Innovative Hochschule Flensburg
Ganz nah und weit voraus

EKSH
Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein GmbH

RECASE®
REGENERATIVE ENERGIEN

Abschlussbericht

Entwicklung eines Energiemanagementsystems unter Berücksichtigung reg. Erzeugungsanlagen

01.06.2018 bis 31.12.2020

Datum: 29. Dezember 2020

Anschrift: Hochschule Flensburg
Fachbereich Energie und Biotechnologie
Kanzleistraße 91-93 24943 Flensburg

Projektleitung: Prof. Dr.-Ing. Rajesh Saiju

Projektmitarbeiter: Alexander Kroggel, M. Eng.

INHALTSVERZEICHNIS

Abstract 2
Einleitung 3
Modelle 4
Elektrische Last 4
PV-Anlage / Windkraftanlage 5
Dieselgenerator 8
Pumpspeicherkraftwerk 10
E-Autos 12
Aufbau des Energiemanagementsystems 13
Simulationsergebnisse 15
Hardwaremodell 17
Conclusion 23
Referenzen 24

ABSTRACT

Das Forschungsprojekt zeigt wie mit Hilfe eines Energiemanagementsystems (EMS) ein beispielhaft ausgewähltes Szenario zunehmend regenerativ mit elektrischer Energie versorgt werden kann. Dabei strebt es zum einen eine wirtschaftliche Betriebsweise des Kraftwerkparks und zum anderen einen netzstabilen Betrieb an. Durch den modularen Aufbau des Energiemanagementsystems ist es in der Lage auf die lokal vor Ort gegebenen Ressourcen zu reagieren und den Kraftwerkspark entsprechend auszulegen. Weiterhin besitzt es durch seine Modularität die Fähigkeit sich an bestehende Energiesysteme anzupassen. So könnte man z.B. Dieselgeneratoren gegen Biogasgeneratoren austauschen, um den regenerativen Anteil im Energiesystem zu erhöhen, ohne das Energiemanagementsystem in seinem Aufbau wesentlich verändern zu müssen. Die zuvor genannten Modelle helfen dabei die Einflüsse fluktuierender Erzeugungsanlagen, wie z.B. der Photovoltaik- oder Windkraftanlagen, darzustellen und notwendige Speicherkapazitäten, wie z.B. Batteriespeicher, zu dimensionieren.

Weiterhin besteht die Möglichkeit den Wärmesektor mit in das Energiemanagementsystem zu integrieren, um die für die Energiewende notwendig Sektorenkopplung voranzutreiben. So könnte unter anderem die Abwärme von Biogas BHKWs, Elektrolyseuren oder Power-to-Heat Anlagen genutzt und gemanagt werden. Aufgrund des einfachen Aufbaus der Power-to-Heat Anlagen können diese, z.B. genauso wie Batterien oder Schwungradspeicher, zur Bereitstellung von notwendiger Regelleistung dienen und sollten daher in einem solchen Hybridpowersystem mit betrachtet werden. Zusätzlich besteht die Möglichkeit, wie innerhalb dieses Forschungsprojektes gezeigt, die Elektromobilität mit den zur Verfügung stehenden regenerativen fluktuierenden Erzeugeranlagen zu verbinden.

EINLEITUNG

Aktuell sind Energiemanagementsysteme vor allem in öffentlichen Gebäuden wie Krankenhäusern, Gewerbebetrieben oder Privathaushalten installiert. Hier werden unterschiedliche Ziele angestrebt, wie z.B. die Steigerung des Gesamtwirkungsgrades, Verringerung der Bezugsleistung aus dem elektrischen Netz oder Absicherung der Energieversorgung bei Netzausfällen.

Energiemanagementsysteme können jedoch ebenso in Microgrids verwendet werden. Dieses Forschungsprojekt beschäftigt sich mit der Integration von solchen Systemen und zeigt deren Struktur und Systemverhalten bei überwiegend regenerativer Energieerzeugung. Diese werden dank dem Energiemanagementsystem priorisiert genutzt und eventueller Überschuss in einen Speicher weitergeleitet. Mit Hilfe der Modellbildung der unterschiedlichen Anlagen wie Windkraftanlagen, PV-Anlagen oder Wasserkraftwerken ist das spätere Energiemanagementsystem in der Lage die maximal zur Verfügung stehende Leistung zu bestimmen und auf dieser Grundlage Entscheidungen zur Verteilung und Erzeugung elektrischer Energie zu treffen. Ein Energiemanagementsystem kann je nach Auslegung auch in der Lage sein einen möglichen Netzanschluss ans Übertragungsnetz zu berücksichtigen. Das System selbst ist modular aufgebaut, sodass auf gegebene Ressourcen und Bedingungen vor Ort individuell eingegangen werden kann.

Abbildung 1 zeigt den schematischen Aufbau eines solchen Systems. Das EMS misst die Netzfrequenz- und spannung und erhält die aktuelle Wetterlage und damit die maximal durch die Photovoltaik- und Windkraftanlagen zur Verfügung stehenden Einspeiseleistungen. Aus diesen Informationen ermittelt es die notwendigen Referenzwerte für die unterschiedlichen Systeme, wie z.B. die gezeigte Batterie oder dem Pumpspeicherkraftwerk. Es sendet diese über ein Kommunikationsnetzwerk zu den lokal vor Ort befindlichen Anlagenreglern jedes Systems sodass diese ihre Einspeise- oder Bezugsleistung auf den vom EMS geforderten Referenzwert einstellen können.

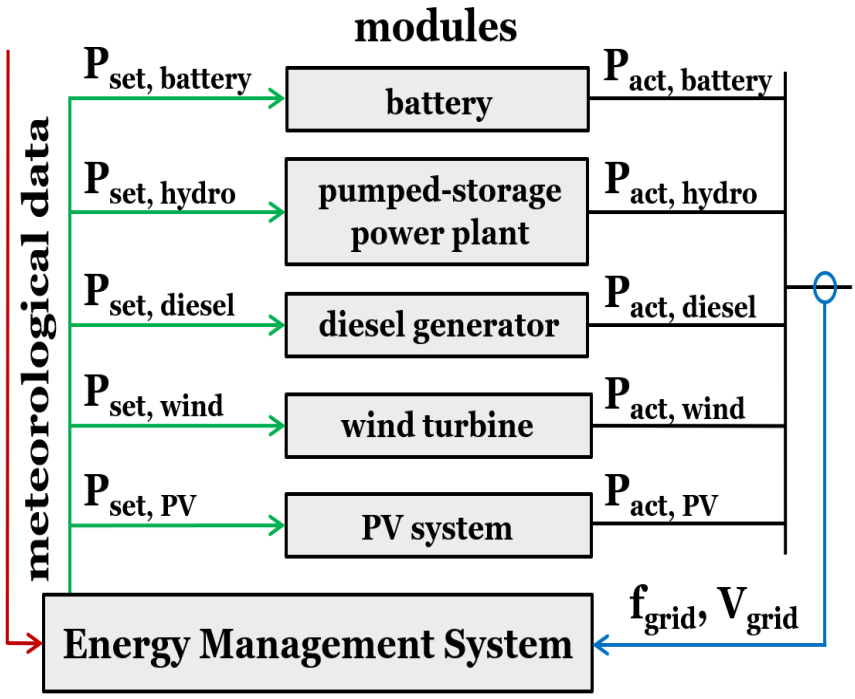

Abbildung 1: Schematischer Aufbau eines Energiemanagementsystems

MODELLE

In diesem Kapitel werden die verschiedenen Modelle der Erzeuger oder Verbraucher vorgestellt.

ELEKTRISCHE LAST

Abbildung 2 zeigt den Aufbau des Modells für die elektrische Last. Für die Simulationsstabilität empfiehlt es sich die Grundlast von der dynamischen Last zu trennen, sodass die dynamische Last Werte zwischen ihrem Maximalwert und Null annimmt und die Grundlast einer konstanten Last entspricht. Die Zeitverlauf der dynamischen Last ist in der Variable *P_load* enthalten. Für die Simulation wird ein fester cos φ von 0,95 genutzt. Abbildung 3 zeigt den zeitlichen Verlauf der elektrischen Last mit einem stündlichen Mittelwert für die Wirk- und Blindleistung.

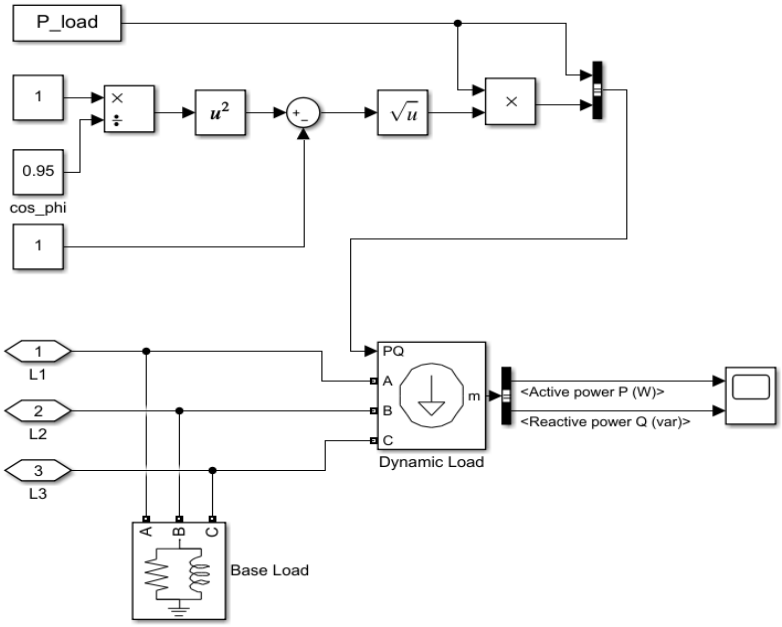

Abbildung 2: Matlab Modell der elektrischen Last

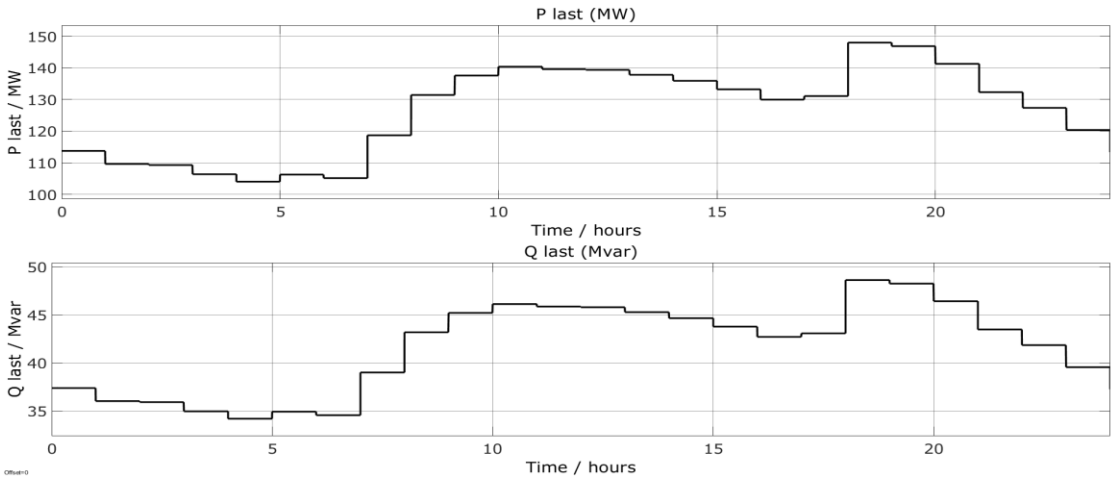

Abbildung 3: Zeitverlauf der elektrischen Last

Abbildung 4 zeigt den Aufbau des Modells der Photovoltaikanlage [1]. Das EMS sendet zur Anlage die Referenzwerte für Wirk- und Blindleistung (im Modell über die Eingänge *P_ref, EMS (pu)* und *Q_ref, EMS (pu)* dargestellt). Zusammen mit der Droop-Charakteristik und der lokal gemessenen Spannung und Frequenz bildet sich der Leistungssollwert für die PV-Anlage. Somit regelt der lokale Anlagenregler der PV-Anlage die Einspeiseleistung in Abhängigkeit von der Netzspannung, Netzfrequenz und dem Referenzwert des EMS. Dies hat den Vorteil, dass bei schnellen Änderungen der Netzfrequenz oder Netzspannung die lokalen Anlagenregler sofort auf das Ereignis reagieren können, ohne auf einen neu ermittelten Referenzwert des EMS zu warten. Solche Ereignisse können z.B. ein Ausfall einer Generatoreinheit oder ein Lastabwurf aufgrund eines Kurzschlusses sein. Die Droop-Charakteristik stellt sicher, dass bei Frequenzerhöhung die eingespeiste Wirkleistung verringert und bei Frequenzabsenkung die eingespeiste Wirkleistung erhöht wird. Es kann dabei maximal die aufgrund der Wetterbedingungen vorliegende Maximalleistung eingespeist werden. Entsprechend unterstützt die Droop-Charakteristik die Spannungsstabilisierung durch Änderung der Blindleistungseinspeisung. Das in Abbildung 5 gezeigte Modell ermittelt die aufgrund der Wetterbedingungen maximal zur Verfügung stehende Einspeisewirk- und blindleistung. Eine Lookup-Table beinhaltet die Maximalleistung in Abhängigkeit der Bestrahlungsstärke und Modultemperatur [1]. Die maximal bereitstellbare Blindleistung hängt von der Einspeisewirkleistung und der Installationsleistung des Umrichters ab. Abbildung 6 zeigt das Verhalten des Simulationsmodells im Vergleich zu einer ausgewählten Photovoltaikzelle [2]. Die Abbildung zeigt außerdem, dass das Simulationsmodell und die ausgewählte Photovoltaikzelle ein sehr ähnliches Verhalten aufweisen.

