Wasserstoffbasierte Notstromversorgung mit integriertem Regelkraftwerk mittels flexibler Sektorenkopplung und Metallhydridspeichern

Daniel Apenbrink*‡, Dennis Hamann‡, Robert Hankers, Detlef Schulz
Professur für Elektrische Energiesysteme
Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg
Hamburg, Deutschland
*daniel.apenbrink@hsu-hh.de

Stefan Micheely*
Digitalisierung & Netz
Stromnetz Hamburg GmbH
Hamburg, Deutschland
*stefan.micheely@stromnetz-hamburg.de

‡Diese Autoren haben in gleichem Maße an dem Beitrag mitgewirkt.

***Kurzfassung* – Die Dekarbonisierung der Energieversorgung bringt große Herausforderungen mit sich. Um diese zu lösen, müssen innovative Konzepte erarbeitet werden. Zu den Herausforderungen zählen neben einer nachhaltigen Erzeugung auch die Energiespeicherung, das Ausgleichen von fluktuierender Stromerzeugung durch erneuerbare Energien und der zuverlässige Energietransport. Um dies zu bewältigen, bietet sich der Einsatz von Wasserstoff an, der im Vergleich zu anderen Energieträgern viele Vorteile mit sich bringt. Durch die Kopplung der Sektoren Strom und Gas kann das Stromnetz entlastet und die Speicherung durch Umwandlung elektrischer Energie außerhalb des Stromsektors ermöglicht werden. Als Anlagen können hierbei umschaltbare Brennstoffzellen- und Elektrolysesysteme zum Einsatz kommen, wie sie im hier vorgestellten Projekt HyReflexS untersucht werden. Der Einsatz zur Stabilisierung des Stromnetzes, als auch eine betreiberorientierte Anwendung, wie beispielsweise als Notstromversorgung oder zur Reduzierung von Lastspitzen, sowie der Einsatz neuartiger Speichersysteme eines Metallhydridspeichers werden untersucht. Die assoziierten Projektpartner sind die Hamburger Hochbahn AG, die Stromnetz Hamburg GmbH und die Gasnetz Hamburg GmbH. Weitere Teilprojekte werden von den Partnern Helmholtz-Zentrum Hereon und der Altran Deutschland S.A.S. & Co. KG bearbeitet. Das Helmholtz-Zentrum Hereon untersucht dabei die Entwicklung und Einbindung eines Metallhydridspeichers und Altran Deutschland S.A.S. & Co. KG relevante Wirtschaftlichkeits- und Nachhaltigkeitsfragen. Das Vorgehen im Projekt besteht zunächst im Sammeln von Randbedingungen sowie dem Auslegen, Beschaffen und Inbetriebnehmen einer Versuchsanlage. Ausgehend von den ermittelten Anlagenparametern werden mögliche Anwendungsszenarien definiert und ein Simulationsmodell der Anlage entwickelt. Zudem wird ein Leitrechner konzipiert, der die Daten der Projektpartner verarbeitet und auf Grundlage einer implementierten Logik selbstständig die optimale Fahrweise der Wasserstoffanlagen bestimmt.**

***Stichworte* – Power-to-Gas, Sektorenkopplung, Brennstoffzellen, Elektrolyse, Notstromversorgung**

NOMENKLATUR

AB	Anlagenbetreiber
BDEW	Bundesverband für Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BZ	Brennstoffzelle
CV_{H2} in kWh/Nm³	Brennwert von Wasserstoff
CV_{HH} in kWh/Nm³	Hamburger Brennwert
ΔCV_{HH} in %	Maximal zulässige Abweichung vom Brennwert
DV	Direktvermarkter
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EIV	Einsatzverantwortlicher
EL	Elektrolyseur
ENTSO-E	Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPM	Engpassmanagement
GNH	Gasnetz Hamburg GmbH
H_2	Wasserstoff
HSU	Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg
HOCHBAHN	Hamburger Hochbahn AG
IBC	Intermediate Bulk Containern
MH	Metallhydrid
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
Nm³	Normkubikmeter
OPC UA	Open Platform Communications Unified Architecture
PEM	Polymerelektrolytmembran
PtG	Power-to-Gas
$Q_{\varnothing}$ in Nm³/h	Durchschnittlicher Erdgasstrom
$Q_{H_{2,aus}}$ in Nm³/h	Entnommener Wasserstoffstrom

DOI: 10.24405/13951

$Q_{H_{2,ein}}$ in Nm³/h	Eingespeister Wasserstoffstrom
RD	Redispatch
SNH	Stromnetz Hamburg GmbH
UBES	Umschaltbares Brennstoffzellen- und Elektrolysesystem
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilungsnetzbetreiber

I. EINLEITUNG

Die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen ist ein fundamentaler Bestandteil, um die Klimaziele der Bundesrepublik Deutschland zu erreichen. Bis 2030 wird angestrebt, die Erzeugung der Treibhausgase im Vergleich zum Jahr 1990 auf 65 % zu reduzieren und bis zum Jahr 2045 Treibausgasneutralität zu erreichen [1]. Auch wenn der Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland derzeit ins Stocken gerät, muss der Anteil in diesem Jahrzehnt weiter steigen [2, 3]. Neben der Energieerzeugung bilden der Transport und die Speicherung elektrischer Energie zusätzliche Herausforderungen, um eine zuverlässige Energieversorgung in Deutschland, Europa aber auch weltweit zu gewährleisten. Der Großteil der in Deutschland erzeugten erneuerbaren Energie wird derzeit aus Wind, Biomasse und Solarstrahlung erzeugt. Insbesondere die Erzeugung aus Wind und Solarstrahlung ist wetterabhängig und kann durch lokale Unter- bzw. Überproduktionen zu Netzinstabilitäten führen, denen mit gezielten Maßnahmen von Netz- und Anlagenbetreibern entsprechend entgegnet werden muss. Der zögerliche Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze sowie die fehlende Möglichkeit, die elektrische Energie zu speichern, verschärfen die Problematik zusätzlich, sodass regenerative Erzeugungsanlagen letztendlich gedrosselt oder abgeschaltet und die Betreiber entsprechend entschädigt werden müssen.

