und Helgoland für die Jahre 2020 bis 2022

Die Wetterstation in Bremen befindet sich auf freier Fläche in der Nähe des Bremer Flughafens und spiegelt daher die Wetterverhältnisse im Umkreis von Bremen wieder. Zur Simulation einer Insel dient die Wetterstation auf Helgoland. Wie in Abbildung 4.1 zu erkennen, zeichnet sich hier das Wetter vor allem durch die höhere Windauslastung aus. Die Globalstrahlung ist größtenteils identisch.

4.1.2 Windenergie

Um das Erzeugungsverhalten einer Windenergieanlage zu beschreiben wird im wesentlichen der Zusammenhang zwischen der Windgeschwindigkeit und der ausgegebenen elektrischen Leistung der Anlage benötigt. Als Ansatz hierfür dient die kinetische Energie E_{kin} einer Luftmasse m mit der Geschwindigkeit v . [24]

$$E_{kin} = \frac{1}{2}mv^3 \quad (4.1)$$

Im Falle eines Rotors wird eine bestimmte Querschnittsfläche A betrachtet, durch die ein Massenstrom \dot{m} strömt. Dieser lässt sich mithilfe der Luftdichte ρ nach **<empty citation>** wie folgt ausdrücken:

$$\dot{m} = \rho v A \quad (4.2)$$

Mit Einsetzen in Gleichung 4.1 ergibt sich somit die enthaltene Leistung im Wind, da die Masse durch den Massenstrom ersetzt wird und sich somit die Energie pro Zeit (Leistung) ergibt.

$$P_{Wind} = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (4.3)$$

Es zeigt sich, dass die Leistung kubisch von der Windgeschwindigkeit abhängt. Die im Wind enthaltene Leistung wird jedoch nicht vollständig in einer Windenergieanlage in elektrische Leistung umgesetzt. Den Zusammenhang zwischen der Windgeschwindigkeit und der erzeugten Leistung stellt die Leistungskurve einer Anlage dar. Beispielhaft zeigt Abbildung 4.2 die Leistungskurve einer Windenergieanlage der Herstellers Enercon.

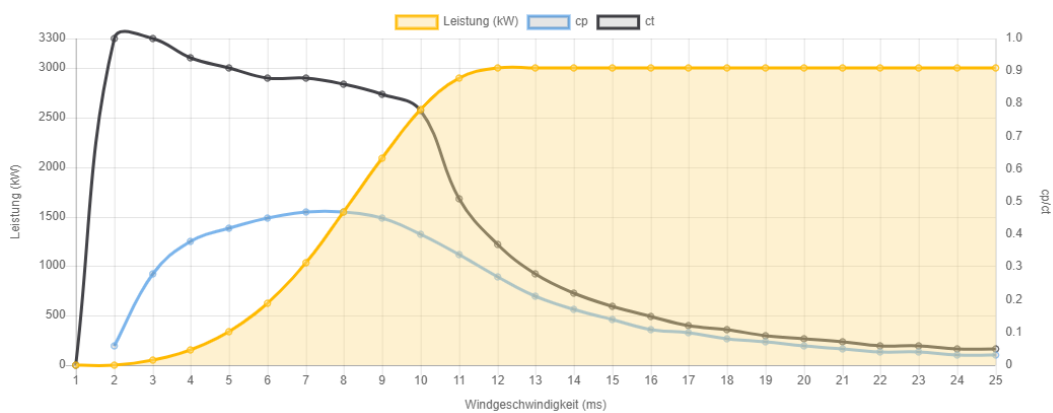


Abbildung 4.2: Leistungskurve Enercon E-115 [25]

Dieser Anlagentyp und die zugehörige Leistungskurve dienen auch für die weiteren Simulationen als Datengrundlage. Weitere Parameter, welche für die Simulation relevant sind, werden im folgenden veranschaulicht.

Typ	Enercon E-115
Nabenhöhe	149 m
Einschaltgeschwindigkeit	2 m/s
Abschaltgeschwindigkeit	25 m/s

Wie Gleichung 4.1 zeigt, ist die erzeugte Leistung stark von der Windgeschwindigkeit abhängig. Diese nimmt wiederum mit steigender Höhe tendenziell zu, weshalb eine Betrachtung der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe notwendig ist. Da die Wetterdaten jedoch meistens in deutlich geringeren Höhen gemessen werden, wird zur Schätzung der Windgeschwindigkeit das logarithmische Windprofil verwendet. Mithilfe von Gleichung 4.4 lässt sich mit der gemessenen Windgeschwindigkeit in einer Höhe unter Angabe der Rauigkeit der Umgebung die Windgeschwindigkeit in einer gewünschten Höhe abschätzen. [26]

$$v(h) = \frac{v_{Ref}}{\ln\left(\frac{h_{Ref}}{z_0}\right)} \cdot \ln\left(\frac{h}{z_0}\right) \quad (4.4)$$

Mit:

$v(h)$: Windgeschwindigkeit in Höhe h

h : Höhe über dem Boden

z_0 : Bodenrauigkeit

v_{Ref} : Windgeschwindigkeit in Referenzhöhe h_{Ref}

Bei der Messung in Bodennahen Schichten spielt vorallem die Bodenrauigkeit eine maßgebliche Rolle, da die Messung hier von der Umgebung stark beeinflusst wird. Tabelle 4.1 zeigt daher die anzunehmenden Werte, je nach Standort der Messstation.

Rauhigkeitsklasse	Rauhigkeitslänge	Geländetyp
0	0,0002	Wasserflächen
0,5	0,0024	Offenes Terrain mit glatter Oberfläche, z. B. Beton, Landebahnen auf Flughäfen, gemähtes Gras
1	0,03	Offenes landwirtschaftliches Gelände ohne Zäune und Hecken, eventuell mit weitläufig verstreuten Häusern, sehr sanfte Hügel
1,5	0,055	Landwirtschaftliches Gelände mit einigen Häusern und 8 Meter hohen Hecken im Abstand von ca. 1.250 Meter
2	0,1	Landwirtschaftliches Gelände mit einigen Häusern und 8 Meter hohen Hecken im Abstand von ca. 500 Meter
2,5	0,2	Landwirtschaftliches Gelände mit vielen Häusern, Büschen, Pflanzen oder 8 Meter hohen Hecken im Abstand von ca. 250 Meter
3	0,4	Dörfer, Kleinstädte, landwirtschaftliche Gebäude mit vielen oder hohen Hecken, Wäldern und sehr raues und unebenes Terrain
3,5	0,8	Größere Städte mit hohen Gebäuden
4	1,6	Großstädte, hohe Gebäude, Wolkenkratzer

Tabelle 4.1: Angenommene Parameter für die Validierung der Berechnungsmethode [27]

Von der Tabelle ausgehend wird für den Standort Bremen Flughafen eine Rauhigkeitsklasse von 0,5 angenommen, da sich die Wetterstation direkt neben einer Landebahn befindet. Für die Messung auf Helgoland wird hingegen eine Rauhigkeitsklasse von 1 angenommen, aufgrund der geringen Höhe der Messtation in Kombination mit einer leicht hügeligen Umgebung.

Die zuvor beschriebenen Zusammenhänge werden nun in einem Simulink Modell verknüpft. Es ergibt sich das Modell in Abbildung 4.3.

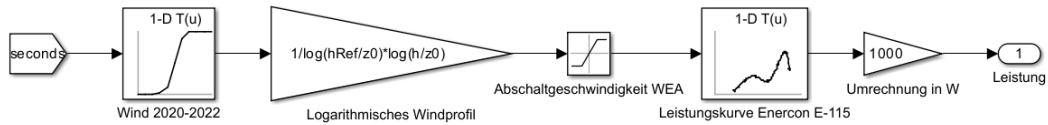


Abbildung 4.3: Simulink Modell einer Enercon E-115

Zur Betrachtung des Modells in einem dreiphasigen Netz wird das Modell um einen Dreiphasigen Erzeugerblock ergänzt. Auf eine detaillierte Betrachtung des elektrischen und mechanischen teils der Windenergieanlage wird verzichtet, da dieser für die oberflächliche Betrachtung im Rahmen dieses Projekts keine Rolle spielt. Zudem erhält das Modell zwei PT1-Glieder um die Trägheit der Erzeugung darzustellen. Die Verbindung der Phasen zum Netz über einen Widerstand dient zur Stabilität des Modells während der Simulation.

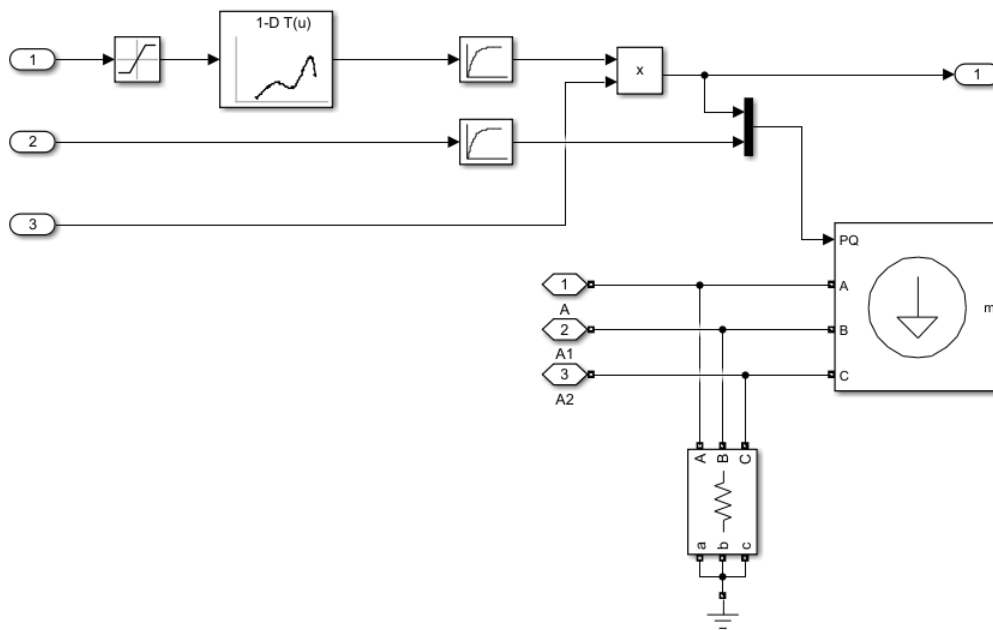


Abbildung 4.4: Simulink Modell einer Enercon E-115

4.1.3 Photovoltaik

Ähnlich wie bei der Windenergieanlage wird zur Modellierung einer Photovoltaikanlage ein Bezug zwischen der in der Sonnenstrahlung enthaltenen Energie und der ausgegebenen elektrischen Energie eines PV Moduls hergestellt. Nach [28] besteht ein proportionaler Zusammenhang zwischen der elektrischen Leistung eines PV-Moduls P_{el} und dem Strahlungsfluss Φ .

$$P_{el} = \eta \cdot \Phi \quad (4.5)$$

Der Strahlungsfluss Φ berechnet sich aus der Strahlungsdichte E und der Fläche A . Bei homogener Bestrahlung ergibt sich der folgende Zusammenhang.

$$\Phi = E \cdot A \quad (4.6)$$

Die Strahlungsdichte E entspricht der gemessenen Globalstrahlung der betrachteten Wetterstationen.

Die Leistung des Strahlungsflusses wird dabei mit dem Modulwirkungsgrad η in elektrische Leistung umgewandelt. Die Verluste sind in Abbildung 4.5 in einem Sankey-Diagramm veranschaulicht.