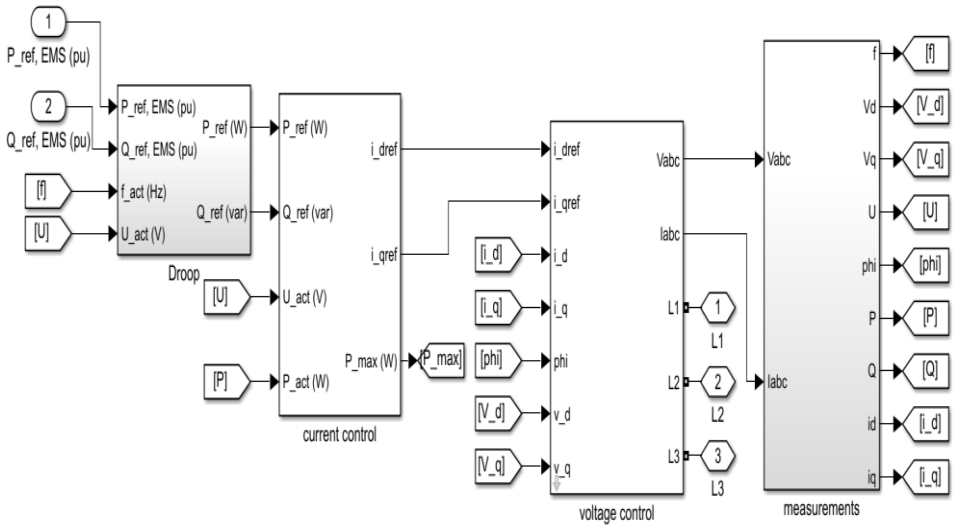

Abbildung 4: Modell des Umrichters der Photovoltaikanlage

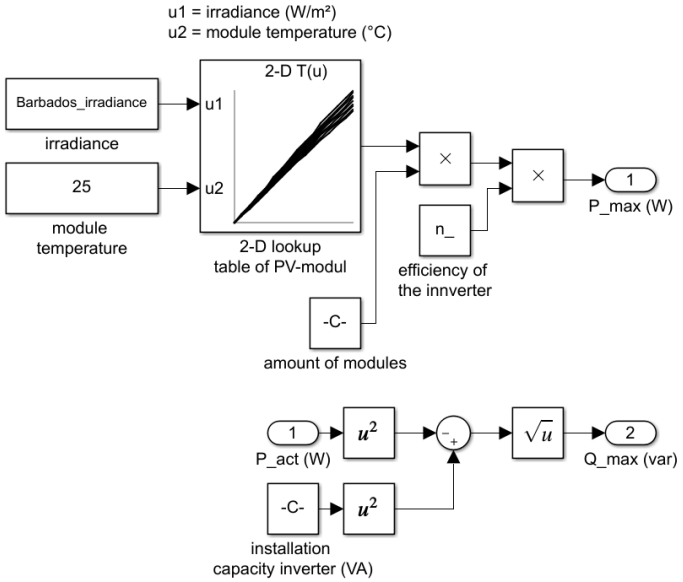

Abbildung 5: Modell zur Ermittlung der maximalen Einspeiseleistung der Photovoltaikanlage

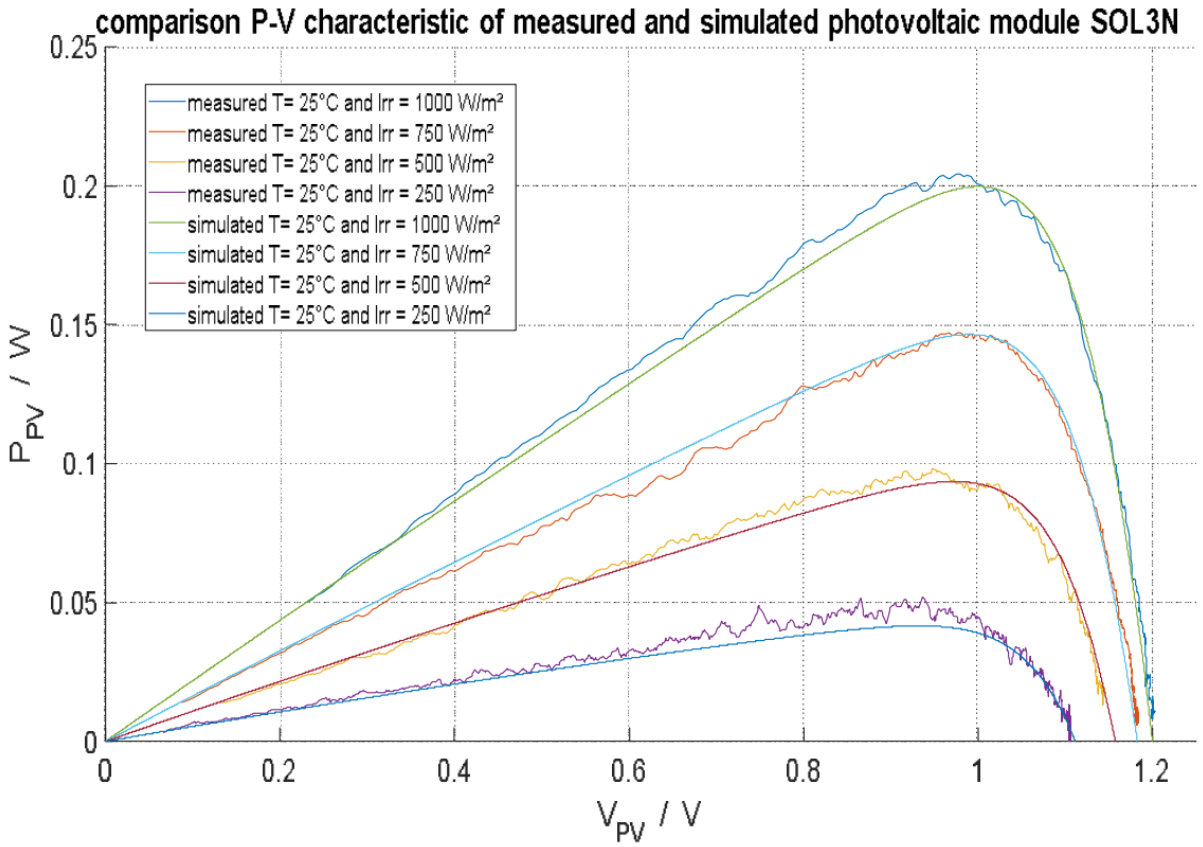

Abbildung 6: Vergleich Simulationsmodell mit ausgewählter Photovoltaikzelle [1]

Das Modell für die Windkraftanlagen ist ähnlich aufgebaut wie das zuvor beschriebene Modell der Photovoltaikanlagen. Der einzige Unterschied besteht in der Ermittlung der maximal zur Verfügung stehenden Einspeiseleistung. Das Modell beinhaltet 60 E-115 Windkraftanlagen. Jede von ihnen besitzt eine Installationsleistung von 3 MW und eine Abschaltwindgeschwindigkeit von 25 m/s [3]. Abbildung 7 beschreibt das Modell zur Ermittlung der maximal aufgrund der Wetterbedingungen zur Verfügung stehenden Einspeiseleistung der Windkraftanlagen.

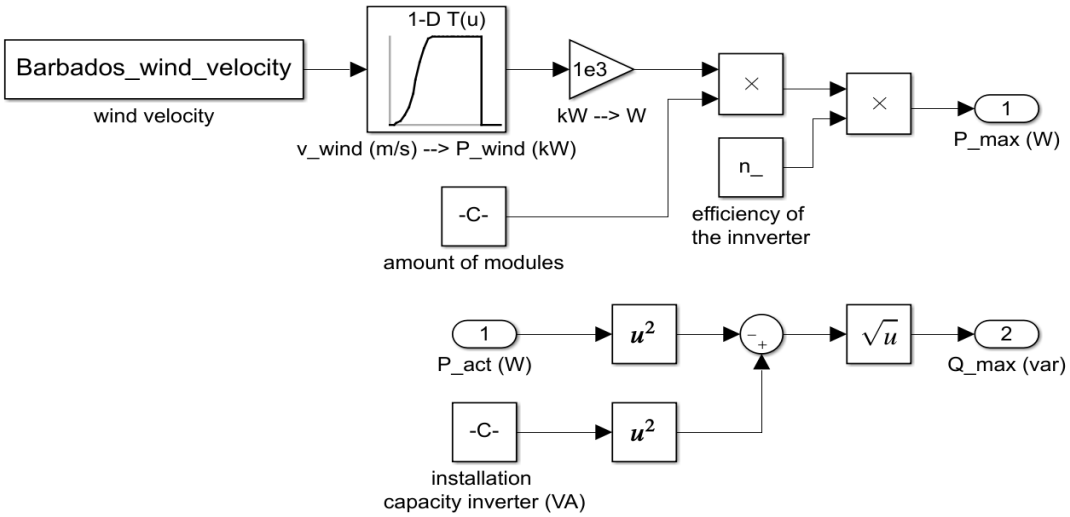

Abbildung 7: Modell zur Ermittlung der maximalen Einspeiseleistung der Windkraftanlage

DIESELGENERATOR

Abbildung 8 zeigt den Aufbau des Modells eines Dieselgenerators. Das Erregersystem regelt die Erregerspannung in Abhängigkeit der gemessenen Netzspannung und der Referenzspannung, welche in diesem Fall der Nennspannung entspricht. Die vom Dieselmotor bereitgestellte mechanische Leistung hängt vom Referenzwert des EMS, der aktuell gemessenen Einspeisewirkleistung und Netzfrequenz ab. Abbildung 9 zeigt das Innere des Dieselmotormodells [4]. Der lokale Anlagenregler regelt die mechanische Leistung des Dieselmotors in Abhängigkeit von der aktuell gemessenen Netzfrequenz und Einspeisewirkleistung sowie dem vom EMS gesendeten Referenzwert der Einspeisewirkleistung. In diesem Modell ist ebenfalls eine Droop-Charakteristik vorhanden, sodass die Einspeiseleistung des Dieselgenerators bei Frequenzabweichung von der Nennfrequenz schnell stabilisiert werden kann, ohne auf ein neuen Referenzwert des EMS zu warten.