Die Technologie Power-to-Gas (PtG) kann ihren Beitrag dazu leisten, die wirtschaftliche Speicherung elektrischer Energie in großen Mengen zu ermöglichen. Im Vergleich zu Batteriespeichern ist die Speicherung von Energie in Form von Wasserstoff, insbesondere großer Mengen, sinnvoller und kann über lange Zeiträume verlustfrei erfolgen. PtG bezeichnet dabei die elektrolytische Spaltung von Wasser zur Produktion von Wasserstoff und Sauerstoff. Der Wasserstoff kann nach der Elektrolyse in Druck- oder Flüssiggasspeichern gelagert werden. Innovative Speichertechnologien in sogenannten Metallhydriden (MH) haben darüber hinaus insbesondere für stationäre Anwendungen enormes Potenzial, da vergleichsweise große Mengen Wasserstoff bei deutlich geringeren Drücken gespeichert werden können [4]. Auch eine Einspeisung von klimaneutralem Wasserstoff in das Erdgasnetz ist denkbar, um den ökologischen Fußabdruck im Transport- und Wärmesektor zu verbessern. Die Einspeisung ins Gasnetz kann darüber hinaus den Transport über das Stromnetz entlasten [5]. Das Forschungsprojekt HyReflexS der Helmut-Schmidt-Universität Hamburg (HSU) soll den Betrieb eines umschaltbaren Brennstoffzellen- und Elektrolysesystems (UBES) zur Sektorenkopplung zwischen Strom- und Gasnetz untersuchen. Die Kernelemente des UBES sind dabei eine Brennstoffzelle und ein Elektrolyseur jeweils in Polymerelektrolytmembran (PEM)-Bauweise. Diese werden als sogenanntes Doppelstrangsystem ausgeführt, was einerseits die Produktion von Wasserstoff und andererseits die Produktion von elektrischer Energie ermöglicht. Zu den Anwendungsfällen zählt dabei die Realisierung einer klimafreundlichen Notstromversorgung eines Busbetriebshofes der Hamburger Hochbahn AG (HOCHBAHN). Darüber hinaus soll der netzdienliche Einsatz der Anlage als Regelkraftwerk zur Stabilisierung des Stromnetzes untersucht werden. Das Anbieten von positiver sowie negativer Regelenergie oder die Reduzierung von Lastspitzen können dabei eine kontinuierliche und wirtschaftliche Nutzung neben der Notstromversorgung ermöglichen.

II. METHODISCHES VORGEHEN

Zunächst soll das methodische Vorgehen im Projekt vorgestellt werden. Dieses wird in ABBILDUNG 1 dargestellt. Hierbei wurden ausgehend von den gesammelten Randbedingungen mehrere Arbeitspakete definiert, die zum Teil parallel bearbeitet werden und als Grundlage für die Versuche am Teststand dienen.

A. Sammeln von Randbedingungen

Bereits vor Beantragung des Projektes wurden Randbedingungen gesammelt, welche Einfluss auf die Entwicklung und den Betrieb der Anlage haben. In einem ersten Schritt wurden Absprachen mit den Projektpartnern hinsichtlich der jeweiligen Anforderungen, Wünsche und Zielsetzungen getroffen. In die Antragserstellung floss auch die Recherche gesetzlicher Vorgaben ein, welche im Rahmen der Ausarbeitung von Anwendungsszenarien weiter verfeinert wird. Es spielen auch wirtschaftliche Anreize eine Rolle, die sich in optimierten Betriebskosten ebenso widerspiegeln können wie in der Generierung neuer Einnahmen durch die geschickte Nutzung fluktuierender Strombörsenpreise.

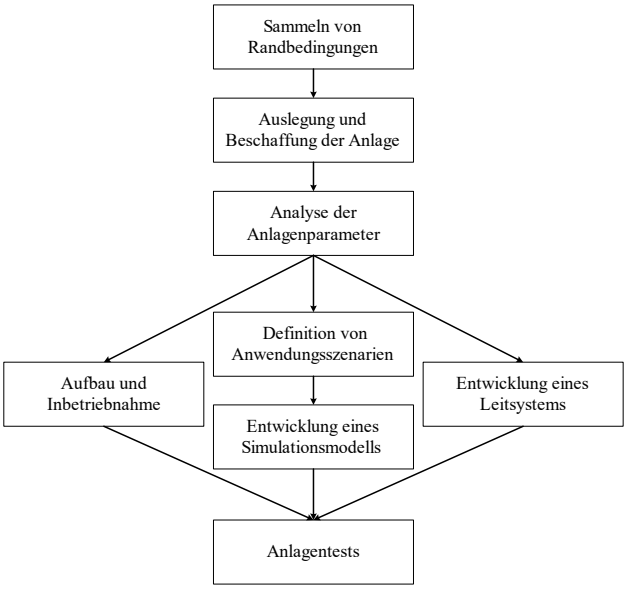


ABBILDUNG 1: METHODISCHES VORGEHEN IM PROJEKT.

B. Auslegung, Beschaffung der Anlage

Im ersten Arbeitspaket wird ausgehend von den gesammelten Randbedingungen eine kleiner skalierte Laboranlage ausgelegt, mit der sich die Wünsche und Zielsetzungen der Projektpartner untersuchen lassen. Anschließend erfolgt die Beschaffung der Komponenten.

C. Analyse der Anlagenparameter

Auf Grundlage der ausgelegten Anlage werden nun die Anlagenparameter für jede Komponente zusammengetragen und analysiert. Die Bearbeitung der weiteren Arbeitspakete erfolgt ausgehend von den Anlagenparametern und den beschafften Komponenten.

D. Aufbau und Inbetriebnahme

In diesem Arbeitspaket sollen die beschafften Komponenten auf dem Gelände der HSU zu einem Teststand zusammengefügt und in Betrieb genommen werden. Anschließend werden erste Versuche durchgeführt, mit denen das allgemeine Anlagenverhalten getestet wird. Der Aufbau und die Inbetriebnahme der Anlage kann dabei parallel zu den anderen Arbeitspaketen erfolgen. Eine Übersicht über den geplanten Teststand mit den Anlagenkomponenten und den wichtigsten Parametern wird in Kapitel IV gegeben.

E. Definition von Betriebsszenarien

Zur Erforschung der generellen Einsetzbarkeit von UBES wurden diverse Anwendungsszenarien definiert, deren Ausarbeitung und Umsetzung ebenso Bestandteil des Projektes sind. Die Anwendungsszenarien orientieren sich dabei an den technischen Möglichkeiten, die das System liefert, und basieren auf den grundlegenden Betriebsarten Stromerzeugung und Wasserstofferzeugung. Die definierten Anwendungsszenarien sind die Bereitstellung positiver und negativer Regelenergie, positiver und negativer Redispatch 2.0, Peakshaving, die Nutzung günstiger Strompreise zur Wasserstofferzeugung, das Auffüllen des Wasserstoff-speichers und die Notstrombereitstellung für den Busbetriebshof Alsterdorf. Die Motivation für die Umsetzung der einzelnen Anwendungsszenarien wird in Kapitel III näher betrachtet.

F. Entwicklung eines Simulationsmodells

Neben dem Aufbau einer realen Anlage soll die Entwicklung eines Simulationsmodells erfolgen. Hierfür werden zunächst Modellgleichungen für die einzelnen Komponenten erstellt und anschließend auf Grundlage der Modellgleichungen und der Anlagenparameter geeignete Modelle für jede Komponente entwickelt. Diese werden infolgedessen zu einem Gesamtmodell des Teststandes zusammengefügt, welches abschließend auf Grundlage der Anlagenversuche validiert wird.

G. Entwicklung eines Leitrechners

Die Kommunikation zwischen den assoziierten Partnern und dem UBES soll über einen Leitrechner erfolgen. Dieser realisiert den Austausch von Anlageninformationen und Stellbefehlen und soll darüber hinaus eine Möglichkeit bieten, gegensätzliche Befehle im Sinne einer Merit-Order zu priorisieren. Die Entwicklung des Leitrechners wird in Kapitel V näher beschrieben.