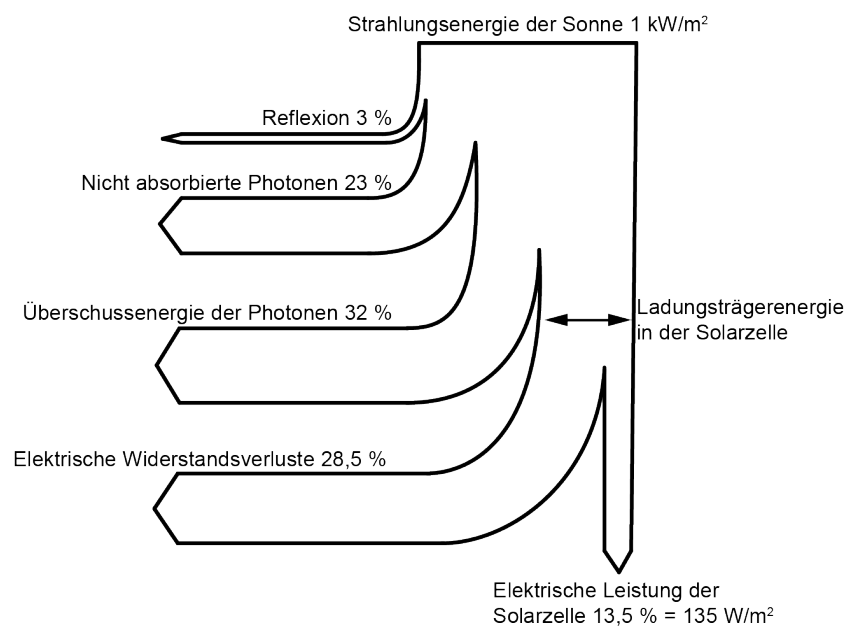


Abbildung 4.5: Veranschaulichung der Verluste innerhalb eines PV-Moduls mithilfe eines Sankey-Diagramms [29]

Der hier angegebene Modulwirkungsgrad ist jedoch etwas veraltet und die Wirkungsgrade von Solarmodulen steigen kontinuierlich um etwa 0,3 - 0,5 %-Punkte pro Jahr, sodass sich aktuell ein Wirkungsgrad von ungefähr 21 % für kommerzielle Solarmodule ergibt. Im Betrieb wirken sich noch diverse andere nichtlineare Effekte auf den Modulwirkungsgrad aus wie z.B. die Modultemperatur, Verschattung oder die Verschmutzung der Module. Zudem ergeben sich noch zusätzliche Verluste in den Leitungen, Wechselrichtern und Transformatoren der

Photovoltaikanlage. Die hier ntstehenden Verluste sind jedoch eher Vernachlässigbar, da beispielsweise Wechselrichter üblicherweise einen Wirkungsgrad von 98 % erreichen. Mit Betrachtung der sonstigen Einflüsse auf den Wirkungsgrad wird ein mittlerer Wirkungsgrad von 18 % zwischen der Strahlungsdichte und der elektrischen Leistung der Anlage angenommen. [30]

Werden die beschriebenen Zusammenhänge in ein Simulink-Modell transferiert, ergibt sich das Modell in Abbildung 4.6

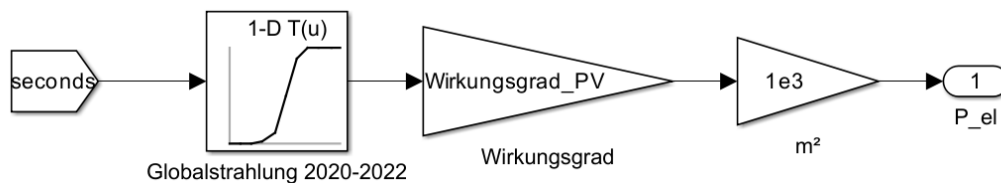


Abbildung 4.6: Starkl vereinfachtes Modell einer PV-Anlage in Simulink

Dabei handelt es sich um ein stark vereinfachtes Modell, welches jedoch für diese Betrachtung völlig ausreichend ist, da es die Fluktuation der Sonnenstrahlung wiedergibt und diese für die Bestimmung der Leistungsbilanz ausschlaggebend ist.

4.2 Verbraucher

Wie in ?? dargestellt, erfolgt die Simulation der Verbraucher auf Grundlage von Lastprofilen. Diese werden, wie in Abbildung 4.7 zu sehen, mithilfe von zweidimensionalen Look-Up-Tables in das Modell integriert.

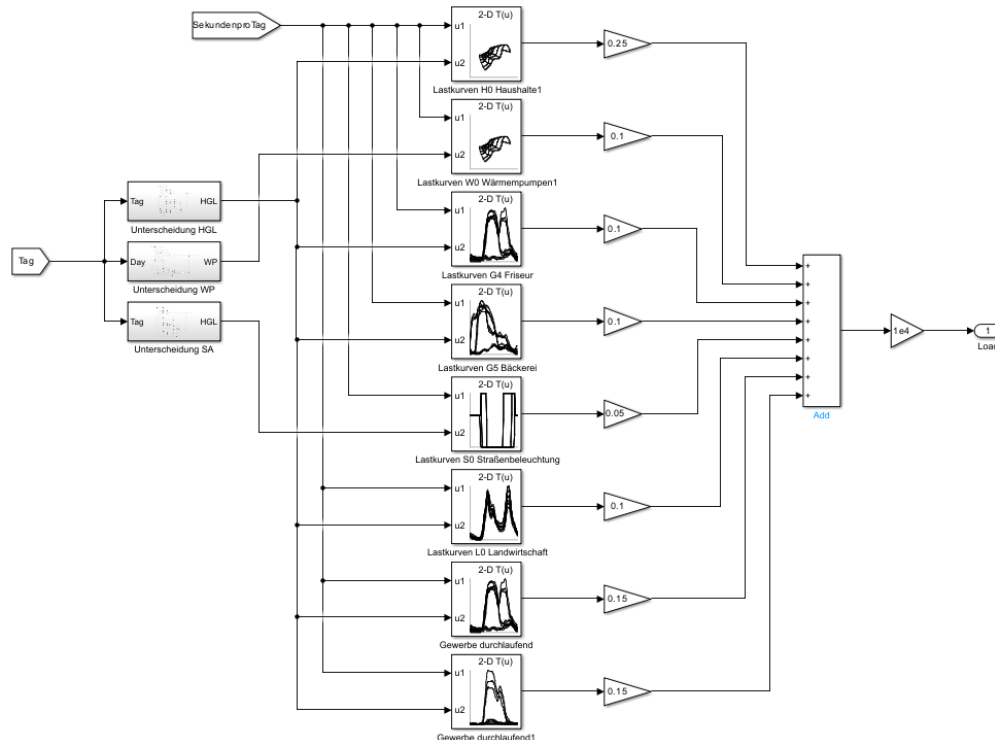


Abbildung 4.7: Simulink Modell zur Simulation einer beliebigen Stromlast

Die Lastverläufe sind jeweils von der Uhrzeit, dem Wochentag und der Jahreszeit abhängig. Daher wird zu beginn mithilfe einer logischen Schaltung zwischen den jeweiligen Wochentagen und Jahreszeiten unterschieden. Anschließend wird anhand des Zeitpunktes ein Lastwert für jedes Standardprofil bestimmt. Die verschiedenen Lastprofile fließen durch einen Gewichtungsfaktor in unterschiedlichen Anteilen in die Berechnung der Gesamtlast ein. Zuletzt wird noch ein Skalierungsfaktor benutzt, um die Last auf einen gewünschten Jahresverbrauch anzupassen. Da alle Lastprofile auf einen Jahresverbrauch von 1000 kWh/a normiert sind, gibt dieser Faktor den Gesamtjahresverbrauch in vielfachen von 1000 kWh/a an.

4.3 Speicher

In diesem Abschnitt soll der Aufbau und die Steuerung der Speichermodule erläutert werden. Dazu werden zunächst verschiedene Batteriemodelle eingeführt und anschließend der gewählte Aufbau für unsere Simulationen gezeigt. Zusätzlich soll die Umsetzung der in Abschnitt 2.3.3 angeführten Betriebsstrategien beschrieben werden.

4.3.1 Batteriemodelle

Batteriemodelle können grundlegend in

- mathematisch, empirische Black-Box-Modelle,
- elektrische Modelle und
- physikalisch-chemische Modelle

unterteilt werden. Innerhalb dieser Kategorien gibt es zusätzlich erhebliche Unterschiede in Bezug auf die Komplexität des Modells. Die mathematischen Modelle versuchen dabei, das Verhalten von Batterien durch Umsetzung von empirisch bestimmten Zusammenhängen abzubilden. So können aus festgelegten Kennparametern in Verbindung mit Eingangsgrößen die jeweiligen Ausgangsgrößen berechnet werden. Dabei unterscheiden sich die verschiedenen Modellvarianten stark in ihrer Betrachtung einzelner Aspekte.

In der Kategorie der elektrischen Batteriemodelle wird versucht das Verhalten von Batterien durch Ersatzschaltkreise mit einfachen elektrischen Bauteilen nachzubilden. Auch hierbei gibt es große Unterschiede im Detailgrad der einzelnen Umsetzungen, es besteht aber die Möglichkeit auch komplexe elektrochemische Effekte zu modellieren.

Zuletzt bilden die physikalisch-chemischen Modelle wohl die aufwändigste Form. Durch sie wird versucht auch das Zusammenspiel der einzelnen Materialien innerhalb der Batterie nachzubilden. Dadurch kann das Verhalten einzelner Batteriezellen sehr genau untersucht werden, in der Praxis sind diese Modelle aber eher selten zu finden, da die Zusammenhänge auf einer so detaillierten Ebene nur schwer zu ermitteln sind und Simulationen eher auf das Gesamtverhalten von Batteriesystemen abzielen [31].

Für unsere Simulationen haben wir uns für ein mathematisches Black-Box-Modell entschieden, dass es uns ermöglicht die Spannung, Leistung und den SOC des Batteriemodells zu betrachten. Auf Grund der vereinfachten Umsetzung und der insgesamt trotzdem hohen Komplexität des gesamten Simulationsmodells sollte so die Simulationsdauer möglichst gering gehalten werden.

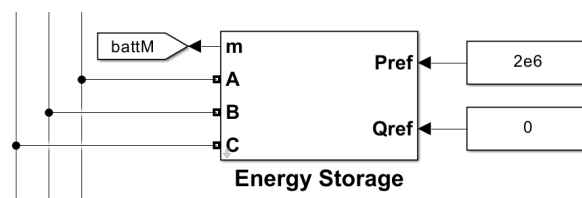


Abbildung 4.8: Subsystem-Baustein der Batterie in Simulink

Abbildung 4.8 zeigt den Batterie-Block mit den Eingängen zur Wirk- und Blindleistung und den Ausgängen für jede Spannungsphase sowie dem Ausgang der Messgrößen.

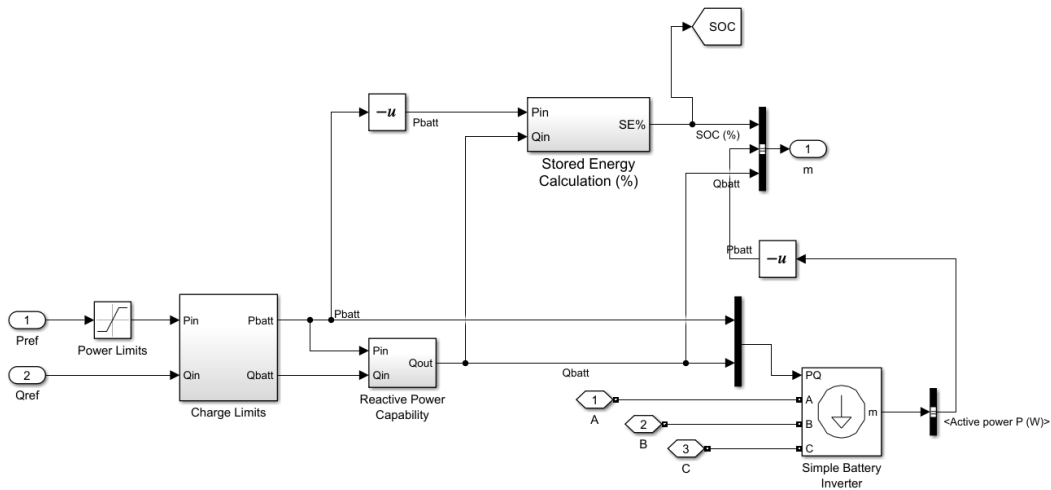


Abbildung 4.9: Inhalt des Batteriesubsystems in Simulink

Der Aufbau des Subsystems ist in Abbildung 4.9 gezeigt. Im Wesentlichen besteht das Modell aus einem Block zur Steuerung und Umsetzung der Betriebsstrategien, einem Block zur Berechnung des SOC und einer dreiphasigen Last die für dieses Modell als einfacher Umrichter genutzt wird. Thermische Effekte, Verzögerungen oder Nicht-Linearitäten wurden beim Entwurf dieses Modells gänzlich vernachlässigt. Auch Selbstentladungs effekte oder Aussagen über die Lebensdauer des Batteriespeichers können mit diesem Modell nicht betrachtet werden.

Zur Auswertung der Betriebsstrategien und zum groben Entwurf eines realistischen Inselnetzes sollte die Komplexität des Modells dennoch genügen. Trotz dieser starken Vereinfachungen laufen Simulationen im dreiphasigen Modell fast in Echtzeit ab.

Während die Steuerung im nächsten Abschnitt 4.3.2 genauer erläutert wird soll hier auf die anderen Komponenten des Batteriemodells etwas näher eingegangen werden.