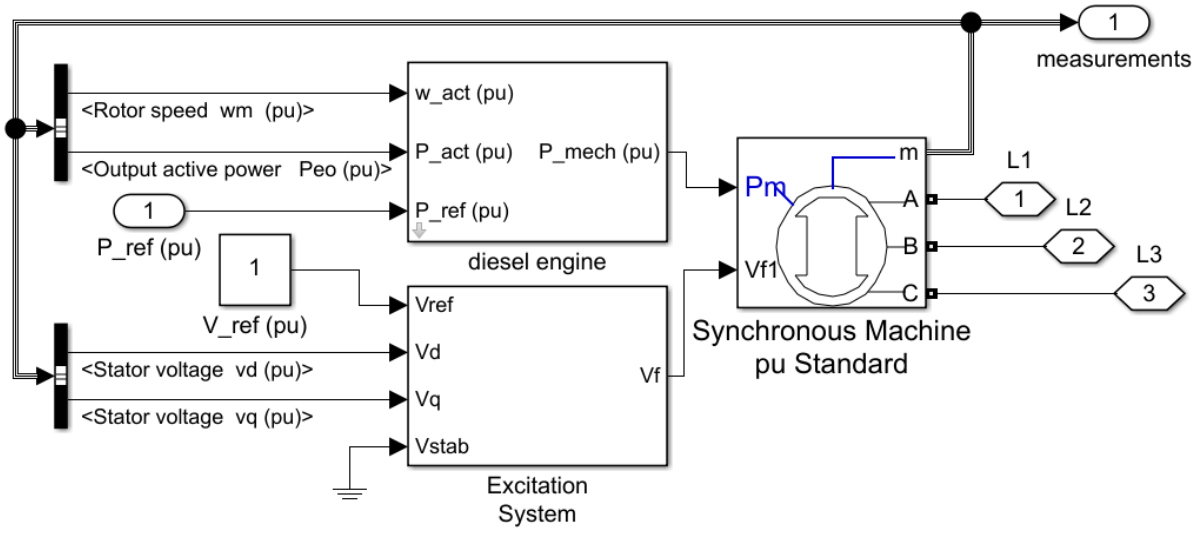

Abbildung 8: Modell des Dieselmotors mit Generatoreinheit

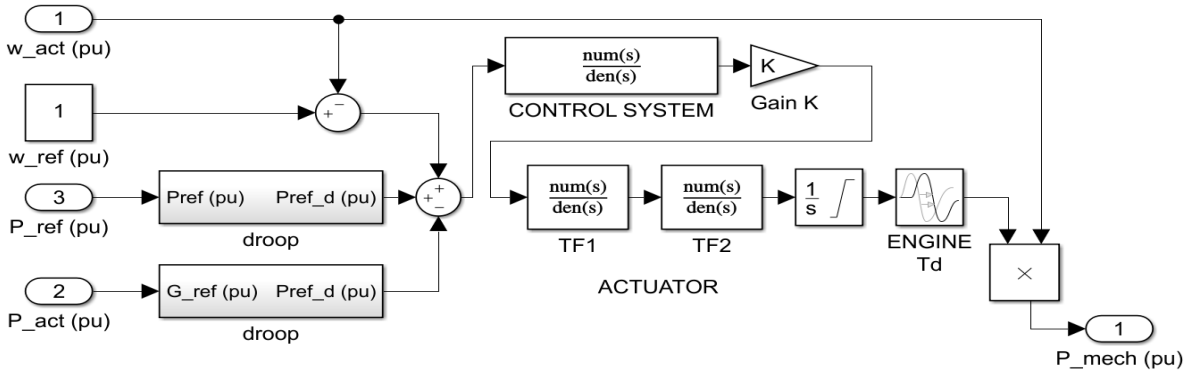

Abbildung 9: Reglerstruktur des Dieselmotors

In Abbildung 10 ist das transiente Verhalten eines Dieselgenerators gezeigt. Dieser wird bis zum Zeitpunkt $t = 1000\ s$ mit einer Wirkleistung von 66,7 % und einer Blindleistung von 21,9 % seiner Installationsleistung belastet. Anschließend steigt die elektrische Belastung schlagartig um 6,7 % bei der Wirkleistung und um 2,2 % bei der Blindleistung. Aufgrund der schnellen Reaktion durch die Primärregelleistung sinkt die Netzfrequenz nicht unter 49,55 Hz. Die eingesetzte Primärregelleistung ist nach fünf Sekunden durch die vom EMS aktivierte Sekundärregelleistung abgelöst und die Netzfrequenz befindet sich wieder auf dem Niveau der Nennfrequenz.

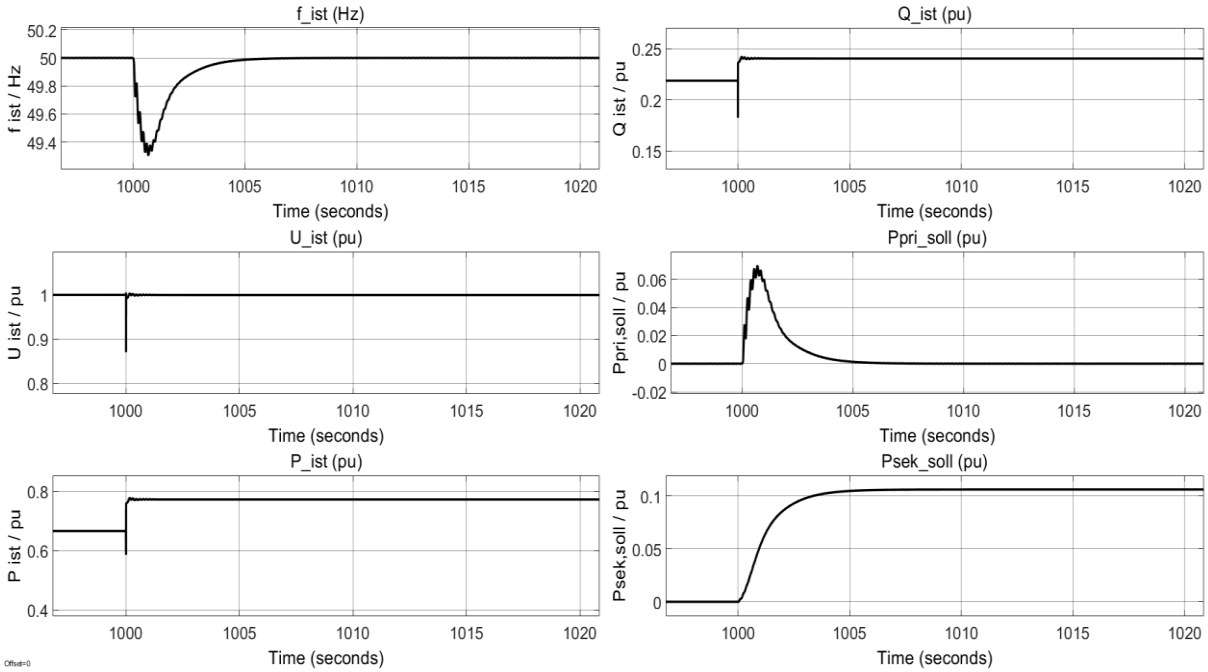

Abbildung 10: transiente Verhalten eines Dieselgenerators bei Laständerungen

Abbildung 11 zeigt das Matlab Modell für ein ternären Pumpspeicherkraftwerk [5] und [6]. Ähnlich wie bei dem Photovoltaik- und Windkraftmodell kann das Energiemanagementsystem ebenfalls Einfluss auf die Einspeiseleistung nehmen. Aufgrund der Eigenschaften eines ternären Pumpspeicherkraftwerkes ergeben sich neben dem reinen Generator- und Pumpbetrieb auch der Betrieb im hydraulischen Kurzschluss. Das Subsystem *determining Pref* (siehe Abbildung 12) übernimmt die nach Gleichung 1 und 2 beschriebene Bestimmung der Leistungssollwerte der einzelnen Systeme:

$$P_{ref,turb} = K_d * P_{ref} \tag{1}$$

$$P_{ref,pump} = |1 - K_d| * |P_{ref}| \tag{2}$$

Befindet sich das Pumpspeicherkraftwerk im Generatormodus gilt $K_d = 1$ bzw. $K_d = 0$ für den Pumpbetrieb. Wird das Kraftwerk im hydraulischen Kurzschluss betrieben ist K_d größer eins. In diesem Fall ist der Referenzwert für die Pumpe maximal und der Referenzwert der Turbine hängt von dem in Abbildung 12 gezeigten Parametern ab.

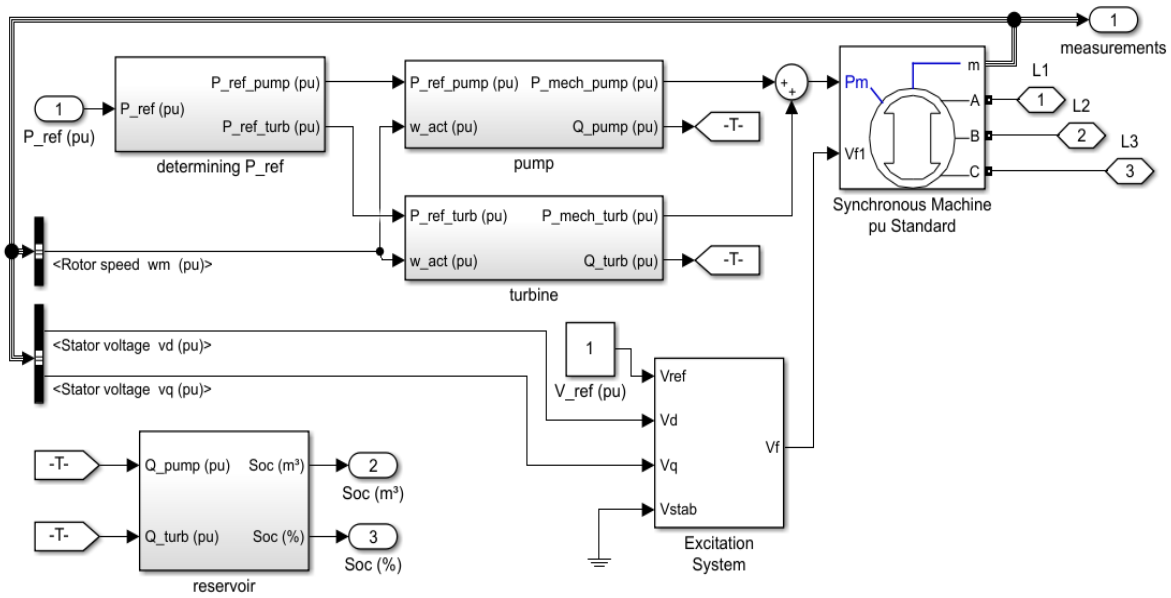

Abbildung 11: Modell des ternären Pumpspeicherkraftwerkes

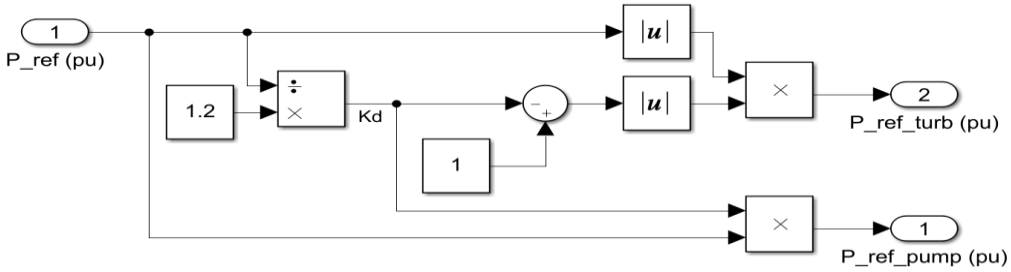

Abbildung 12: Bestimmung des Sollwertes im hydraulischen Kurzschluss

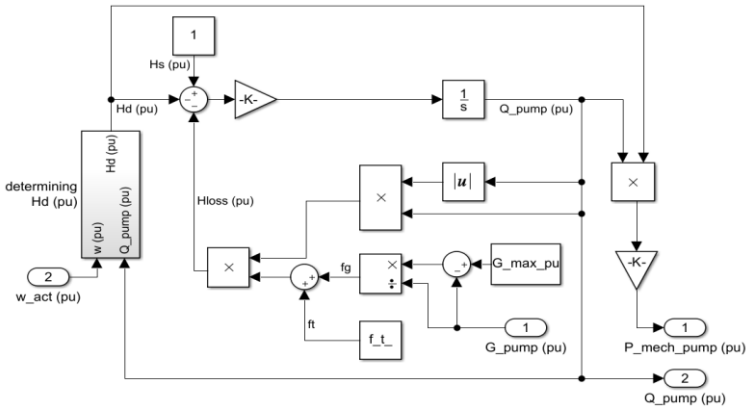

Abbildung 13: Matlab Modell der Pumpe des ternären Pumpspeicherkraftwerkes

Abbildung 13 zeigt das Modell zur Ermittlung der mechanischen Leistung der Pumpe und des dazugehörigen Volumenstroms in Abhängigkeit der Ventilposition. Die Gesamtdruckkurve in Abhängigkeit der Motordrehzahl kann durch ein angenähertes quadratisches Polynom beschrieben werden [5]. Ähnlich wie das gezeigte Pumpenmodell ist auch das Matlab Modell der Turbine des ternären Pumpspeicherkraftwerkes aufgebaut, siehe Abbildung 15.

$$H_d = a_0 * \omega^2 + a_1 * \omega * |Q_d| + a_2 * {Q_d}^2 \tag{3}$$

Abbildung 14 zeigt die Reglerstruktur der Turbine des Pumpspeicherkraftwerkes. Das Modell besitzt als Eingang die geforderte Einspeisewirkleistung und als Ausgang den Referenzwert für den Volumenstrom durch die Turbine, um die notwendige mechanische Antriebsleistung zu erzeugen. Der lokale Anlagenregler regelt diesen Volumenstrom in Abhängigkeit von der zuvor beschriebenen Droop-Funktion, der aktuell gemessenen Netzfrequenz und dem Referenzwert für die Einspeisewirkleistung und der Nennfrequenz. So reagiert das Kraftwerk auf Frequenzänderungen und wird langfristig über den Referenzwert des EMS stabilisiert. Der ermittelte Referenzwert für die Ventilstellung gelangt zum Subsystem des Servomotors, welches die Änderung der Ventilstellung beschreibt. Abbildung 15 zeigt beispielhaft das Innere des Turbinenmodells. Das Pumpenmodell ist ähnlich aufgebaut.