H. Anlagenversuche

Auf Grundlage der Anforderungen, die sich einerseits aus den Anwendungsszenarien und andererseits aus den Ergebnissen der simulativen Untersuchungen ergeben, werden zunächst Anlagenversuche geplant und anschließend durchgeführt. Hierbei wird die Eignung des Systems zur Umsetzung der definierten Anwendungsszenarien untersucht. Weiterhin wird die Dynamik der Anlage und die Fähigkeit zum Wechsel zwischen den Anwendungsszenarien getestet. Auf Grundlage der gewonnenen Daten sollen darüber hinaus das Leitsystem und das Simulationsmodell optimiert werden. Zusätzlich soll die Reaktion der Anlage auf mögliche Netzfehler untersucht werden.

III. Assoziierte Partner und Anwendungsfälle

Im folgenden Kapitel werden die assoziierten Partner des Projektes HyReflexS vorgestellt und die jeweiligen Anwendungsfälle beschrieben. Zu den Partnern zählen die Hamburger Hochbahn AG, Stromnetz Hamburg GmbH (SNH) und Gasnetz Hamburg GmbH (GNH).

A. Hamburger Hochbahn AG

Die Hamburger Hochbahn AG betreibt neben der Hamburger U-Bahn auch einen Großteil des Hamburger Stadtbus-Netzes mit insgesamt 980 Fahrzeugen. Zukünftig wird eine zunehmende Elektrifizierung der gesamten Busflotte angestrebt, sodass bereits seit 2020 die Bestellung von emissionsfreien Bussen erfolgte. Bis zum Jahr 2030 soll die gesamte Busflotte der HOCHBAHN umgestellt werden. Im April 2019 wurde darüber hinaus in Hamburg-Alsterdorf der zu diesem Zeitpunkt modernste Busbetriebshof Europas eröffnet, welcher zukünftig bis zu 240 emissionsfreie Busse aufnehmen wird [6, 7].

Aus Sicht der HOCHBAHN ergeben sich verschiedene mögliche Anwendungsfälle, die im Folgenden erläutert werden.

1) Notstromversorgung

Die Busflotte der HOCHBAHN gehört zur Kritischen Infrastruktur, da im Katastrophenfall, wie beispielsweise einer Hochwasserkatastrophe, Teile der Bevölkerung durch Busse evakuiert werden müssen. Sollte die elektrische Versorgung des Busbetriebshofs unterbrochen werden, ist dieser durch eine geeignete Notstromanlage zu versorgen, um ein zuverlässiges Laden der Busse auch bei Ausfall des Stromnetzes sicherzustellen. Zusätzlich muss eine weitere Versorgung der sicherheitskritischen Infrastruktur des Busbetriebshofs gewährleistet werden, um die Betriebs-fähigkeit des Busbetriebshofs zu erhalten. Im Projekt HyReflexS soll untersucht werden, ob die Versorgung des Busbetriebshofs in Alsterdorf durch ein UBES erfolgen kann und welche Rahmenbedingungen dafür betrachtet werden müssen.

2) Peakshaving

Die elektrische Infrastruktur von Übertragungs- und Verteilnetzen muss so ausgelegt werden, dass neben der Grundlast auch kurzzeitige Spitzenlasten durch die Netzinfrastruktur abgedeckt werden können. Infolgedessen werden Gewerbe- und Industriekunden neben den Kosten des Gesamtenergieverbrauchs auch anhand ihrer Spitzenlasten mit zusätzlichen Gebühren belastet. Grundlage dafür ist eine Messung der durchschnittlichen Leistungsabnahme in 15-minütigen Intervallen, welche den sogenannten Lastgang widerspiegeln. Der Höchstwert dieser Messungen wird für die Berechnung des Leistungsentgeltes für den jeweiligen Abrechnungszeitraum zu Grunde gelegt [8]. Für die HOCHBAHN ergibt sich deshalb der Anreiz, Leistungs-spitzen auf dem Busbetriebshof zu begrenzen und somit Energiekosten einzusparen. Durch die Einspeisung von elektrischer Energie durch das UBES können Lastspitzen abgefedert werden.

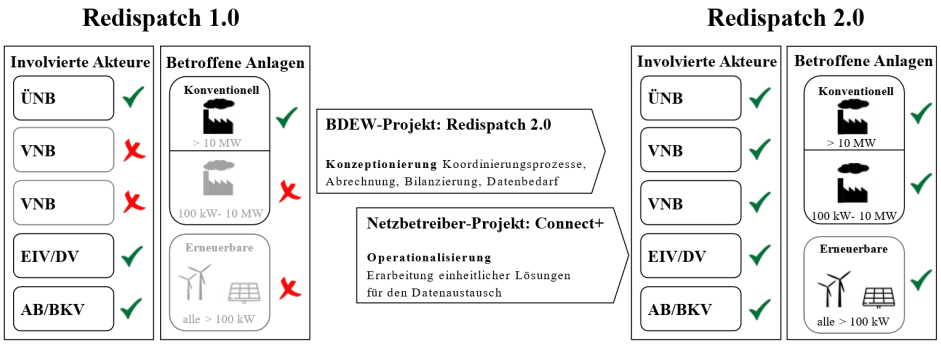


ABBILDUNG 2: INVOLVIERTE AKTEURE UND BETROFFENE ANLAGEN [9].

3) Regelenergie

Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien kommt es in der Stromerzeugung zu immer häufigeren Schwankungen. Zusätzlich kann das Einschalten energieintensiver Verbraucher weitere Schwankungen im Stromnetz hervorrufen. Da das elektrische Netz keine Möglichkeit bietet, Energie zu speichern, müssen Energieverbrauch und Energieerzeugung stets in einem Gleichgewicht gehalten werden. Ob dieses Gleichgewicht eingehalten wird, kann mit Hilfe der Netzfrequenz überwacht werden. Wird mehr Energie erzeugt als verbraucht, steigt die Frequenz, wird weniger Energie erzeugt als verbraucht, sinkt die Frequenz. Für die Überwachung und Regelung der Netzfrequenz in Deutschland sind einerseits die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 50Hertz Transmission, Amprion, Tennet TSO und TransnetBW und übergeordnet der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) verantwortlich. Zur Frequenzregelung stehen mehrere Regelstufen zur Verfügung. Plötzliche bzw. sehr kurzfristige Schwankungen werden ohne einen Regeleingriff durch die Massenträgheit der aktiven Generatoren in den Kraftwerken ausgeglichen. Ab einer Schwankungsdauer von mehr als 30 Sekunden wird sogenannte Primärregelleistung bereitgestellt. Diese wird bei einer lokal durch das Kraftwerk gemessenen Abweichung der Nennfrequenz um ± 0,2 Hz automatisiert erzeugt, um die Netzfrequenz zu stabilisieren. Spätestens nach 5 Minuten übernimmt die sogenannte Sekundärregelenergie den Ausgleich der Netzfrequenz, sodass die Primärregelleistung wieder zur Verfügung steht. Für längere Ungleichgewichte im Stromnetz steht die Tertiärregelenergie zur Verfügung. Diese muss nach spätestens 15 Minuten in voller Leistung erbracht werden.

Die Anforderung von Regelenergie kann sowohl in positiver, durch Erzeuger, als auch negativer Form, durch Verbraucher, bereitgestellt werden und wird vom ÜNB angefordert.

Grundsätzlich kann ein UBES der Rolle eines Lieferanten von sowohl positiver als auch negativer Regelenergie gerecht werden. Es muss jedoch gezeigt werden, dass die geforderten Zeiten für die Bereitstellung von Regelenergie eingehalten werden können.

