

Einbindung von Photovoltaik-Anlagen in Inselnetze auf Verteilnetzebene zur Unterstützung der Aufrechterhaltung kritischer Infrastrukturen während eines Blackouts

Giuseppe Puleo^{1*}, Maximilian Mütherig¹, Markus Zdrallek¹, Dirk Aschenbrenner²

¹ Bergische Universität Wuppertal, Rainer-Grunter-Straße 21, 42119 Wuppertal, +49 202 439 1939, puleo@uni-wuppertal.de, www.evt.uni-wuppertal.de

² WSW Netz GmbH, Schützenstraße 34, 42281 Wuppertal, +49 202 758 97305, dirk.aschenbrenner@wsw-netz.de, www.wsw-netz.de

Kurzfassung: Der Ausfall kritischer Infrastrukturen (KRITIS) hat schwerwiegende Folgen für die öffentliche Sicherheit moderner Gesellschaften in Industrienationen [1]. Im Falle eines großflächigen langandauernden Blackouts müssen diese also schnellstmöglich wieder mit elektrischer Energie versorgt werden. Damit die Versorgung nicht nur von den bisherigen zeitlich begrenzten lokalen Notstromversorgungskonzepten abhängig ist, sollte auf Verteilnetzebene möglichst schnell ein Inselnetz aufgebaut werden. Das Inselnetz wird dabei von einem dezentralen netzbildenden Kraftwerk, dem sogenannten Netzbildner, aus verschaltet, damit der Netzwiederaufbau unabhängig vom Transportnetz geschehen kann [2].

Als Netzbildner eignen sich schwarzstartfähige Synchrongeneratoren mit einer Drehzahl- und Spannungsregelung. Über ein ausreichendes Maß an Massenträgheit erlauben sie schrittweise Lastzuschaltungen im Inselnetz und können es über ihre Regelung in einen stabilen Netzzustand zurückführen [3]. Ein Synchrongenerator besitzt jedoch limitierte Scheinleistungskapazitäten, mit denen im äußersten Fall nicht jede KRITIS in einem definierten Netzabschnitt mit elektrischer Energie versorgt werden kann. Zu diesem Zweck ist es wichtig auch vorhandene Photovoltaik (PV)-Anlagen in das Inselnetz einzubinden. Diese erlauben es das Inselnetz im Falle von volatiler Einspeisung zeitweise zu vergrößern. Das bedeutet, dass das Inselnetz beim Wegfall der PV-Einspeisung auch wieder verkleinert werden muss. Die volatile Einspeisung von PV-Anlagen führt jedoch zu unregelmäßigen Leistungsflüssen im Inselnetz, welche der Netzbildner kontinuierlich ausregeln muss. Die Zu- und Abschaltung von Netzabschnitten muss sicher durchgeführt werden, ohne dass das aufgebaute Inselnetz aufgrund der zusätzlichen Dynamik wieder zusammenbricht. Dazu braucht es ein Konzept, welches die Zeitpunkte der Zu- und Abschaltungen mit dem Fokus auf die Inselnetzstabilität bestimmen kann.

Keywords: Inselnetze, Blackout, Kritische Infrastrukturen, Photovoltaik

1 Einleitung

In der Vorarbeit zu dieser Veröffentlichung [2] wird ein Konzept vorgestellt, mit dem im Falle eines großflächigen langandauernden Stromausfalls KRITIS schnellstmöglich über die Verschaltung eines Inselnetzes auf Verteilnetzebene wiederversorgt werden soll. Dabei werden den Verbrauchern und Erzeugern im aufzubauenden Verteilnetz vordefinierte Prioritäten zugeteilt, nach denen sie in das Inselnetz aufgenommen werden. KRITIS haben im