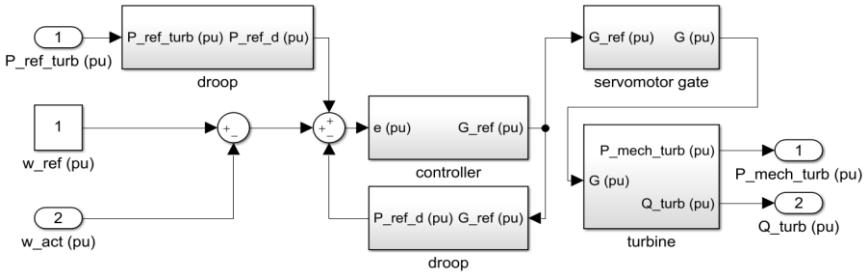

Abbildung 14: Reglerstruktur des ternären Pumpspeicherkraftwerkes

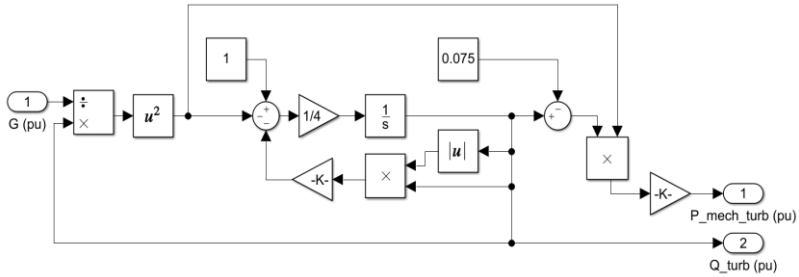

Abbildung 15: Turbinenmodell des ternären Pumpspeicherkraftwerkes

Der in Abbildung 16 gezeigte Aufbau des Modells der E-Autos ist ähnlich wie der in Abbildung 4 gezeigte Aufbau der Photovoltaik- und Windkraftanlage. Jedoch gibt es einen Unterschied beim Regler [7]. Das EMS sendet den geforderten Leistungssollwert an den Umrichter der E-Autos über den Eingang *P_ref (pu)*. Damit elektrische Leistung zwischen der Autobatterie und dem Netz ausgetauscht werden kann, muss das E-Auto mit dem Umrichter verbunden sein. Die Differenz zwischen dem geforderten Leistungssollwert vom EMS und der aktuell ins Netz eingespeisten oder bezogenen Leistung führt über die Droop-Charakteristik zu einem Frequenzsollwert des Umrichters. Die Werte von *P_ref (pu)* und *P_act (pu)* bewegen sich zwischen -1 und +1, was einer Entladung bzw. einer Ladung der Autobatterie mit Nennleistung entspricht. Mit Hilfe des Droop-Faktors kann die maximal zulässige Netzfrequenz festgelegt werden, welche sich bei Ereignissen, wie z.B. einem Generatorausfall oder einem Lastabwurf aufgrund eines Kurzschlusses, einstellt. Die Anschließende Clarke Park Transformation liefert die Referenzwerte für die d- und q-Spannung. Ein weiterer Regler ermittelt aufgrund dieser Referenzwerte und der gemessenen Netzspannung die entsprechenden d- und q-Ströme. Nach der Ermittlung dieser Referenzwerte arbeitet das Modell des Umrichters genauso wie das zuvor beschriebene Photovoltaik- oder Windkraftmodell. Das Modell der Batterie der E-Autos ist in Abbildung 17 gezeigt. Es ist für die Bestimmung des Ladezustands der Batterie verantwortlich [8].

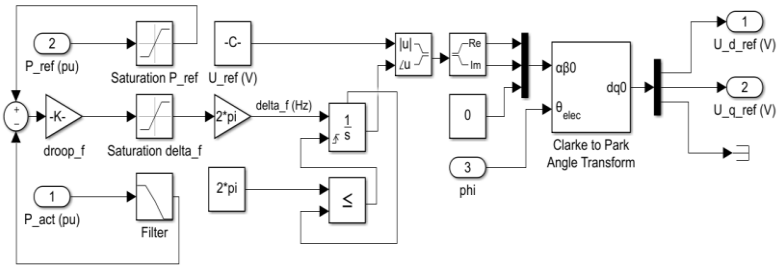

Abbildung 16: Matlab Modell des Reglers für den Umrichter der Autobatterie

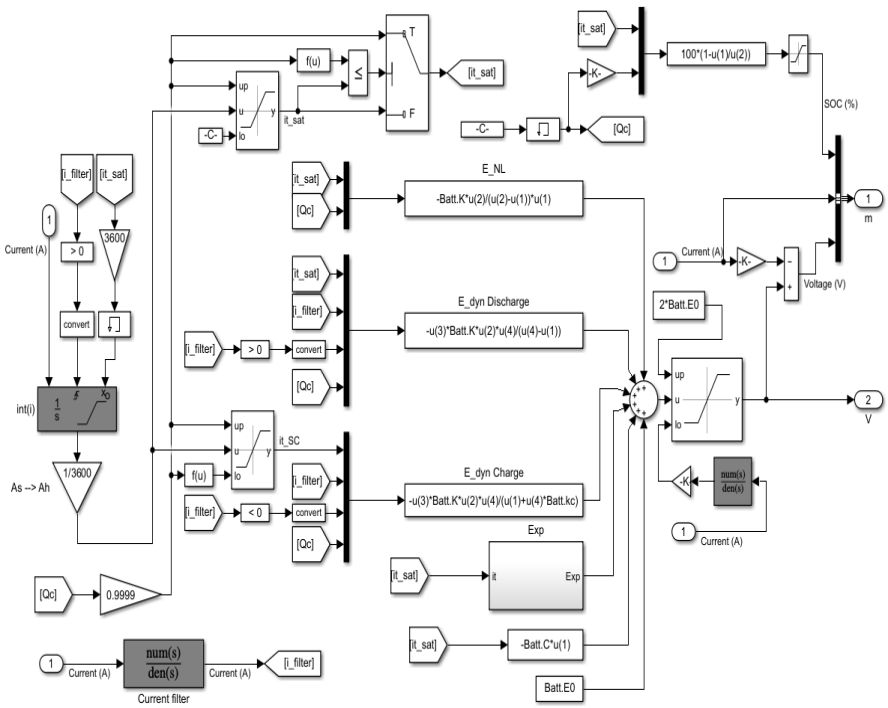

Abbildung 17:Matlab Modell der Autobatterie

Das EMS erhält die maximal mögliche Einspeiseleistung der Photovoltaik- und Windkraftanlagen sowie die aktuelle Netzfrequenz- und spannung. Abbildung 18 zeigt das Matlab Modell des EMS. Ein PI-Regler ermittelt die virtuelle Last in Abhängigkeit der Differenz zwischen der Nennfrequenz und der aktuell im Netz gemessenen Frequenz. Die Differenz zwischen der ermittelten Last und dem Potential der Photovoltaik- und Windkraftanlagen führt zu einer Residuallast, die von den restlichen Kraftwerken zu decken oder aufzunehmen ist. Durch die Verwendung von zwei Saturationblöcken kann das EMS in zwei Funktionsblöcke unterteilt werden. Der obere Funktionsblock ist aktiv (*P_res* > 0), wenn es weitere Erzeugerleistung benötigt und der untere Funktionsblock ist aktiv (*P_res* < 0), wenn es überschüssige elektrische Erzeugerleistung aus dem Netz speichern möchte. Das in Abbildung 18 gezeigte Modell besitzt als Ausgang die ermittelten Leistungssollwerte der unterschiedlichen Erzeugeranlagen.

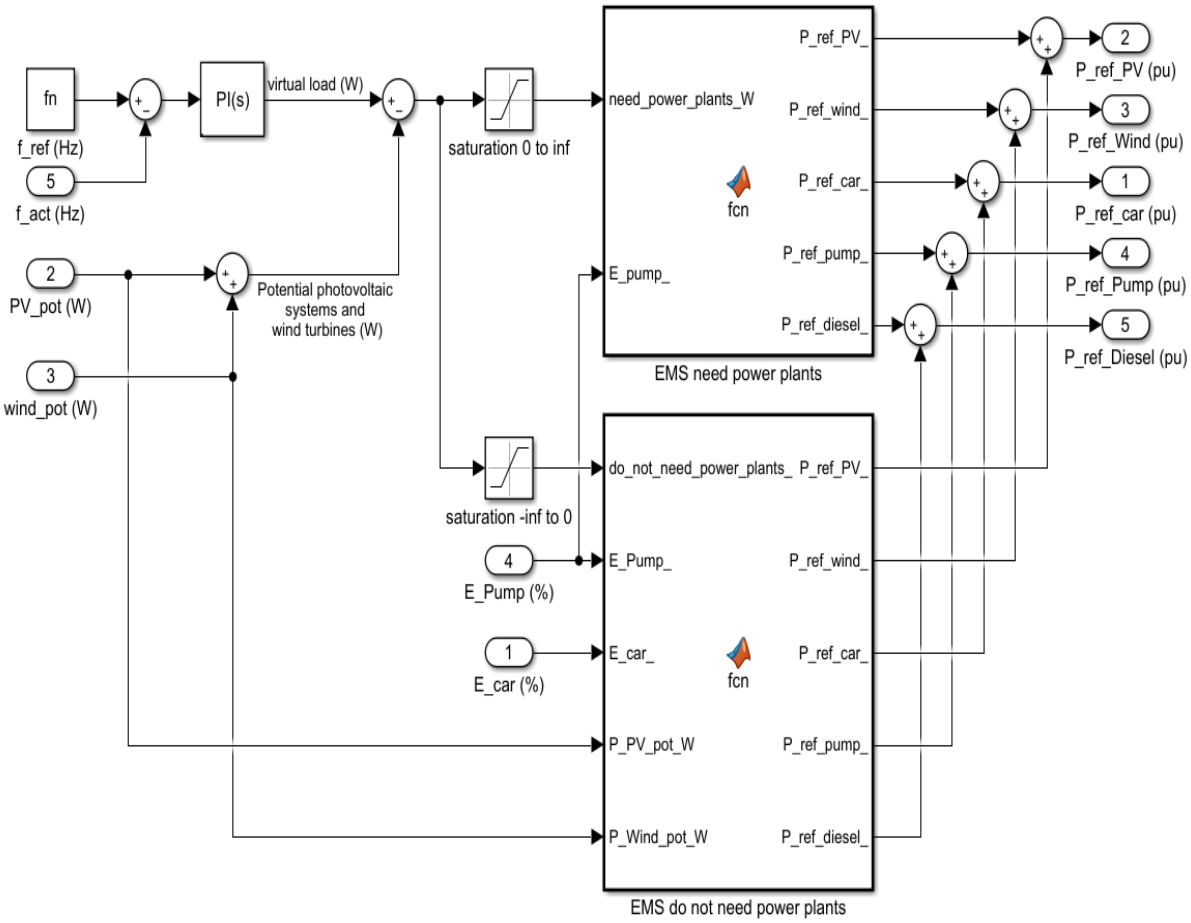

Abbildung 18: Modell des Energiemanagementsystems

Wenn die zur Verfügung stehende elektrische Einspeiseleistung der Photovoltaik- und Windkraftanlagen nicht ausreicht, um den elektrischen Energiebedarf im Netz zu decken, setzt das Energiemanagementsystem die Referenzwerte für diese Anlagen auf 1 pu, wie Abbildung 19 zeigt. Damit speisen diese Anlagen mit ihrer aufgrund der Wetterbedingungen maximal zur Verfügung stehenden Leistung ins Netz ein. Da das EMS darauf abzielt die E-Autos mit regenerativen Energien zu laden, setzt es in diesem Fall den Referenzwert der E-Autos auf 0 pu. Damit werden die E-Autos nicht ent- oder geladen. Befindet sich noch ausreichend Wasser im oberen Becken des Pumpspeicherkraftwerkes, sendet das EMS einen entsprechenden Referenzwert zu diesem Kraftwerk. Andernfalls entspricht der Referenzwert 0 pu. Das EMS aktiviert die Diesel- oder Biogasgeneratoren, wenn auf der einen Seite das Pumpspeicherkraftwerk die festgelegte Untergrenze des Wasserstandes im Reservoir erreicht hat oder die Leistung des Pumpspeicherkraftwerkes nicht ausreicht, um den Bedarf an elektrischer Leistung im Netz zu decken.