B. Stromnetz Hamburg

Die Stromnetz Hamburg GmbH ist ein hundertprozentiges Tochterunternehmen der Freien und Hansestadt Hamburg und ist als solches für den Betrieb und die Weiterentwicklung des Stromnetzes der Stadt verantwortlich [10].

Als Verteilungsnetzbetreiberin (VNB) ist die SNH dafür mitverantwortlich, das seit dem 01.10.2021 angewandte Verfahren Redispatch 2.0 umzusetzen, welches für alle größeren Stromerzeuger und -verbraucher von Bedeutung ist. Im Folgenden wird Redispatch 2.0 mit den Auswirkungen für das Netzgebiet Hamburg näher vorgestellt.

1) Hintergründe zum Redispatch 2.0

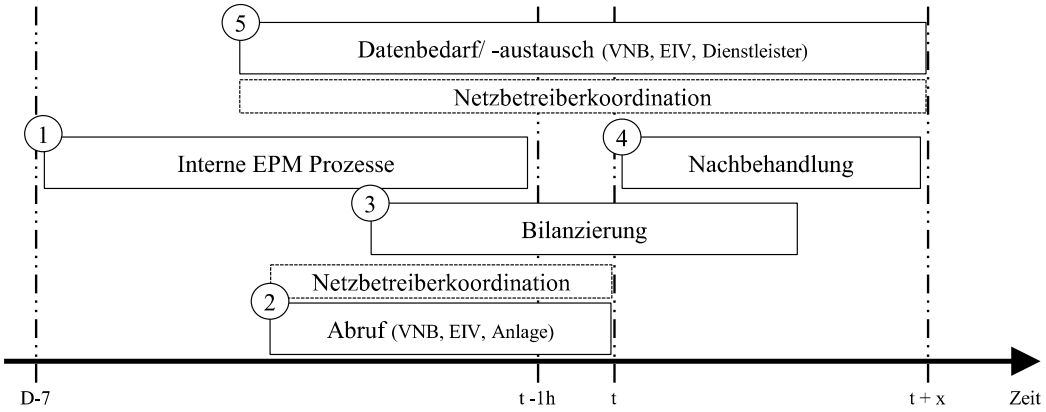
Bisher galt bei Netzengpässen ein Einspeisemanagement für EEG-Anlagen mit Ausfallentschädigung für Anlagenbetreiber durch Verteilungsnetzbetreiber. Als Redispatch, im Folgenden als Redispatch 1.0 bezeichnet, ist die Leistungseinsenkung der konventionellen Kraftwerke ab 10 MW Leistung. aufgrund der Vorrangregelung für erneuerbare Energie zu verstehen. In der neuen Regelung Redispatch 2.0, die im Gesetzeskontext mit dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) sowie dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) steht, werden sämtliche Akteure einbezogen. Neben allen konventionellen Kraftwerken beteiligen sich auch die Betreiber von Anlagen erneuerbarer Energie ab einer Leistung von 100 kW daran, Netzengpässe insbesondere durch eine Überlastung von Betriebsmitteln im Stromnetz zu vermeiden.

ABBILDUNG 2 zeigt sowohl die Beteiligten, die über Redispatch 2.0 für die Lösung der Aufgabe zusammenarbeiten, möglichst viel erneuerbar erzeugten Strom zur Anwendung zu bringen, als auch die Funktion des Zusammenschlusses der Netzbetreiber zur Umsetzung der im Branchenverband BDEW erarbeiteten Standards. Auf der linken Seite sind die Beteiligten des bisherigen Verfahrens Redispatch 1.0, auf der rechten Seite die Beteiligten von Redispatch 2.0 dargestellt.

Ziel von Redispatch 2.0 ist es, bereits vor Beginn des Betrachtungszeitraums durch Prognose, Bilanzierung und Abrechnung ein volkswirtschaftlich besseres Reglement zu etablieren.

Über den Branchenverband BDEW wurde eine Lösung standardisiert, die den bisherigen ausschließlichen Echtzeit-Prozess des Einspeisemanagements für EEG-Anlagen in Verbindung mit Redispatch der konventionellen Kraftwerke zur Behebung der Netzengpässe durch einen planwertbasierten Prozess für alle Einspeiser ersetzt. Dieser wird mit bis zu 48 Stunden Vorlauf und iterativer Anwendung durchgeführt.

ABBILDUNG 3 zeigt die zeitliche Abfolge des Verfahrens von Redispatch 2.0 in einzelnen Schritten sowie die Rollenverteilung der Akteure.



1. Interne EPM-Prozesse: Teilprozesse der Netzzustandsanalyse, Maßnahmendimensionierung
2. Abruf: (Koordinierter) Abruf von RD über den VNB, der Anlagen auffordert oder selbst steuert
3. Bilanzierung: bilanzielle (Fahrplan-) Abwicklung von RD Maßnahmen
4. Nachbehandlung: Dokumentation, Abrechnung, Datenmeldeung, Veröffentlichungen
5. Datenbedarf/-austausch: erforderliche Basisdaten sowie konkreter Datenaustausch mit VNB

ABBILDUNG 3: PROZESSÜBERSICHT IM ZEITABLAUF AM BEISPIEL DES ÜNB AMPRION [11].

Die Konzepte inklusive der Festlegungen zum Informationsaustausch und der Datenformate, die im Branchenverband erstellt wurden, sind durch entsprechende Beschlüsse der Beschlusskammern der Bundesnetzagentur in den letzten zwei Jahren verrechtlicht worden. Für die Beteiligten ergeben sich die in ABBILDUNG 2 und ABBILDUNG 3 genannten Rollen. Für die Betreiber von Einspeiseanlagen ergibt sich u. a. die Aufgabe, als Einsatzverantwortlicher (EIV) permanent die Anforderungen zur Betriebssteuerung erfüllen zu können. In den letzten Wochen hat sich gezeigt, dass aktuell (Stand: Ende August 2021) das Dienstleister-Angebot, aus dem ein Anlagenbetreiber die Funktion des EIV beauftragen könnte, wächst. Davor wurde diese Rolle eher im Rahmen einer Direktvermarktung für Systemdienstleistungen und/oder Energiemengenlieferungen mit angeboten.

2) Technisch-organisatorische Umsetzung

In Deutschland sind von der Umsetzung vorbereitender Maßnahmen und der Durchführung von Redispatch 2.0 ca. 100.000 Anlagen betroffen [12]. Die Anlagen sind zunächst standardisiert zu erfassen, im Bedarfsfall zu bedienen, bzw. zu steuern und anschließend im Rahmen des gewählten Modells abzurechnen.