SOC-Schätzung Der Block zur SOC-Schätzung (im Modell als Stored Energy Calculation bezeichnet) basiert auf einem einfachen Leistungsintegral. Dabei wird aus dem Integral der Batterieleistung die gespeicherte Energiemenge berechnet, welche dann mit der Kapazität der Batterie verglichen wird. Der SOC zum Zeitpunkt t ergibt sich dann aus

$$SOC_{\%}(t) = \frac{E(t)}{C} \cdot 100 \quad (4.7)$$

mit

$$E(t) = \int_0^t p(t) dt + E(0) = \int_0^t p(t) dt + \frac{SOC_{\%}(0)}{100} \cdot C. \quad (4.8)$$

Wobei hierbei die korrekte Form der Einheiten zu beachten ist. Ist die Kapazität der Batterie in kWh gegeben muss das Integral der Leistung entsprechend umgerechnet werden. Des Weiteren muss der Momentanwert der Leistung zunächst aus Blind- und Wirkleistung bestimmt werden. Abbildung 4.10 zeigt die Umsetzung der beiden Gleichungen 4.7 und 4.8 im Simulink-Modell wobei der anfängliche Ladezustand im Integral-Block als Anfangszustand hinterlegt ist.

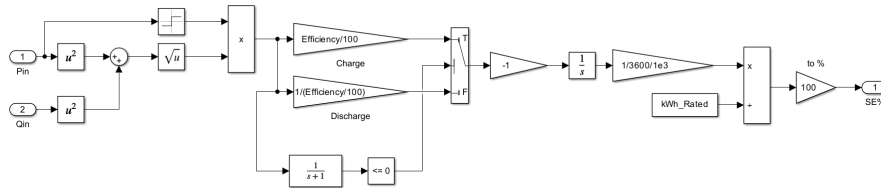


Abbildung 4.10: Aufbau der SOC-Schätzung im Simulink Batteriemodell

Dreiphasige Last als Umrichter Grundlegend wird in diesem Batteriemodell davon ausgegangen, dass die in der Steuerung festgelegte Leistung innerhalb der Leistungsgrenzen aber unabhängig vom SOC oder sonstigen Faktoren, exakt an das Netz abgegeben werden kann. Das ist eine starke aber notwendige Vereinfachung der tatsächlichen Gegebenheiten um überhaupt ein funktionierendes Modell für diese Projektarbeit zu erstellen. Durch diese Betrachtung ist es möglich die geforderte Leistung direkt an einen Simulink-Baustein zur dynamischen Last anzuschließen. Ein wesentlicher Vorteil zeigt sich in diesem Baustein, durch die Möglichkeit sowohl negative als auch positive Leistung an das Netz anzulegen. Im Block zur Leistungssteuerung wird vorher die Ladeleistung der Batterie als positiv und die Entladeleistung als negativ definiert, sodass beim Laden der Batterie tatsächlich eine Last am Netz anliegt und beim Entladen bekommt der dynamische Last-Baustein ein negatives Signal und speist daher Leistung in das Netz ein.

Dieser Block findet seine Anwendung nur in der dreiphasigen Simulation aus Abschnitt 4.4.2. Da im bilanziellen Modell nur der Leistungsfluss betrachtet wird, braucht es keinen Batterieumrichter.

4.3.2 Umsetzung Lade- und Entladestrategien

In diesem Abschnitt wird die Umsetzung der in Kapitel 2.3.3 beschriebenen Betriebsstrategien erklärt. Da wir uns entschieden haben, die Batteriespeicher im Inselnetz für die Erbringung von FCR zu nutzen, lag es nahe die Deadband-Strategie zu implementieren. Dafür wurde innerhalb des Simulink-Speicherblocks ein Subsystem erstellt, dass in Abbildung 4.11 zu sehen ist.

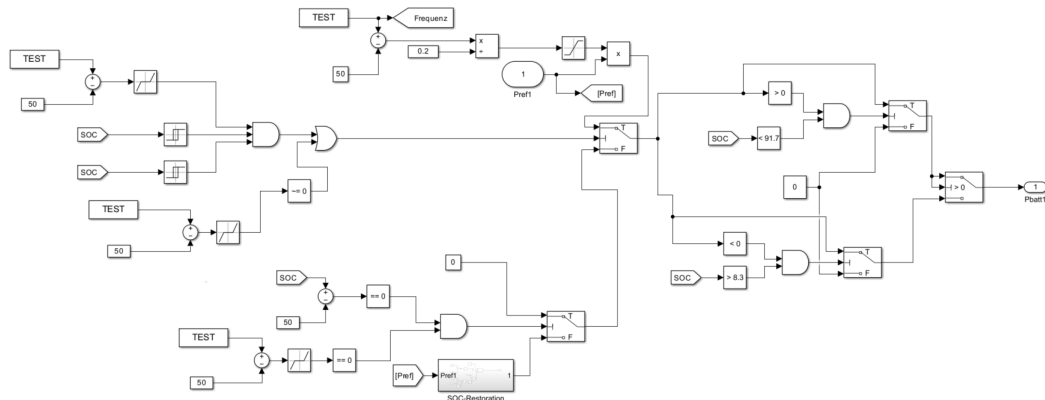


Abbildung 4.11: Inhalt des Subsystems zur Leistungssteuerung der FCR-Batterie

In der Mitte des Systems befindet sich ein Schalter, der im Wesentlichen entscheidet, ob Regelleistung bereitgestellt wird oder der SOC der Batterie korrigiert wird. Dafür werden zunächst mehrere Kriterien überprüft. Der Schalter gibt den oberen Pfad zur FCR-Provision weiter, wenn die Frequenzabweichung außerhalb des Totbandes von ± 10 mHz liegt und der SOC im erlaubten Arbeitsbereich von 35 % bis 65 % liegt. Dieser Bereich ist durch die Übertragungsnetzbetreiber in [32] festgelegt und ist abhängig vom Speicherverhältnis ρ . Die Relays nach den SOC-Bausteinen schalten jeweils ab 8,3% und 91,7% ab, sodass der Speicher in einen Reservebetrieb wechselt, wie er in [32] definiert ist. Erst wenn der Ladezustand dann wieder im Arbeitsbereich liegt, geben die Relays frei und eine FCR-Erbringung ist möglich. Zusätzlich ist eine Oder-Bedingung eingebaut, die den FCR-Zweig aktiv schaltet, sobald die Frequenzabweichung ± 200 mHz überschreitet. Diese Maßnahme entspricht der Vorgabe zum gefährdeten Zustand, welcher ebenfalls in [32] definiert und durch die Übertragungsnetzbetreiber vorgeschrieben ist.

Im oberen Schaltungsweig wird dann die Abweichung der Frequenz von 50 Hz mit dem maximalen Wert von 0,2 Hz verglichen. Ab diesem Wert soll die maximale Primärregelleistung ausgegeben werden, wie in [33, Kap. 3.1] gefordert. Dafür wird das Ergebnis auf einen Wert zwischen -1 und 1 begrenzt und anschließend mit der maximalen Batterieleistung multipliziert. Ab 200 Mhz wird also die volle Regelleistung erreicht, davor wird proportional zur Frequenzabweichung weniger Leistung ausgegeben.

Ist keines der Kriterien erfüllt, gibt der Schalter den unteren Zweig zur SOC-Restoration frei. Hier wird einmal überprüft, ob überhaupt geladen werden muss ($SOC \neq 50\%$) und ob geladen werden darf ($|\Delta f| < \pm 10 \text{ mHz}$). Erst wenn beide Kriterien erfüllt sind, gibt der Schalter den Wert aus dem Subsystem zur SOC-Restoration weiter.

Abbildung 4.12 zeigt den Inhalt dieses Subsystems. Es wird ein weiterer Check durchgeführt, ob der SOC tatsächlich eine Korrektur erfordert. Die Leistung, die dafür benötigt wird, berechnet sich hier aus der Abweichung des SOC von 50 %. Dabei soll bei ca. 5 % Ladezustand mit ma-

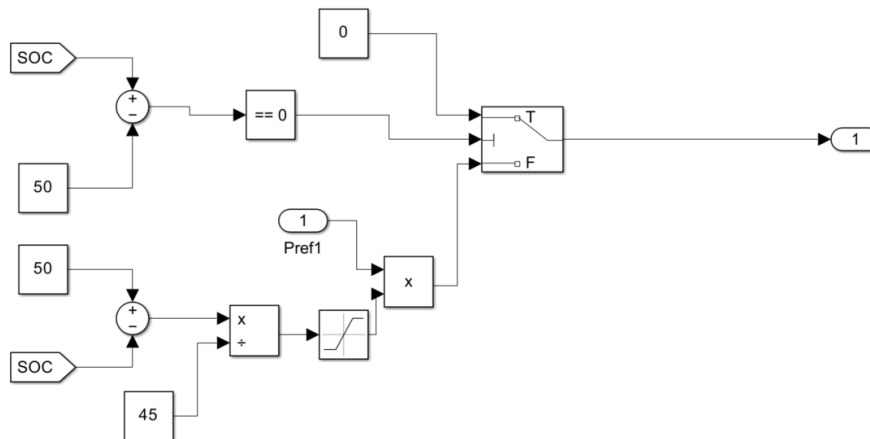


Abbildung 4.12: Inhalt des Steuerblocks zur SOC-Restoration

ximaler Leistung nachgeladen werden und bei einem Ladezustand von 90 % möglichst schnell Leistung abgegeben werden. Ein Saturation-Block begrenzt die Restorations-Geschwindigkeit dabei auf maximal 50 % der vollen Batterieleistung.

Nachweis der Funktion Um die Funktion der Batteriesteuerung nachzuweisen wurde eine Simulation mit öffentlichen Frequenzdaten des europäischen Stromnetzes durchgeführt [34]. Um eine längere Simulation und Auswertung zu ermöglichen wurde das Batteriemodell vom Rest des Inselnetzes isoliert betrachtet. Während der Simulation mit den sekundlichen Frequenzwerten wurde der SOC und die Leistung der Batterie aufgezeichnet.

Abbildung 4.13 zeigt den Gesamtverlauf der Messreihe. Die Simulation ging dabei über einen Zeitraum von 31 Tagen und wurde mit den Frequenzdaten vom Dezember 2023 durchgeführt. Der Speicher wurde mit einer Kapazität von 1 MWh und einer Leistung von 1 MW modelliert. Daraus ergibt sich ein Speicherverhältnis von $\rho = 1h$, was der Dimensionierung des Beispielszenarios aus[32, S. 7] entspricht.

Im Verlauf des Ladezustands zeigt sich, dass der Speicher über den ganzen Monat genug Reserve bereitstellen kann. Die kurzen Phasen mit geringer Frequenzabweichung genügen um einen nötigen Reservebetrieb weitestgehend zu vermeiden. Dazu ist allerdings zu erwähnen, dass während des gesamten Monats keine Differenz außerhalb der ± 200 Mhz Grenze erreicht wird und daher kein gefährdeter Zustand nötig wird.

Abbildung 4.14 zeigt einen Ausschnitt aus dem Gesamtverlauf. Hier ist deutlich zu erkennen, dass der Batteriespeicher bei einer Frequenzabweichung von über ± 10 mHz anfängt FCR bereitzustellen. Dabei folgt er der Höhe der Frequenzabweichung proportional. Zwischen diesen Phasen wird der SOC entsprechend regeneriert.

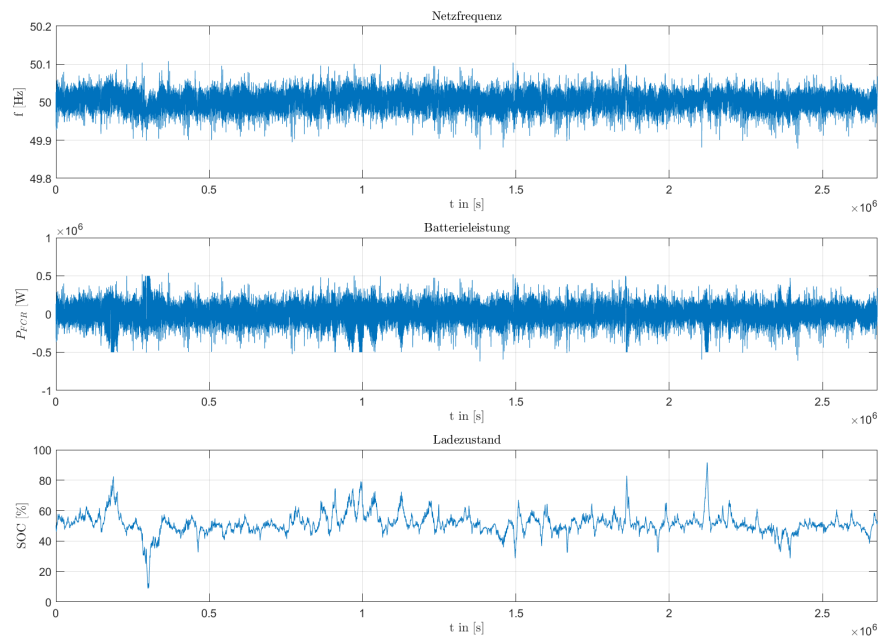


Abbildung 4.13: Messergebnisse der Simulation mit vorgegebenen Frequenzwerten

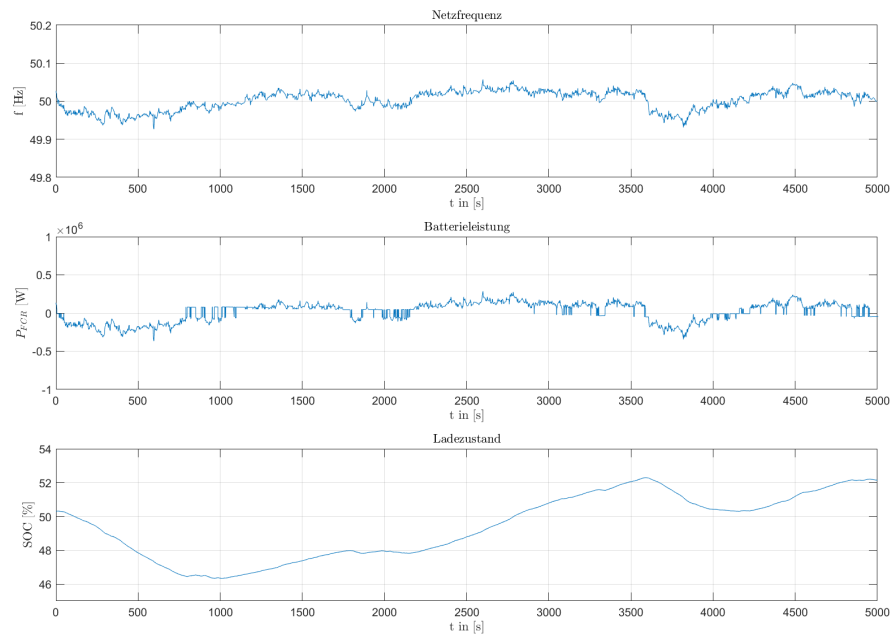


Abbildung 4.14: Ausschnitt aus den Messergebnissen der Simulation mit vorgegebenen Frequenzwerten