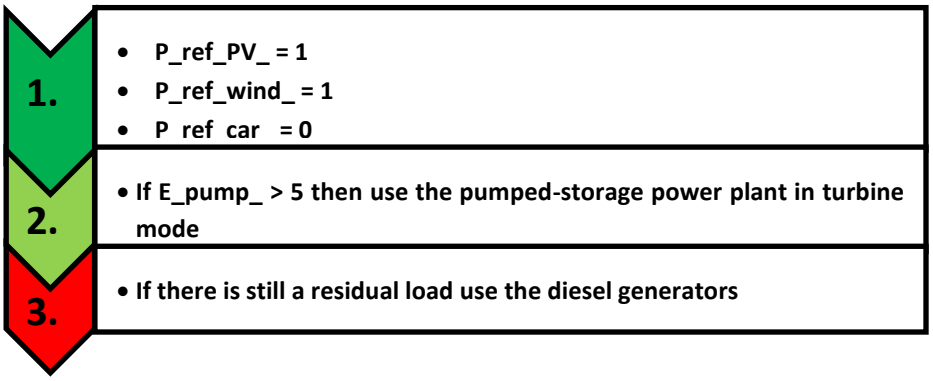

Abbildung 19: Betriebsmodus bei zusätzlichem Energiebedarf im Netz

Reicht die zur Verfügung stehende Einspeiseleistung der Photovoltaik- und Windkraftanalgen aus, um den Bedarf der elektrischen Last zu decken, sendet das EMS einen Referenzwert von 0 pu zu den Diesel- oder Biogasgeneratoren. Somit speisen diese nur elektrische Leistung ins Netz, wenn diese auch benötigt wird. Abbildung 20 zeigt weiterhin, dass das EMS die E-Autos lädt, um den Leistungsüberschuss der regenerativen Energien sinnvoll zu nutzen. Sind die E-Autos entweder geladen oder es liegt weiterhin ein positiver Leistungsüberschuss vor, aktiviert es das Pumpspeicherkraftwerk im Pumpmodus, sofern noch Wasser ins obere Reservoir aufgenommen werden kann. Das EMS sendet einen entsprechenden Referenzwert zum Pumpspeicherkraftwerk sodass dieses auf den geforderten Leistungssollwert regeln kann. Nur im Fall, dass die überschüssige Leistung aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen nicht durch die E-Autos oder das Pumpspeicherkraftwerk aufgenommen werden kann, regelt es die Einspeiseleistung der regenerativen Erzeugungsanlagen herunter.

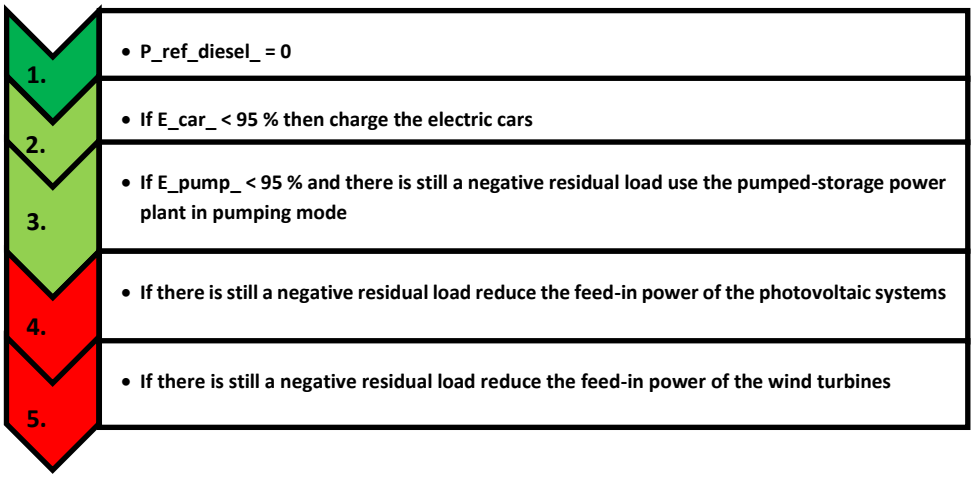

Abbildung 20: Betriebsmodus bei Überschuss regenerativer Energien

Abbildung 21 zeigt beispielhaft das Verhalten der Einspeiseleistungen der unterschiedlichen Erzeugereinheiten bei schlechter werdenden Wetterbedingungen und damit sinkender verfügbarer Einspeiseleistung der Photovoltaik- und Windkraftanlagen. Die Einspeiseleistung der dieser Anlagen beträgt in diesem Szenario zu Beginn der Simulation jeweils 40 MW. Zwischen $t_1 = 200\ s$ und $t_2 = 675\ s$ reduziert sich die maximal verfügbare Einspeiseleistung der Photovoltaikanlage kontinuierlich auf 0 MW. Zwischen $t_3 = 500\ s$ und $t_4 = 1200\ s$ reduziert sich ebenfalls die maximal verfügbare Einspeiseleistung der Windkraftanlagen auf 0 MW. Um die Netzfrequenz, wie in Abbildung 22 gezeigt, stabil zu halten, erhöht das EMS die Referenzwerte für das Pumpspeicherkraftwerk, sodass dieses die Leistungsdifferenz ins Netz einspeist. Zum Zeitpunkt $t_5 = 1320\ s$ beträgt der Füllstand des oberen Reservoirs des Pumpspeicherkraftwerkes nur noch 5 % sodass das EMS rechtzeitig anfängt die Dieselgeneratoren mit dem Netz zu synchronisieren, um anschließend die Einspeiseleistung des Pumpspeicherkraftwerkes zu reduzieren.

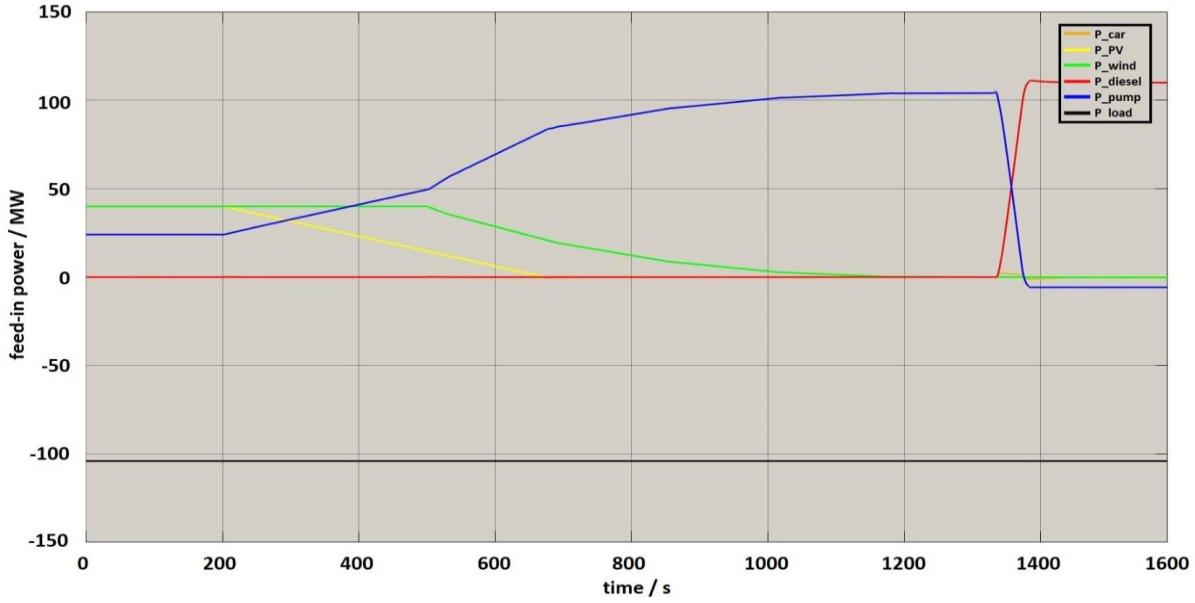

Abbildung 21: Einspeiseleistung der verschiedenen Kraftwerke bei schlechter werdenden Wetterbedingungen

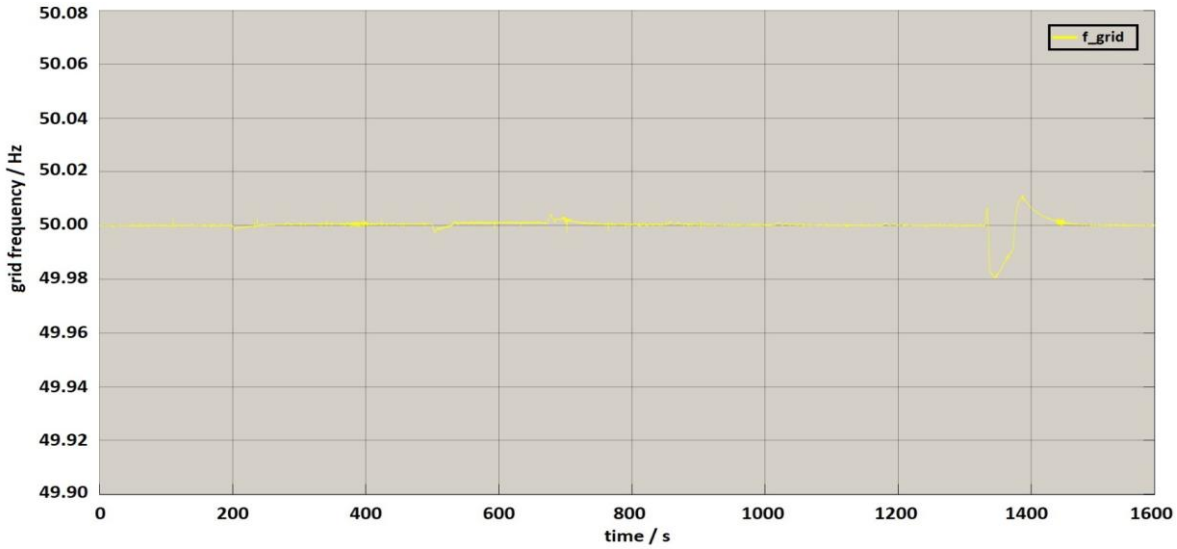

Abbildung 22: Netzfrequenz bei geringer werdender Photovoltaik- und Windkrafteinspeiseleistung

Abbildung 23 zeigt beispielhaft das Verhalten der Einspeiseleistungen der unterschiedlichen Erzeugereinheiten bei steigendem Füllstand des Pumpspeicherreservoirs und konstanter Einspeiseleistung der regenerativen Energien. Die Einspeiseleistung der Photovoltaik- und Windkraftanlagen beträgt während der gesamten Simulation 70 MW bzw. 60 MW. Die elektrische Last beträgt konstant 104 MW, sodass anfangs die überschüssige Leistung der regenerativen Energien zum Hochpumpen des Wassers im Pumpspeicherkraftwerk genutzt wird. Zum Zeitpunkt $t_1 = 100\ s$ ist das obere Reservoir des Pumpspeicherkraftwerkes nahezu voll, sodass das EMS die Bezugsleistung dieses Kraftwerkes herunterfährt und die Bezugsleistung der Power-to-Heat Anlage von 0 MW auf ca. 26 MW steigert. Um die Frequenzstabilität während des Umschaltvorgangs sicherzustellen, unterstützen die E-Autos und speisen zwischen dem Zeitpunkt $t_1 = 100\ s$ und dem Zeitpunkt $t_2 = 250\ s$ eine entsprechende Leistung ins Netz ein. Der entsprechende Frequenzverlauf ist in Abbildung 24 dargestellt.