Fälle eines Blackouts unterschiedliche Anforderungen an die Dringlichkeit und Dauer der Stromversorgung. Nach diesen Kriterien sollten sie vor Eintritt des Krisenfalls priorisiert werden. Elektrische Erzeuger hingegen sollten nach ihrer Schwarzstart- und Inselnetzfähigkeit sowie der Verfügbarkeit ihrer Energiequelle priorisiert werden. Dies führt dazu, dass konventionelle Kraftwerke momentan höher priorisiert werden als Energieerzeuger mit volatilen Energiequellen wie PV-Anlagen. Der Erzeuger mit der höchsten Priorität ist in diesem Fall der Netzbildner. Von ihm aus werden dem Inselnetz so lange elektrische Verbraucher ihrer Priorität nach zugeschaltet bis seine Erzeugungskapazitäten erreicht sind. Falls vorhanden, werden dem Inselnetz im nächsten Schritt elektrische Erzeuger hinzugeschaltet, die den Netzbildner durch eine konstante Energieerzeugung entlasten können. So können weitere Verbraucher in das Inselnetz aufgenommen werden. Diese Strategie wird so lange verfolgt bis keine konstante elektrische Erzeugung mehr vorhanden ist. Ab diesem Zeitpunkt müssen die volatilen Erzeuger den Netzbildner entlasten.

Im Rahmen dieser Veröffentlichung sollte eine Strategie erarbeitet werden, die es erlaubt das Inselnetz zeitweise bei vorhandener volatiler elektrischer Erzeugung von PV-Anlagen zu vergrößern und es beim Wegfall der volatilen Erzeugung wieder zu verkleinern. Eine Strategie ist deshalb wichtig, weil die volatile Erzeugung von PV-Anlagen in einem Inselnetz zu großen Instabilitäten führen kann, welche den sicheren Betrieb des Inselnetzes gefährden.

2 Photovoltaik-Einspeiseprofile

Im Folgenden werden vier verschiedene PV-Einspeiseprofile vorgestellt, deren Einspeiseverlauf in den nächsten Abschnitten dieser Veröffentlichung als Grundlage für die darauf angewandten Untersuchungen dienen. Die tatsächliche Höhe der erzeugten Wirkleistung wird im weiteren Verlauf dieser Veröffentlichung modifiziert. Die Profile stammen von der PV-Anlage auf dem Parkplatz des Campus Freudenberg der Bergischen Universität Wuppertal. Die Anlage wurde im Jahr 2014 errichtet und besteht aus 444 PV-Modulen in sechs Reihen, die zusammen eine Höchstleistung von über 115 Kilowatt-Peak an elektrischer Leistung erzeugen können [4].

Abbildung 2-1 zeigt das Einspeiseprofil eines Sommertages ohne Verschattung der einzelnen Module. Dies ist der nahezu optimale Einspeiseverlauf der PV-Anlage. Im Folgenden wird dieses PV-Einspeiseprofil als Profil P-1 referenziert. Abbildung 2-2 zeigt einen Kurvenverlauf, der dem Verlauf von Profil P-1 sehr ähnlich ist, es handelt sich ebenfalls um einen Sommertag. Dennoch weist das Profil aufgrund von vereinzelt Verschattungen der PV-Module einige unterschiedlich tiefe Einbrüche in der Leistungserzeugung auf. Im Folgenden wird dieses PV-Einspeiseprofil mit der Abkürzung P-2 referenziert. Anhand von Profil P-2 soll gezeigt werden, inwiefern sich wenige Abweichungen von einer nahezu optimalen Kurve (Profil P-1) auf die Netzstabilität in einem Inselnetz auswirken. Abbildung 2-3 zeigt das PV-Einspeiseprofil eines Tages mit sehr unregelmäßiger und häufiger Verschattung der PV-Module. Im Folgenden wird dieses PV-Einspeiseprofil mit der Abkürzung P-3 referenziert. In Profil P-3 ist eine optimale Silhouette wie in Profil P-1 noch schwach erkennbar, der Verlauf der erzeugten Leistung ist jedoch sehr unregelmäßig. Abbildung 2-4 stellt das PV-Einspeiseprofil an einem Wintertag mit konstanter aber ebenfalls unregelmäßiger Verschattung der PV-Module dar. Im Folgenden wird dieses PV-Einspeiseprofil mit der Abkürzung P-4 referenziert. In Profil P-4 ist die

Silhouette des optimalen Verlaufs nicht mehr erkennbar, da die erzeugte Leistung in keinem Zeitpunkt das Niveau des optimalen Verlaufs trifft.