Um das Verhalten und die Übergänge im gefährdeten Zustand dennoch zu überprüfen wurde die Simulation mit den Frequenzdaten des Beispielszenarios der Übertragungsnetzbetreiber

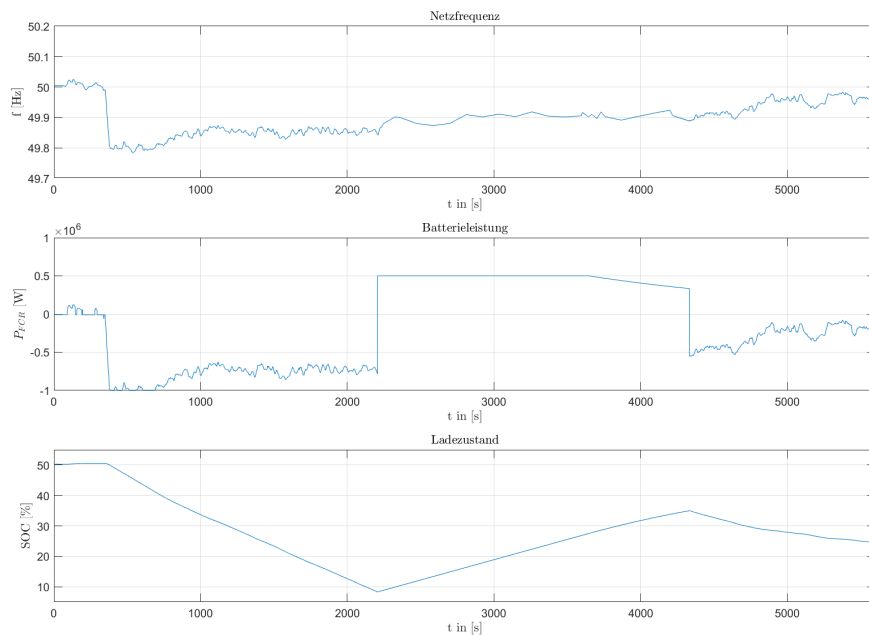


Abbildung 4.15: Simulation mit Beispielszenario der Übertragungsnetzbetreiber

aus [32] wiederholt. Abbildung 4.15 zeigt die dabei aufgezeichneten Verläufe.

Bei knapp 300 s bricht die Frequenz hierbei auf ca. 49,8 Hz ein. Der FCR-Speicher muss dabei in den gefährdeten Zustand wechseln und innerhalb weniger Sekunden die maximale Leistung zur Verfügung stellen. Im Verlauf der Batterieleistung sieht man, dass ohne Verzögerung 1 MW Leistung angelegt wird. Der SOC sinkt dabei drastisch und erreicht nach ungefähr 30 min die Grenze für den Reservebetrieb. Ab diesem Zeitpunkt wird die FCR-Provision unterbrochen und die Batterie lädt sich mit 500 kW bis zum Erreichen des erlaubten Arbeitsbereichs bei 35%. Laut Vorgabe der Übertragungsnetzbetreiber darf dieses Nachladen maximal 2 Stunden dauern. Der Speicher in dieser Simulation braucht etwas über eine halbe Stunde und kann anschließend wieder Regelleistung zur Verfügung stellen.

4.4 Netzmodell

Zur Untersuchung der Inselnetze werden die zuvor gezeigten Teilmodelle zu Netzmodellen verschaltet. Abhängig von der geforderten Modelltiefe und dem geforderten Detailgrad, stehen grundsätzlich drei verschiedene Simulationsmethoden in Simulink zur Verfügung. Im folgenden werden diese drei Methoden kurz beleuchtet und anschließend eine Entscheidung für die nachfolgenden Modelle begründet.

Bilanzmodell

Das Bilanzmodell stellt die oberflächlichste Betrachtung dar und dient zur Betrachtung der Leistungsbilanz im Inselnetz. Hierfür werden die einzelnen Komponenten vereinfacht dargestellt und elektrische Parameter des Netzes vernachlässigt. Durch diese Vereinfachungen ergeben sich kurze Simulationszeiten, weshalb es möglich ist lange Zeiträume zu betrachten. Jedoch bildet dieses Modell mit steigender Vereinfachung immer weniger die Realität ab, wodurch sich dieses Modell besonders für grobe Betrachtungen anbietet.

Momentanwertsimulation (EMT)

Bei der Momentanwertsimulation unter Berücksichtigung von elektromagnetischen Transienten wird das Netz durch die jeweiligen dreiphasigen Netzzweige beschrieben. Hierdurch ergibt sich ein Gleichungssystem aus Differentialgleichungen, welches für jeden betrachteten Zeitschritt gelöst wird. Somit lassen sich Netze auch in unsymmetrischen Netzzuständen und sehr Detailgetreu hinsichtlich ihrer elektrischen Eigenschaften beschrieben. Der Rechenaufwand ist hier jedoch vergleichsweise hoch und steigt mit der Komplexität des betrachteten Netzes. [1]

Raumzeigersimulation (RMS)

Eine etwas weniger detaillierte Simulationsmethode stellt die Raumzeigersimulation dar. Hierbei werden die bei der Momentanwertsimulation betrachteten elektromagnetischen Vorgänge vernachlässigt, wodurch sich eine deutlich weniger rechenintensive Simulation ergibt. Dennoch ist dieses Modell detailliert genug, um Spannungs- oder Frequenzregelung in Energienetzen zu untersuchen. Statt den tatsächlichen Sinusverlauf der dreiphasigen Wechselspannungen zu betrachten, werden diese als Vektoren in einem rotierenden Koordinatensystem dargestellt. Das Koordinatensystem rotiert hierbei mit der Netzfrequenz, wodurch sich ein stehender Zeiger ergibt, der auch Raumzeiger genannt wird und aus den Komponenten d und q besteht. Dies ermöglicht deutlich größere Simulationsschritte, da der Sinus nicht mehr exakt nachgebildet werden muss. Jedoch wird nach Modell auch ungenauer mit steigender Abweichung der Netzfrequenz von der Frequenz des drehenden Koordinatensystems. [1]

Nach kurzer Betrachtung der drei Simulationsmethoden werden im folgenden die bilanzielle und die Betrachtung mithilfe eines Raumzeigers verfolgt, da beide Modelle eine akzeptable Simulationsdauer und -tiefe bieten. Das bilanzielle Modell dient hier eher der groben Betrachtung und das Raumzeigermodell der Frequenzbetrachtung. Das Momentanwertmodell scheidet durch den hohen Simulationsaufwand und die Detailtiefe aus. Die zuvor beschriebenen Modelle der Erzeuger, Verbraucher und Speicher ermöglichen durch die ihre starke Vereinfachung keine detaillierte Betrachtung der elektrischen Eigenschaften.

4.4.1 Bilanziell

Sinn und Zweck des bilanziellen Modells ist es die Situation zwischen Erzeugung und Verbrauch im Inselnetz über lange Zeiträume zu untersuchen. Somit ist es möglich den Energiespeicher auszulegen und mögliche kritische Zeitpunkte zu identifizieren. Wie es der Name vermuten lässt, handelt es sich hierbei um eine bilanzielle Betrachtung zwischen Erzeugung und Verbrauch. Die dabei entstehende Diskrepanz wird mithilfe des Energiespeichers abgefangen, indem dieser Systemdienlich überschüssige Energie aufnimmt oder gespeicherte Energie abgibt. Abbildung 4.16 zeigt die oberste Ebene und somit den groben Aufbau des Modells.

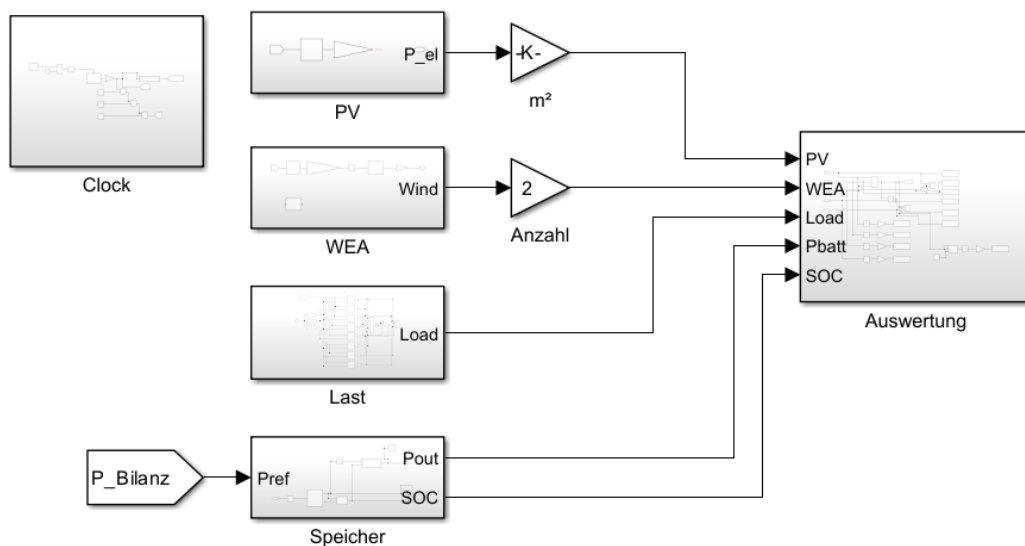


Abbildung 4.16: Bilanzielles Modell eines Inselnetzes in Matlab/Simulink

Die Erzeuger, Speicher und Verbraucher sind analog zu den vorherigen Erklärungen aufgebaut. Es wird angenommen, dass der Speicher exakt die Menge an Energie aufnimmt oder abgibt, welche das System benötigt. Dabei hält er jedoch seine vorgegebenen Grenzen hinsichtlich Kapazität, maximaler Leistung und SOC ein. Das Subsystem Clock dient als Taktgeber für alle Komponenten und ermöglicht es das Modell in beliebigen Zeitschritten simulieren zu lassen.

Der Batteriespeicher erhält die Leistungsbilanz ohne Energiespeicher als Eingangsgröße und berechnet hieraus die ein- oder auszuspeisende Leistung. Diese wird wieder mit der zuvor berechneten Leistungsbilanz des Inselnetzes ohne Speicher verrechnet, wodurch sich der Verlauf der Bilanz unter Verwendung eines Speichersystems ergibt. Diese Auswertung wird in dem gleichnamigen Subsystem vorgenommen, welches in Abbildung 4.17 dargestellt ist.