In der Anwendung von Redispatch 2.0 durch SNH wird im zeitlichen Vorfeld (siehe ABBILDUNG 3), d. h. zwei Tage vor einem möglichen Einsatzfall, eine erste Netzberechnung auf Basis der Stamm- und Planungsdaten vorgenommen. In dieser Netzberechnung werden mit der vorhandenen Einspeiseprognose in Abhängigkeit der Wetterdaten, den Fahrplänen der diversen Einspeiser und den zu erwartenden ebenfalls in gewissem Maße wetterabhängigen Lasten sowie der technischen Verfügbarkeit des Netzes in der Schaltungsplanung als Eingangsparameter mögliche Engpässe identifiziert und in der anschließenden Netzbetreiberkoordination mit den betroffenen ÜNB und VNB über die im Projekt „Connect+“ erarbeitete und von allen Beteiligten akzeptierte Datendrehscheibe austauscht [13]. Im Sinne einer Iteration wird in weiteren Berechnungsperioden vor dem gewählten Einsatzzeitpunkt zum einen die Prognose verfeinert bzw. konkretisiert und zum anderen die technische Lösung über den Anlageneinsatz hergestellt. Praktisch heißt das, dass am Vortag eine weitere Berechnung und am Tag des betrachteten Ereigniszeitpunkts jede Stunde diese Rechnung unter Neujustierung der o. g. Eingangsparameter vorgenommen wird. Für die Bilanzkreisverantwortlichen besteht zudem die Aufgabe, durch Redispatch-Maßnahmen veränderte Einspeisungen und Lasten energetisch und bilanziell neu auszugleichen.

Aufgrund der begrenzten Flächenreserven für Standorte von Windenergie-Anlagen innerhalb von Hamburg besteht für SNH nicht die Aufgabe, eigene Engpässe im Hochspannungsnetz durch Redispatch-Maßnahmen der angeschlossen Einspeiser beheben zu müssen. Innerhalb der Regelzone des direkt vorgelagerten ÜNB 50Hertz Transmission und des benachbarten ÜNB Tennet bestehen Engpässe, welche auf die Anlagen im Netzgebiet der SNH Einfluss haben können. Durch die Ausweitung der betroffenen Einspeiser hat die SNH im eigenen Netzgebiet alle erforderlichen Maßnahmen gemäß der Branchenlösung des BDEW umgesetzt und wird in der Rolle des ausführenden Netzbetreibers tätig werden. SNH hat alle Anlagenbetreibenden kontaktiert und um Rückmeldung der zu berücksichtigenden Stamm- und Planungsdaten gebeten. Die entsprechenden Kommunikationseinrichtungen, konform mit den anderen Netzbetreibern aus dem Projekt Connect+, wurden beidseitig eingerichtet.

Für das im Projekt HyReflexS geplante UBES muss aufgrund der geringen Leistung die Regelung zum Redispatch 2.0 nicht zwangsläufig angewendet werden. Dennoch sollen die dafür geltenden Rahmenbedingungen betrachtet werden, um zukünftige Anlagen in höheren Leistungsklassen betreiben zu können.

C. Gasnetz Hamburg

Die Gasnetz Hamburg GmbH mit ihren 590 Mitarbeitenden betreibt das Erdgasnetz in Hamburg. Dieses ist in Hoch-, Mittel- und Niederdruck eingeteilt und weist eine Gesamtlänge von ca. 7.900 km auf. Insgesamt werden dabei etwa 230.000 Netzkunden versorgt, die im Jahr 2020 einen Energieverbrauch von 20 Mrd. kWh aufwiesen [14].

Zur Reduzierung von Speicherkapazitäten und zur Erhöhung der Versorgungssicherheit wird im Projekt die Möglichkeit untersucht, alternative Speichermöglichkeiten für

Wasserstoff zu nutzen. Eine solche alternative Speichermöglichkeit stellt das Erdgasnetz dar. Um das Erdgasnetz für die in ABBILDUNG 4 dargestellte Einspeisung und Entnahme zu nutzen, treten jedoch einige Herausforderungen auf.

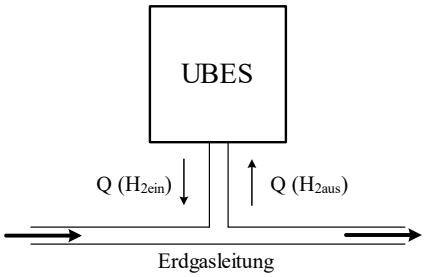


ABBILDUNG 4: VEREINFACHTE DARSTELLUNG DER EINSPEISUNG UND ENTNAHME VON WASSERSTOFF IN DAS BZW. AUS DEM ERDGASNETZ.

Eine dieser Herausforderungen ist es, sicherzustellen, dass den Netzkunden Gas mit einem konstanten Brennwert bereitgestellt wird. Wasserstoff weist einen Brennwert von etwa 3,5 kWh/Nm³ auf, während der Brennwert des in Hamburg genutzten Erdgases, auch als Hamburger Brennwert bezeichnet, bei etwa 11,3 kWh/Nm³ liegt [15, 16]. Somit führt eine Einspeisung von Wasserstoff zu einer Abnahme des Brennwerts, weshalb es nicht möglich ist, beliebig große Mengen an Wasserstoff einzuspeisen. Die maximal mögliche Menge ist dabei von der Druckstufe am Einspeisepunkt und der Durchflussmenge an Erdgas abhängig. Zudem kann es aufgrund jahreszeitlicher Schwankungen des Erdgasabsatzes zu saisonalen Unterschieden kommen. Die theoretisch maximal mögliche Entnahme von Wasserstoff aus dem Erdgasnetz lässt sich nach Gleichung (1) und die maximal mögliche Einspeisung in das Erdgasnetz nach Gleichung (2) berechnen.

$$Q_{H_{2,aus}} = \frac{CV_{HH} \cdot Q_{\varnothing} \cdot \Delta CV_{HH}}{CV_{HH} \cdot (1 + \Delta CV_{HH}) - CV_{H_2}} \quad (1)$$

$$Q_{H_{2,ein}} = \frac{CV_{HH} \cdot Q_{\varnothing} \cdot \Delta CV_{HH}}{CV_{HH} \cdot (1 - \Delta CV_{HH}) - CV_{H_2}} \quad (2)$$

Hierbei ist Q_{H_2} der eingespeiste oder entnommene Wasserstoffstrom, CV_{HH} der Hamburger Brennwert, $Q_{\varnothing}$ der durchschnittliche Erdgasstrom an der Einspeise- bzw. Entnahmestelle, CV_{H_2} der Brennwert von Wasserstoff und ΔCV_{HH} die maximale zulässige Abweichung vom Brennwert, welche 2 % beträgt. In unmittelbarer Nähe des Busbetriebshofs Hamburg-Alsterdorf verläuft eine 16 bar Hochdruckleitung mit einem konstanten Durchfluss von ca. 5000 Nm³/h, welche ideale Voraussetzungen für die Erprobung eines UBES bietet.

Für die Einspeisung ergibt sich an dieser Stelle eine maximale Einspeisemenge an Wasserstoff von ca. 140 Nm³/h und für die Entnahme von ca. 149 Nm³/h. Um trotz der Ein- oder Ausspeisung von Wasserstoff einen konstanten Brennwert sicherzustellen, wird voraussichtlich eine Brennwertnachverfolgung nötig sein. Diese kann über geeignete Simulationen oder durch Messung der Gaszusammensetzung am Einspeisepunkt erfolgen.

IV. ANLAGENKONZEPT

In diesem Abschnitt werden der Aufbau der geplanten Anlage und die drei Betriebsarten Strom- und Wasserstofferzeugung sowie der Stand-by-Modus vorgestellt. Hierbei werden die in Kapitel II vorgestellten Anwendungsszenarien den jeweiligen Betriebsarten zugeordnet.