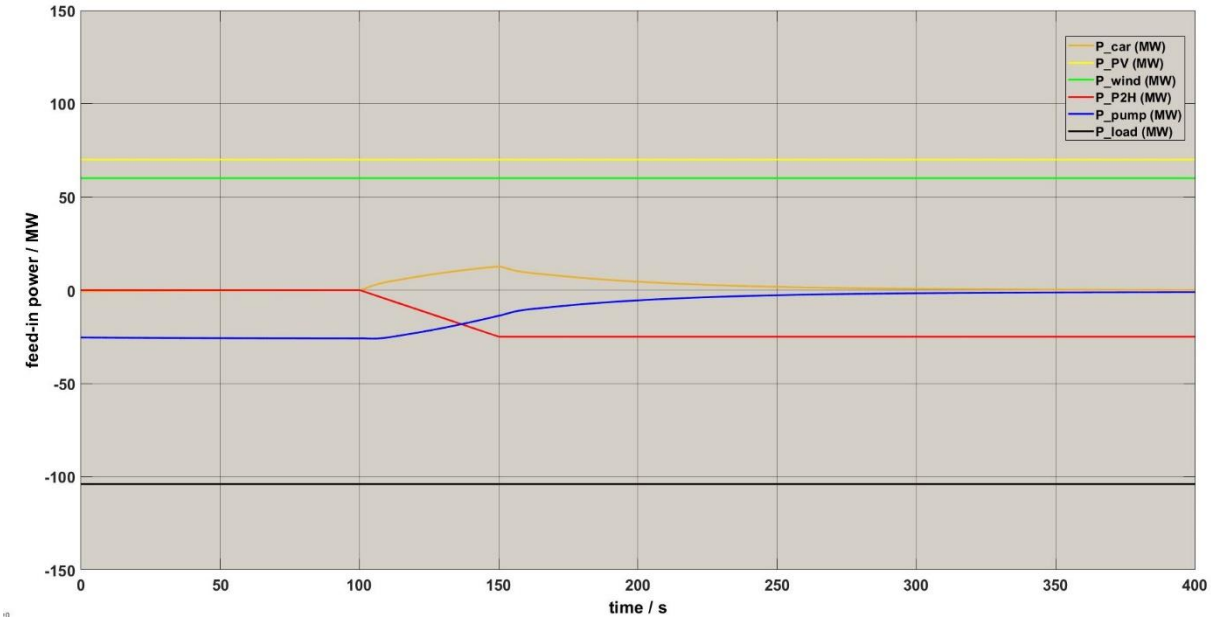

Abbildung 23: Einspeiseleistungen bei Umschaltung vom Pumpspeicherkraftwerk zur Power-to-Heat Anlage

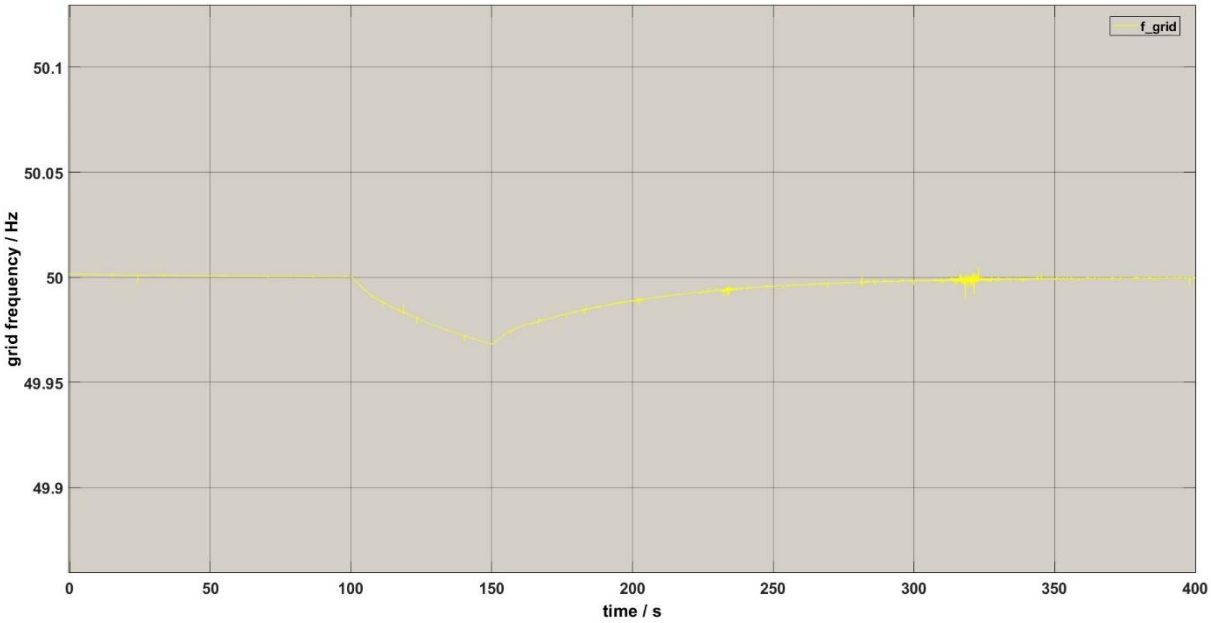

Abbildung 24: Netzfrequenz bei Umschaltung vom Pumpspeicherkraftwerk zur Power-to-Heat Anlage

Abbildung 25 zeigt beispielhaft die Motor- und Generatoreinheit des Biogas-BHKWs. Die abgebildete Box beinhaltet einen Mikrocontroller, welcher mit dem in Abbildung 26 gezeigten Schaltschrank verbunden ist. So kann das Verhalten des Biogas-BHKWs mit einem Frequenzumrichter, Asynchronmotor und einem fremderregten Synchrongenerator nachgebildet werden. Die Box ist hierfür mit Schaltschrank verbunden und hat so Einfluss auf den Frequenzumrichter und somit auch auf die mechanische Leistung des Asynchronmotors. Weiterhin kann sie über den Erregerspannungssteller die Erregerspannung des fremderregten Synchrongenerators einstellen.

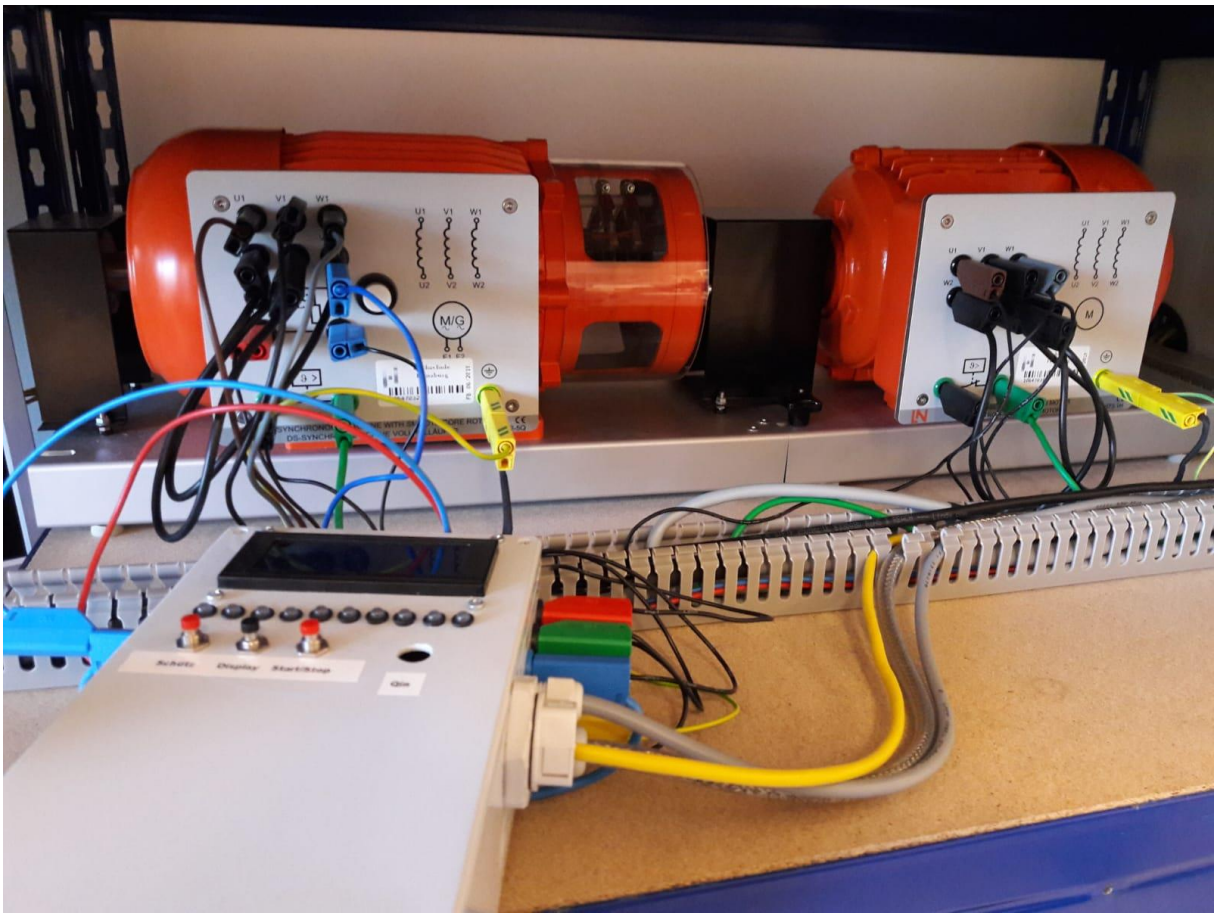

Abbildung 25: Motor- und Generatoreinheit Biogas-BHKW

Abbildung 26 zeigt den Schaltschrank, welcher die für die verschiedenen Generator- und Motoreinheiten notwendigen Bauteile enthält. Hierzu zählen z.B. Synchronisationseinrichtung, Erregerspannungssteller und Frequenzumformer.