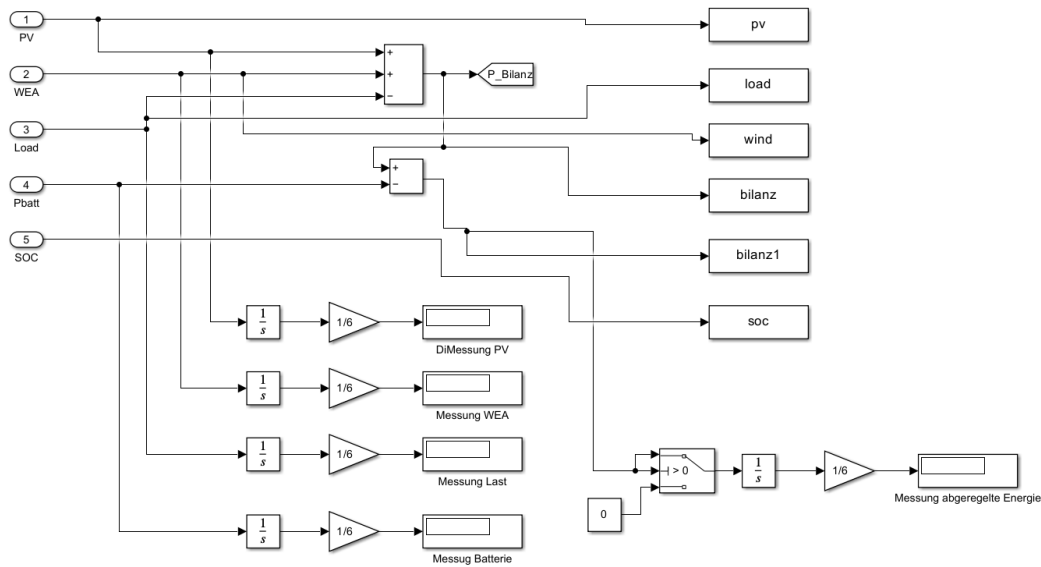


Abbildung 4.17: Auswertung der einzelnen Komponenten im bilanziellen Modell

Zusätzlich erfolgt eine Energiemessung der einzelnen Komponenten, um hier eine weitere Auswertung vornehmen zu können.

4.4.2 Dreiphasig

Um das Frequenzverhalten des Inselnetzes so gut es geht auszuwerten wurde ein dreiphasiges Simulink-Modell aufgebaut. Dabei wurde auf eine Vorlage zurückgegriffen welche anschließend an das geplante Inselnetz angepasst wurde. Die Frequenzmessung konnte dabei nur mit einem Diesel-Generator verlässlich umgesetzt werden, woraus sich ein paar Probleme ergeben die im Folgenden Abschnitt genauer erklärt werden. Das in 4.3 eingeführte Speichermodell zur FCR-Erbringung wurde für diese Simulation ebenfalls genutzt.

Abbildung 4.18 zeigt das gesamte Simulink-Modell mit allen Komponenten. Um eine Auswertung der Dreiphasen-Spannung und Frequenz zu ermöglichen mussten alle Berechnungen als kontinuierliche Zeiger-Simulation durchgeführt werden. Der Rechenaufwand im Vergleich zu diskreten Simulationen ist dabei deutlich erhöht was uns nur eine eingeschränkte Auswertung im Bereich weniger Stunden erlaubte.

Komponenten des Modells Als Erzeuger für das hier simulierte Inselnetz dient in erster Linie die Windkraftanlage die bereits in Abschnitt 4.1 beschrieben wurde. Zusätzlich speist der Diesel-Generator, über den die Frequenz gemessen wird, das Inselnetz mit Leistung. Um diese zusätzlich erbrachte Leistung etwas auszugleichen, wurde eine feste Last von 500 kW eingesetzt.

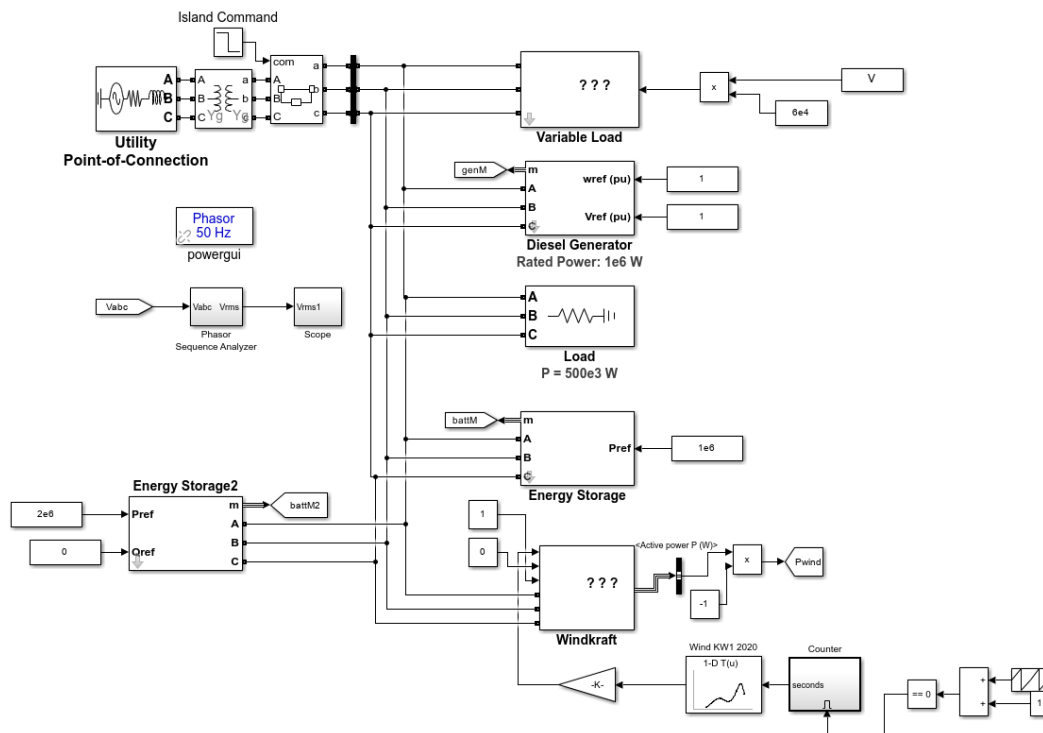


Abbildung 4.18: Dreiphasiges Simulink-Modell eines Inselnetzes

Der tatsächliche Verbrauch des Inselnetzes wurde als variable Last umgesetzt. Diese Last wird mit den Profilen aus Abschnitt ?? gespeist und gibt den entsprechenden Verbrauch ans das Inselnetz weiter.

Um einen stabilen Anlauf des Inselnetzbetriebs zu ermöglichen ist das Netz zunächst an eine konstante Dreiphasen-Stromquelle angeschlossen. So wird das Netz die ersten 15 s mit 50 Hz Spannung gespeist bevor die Spannungsquelle getrennt wird und das Netz eigenständig läuft.

Zusätzlich zu dem FCR-Speichermodell ist ein weiterer Speicher implementiert der die Differenz zwischen erzeugter Leistung der Windkraftanlage und verbrauchter Leistung der Lastprofile ausgleicht. Die Speichersteuerung reagiert dabei auf die Differenz zwischen aktuell erzeugter Windenergie und prognostiziertem Verbrauch. Dabei können sowohl die realen Profile der Verbraucher eingesetzt werden als auch leicht veränderte um Fehler in der Prognose zu simulieren. Der entsprechende Speicher wurde mit 2 MW Leistung und einer Kapazität von 2MWh dimensioniert. Für einen dauerhaften Betrieb wäre ein deutlich größerer Speicher nötig allerdings konnte in dieser Simulation ein Einbruch der Frequenz durch das Abschalten des Speichers untersucht werden und damit die korrekte Funktion des FCR-Speichers.

Umsetzung der Frequenzmessung Um die Momentan-Frequenz des Inselnetzes zu überwachen wurde verschiedene Maßnahmen untersucht. Zum einen wurde eine Methode

namens Zero Crossing Counts in Erwägung gezogen. Simulink bieten dafür einen fertigen Baustein, welche die Nulldurchgänge eines Signals zählt und als aktuellen Wert ausgibt. Teilt man nun die Anzahl der Nulldurchgänge durch die Simulationszeit, lässt sich die Frequenz des jeweiligen Signals bestimmen. Diese Frequenz ist allerdings als Mittelwert zu verstehen. Kurzfristige Schwankungen werden mit zunehmender Simulationszeit kaum berücksichtigt und ein genauer Wert der aktuellen Netzfrequenz ist so nicht darstellbar.

Eine weitere Option basiert auf einem Simulink-Baustein namens Sequence Analyzer. Dieser wird in der Simulation schon genutzt um die Amplitude der Netzspannung zu bestimmen. Zusätzlich kann dieser Block auch die Phase der Dreiphasen-Spannung ausgeben. Die Änderung dieser Phasen wird mit einem rotierenden Zeiger bei 50 Hz verglichen und eine aktuelle Signalfrequenz kann bestimmt werden.

Auch nach langer Fehlersuche konnten wir mit dieser Methode leider keine eindeutige Frequenzmessung umsetzen. Schon relativ geringe Schwankungen der Netzfrequenz führten bei allen Versuchen dazu, dass die so berechnete Frequenz ausriss und sich teilweise bei Werten um -500Hz einstellte.

Letztendlich mussten wir uns auf Grund des begrenzten Zeitrahmens für diese Projektarbeit dafür entscheiden die Frequenzmessung doch über den Synchrongenerator umzusetzen.

Dabei wird die Frequenz des Generators selber gemessen. Da dieser synchron mit dem Netz gekoppelt ist entspricht diese in etwa auch der Netzfrequenz. Dabei ist allerdings das Trägheitsverhalten des Generators selber zu beachten. Durch die Massenträgheit ist der Frequenzverlauf des Generators deutlich geglättet. Durch die Bereitstellung von Momentanreserve werden kleinere Schwankungen quasi direkt vom Generator ausgeglichen. Der FCR-Speicher kommt in dieser Simulation daher nur eingeschränkt zum Einsatz.

5 Auswertung

5.1 Bilanziell

5.1.1 Szenario Standort Bremen

Dieses Szenario betrachtet ein Ins

Um die Gesamtlast realitätsnah zu gestalten, werden die Gewichtungsfaktoren an die Anteile der Verbrauchergruppen am Nettostromverbrauch in Deutschland für das Jahr 2023 angelehnt. Die Verteilung der Verbräuche ist in Abbildung 5.1 dargestellt.

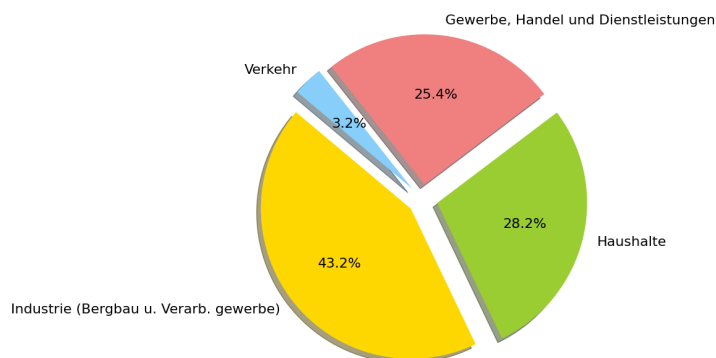


Abbildung 5.1: Anteile der Verbrauchergruppen am Nettostromverbrauch 2023

Da sich die jeweiligen Verbrauchergruppen aus diversen Lastprofilen zusammensetzen, werden die vorhandenen Lastprofile bestmöglich gewichtet, um möglichst der Realität zu entsprechen. Es wird eine folgende Gewichtung der Lastprofile gewählt:

Lastkurve	Gewichtung
H0 Haushalt	25 %
W0 Wärmepumpe	5 %
G4 Friseur	6 %
G5 Bäckerei	7 %
S0 Straßenbeleuchtung	1 %
L0 Landwirtschaft	6 %
G3 Gewerbe durchlaufend	25 %
G1 Werktags	25 %

Dies stellt lediglich eine Vereinfachung dar und spiegelt keinesfalls die Realität wieder. Abbildung 5.2 zeigt das resultierende Gesamtastprofil für einen Tag und normiert auf 1000 kWh/a .

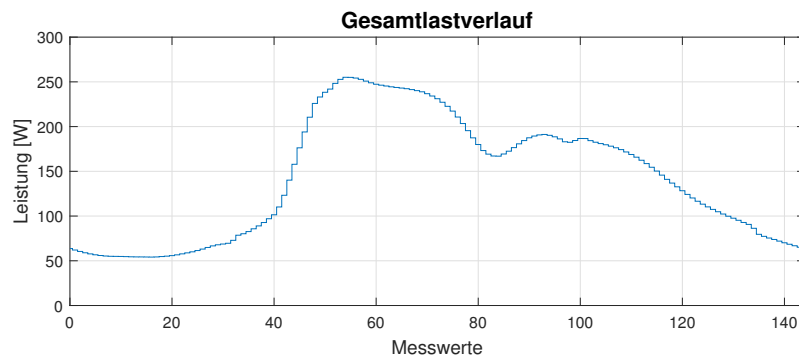


Abbildung 5.2: Kombiniertes Gesamtlastprofil für einen Werktag im Winter

5.1.2 Szenario Helgoland

Für dieses Szenario dient die Insel Helgoland als Grundlage für Wetter und Verbrauchsdaten. Da es sich bei Helgoland, um die letzte ans Stromnetz angeschlossene Gemeinde handelt und die Insel weit entfernt von der Küste liegt, bietet diese eine realistische Szenario für ein Inselnetz.