A. Anlage

Bei der geplanten Anlage handelt es sich um ein UBES, welches sowohl zur Erzeugung als auch zur Verstromung von Wasserstoff dient, mit sämtlichen für den Betrieb nötigen Versorgungsmodulen. Das UBES wird dabei als Doppelstrangsystem ausgeführt. Somit sind Elektrolyseur (EL) und Brennstoffzelle (BZ) als separate Komponenten in das UBES integriert. Die Nutzung eines Einzelstranges, wobei ein Modul gleichzeitig als Brennstoffzelle und Elektrolyseur fungiert, ist ebenfalls möglich, wird allerdings aufgrund einer schlechteren Dynamik und Flexibilität in diesem Projekt nicht realisiert [17]. Eine Übersicht der geplanten Anlage mit Versorgungsmodulen ist in ABBILDUNG 5 gegeben.

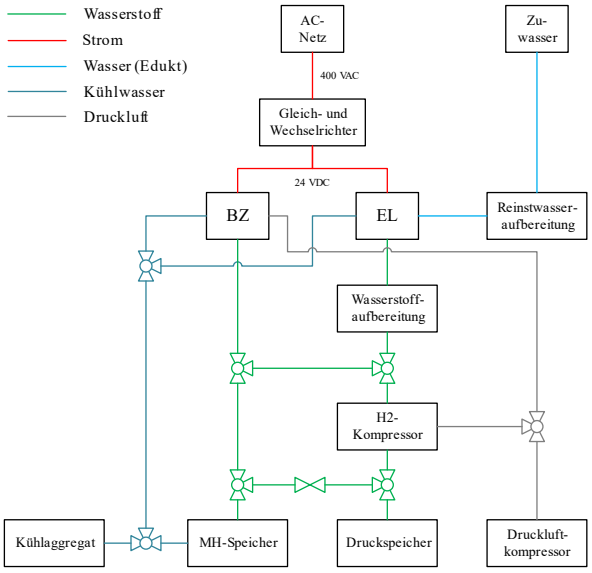


ABBILDUNG 5: SCHEMATISCHE ÜBERSICHT DES TESTSTANDES MIT DEN EINZELNEN MODULEN.

Bei der BZ handelt es sich um eine PEM-BZ. Die PEM-Technologie bietet den Vorteil, dass die eingesetzten Membranen eine geringe Empfindlichkeit gegenüber Kohlenstoffdioxid aufweisen, weshalb die Nutzung von Luft beim Betrieb der PEM-BZ möglich ist [6]. Die maximale Leistung der PEM-BZ beträgt ca. 10 kW und die Betriebstemperatur liegt in einem Bereich von 60 bis 85 °C.

Der Elektrolyseur basiert, wie auch die Brennstoffzelle, auf der PEM-Technologie. Dieser weist dabei ebenfalls eine Leistung von ca. 10 kW auf und arbeitet bei einer Temperatur von etwa 70 °C. Im Normalbetrieb ist der Elektrolyseur in der Lage, pro Tag bis zu 4 kg Wasserstoff herzustellen.

Zusätzlich sind für das UBES weitere Versorgungsmodule vorgesehen. Eines dieser Module ist die Wasserstoffaufbereitung. Durch diese wird der vom EL erzeugte Wasserstoff vor der Lagerung so weit aufbereitet, dass dieser den Anforderungen nach ISO 14687:2019 genügt und somit für den Einsatz in einer PEM-BZ geeignet ist.

Für die Bevorratung des Wasserstoffes sind ein Druckspeicher und ein Metallhydridspeicher (MH-Speicher) installiert. Der Druckspeicher bietet eine Kapazität von 100 Nm³ bei einem maximal zulässigen Druck von 200 bar. Der Wasserstoff wird somit als komprimiertes Gas gespeichert. Im Metallhydridspeicher hingegen wird der Wasserstoff in der Gitterstruktur eines Metallhydrids eingelagert, wobei deutlich geringere Drücke von etwa 35 bar notwendig sind. Der MH-Speicher wird in einem separaten Teilprojekt geplant, untersucht und zu einem späteren Zeitpunkt in die in ABBILDUNG 5 dargestellte Struktur integriert.

Zur Konditionierung des vom Elektrolyseur bereitgestellten Wasserstoffs wird ein Kompressor benötigt. Dieser wird mit Druckluft betrieben und ist in der Lage, einen für die Speicherung im Druckbehälter nötigen Druck von 200 bar aufzubringen. Der für die Speicherung im MH-Speicher nötige Druck von ca. 35 bar wird bereits vom EL bereitgestellt.

Für den Betrieb des EL ist zudem Reinstwasser notwendig, welches als Edukt eingesetzt wird. Hierfür wird Wasser aus einem Intermediate Bulk Container (IBC) oder aus dem Trinkwassernetz bereitgestellt und von der Wasseraufbereitung entsprechend behandelt. Die Wasserqualität wird dabei durchgehend überprüft.

Um BZ und EL auf optimaler Betriebstemperatur zu halten, ist eine Kühlung der Komponenten notwendig. Diese erfolgt durch Kühlwasser mit einer Temperatur von 15 – 20 °C. Dieses wird durch ein Kühlaggregat temperiert.

Als Edukt für die BZ und zum Betrieb des Wasserstoff-Kompressors wird zudem Druckluft benötigt. Diese wird durch einen luftgekühlten Druckluftkompressor bereitgestellt. Um die Qualität der Druckluft zu gewährleisten, sind geeignete Filter installiert, um insbesondere die Lebensdauer der Membran der BZ zu maximieren.

Elektrisch sind BZ und EL an ein 24 V Gleichspannungsnetz angeschlossen. Dieses wird einerseits durch die BZ versorgt und speist andererseits den EL mit elektrischer Energie. Die Wandlung vom 24 V Gleichspannungsnetz in das 400 V Wechselspannungsnetz erfolgt über einen Umrichter.

Muss die Anlage aufgrund eines Notstromfalls angefahren oder weiterbetrieben werden, steht ein zusätzlicher Batteriespeicher zur Versorgung mit elektrischer Energie bereit. Ein weiterer Vorteil des Batteriespeichers ist, dass die Anlage vor allem bei kurzen, nicht dauerhaften Änderungen der Last besser an einem Betriebspunkt gehalten werden kann. Dadurch lässt sich erreichen, dass ein Betrieb der BZ mit einer nahezu konstanten Leistung möglich ist. Diese und weitere Szenarien sind Teil zukünftiger Untersuchungen.

B. Betriebsarten

Für den späteren Betrieb der Anlage sind die Betriebsarten Stromerzeugung, Wasserstofferzeugung und Stand-by-Betrieb vorgesehen (siehe TABELLE I). Bei der Betriebsart Stromerzeugung wird der in Druck- und MH-Speicher gelagerte Wasserstoff in der BZ mit Sauerstoff umgesetzt. Hierbei entsteht ein elektrischer Strom, welcher genutzt werden kann, um ein Stromnetz zu versorgen oder zu unterstützen. Die Betriebsszenarien, welche eine Stromerzeugung erfordern, sind Notstrombetrieb, Bereitstellung positiver Regelenergie, positiver Redispatch 2.0, Peakshaving und die Bereitstellung von Blindleistung.