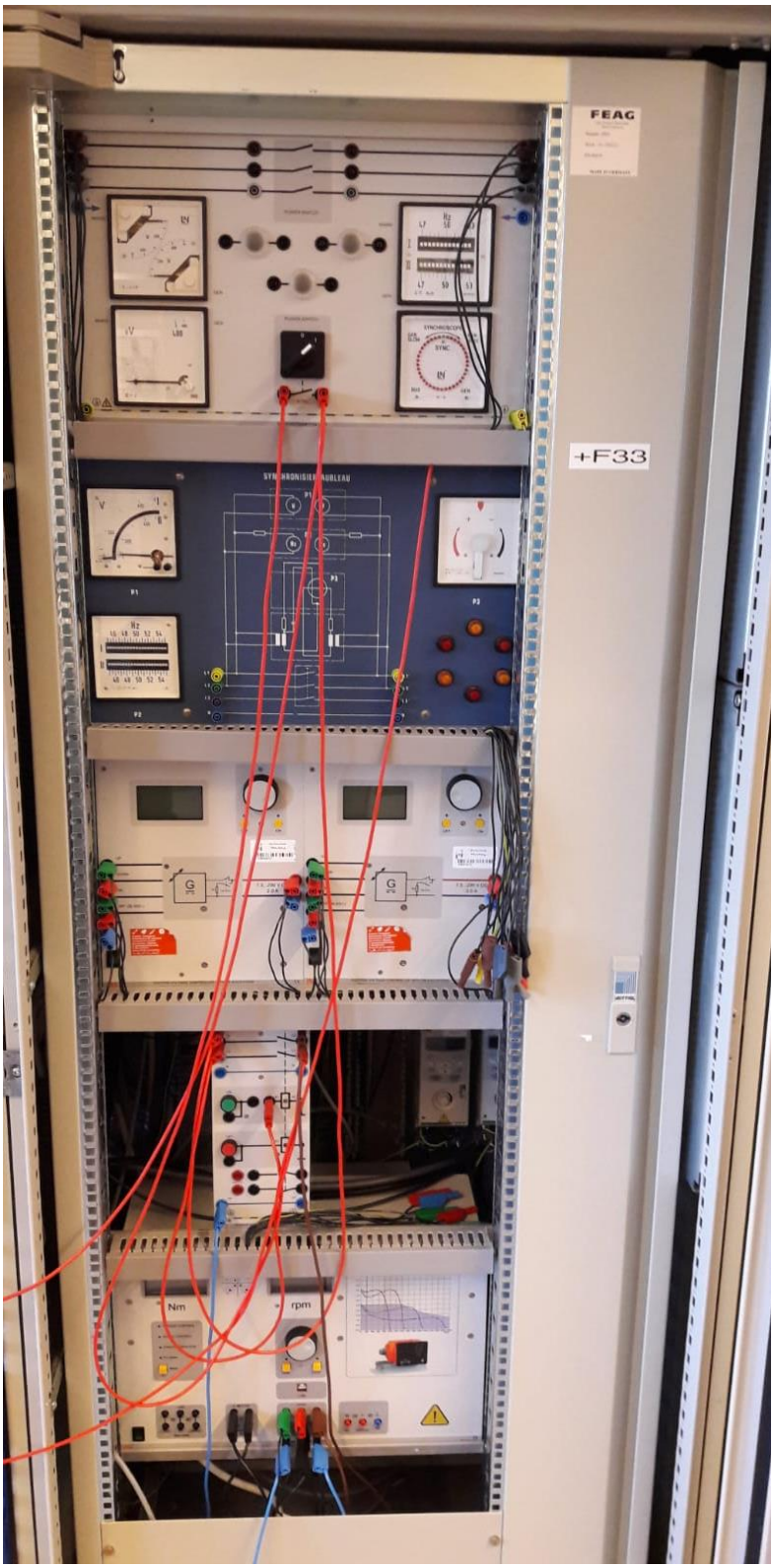

Abbildung 26: Schaltschrank Energiemanagementsystem

Abbildung 27 zeigt das Verhalten des Hardwaremodells bestehend aus einer elektrischen Last, Biogas- und Dieselgenerator. Die elektrische Last beträgt konstant ca. 400 W und beide Generatoren (grau) versorgen diese. Zu Beginn speist der Dieselgenerator (schwarz) seine Minimalleistung von ca. 100 W ein. Der Biogasgenerator (grün) liefert die Differenz zwischen der elektrischen Last und der Einspeiseleistung des Dieselgenerators. Die Sollwerte für die beiden Generatoren werden vom EMS ermittelt. Ab Sekunde 12 erkennt das EMS eine zu geringe Biogaskonzentration im Biogastank und verringert den Sollwert für die Einspeiseleistung des Biogas-BHKWs. Gleichzeitig erhöht es den Sollwert für die Einspeiseleistung des Dieselgenerators, um die elektrische Last weiterhin decken zu können. Um keine schlagartigen Laständerungen im Netz zu erzeugen und damit einen stabilen Netzbetrieb sicherzustellen, erfolgt die Umverteilung der Belastung der Generatoren rampenförmig. In der Zeit zwischen Sekunde 22 und 50 speisen beide Generatoren ungefähr die gleiche Leistung ins Netz ein. Aufgrund der gestiegenen Biogasproduktion erhöht das EMS ab Sekunde 50 den Sollwert für die Einspeiseleistung des Biogas-BHKWs und reduziert gleichzeitig den Sollwert für die Einspeiseleistung des Dieselgenerators, um die elektrische Last möglichst mit regenerativer Energie zu versorgen.

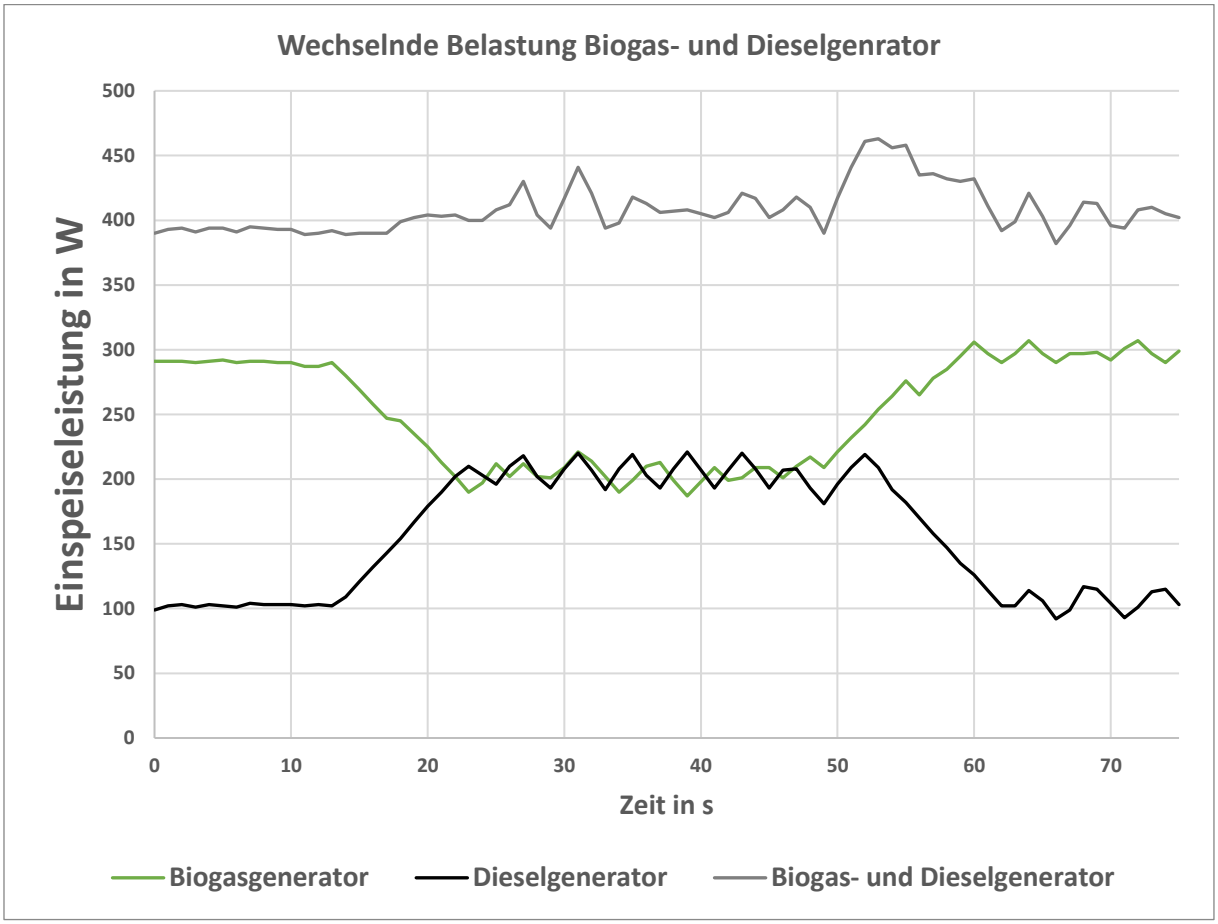

Abbildung 27: Wechselnde Belastung Biogas- und Dieselgenerator

Abbildung 28 zeigt die Netzfrequenz bzw. Abbildung 29 die Netzspannung im oben beschriebenen Szenario. Die Netzfrequenz liegt zwischen 49,75 Hz und 50,30 Hz und die Netzspannung zwischen 235,17 V und 238,85 V.

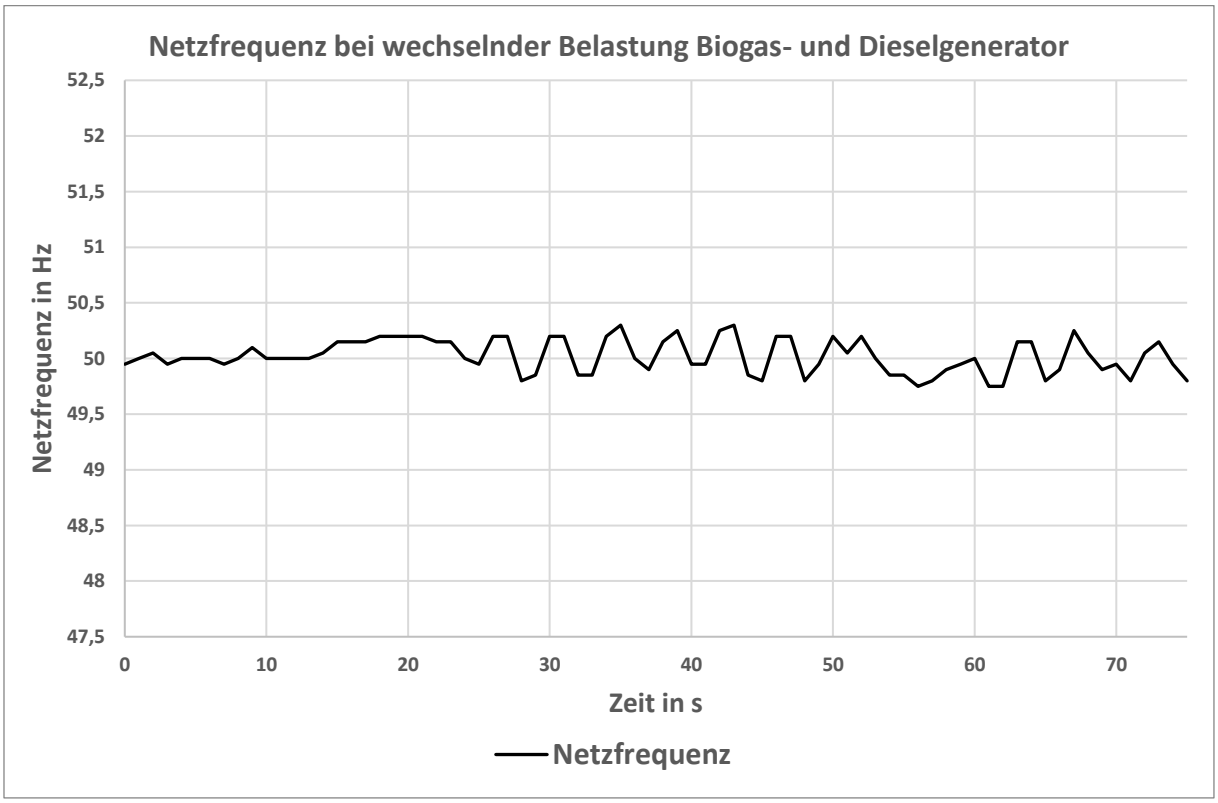

Abbildung 28: Netzfrequenz bei wechselnder Belastung Biogas- und Dieselgenerator

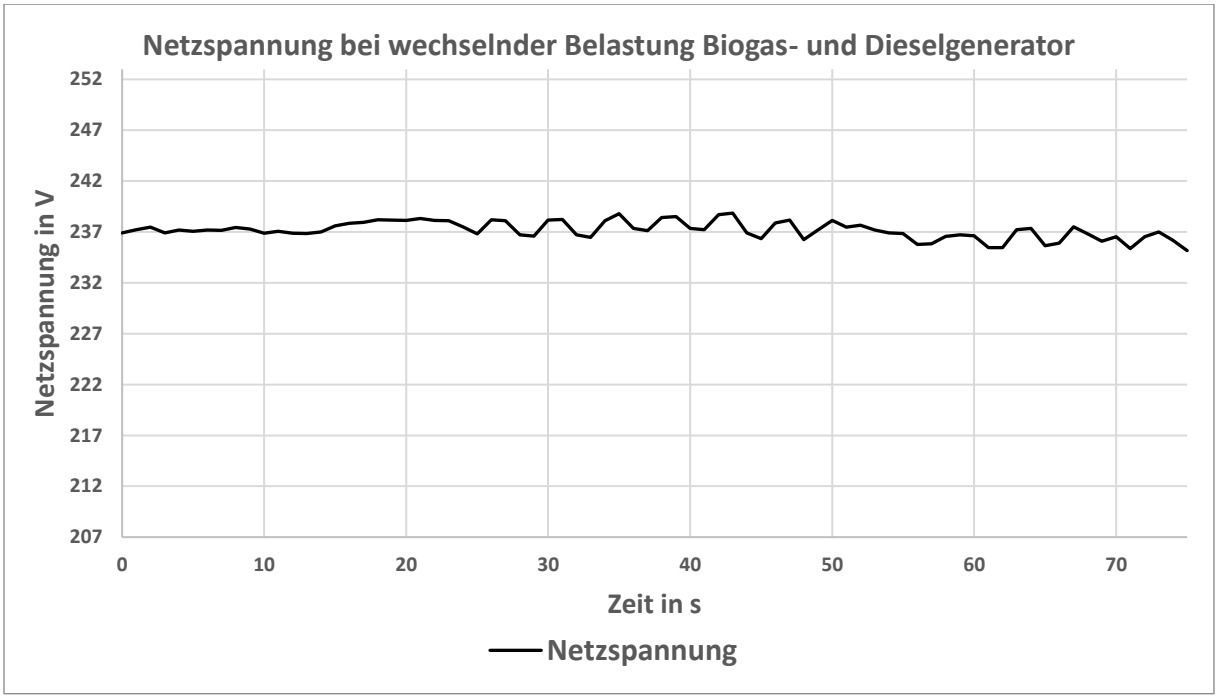

Abbildung 29: Netzspannung bei wechselnder Belastung Biogas- und Dieselgenerator

Abbildung 30 zeigt das Verhalten des Hardwaremodells bei wechselnder elektrischer Belastung (grau). Diese beträgt zu Beginn und zum Ende ca. 400 W. Während dieses Szenarios ist das Biogas-BHKW (grün) jederzeit ausreichend mit Biogas versorgt, sodass der Dieselgenerator (schwarz) zu jeder Zeit mit seiner Minimalleistung betrieben wird. Das EMS ermittelt ständig neue Sollwerte für die Einspeiseleistung der beiden Generatoren, sodass das Biogas-BHKW sich der wechselnden elektrischen Belastung anpasst.