Abbildung 5.3 zeigt den jährlichen Stromverbrauch auf der Insel Helgoland für das Jahr 2008. Der Gesamtverbrauch beträgt hier $11,6 \text{ GWh/a}$.

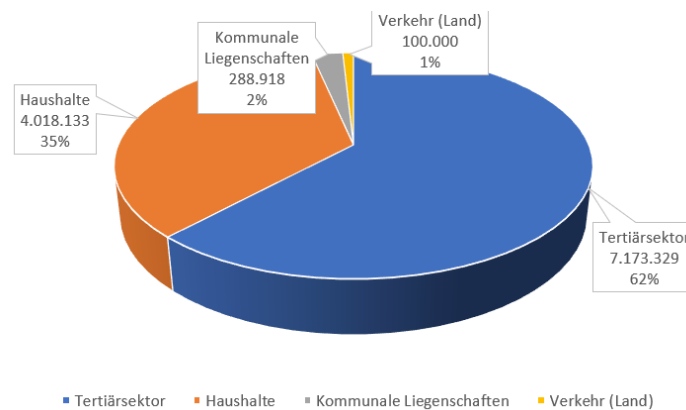


Abbildung 5.3: Elektrische Energie [kWh/a] und prozentualer Anteil nach Sektoren im Jahr 2008 nach [35]

Besonders stechen hier der hohe Anteil an Haushalten heraus. Zudem besitzt Helgoland keine eigene Landwirtschaft und durch die touristische Auslegung wird von einem betrieb am Wochenende ausgegangen. Zur Nachbildung dieses Verbraucherprofils wird die folgende Gewichtung von Standardlastprofilen verwendet.

Lastkurve	Gewichtung
H0 Haushalt	35 %
W0 Wärmepumpe	5 %
G4 Friseur	7 %
G5 Bäckerei	7 %
S0 Straßenbeleuchtung	1 %
L0 Landwirtschaft	0 %
G3 Gewerbe durchlaufend	30 %
G1 Werktags	15 %

In diesem Szenario werden die Wetterdaten der Wetterstation auf Helgoland aus dem Jahr 2020 verwendet, da diese Daten wenig Messfehler beinhalten. Zur Deckung der genannten Last wird eine Windenergieanlage mit einer Spitzenleistung von 3 MW verwendet. Zudem stehen nach [35] ca. 11.130 m² Dachflächen für die Nutzung von Photovoltaikanlagen zur Verfügung.

Wird nun das Jahr 2020 simuliert, ergeben sich für das Energiesystem ohne Speicher die Verläufe in Abbildung 5.4.

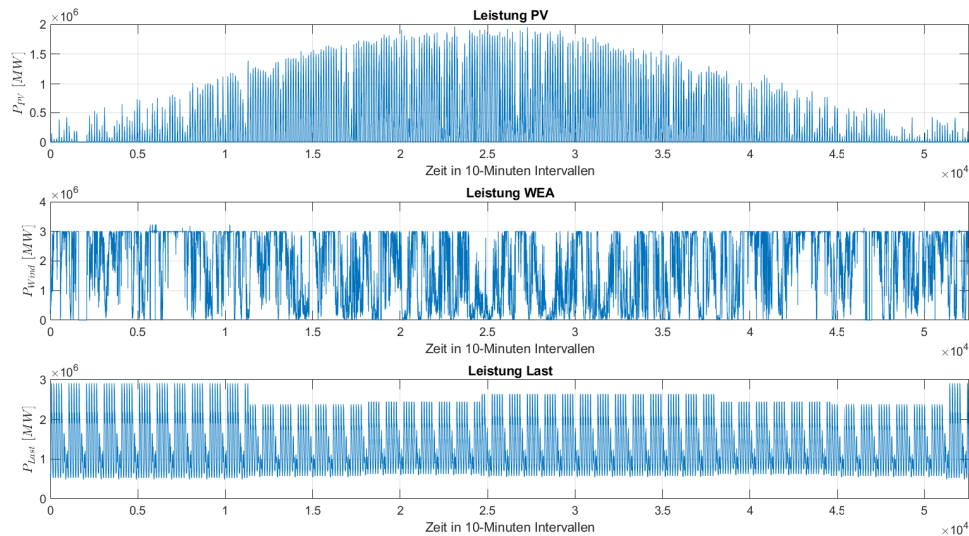


Abbildung 5.4: Simulierter Jahresverlauf der Stromproduktion und des Stromverbrauchs

Hier ist erneut die starke Abhängigkeit der PV-Produktion von der Jahreszeit erkennbar und es ergibt sich eine jährliche Produktion von 2,3 GWh/a. Zusätzlich steigt der Stromverbrauch im Winter deutlich an. In Summe ist dieser so skaliert, dass er die 11,6 GWh/a aus 2008 erreicht. Die WEA erzeugt durch die vorteilhaften Bedingungen 16,8 GWh/a. Wird nun die Leistungsbilanz gebildet, ergibt sich der Verlauf in Abbildung 5.6.



Abbildung 5.5: Simulierter Jahresverlauf der Leistungsbilanz im modellierten Inselnetz

Hier ist klar zu erkennen, dass im schlechtesten Fall keinerlei Produktion vorliegt und ein Speichersystem benötigt wird, welches die komplette Versorgung übernimmt. Daher wird der verwendete Speicher auf eine Lade- und Entladeleistung von 3 MW begrenzt und besitzt eine Kapazität von 300 kWh. Bei erneuter Simulation des Inselnetzes mit Speicher ergeben sich die Verläufe in ??

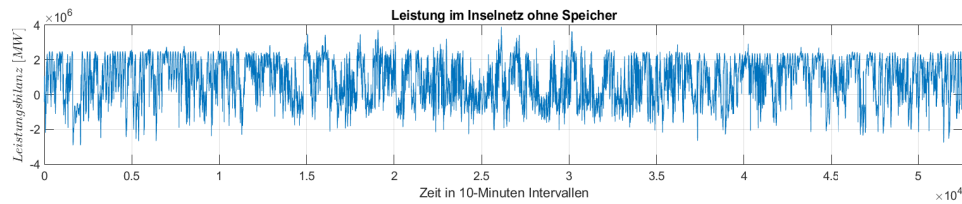


Abbildung 5.6: Simulierter Jahresverlauf der Leistungsbilanz im modellierten Inselnetz

5.2 Dreiphasig

In diesem Abschnitt sollen die Ergebnisse der Simulationen mit dem dreiphasigen Inselnetzmodell diskutiert werden. Dafür werden zunächst die Parameter und Rahmenbedingungen der Simulation erläutert und anschließend verschiedene aufgezeichnete Zeitverläufe präsentiert. Abschließend soll die Aussagekraft der durchgeführten Simulationen beurteilt und eventuelle Vorschläge zur Verbesserung des Modells gemacht werden.

Simulationsparameter Um mehrere Simulationen durchzuführen und verschiedene Parameter zu prüfen wurden alle Simulationen auf die Dauer des Beispielszenarios aus 4.3.2 beschränkt.

Für die Durchführung einer ersten allgemeinen Simulation des Inselnetzes wurden die Verbraucher und die erzeugte Leistung der Windkraftanlage so ausgelegt, dass sie sich zu Spitzenzeiten in etwa ausgleichen. Dafür wurde das Lastprofil so gewählt, dass der Verbrauch während der Simulation zwischen 600 kW und 500 kW schwankt. Die Leistung der Windkraftturbinen schwankt dementsprechend zwischen 0 kW und 600 kW.

Mit dieser Dimensionierung kann einerseits überprüft werden ob der Windkraft-Speicher die Differenz erfolgreich ausgleichen kann und andererseits muss dieser Speicher so durchgehend positive Leistung bereitstellen und erreicht daher die SOC-Untergrenze. Ab dieser muss der Speicher sich abschalten, es kommt zu einem Frequenzeinbruch und die FCR wird aktiviert.

Grundlegende Simulation Abbildung 5.7 zeigt das Verhalten der Netzfrequenz und der Batteriewerte in der grundlegenden Simulation. Im Verlauf der Frequenz zeigt sich bei 15 s ein Einbruch auf ca 49,9 Hz. Zu diesem Zeitpunkt wechselt das Netz in den Inselbetrieb. Die Batterie stellt sofort 500 kW und damit die halbe Primärregelleistung zur Verfügung. Der Generator kann den Frequenzeinbruch abfangen und die Batterieleistung sinkt wieder auf 0 kW. Während eine konstante Frequenz von 50 Hz gehalten wird, strebt die Batterie einen SOC von 50 % an. Da die Abweichung vom Soll-SOC so gering ausfällt zieht die Batterie dabei nur sehr wenig Leistung aus dem Netz.

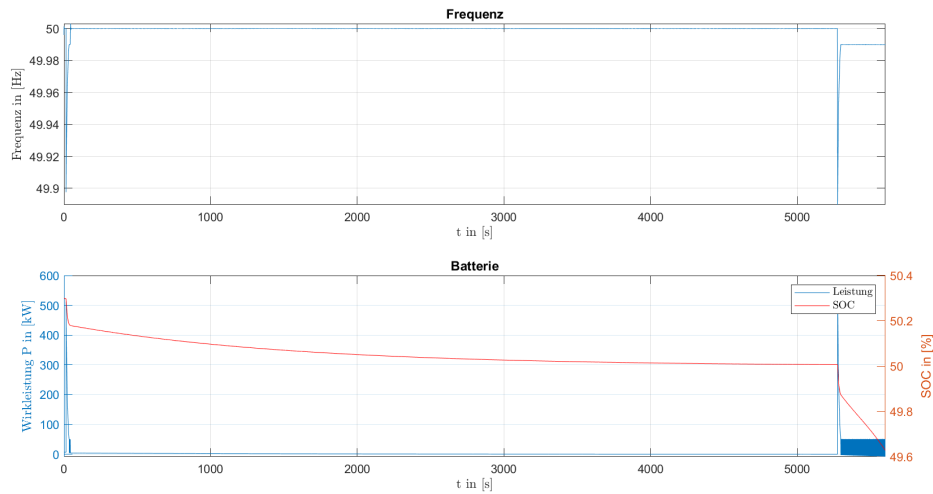


Abbildung 5.7: Verlauf der Netzfrequenz und FCR-Batterieleistung

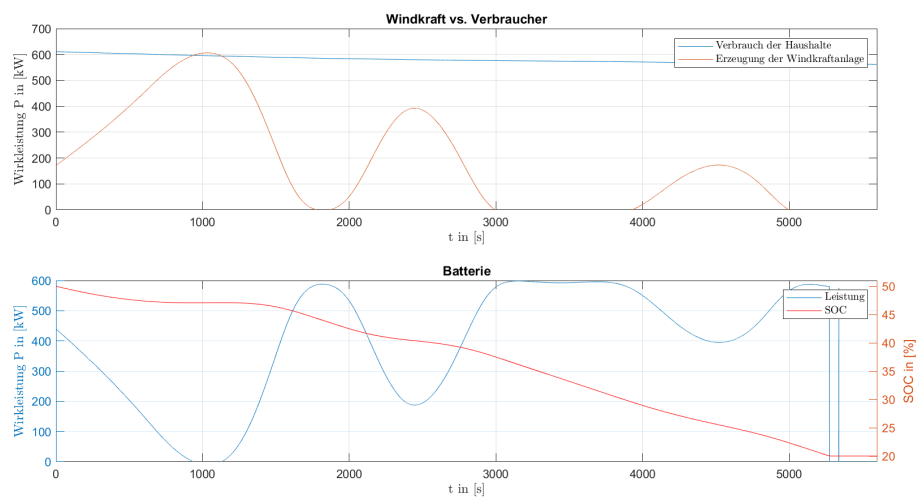


Abbildung 5.8: Verlauf der Windkraftleistung, des Lastprofils und der Batterieleistung

Abbildung 5.8 zeigt den Verlauf der erzeugten Windkraftleistung im Vergleich zur verbrauchten Leistung und den dazugehörigen Verlauf der Windkraft-Batterieleistung. Man kann gut erkennen, dass die Batterie die Differenz aus erzeugter und verbrauchter Leistung exakt ausgleichen kann bis ihr SOC die kritische Grenze von 20 % erreicht. In diesem Moment schaltet der Batteriespeicher ab und gibt keine Leistung mehr aus. In Abbildung 5.7 bricht zu diesem Zeitpunkt die Frequenz ein. Diesmal ist der Generator allerdings nicht in der Lage genug Leistung auszugeben um die Frequenz wieder auf ihren ursprünglichen Wert einzustellen. Die Batterie zur FCR-Erbringung gibt nun einen konstanten Wert aus und verhindert ein weiteres Absinken der Frequenz aber es wäre weitere Regelreserve notwendig um wieder eine konstante Netzfrequenz von 50 Hz zu erreichen.