Im Betriebsmodus Wasserstofferzeugung wird im Elektrolyseur Wasserstoff durch die Aufspaltung von Wasser erzeugt. Der entstehende Wasserstoff kann anschließend im Druck- oder MH-Speicher gelagert werden. Die Erzeugung von Wasserstoff kann vorrangig zwei Zwecken dienen. Der erste Zweck ist ein Bedarf an Wasserstoff, um z. B. die Wasserstoffspeicher aufzufüllen oder die wirtschaftlich günstige Situation eines niedrigen Strompreises zu nutzen. Der zweite Zweck ist die Unterstützung des Stromnetzes, um beispielsweise überschüssige Energie aus dem Stromnetz abzuführen und so das Stromnetz zu stabilisieren. Die Anwendungsszenarien, bei denen dies der Fall ist, sind die Bereitstellung von negativer Regelenergie und der negative Redispatch 2.0.

Eine weitere Betriebsart, die sich allerdings auch auf die anderen beiden Betriebsarten aufteilen lässt, ist das Halten von EL oder BZ im Stand-by-Modus. Hierbei werden die Anlagenteile auf der minimal möglichen Leistung gehalten. Diese Betriebsart hat den Hintergrund, dass sowohl Brennstoffzelle als auch Elektrolyseur zunächst hochgefahren werden müssen, was zusätzliche Zeit in Anspruch nimmt. Durch den Stand-by-Betrieb lässt sich die nötige Leistung vom UBES schneller bereitstellen. Dieser Fall wird vor allem dann angewendet, wenn in einigen Minuten mit einem Bedarf an Wasserstoffproduktion oder Stromerzeugung zu rechnen ist.

TABELLE I: ZUORDNUNG DER ANWENDUNGSSZENARIEN ZUM JEWEILIGEN BETRIEBSMODUS.

	Stromerzeugung	***Wasserstofferzeugung***
Notstrom	X	
Positive Regelenergie	X	
Negative Regelenergie		X
Positiver Redispatch	X	
Negativer Redispatch		X
Peakshaving	X	
Blindleistungsbereitstellung	X	
Vorteiliger Strompreis		X
Auffüllen Wasserstofftank		X

C. Wirkungsgrad

Der Wirkungsgrad von PEM-BZ und PEM-EL ist abhängig vom Betriebsbereich, in denen die Anlagen betrieben werden. Die PEM-BZ erreicht den maximalen Wirkungsgrad in einem mittleren bis niedrigen Lastbereich. Bei steigender Leistungsabgabe nimmt der Wirkungsgrad zunehmend ab, da es mit steigendem Stromfluss und abfallender Zellspannung zu Verlusten aufgrund von Elektrodenreaktionen und Transportprozessen innerhalb der Zelle kommt [18]. Bei einer idealen Betriebsweise erreichen PEM-BZ Wirkungsgrade von ca. 50 % [19].

Auch ein PEM-EL weist den höchsten Wirkungsgrad bei mittleren bis geringen Leistungen auf. Analog zur PEM-BZ weisen Betriebsbereiche mit besonders hohen und niedrigen Leistungen einen deutlich geringeren Wirkungsgrad auf. Von Sterner und Stadler werden für PEM-EL Wirkungsgrade von 67 % bis 82 % angegeben [20].

Für das geplante UBES wird zunächst angenommen, dass die Wirkungsgrade von BZ und EL in etwa den Mittelwerten der Literaturwerte entsprechen. Somit lässt sich für die BZ ein Wirkungsgrad von ca. 50 % und für den Elektrolyseur ein

Wirkungsgrad von ca. 75 % annehmen, wodurch sich für den Gesamtzyklus ein Wirkungsgrad von ca. 37,5 % ergibt. Dies ist vergleichbar mit dem Gesamtwirkungsgrad von 36,5 %, welchen Kühne et al. mit einem Einzelstrangsystem erreichen konnten [21]. In einem realen Anwendungsfall dürfte der Wirkungsgrad allerdings geringer ausfallen, da nicht davon auszugehen ist, dass die Anlage immer an ihrem optimalen Betriebspunkt betrieben werden kann.

V. Entwicklung eines Leitrechners

A. Einleitung

Das Projekt HyReflexS umfasst neben dem Aufbau und Betrieb eines umschaltbaren Brennstoffzellensystems auch den Austausch von Prozessdaten, Steuerbefehlen und Informationen zwischen verschiedenen Akteuren. Zudem ergeben sich aus den in Kapitel III vorgestellten Anwendungsszenarien teilweise gegensätzliche Forderungen, sodass eine Entscheidung über den daraus resultierenden Betriebspunkt vom UBES herbeigeführt werden muss. Das Treffen dieser Entscheidungen soll in einem zentralen Leitrechner erfolgen, der einerseits die technischen Voraussetzungen für den geforderten Datenaustausch bietet und andererseits die Möglichkeit besitzt, die wirtschaftlich optimale Ausnutzung vom UBES unter Betrachtung aller gegebenen Umstände zu treffen.

B. Bestandteile der Netzwerkstruktur

Abbildung 6 zeigt schematisch die Anbindung eines Leitrechners als Schnittstelle zwischen dem UBES, den Leitwarten der assoziierten Partner und weiteren Informationsquellen. Die jeweiligen Bestandteile werden im Folgenden erläutert.

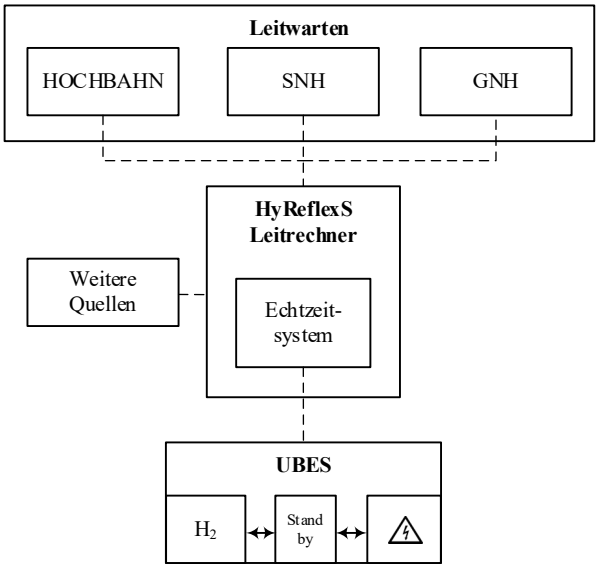


Abbildung 6: Übersicht der Einbindung eines Leitrechners in das Gesamtsystem.

1) Simulierte Leitwarten

Die Leitwarten von der HOCHBAHN, SNH und GNH werden nach Vorgaben der assoziierten Partner modelliert. Grundsätzlich sollen die Leitwarten die Möglichkeit bieten, relevante Ist- und Verlaufsdaten vom UBES zur Verfügung zu stellen. Darüber hinaus gibt es die Möglichkeit, Sollwerte vorzugeben. Welche Daten übertragen werden müssen, wird unter Beachtung der Anwendungsszenarien entschieden.

2) Echtzeitsystem

Eine weitere Anforderung an den Leitrechner ist die Einhaltung geforderter Reaktionszeiten im Betrieb. Ein Echtzeitsystem wird deshalb zur Synchronisation der großen Anzahl von Ein- und Ausgangssignalen verwendet, um alle Steuerbefehle in geforderten Zeitfenstern auszuführen. Darüber hinaus sollen Messdaten in ausreichender Auflösung zur Auswertung aufgezeichnet werden. Das Echtzeitsystem wird außerdem für die Simulation des elektrischen Netzes verwendet [22].