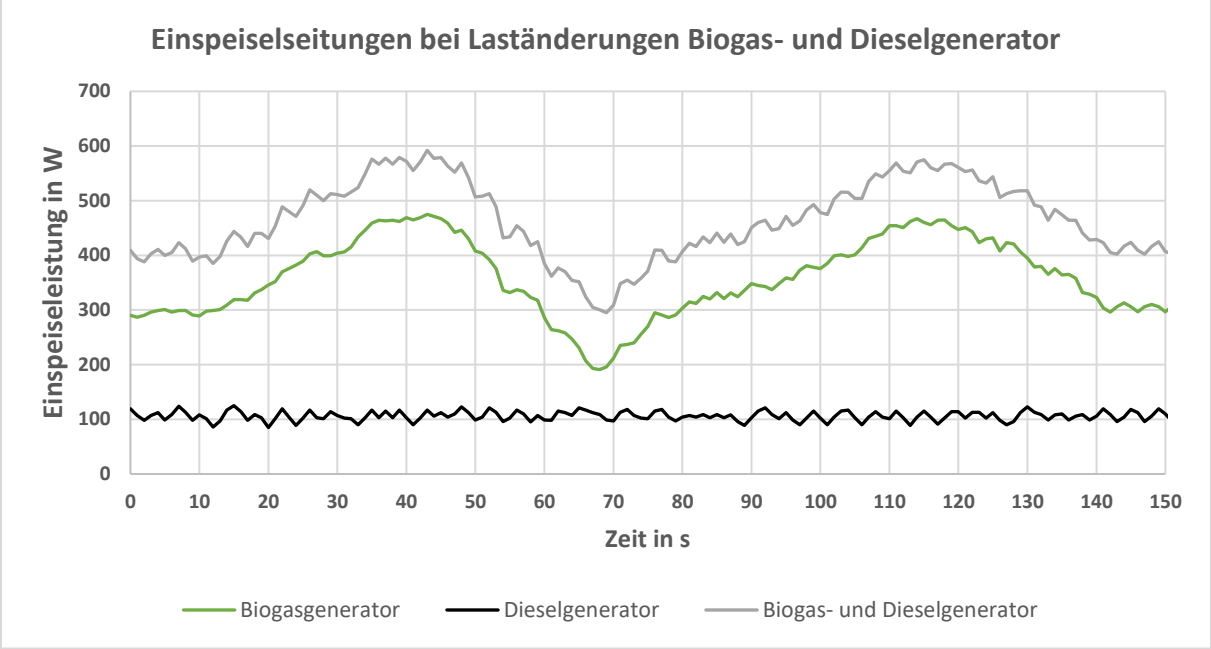

Abbildung 30: Laständerungen Biogas- und Dieselgenerator

Abbildung 31 zeigt die Netzfrequenz bzw. Abbildung 32 die Netzspannung im oben beschriebenen Szenario. Die Netzfrequenz liegt zwischen 49,50 Hz und 50,70 Hz und die Netzspannung zwischen 220,80 V und 251,33 V.

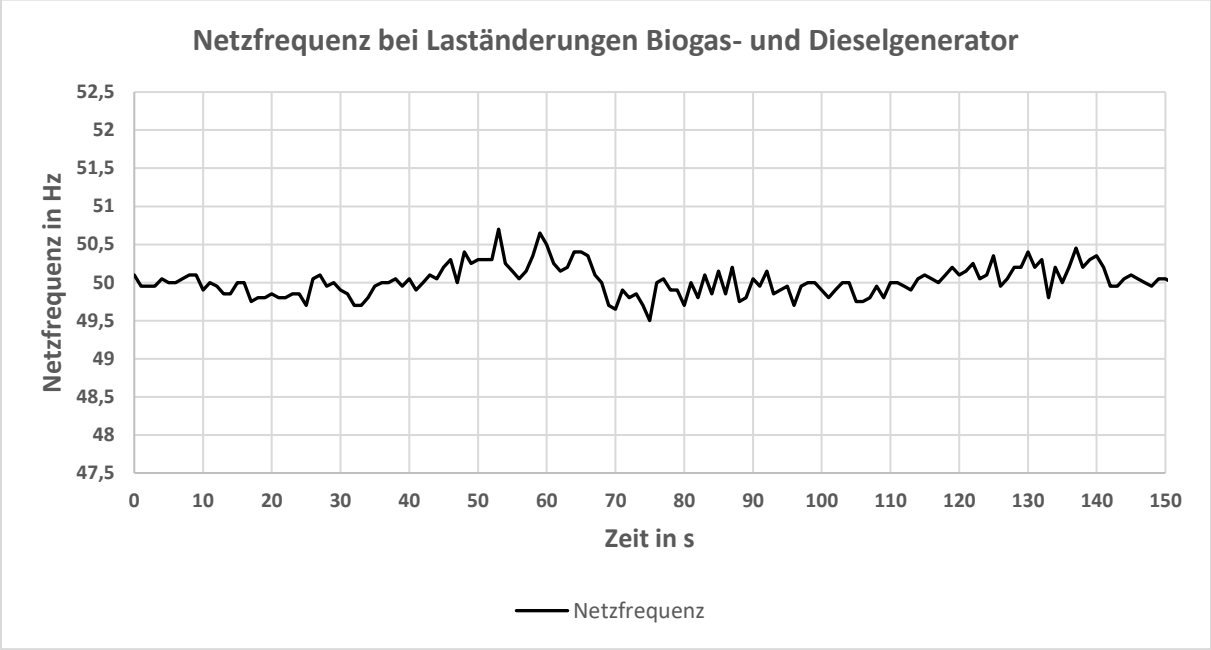

Abbildung 31: Netzfrequenz bei Laständerungen Biogas- und Dieselgenerator

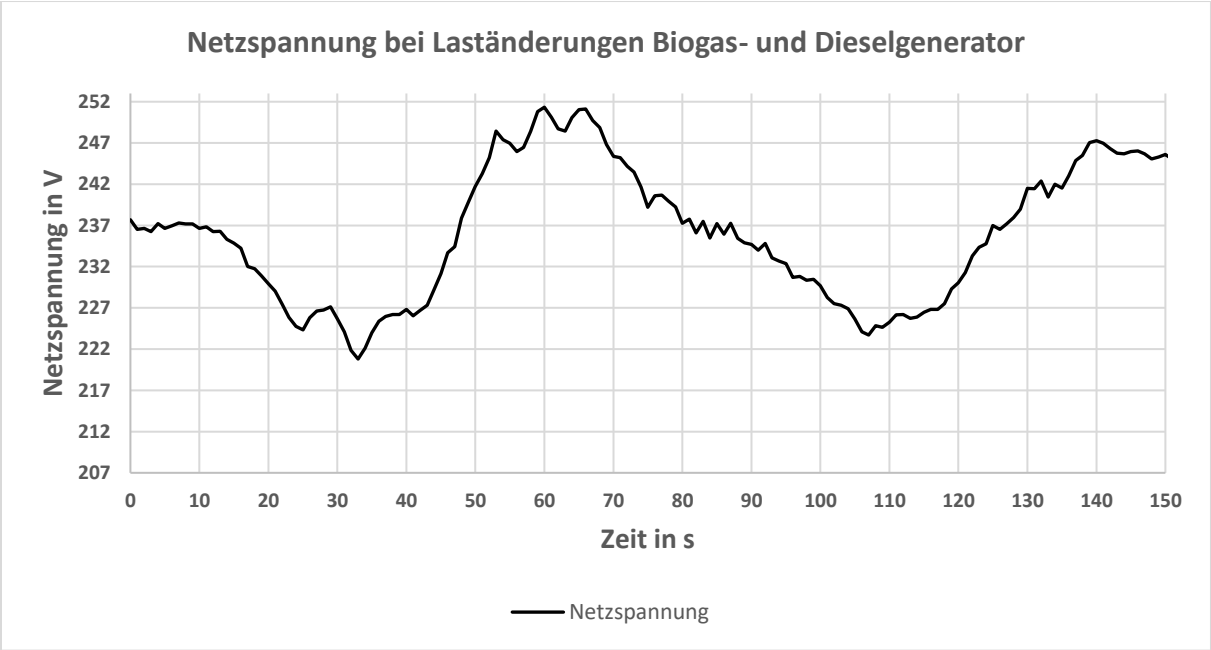

Abbildung 32: Netzspannung bei Laständerungen Biogas- und Dieselgenerator

CONCLUSION

Während des Forschungsprojektes wurden verschiedene Softwaremodelle, wie z.B. ein Photovoltaikmodell, entwickelt, um die Einflüsse fluktuierender regenerativer Erzeugungsanlagen auf ein durch ein EMS geregeltes Netz zu untersuchen. Darüber hinaus ist der Quellcode für das EMS entwickelt und in der Softwareebene integriert worden. Die Simulationsergebnisse zeigen das auch bei einem Wechsel der Belastung verschiedener Generatoren das EMS-Netz stabil gehalten werden kann.

Weiterhin zeigt der Aufbau mit den Hardwaremodellen, dass hier ebenfalls ein EMS-Netz stabil geregelt werden kann. Bei konstanter Belastung und ändernder Sollwerte für die Einspeiseleistung der beiden Generatoren bleiben Netzspannung- und frequenz nahezu konstant. Ab schnellen Laständerungen um die 100% zeigt der Hardwareaufbau, dass das EMS an seine Grenzen kommt. Eine Erweiterung des EMS-Netzes um eine Batterie oder die Integration von weiterer Regelleistung kann zu einer Verbesserung der Netzstabilität beitragen.

REFERENZEN

[1] Rajesh Saiju, Alexander Kroggel, Nils Wiese, „Photovoltaic model based on data sheet values using Matlab simulation tool," Nevşehir, 2019 1st Global Power, Energy and Communication Conference (GPECOM).

[2] Velleman, „0.2 W solar panel," [Online]. Available: https://www.velleman.eu/downloads/6/infosheets/sol3n_datasheet.pdf. [Zugriff am 28 01 2019].

[3] ENERCON, „ENERCON Produktübersicht," 2015. [Online]. Available: https://www.enercon.de/fileadmin/Redakteur/Medien-Portal/broschueren/pdf/ENERCON_Produkt_de_6_2015.pdf. [Zugriff am 26 März 2020].

[4] K. E. Yeager und J. R. Willis, „Modeling of emergency diesel generators in an 800 megawatt nuclear power plant," IEEE Transactions on Energy Conversion, 1993.

[5] J. Liang und R. G. Harley, „Pumped storage hydro-plant models for system transient and long-term dynamic studies," IEEE PES General Meeting, 2010.

[6] Z. Dong, R.Nelms, E. Muljadi, J. Tan, V. Gevorgian and M. Jacobson, „Development of dynamic model of a ternary pumped storage hydropower plant," IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA), Wuhan, 2018.

[7] P. Zhongmei, H. Tonghui und W. Yuqing, „Voltage sags/swells subsequent to islanding transition of PV-battery microgrids," 11th Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA), Hefei, 2016.

[8] O. Tremblay, „Experimental Validation of a Battery Dynamic Model for EV Applications," World Electric Vehicle Journal, 2009.