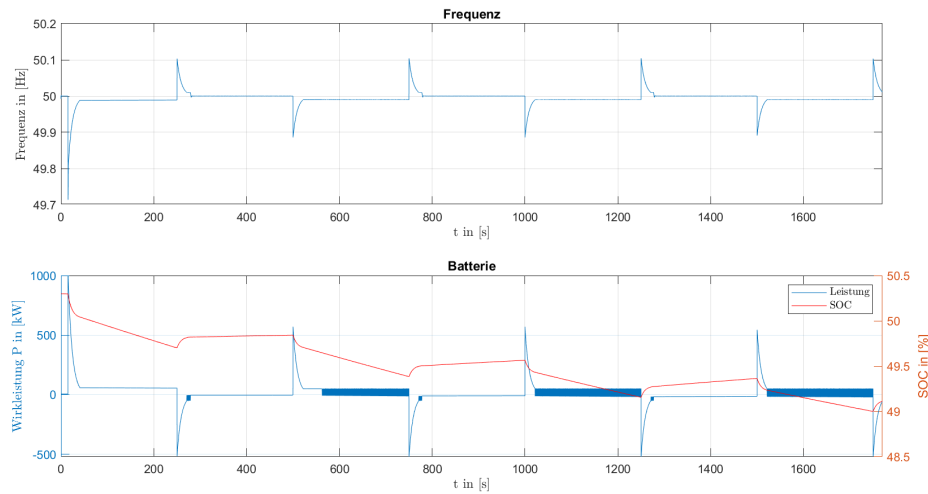


Abbildung 5.9: Verlauf der Frequenz und Batterieleistung mit Windkraft-Abschaltung

Simulation mit Abschaltung der Windkraft Um die Reaktion des Inselnetzmodells auf Frequenzabweichungen genauer zu untersuchen wurde eine zusätzliche Simulation durchgeführt bei der die Windkraftanlage und der dazugehörige Speicher in Regelmäßigen Abständen für einen Zeitraum vom Netz getrennt werden. Im folgenden Beispiel wird die Windkraftanlage mit ihrem Batteriespeicher bei 250 s an das Netz angeschlossen und bei 500 s wieder getrennt. Dieses Muster wiederholt sich anschließend über die gesamte Simulationsdauer.

In Abbildung 5.9 ist der dazugehörige Verlauf der Frequenz und Batterieleistung dargestellt. Das Zu- oder Abschalten der Windkraft führt immer wieder zu Frequenzeinbrüchen bzw. Frequenzspitzen. Diese werden durch den Generator abgefedert führen aber trotzdem zur FCR-Provision durch die Batterie. Auch hier ist wieder gut zu erkennen, dass der Generator nicht genug Leistung aufbringen kann um die fehlende Windkraft zu ersetzen, weswegen eine Frequenzabweichung bleibt. Die Höhe dieser Abweichung ist durch die Grenze zur FCR-Bereitstellung der Batteriesteuerung vorgegeben. Der Speicher versucht die Frequenzabweichung bis 49,99 Hz auszugleichen und schaltet dann ab. In den Intervallen ohne abweichende Netzfrequenz zieht die Batterie eine geringe Leistung aus dem Netz um ihren Ziel-SOC von 50 % zu erreichen. Mit zunehmender Abweichung vom Ziel-SOC steigt diese bezogene Leistung.

Da die FCR-Batterie in diesem Szenario deutlich mehr beansprucht wird, wurde die Simulation noch einmal mit einem geringeren Start-SOC wiederholt. So kann untersucht werden ob die Batterie korrekt in den Reservemodus wechselt und welchen Einfluss dieser Wechsel auf das Inselnetz hat.

Abbildung 5.10 zeigt die aufgezeichneten Verläufe der Frequenz, Batterieleistung und des Ladezustands. Für die Zeiträume in denen die Windkraftanlage nicht an das Netz angeschlossen ist, schwingt die Frequenz um 48,8 Hz. Auch im Reservebetrieb muss der Batteriespeicher

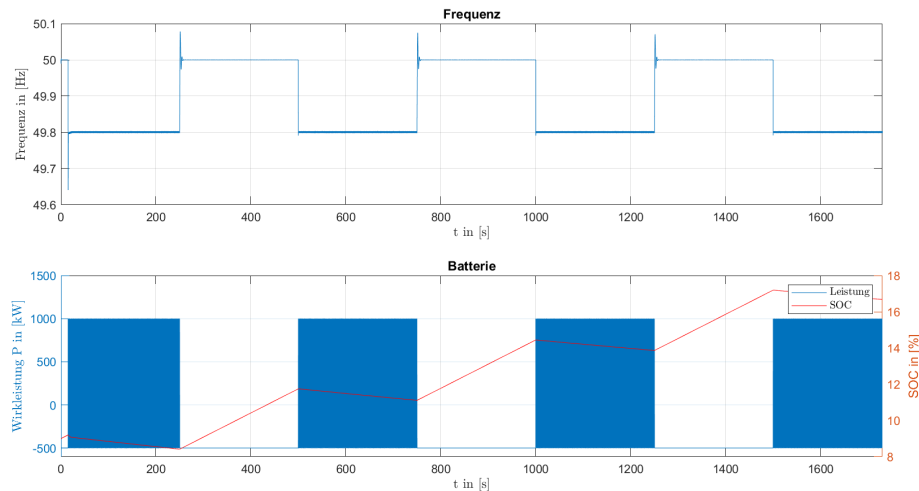


Abbildung 5.10: Zeitverläufe im Reservebetrieb

bei dieser Abweichung Regelleistung zur Verfügung stellen. Durch die harte Grenze in der Steuerung schaltet die Batterie allerdings immer wieder schlagartig in den Reservebetrieb sobald die Frequenzabweichung geringer als 200 mHz ist. Abbildung 5.11 zeigt dieses Verhalten deutlich.

Dieser Effekt müsste durch Maßnahmen wie Trägheitskonstanten in der Steuerung beseitigt werden. Eine so schnelle Änderung der Batterieleistung sollte nicht vorkommen können. Trotzdem zeigt sich hier grundlegend das richtige Verhalten der Batteriesteuerung. In den Intervallen mit angeschlossener Windkraftanlage kann eine Frequenz von 50 Hz erreicht werden und die Batterie wechselt in den Reservebetrieb. In diesem belastet sie das Netz mit maximal 500 kW und versucht innerhalb von maximal 2 Stunden den erlaubten Betriebsbereich zu erreichen. Diese zusätzliche Belastung kann in diesem Fall ausgeglichen werden und die Frequenz bleibt dabei konstant.

Bei dieser Auslegung des Inselnetzes könnte die Batterie im erlaubten Arbeitsbereich von mindestens 35 % SOC einen Ausfall der Windkraftanlage für ungefähr eine halbe Stunde abfangen (ausgehend von 600 kW Verbrauch). Für Fehler über diesen Zeitraum hinaus, müssten weitere Regelleistungsprodukte bereit gestellt werden.

Einordnung der Simulation und des Modells Insgesamt sind das dreiphasige Modell und die entsprechende Simulation nur eingeschränkt aussagekräftig. Durch die suboptimale Messung der Frequenz kann keine verlässliche FCR-Bereitstellung simuliert werden. Auch die Auslegung eines möglichst frequenzstabilen Inselnetzes ist daher auf Basis einer solchen Simulation kaum möglich. Eine Blindleistungsbetrachtung, die im Rahmen dieser Arbeit leider nicht mehr umgesetzt wurde, hätte einen Vorteil dieser Simulationsvariante darstellen

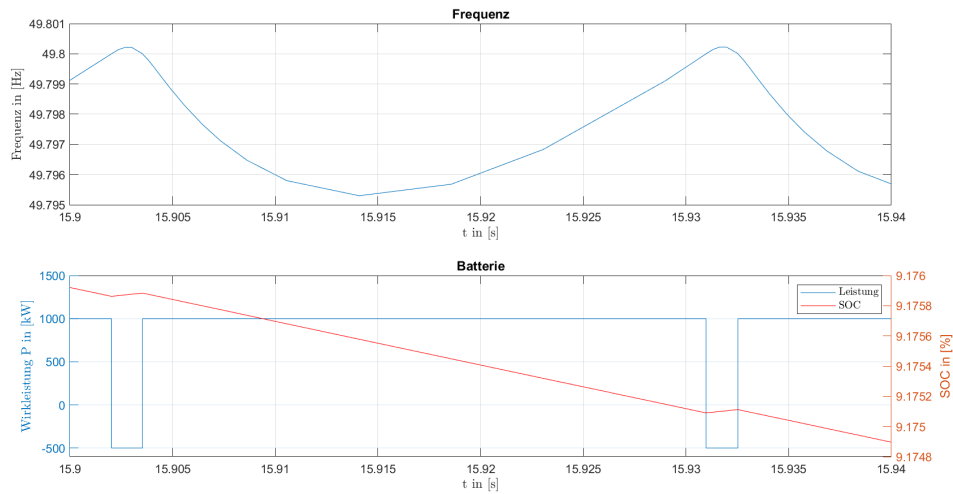


Abbildung 5.11: Ausschnitt aus dem Zeitverlauf im Reservebetrieb

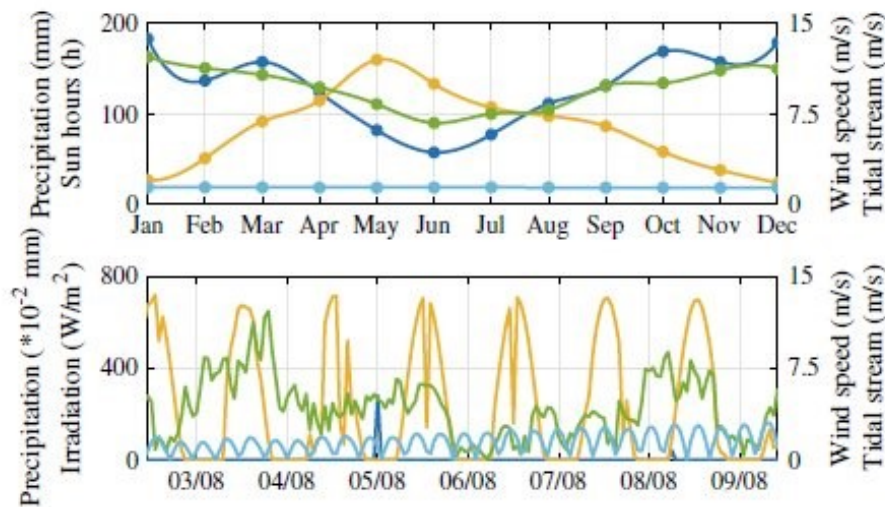
können. Durch eine korrekte Frequenzschätzung mittels Phase-Locked Loops (PLL) wäre es möglich, den Dieselgenerator aus dem Modell zu entfernen oder zumindest nur eingeschränkt als Momentanreserve zu nutzen. Dadurch würden die Ergebnisse der durchgeführten Simulationen deutlich an Wert gewinnen und es wäre eine Betrachtung von interessanteren Szenarien möglich.

6 Fazit

7 Ausblick

Der Ausblick umfasst die Betrachtung von möglichen Verbesserungen der Simulationen und technische Entwicklungen, die in naher Zukunft für ein kommunales Inselnetz wirtschaftlich sein könnten. Eine Zusammenführung der bilanziellen und dreiphasigen Simulation in ein MatLab/Simulink-Modell ist wünschenswert, aufgrund der hohen Simulationszeit des bilanziellen Systems jedoch nur mit unproportionalem Zeitaufwand möglich. Die simulierte Zeit pro Sekunde sollte dafür vom Verhältnis von ungefähr 1:1 auf 60:1 verbessert werden. Generell sind bei beiden Simulationsmodellen im Aufbau viele Komponenten und Einflüsse vereinfacht worden. Um eine realistischere Simulation zu erhalten, können diese genauer abgebildet werden. Bei den Stromerzeugern können Photovoltaikanlagen der Simulation hinzugefügt werden. Anhand von Faktoren wie dem Material der Solarzellen, dem Wirkungsgrad, installierter Leistung, Systemverlust, Neigung und Azimut, sowie Daten für die Solareinstrahlung des Standortes der Kommune kann ein komplexes Modell dieses Erzeugers in MatLab/Simulink erstellt werden[36]. Die Implementation des Erzeugers PV würde, da dieser sonneneinstrahlungsabhängig ist, zu einer komplexeren Fluktuation bei der Stromerzeugung im Netz führen. Dies hat generellen Einfluss auf das Netz und die Dimensionierung, als auch Be- und Entladestrategien von Speichern. Weitere erneuerbare Energien, die betrachtet werden können sind Gezeiten- und Wasserkraft (s. Abbildung). Die Auswahl dieser regenerativen Energiequellen ist jedoch stark von der geographischen Lage des Inselnetzes abhängig.