3) UBES

Aus Sicht des Leitrechners kann das UBES als Anlage betrachtet werden, welche lediglich über die drei Zustände Wasserstoffproduktion, Stromproduktion und Stand-by verfügt. Die Entscheidung, in welchem Zustand sich die Anlage befindet, kann einerseits manuell an der Anlage und andererseits ferngesteuert durch den Leitrechner erfolgen. Dabei werden entsprechende Stellgrößen an das UBES übermittelt.

4) Weitere Informationsquellen

Um die Anlage wirtschaftlich zu betreiben, müssen insbesondere zur prädiktiven Anlagensteuerung weitere Informationen zur Verfügung gestellt werden. Diese können neben aktuellen Strom- und Wasserstoffpreisen auch beispielsweise Wettervorhersagen umfassen. Die Daten können dabei aus frei verfügbaren Quellen des Internets stammen oder von weiteren Partnern zur Verfügung gestellt werden.

5) Vernetzung

Die physische Vernetzung zwischen den Leitwarten, dem Leitrechner und dem UBES erfolgt über eine Ethernet-Verbindung. Darüber hinaus muss über die Verwendung von entsprechenden Datenprotokollen entschieden werden. Das in der Automatisierungsindustrie weit verbreitete Protokoll Modbus ist dafür ebenso interessant wie der sich immer weiter etablierende Standard Open Plattform Communications Unified Architecture (OPC UA) [23]. Die Anforderungen an die Geschwindigkeit der Datenübertragung, als auch die Masse von Daten, die übertragen werden müssen, werden fester Bestandteil zukünftiger Untersuchungen sein.

Danksagung

Das Projekt HyReflexS wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert (FKZ: 03EI3020A). Wir danken unseren Projektpartnern vom Institut für Werkstofftechnik an der Helmut-Schmidt-Universität, dem Helmholtz-Zentrum Hereon und Altran Deutschland S.A.S. & Co. KG für die enge Zusammenarbeit und die Bearbeitung weiterer Teilprojekte. Weiterhin gilt unser Dank den assoziierten Partnern Hamburger Hochbahn AG, Stromnetz Hamburg GmbH, Gasnetz Hamburg GmbH.

Literatur

[1] Bundesregierung, *Klimaschutzgesetz: Klimaneutralität bis 2045.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672 [Zugriff am: 1. Oktober 2021[.

[2] Fraunhofer ISE, „Wo steht die Energiewende in Deutschland? Und wie lässt sie sich erfolgreich fortsetzen?“, Berlin, 9. Mai 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2019/wo-steht-die-energiewende-in-deutschland-und-wie-laesst-sie-sich-erfolgreich-fortsetzen.html. [Zugriff am: 1. Oktober 2021].

[3] Fraunhofer, *Barometer der Energiewende 2020.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.barometer-energiewende.de/de/barometer_2020.html (Zugriff am: 1. Oktober 2021).

[4] J. Bellosta von Colbe *et al., Application of hydrides in hydrogen storage and compression: Achievements, outlook and perspectives*, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319919302368/pdfft?md5=72d05b1e1cac5cd95e20db9f14f6cd72&pid=1-s2.0-S0360319919302368-main.pdf

[5] K. Boblenz, V. Frank und B. Meyer, „Energy system analysis for evaluation of sector coupling technologies“, *Fuel*, Jg. 254, S. 115658, 2019, doi: 10.1016/j.fuel.2019.115658.

[6] Hamburger Hochbahn AG, *Neue Busbetriebshöfe.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.hochbahn.de/de/projekte/neue-busbetriebshoefe [Zugriff am: 5. Oktober 2021].

[7] Hamburger Hochbahn AG, *E-Busse für Hamburg.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.hochbahn.de/de/projekte/e-busse-fuer-hamburg [Zugriff am: 5. Oktober 2021].

[8] L. Viernstein und R. Witzmann, „Umsetzbarkeit und Auswirkungen von Peakshaving für Stromkunden in der Nieder- und Mittelspannungsebene“, *16. Symposium Energieinnovation*, 2020.

[9] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „Webinar: Redispatch 2.0: Basisdatenlieferung und Abrufprozesse (Teil 1)“, 5. Okt. 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/service/veranstaltungen/redispatch-20-basisdatenlieferung-und-abrufprozesse-teil-1/

[10] Stromnetz Hamburg, *Stromnetz Hamburg: Unser Unternehmen.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.stromnetz-hamburg.de/ueber-uns/unternehmen [Zugriff am: 30. Oktober 2021].

[11] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „Webinar: Redispatch 2.0: Betriebliche Umsetzung beim Netzbetreiber (Teil 2)“, 5. Okt. 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/service/veranstaltungen/redispatch-20-betriebliche-umsetzung-beim-netzbetreiber-teil-2/

[12] Bundesnetzagentur, *Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen*. Bonn, 2021.

[13] LEW Verteilnetz GmbH, *Connect+ – Ein Netzbetreiberprojekt.* [Online]. Verfügbar unter: https://netz-connectplus.de/ (Zugriff am: 1. Oktober 2021).

[14] Gasnetz Hamburg GmbH, *Über Gasnetz Hamburg.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.gasnetz-hamburg.de/ueber-gasnetz-hamburg/gasnetz-hamburg-gmbh [Zugriff am: 1. Oktober 2021].

[15] Gasnetz Hamburg GmbH, *Veröffentlichung Gasbeschaffenheit.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.gasnetz-hamburg.de/fuer-unternehmen/netzzugang-nutzung/netzbezogene-daten [Zugriff am: 1. Oktober 2021].

[16] W. Blanke, *Thermophysikalische Stoffgrößen: Mit 334 Tabellen*. Berlin: Springer, 1989.

[17] R. Hankers, S. Best, C. Cosse und D. Schulz, „Nutzung von umschaltbaren Brennstoffzellen- und Elektrolyseanlagen in der Sektorkopplung“, *Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz*, Jg. 2019, Band 1, S. 116–121, 2019.

[18] P. Kurzweil, *Brennstoffzellentechnik*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2013.

[19] J. Töpler und J. Lehmann, *Wasserstoff und Brennstoffzelle*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2017.

[20] M. Sterner und I. Stadler, *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2014.

[21] P. Kühne, M. Wenske, M. Heuer und M. Wolter, *Unitized reversible PEM fuel cells for flexible electrical energy storage*. Berlin, Offenbach: VDE Verlag, 2017.

[22] T. I. Strasser, E. C. W. de Jong und M. Sosnina, *European Guide to Power System Testing*. Cham: Springer International Publishing, 2020.

[23] G. Wellenreuther und D. Zastrow, *Automatisieren mit SPS - Theorie und Praxis: Programmieren mit STEP 7 und CoDeSys, Entwurfsverfahren, Bausteinbibliotheken ; Beispiele für Steuerungen, Regelungen, Antriebe und Sicherheit ; Kommunikation über AS-i-Bus, PROFIBUS, PROFINET, Ethernet-TCP/IP, OPC WLAN ; mit 108 Steuerungsbeispielen und 8 Projektierungen,* 6. Aufl. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2015.