Außerdem kann die Modellierung eines Prosumers, bestehend aus einem Haus mit Wärmepumpe, PV-Anlage und Speicher, am Netz betrachtet werden. Die Modellierung ist hierbei komplex und deren Auswirkungen für das Netz können relevant sein. Ursache dafür ist die Komplexität dieses Subsystem des Inselnetzes. Bei einem solchen Prosumer liegt ein Zusammenspiel von PV-Anlage und internem Speicher zugrunde. Für diesen können eigene Be- und Entladestrategien betrachtet werden, die außerdem neben dem allgemeinen Strombedarf des Hauses noch mit dem Strombedarf einer angeschlossenen Wärmepumpe zusammenspielen. Durch die Abhängigkeit des Heizverhaltens der Wärmepumpe von der Außentemperatur, aus welcher sich der Heizbedarf ermitteln lässt, entsteht zusammenfassend eine in sich komplexe Komponente im Modell. Ein weiterer Verbrauchsfaktor für ein Inselnetz ist die E-Mobilität. Hierbei stehen die Betrachtung und ggf. Steuerung des Ladeverhaltens der E-Fahrzeuge im Vordergrund. Darüber kann die Interaktion von privaten E-Fahrzeugen mit privaten Stromspeichern aus dem Modell des beschriebenen Prosumers



The potential for hydro (blue), photovoltaics (yellow), wind (green) and tidal (cyan) energy

Abbildung 7.1: Betrachtung potentieller erneuerbarer Stromerzeuger für das Fallbeispiel Färöer-Inseln[37]

simuliert werden. Auch bei den Speichersystemen sind Änderungen implementierbar. In beiden Modellen werden ausschließlich Batteriespeichersysteme modelliert. Eine Simulation eines Fernwärmenetzes als auch die Nutzung von Power-to-Gas und Gas-to-Power sind möglicher Erweiterungen für die Modelle. Die existierenden Batteriemodelle können auch präziser modelliert werden. Dabei ist die Betrachtung von elektrischen Batteriemodellen ein möglicher Schritt, der es ermöglichen würde, elektrische Phänomene im Netz genauer zu betrachten. Dadurch können gleichzeitig die Aufgaben von Batteriespeichersystemen umfassender simuliert werden. Außerdem können in einer erweiterten Simulation auf Dauer weitere relevante Faktoren implementiert werden, beispielsweise ein Peak Shaving Algorithmus. Eine Darstellung von Redox-Flow-Batteriespeichern findet außerdem auch nicht statt, ist aber möglich und sinnvoll, insbesondere wenn ebendiese wirtschaftlich und technisch eine Alternative zu Lithium-Ionen-Batteriespeichern darstellen. Für die bilanzielle Simulationen wäre eine Erweiterung der Simulation wünschenswert, bei der die Betrachtung von elektrischen Phänomenen allgemein möglich ist. Jedoch darf die Simulationsgeschwindigkeit dadurch nicht stark beeinträchtigt werden. Bei der Modellierung des dreiphasigen Inselnetzes gibt es mehrere Erweiterungsoptionen. Die Implementierung einer Ladestrategie für die Windkraftspeicher kann die Qualität der Simulation verbessern. Darüber hinaus ist in Anbetracht der gewünschten Nutzung von ausschließlich erneuerbaren Erzeugern die Entfernung des Dieselgenerators eine Möglichkeit. Dies ist allerdings nur umsetzbar, wenn im gleichen Zug eine Implementierung einer Frequenzmessung stattfindet, da der Dieselgenerator essentiell für diese Messung ist. Darüber hinaus ist die Betrachtung der Blindleistung im Modell implementierbar. Allgemein können auch Prognosen im Bereich der Strombedarfsermittlung und der Veränderung von Verbrauchern einen Mehrwert für die Modellierung darstellen. Das liegt

daran, dass im Zuge der Abkehr von fossilen Energieträgern insbesondere in den Bereichen Gewerbe, Industrie und Verkehr damit zu rechnen ist, dass ein Großteil des Energiebedarfes in Deutschland und vielen anderen Teilen der Welt auf Dauer durch Strom gedeckt werden soll. Die resultierende momentane Entwicklung spielt dabei eine ausschlaggebende Rolle und die technische Weiterentwicklung, insbesondere im Bereich der Speichertechnologien, prägt den Aufbau und die Veränderung jedes Stromnetzes.

Literatur

- [1] M. Nuschke, „Frequenzstabilität im umreicherdominierten Verbundnetz“, Dissertation, Technische Universität Braunschweig, 2021. Adresse: <https://publica-rest.fraunhofer.de/server/api/core/bitstreams/68d20c8c-49b6-48cf-a9d5-e657f05cbd58/content>.
- [2] D. Willenberg, „Designfaktoren für den stabilen Inselnetzbetrieb in NS-/MS-Netzen“, Dissertation, Rheinisch Westfälische technische Hochschule Aachen, 2021. Adresse: <https://publications.rwth-aachen.de/record/837922/files/837922.pdf>.
- [3] A. Cronenberg, „Beschreibung von Konzepten des Systemausgleichs und der Regelreservemärkte in Deutschland“,
- [4] H. Itschner, „Entwicklung von Modellen zur speichergestützten Versorgung mit erneuerbaren Energien in Inselnetzen“, Diss., Karlsruher Institut für Technologie, 2020.
- [5] B. Mantar Gundogdu, S. Nejad, D. T. Gladwin, M. P. Foster und D. A. Stone, „A battery energy management strategy for u.k. enhanced frequency response and triad avoidance“, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Jg. 65, Nr. 12, S. 9509–9517, Dez. 2018.
- [6] M. Boxleitner und G. Brauner, „VIRTUELLE SCHWUNGMASSE“, 2009.
- [7] *VERORDNUNG (EU) 2017/ 1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb*, DIE EUROPÄISCHE KOMMISSION vom 2. August 2017.
- [8] „SoC management strategies in Battery Energy Storage System providing Primary Control Reserve - ScienceDirect.“ (), Adresse: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352467718304375?via%3Dihub> (besucht am 19.02.2024).
- [9] J. Marchgraber, W. Gawlik und C. Alács, „Modellierung und Simulation von Batteriespeichern bei der Erbringung von Primärregelleistung“, *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik*, Jg. 136, Nr. 1, S. 3–11, Feb. 2019, ISSN: 0932-383X, 1613-7620. DOI: 10.1007/s00502-019-0704-1. Adresse: <http://link.springer.com/10.1007/s00502-019-0704-1> (besucht am 04.03.2024).
- [10] D. R. Paschotta. „Inselnetz.“ Accessed: March 3, 2024. (2023), Adresse: <https://www.energie-lexikon.info/inselnetz.html>.

- [11] Merkur. „Nordseeinsel Helgoland ans Stromnetz angeschlossen.“ Accessed: March 4, 2024. (2009), Adresse: <https://www.merkur.de/deutschland/nordseeinsel-helgoland-stromnetz-angeschlossen-zr-544258.html>.
- [12] A. Kuhrt. „Die Stromversorgung West-Berlins während der Blockade.“ Accessed: March 5, 2024. (2010), Adresse: <https://www.berlinstreet.de/2254#:~:text=Das%20gesamte%20West-Berlin%20wurde,auch%20Ost-Berlin%20versorgt%20wurden..>
- [13] G. Fay und A. V. Meléndez. „Electricity in Alaska: A Growing and Changing Picture.“ Accessed: March 5, 2024. (Apr. 2014), Adresse: https://iseralaska.org/static/legacy_publication_links/2014_04-RS-ElectricityInAlaska.pdf.
- [14] H. Trondheim und T. Nielsen. „Experiences with 100% Wind Power Generation in an Isolated Power System - Faroe Islands.“ Accessed: March 5, 2024. (Okt. 2023), Adresse: <https://cse.cigre.org/cse-n030/experiences-with-100-wind-power-generation-in-an-isolated-power-system-suduroy-faroe-islands.html>.
- [15] D. H. M. Tróndheim, „Ensuring Supply Reliability and Grid Stability in a 100% Renewable Electricity Sector in the Faroe Islands,“ Diss., Aalborg University, 2023.
- [16] E. H. Dyvik. „Population of the Faroe Islands 2022, by Island.“ Accessed: March 5, 2024. (Nov. 2023), Adresse: <https://www.statista.com/statistics/805966/population-of-the-faroe-islands-by-island/>.
- [17] „Natrium-Ionen-Akkus: Preise, Funktion und Entwicklung der Hersteller.“ Updated: March 4, 2024. (März 2024).
- [18] O. Feindt. „Speichertechnologien - 4. Elektrochemische Energiespeicher.“ (Nov. 2023).
- [19] M. Jendrischik. „Redox-Flow-Batterie: Vorteile und Nachteile unterschiedlicher Flüssigbatterien.“ Accessed: March 5, 2024. ().
- [20] B. Yang, „A Durable, Inexpensive and Scalable Redox Flow Battery Based on Iron Sulfate and Anthraquinone Disulfonic Acid,“ *Journal of The Electrochemical Society*, 2020. Adresse: <https://iopscience.iop.org/article/10.1149/1945-7111/ab84f8/pdf>.
- [21] C. Kahle. „Title of the Article.“ Accessed: March 5, 2024. (Juni 2023).
- [22] J. Huang. „Ein Vergleich von NMC/NCA Lithium-Ionen-Akku und LFP-Batterie.“ Accessed: March 5, 2024. (Nov. 2020).
- [23] „Wie Batteriegrößen aufgebaut sind.“ Accessed: March 5, 2024. ().
- [24] E. Hau, *Windkraftanlagen Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit*, 2016.
- [25] E. GmbH, *Datenblatt ENERCON Windenergieanlage E-115 Betriebsmodi 0 s, I s, II s und leistungsreduzierte Betriebe mit TES*. Adresse: <https://docplayer.org/136627205-Datenblatt-enercon-windenergieanlage-e-115-betriebsmodi-0-s-i-s-ii-s-und-leistungsreduzierte-betriebe-mit-tes-trailing-edge-serrations.html>.

- [26] A.-K. W. et al., *Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Nabenhöhen von Windenergieanlagen*, 2017. Adresse: https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2017/Wirtschaftlichkeit%20unterschiedlicher%20Nabenh%C3%B6hen%20von%20Windenergieanlagen.pdf.
- [27] A. H. et al., *Windenergie Windturbines*, 2017. Adresse: https://www.aia.rwth-aachen.de/vluebfiles/vlueb/lecture_materials/20/link/Windenergie_Standort.pdf.
- [28] A. Wagner, *Photovoltaik Engineering Handbuch für Planung, Entwicklung und Anwendung*, 2015.
- [29] B. für Wirtschaft und Klimaschutz, *Verluste einer Solarzelle*. Adresse: https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d13357-2/*/*Verluste%20einer%20Solarzelle.html?op=Wiki.getwiki.
- [30] H. Wirth, *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*, 2024.
- [31] P. Keil und A. Jossen, „Aufbau und parametrierung von batteriemodellen“, in *19. DESIGN&ELEKTRONIK-Entwicklerforum Batterien & Ladekonzepte*, 2012.
- [32] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH. „Reservebetrieb - Begleitdokument (Zusätzliche Anmerkungen zum „Erlaubten Arbeitsbereich“, „Gefährdeten Zustand“ und „Reservebetrieb“)“, Adresse: <https://www.regelleistung.net/de-de/Infos-f%C3%BCr-Anbieter/Wie-werde-ich-Regelenergieanbieter-Pr%C3%A4qualifikation> (besucht am 07.03.2024).
- [33] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH. „Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland (PQ-Bedingungen)“, Adresse: <https://www.regelleistung.net/de-de/Infos-f%C3%BCr-Anbieter/Wie-werde-ich-Regelenergieanbieter-Pr%C3%A4qualifikation> (besucht am 07.03.2024).
- [34] „Netztransparenz > Regelenergie > Daten Regelreserve > Sekündliche Daten.“, Adresse: <https://www.netztransparenz.de/de-de/Regelenergie/Daten-Regelreserve/Sek%C3%BCndliche-Daten> (besucht am 06.03.2024).
- [35] B. T. und Umweltconsulting GmbH et al., *Klimaschutzkonzept Helgoland*, 2013. Adresse: https://www.helgoland.de/content/uploads/sites/2/2017/06/20130627_Endbericht_IKSK_Helgoland_final.pdf.
- [36] E. E. European Commission Joint Research Centre und R. Unit. „PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM.“ Accessed: March 9, 2024. (2024), Adresse: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/de/.
- [37] D. H. M. Trondheim, *Ensuring Supply Reliability and Grid Stability in a 100% Renewable Electricity Sector in the Faroe Islands*, 2023.