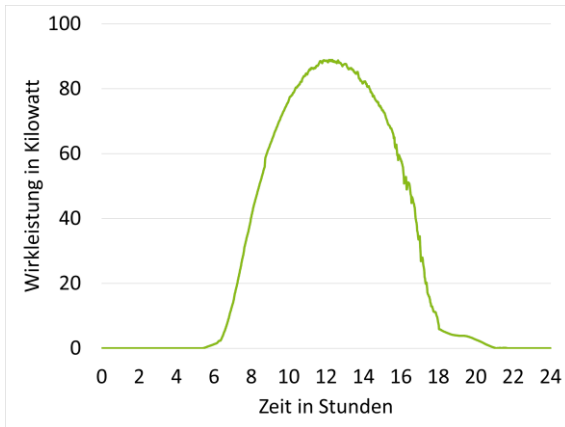


Abbildung 2-1: Profil P-1

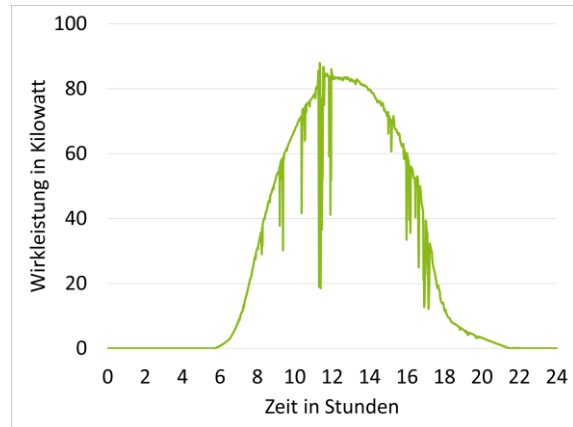


Abbildung 2-2: Profil P-2

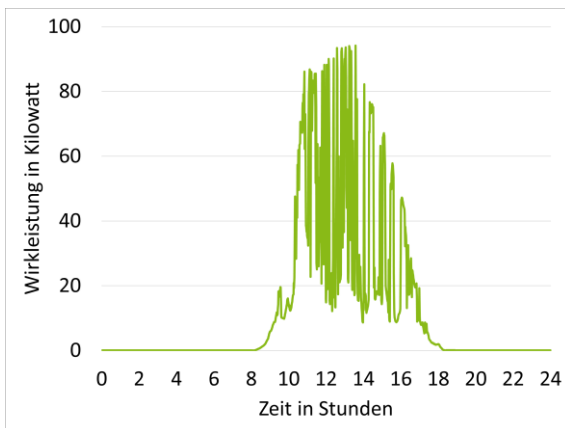


Abbildung 2-3: Profil P-3

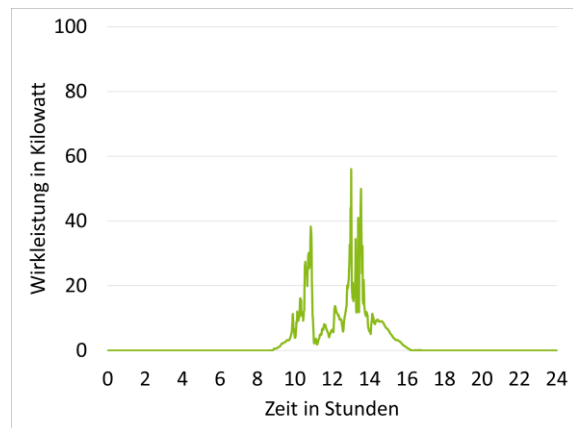


Abbildung 2-4: Profil P-4

3 Einfluss einer Abregelung auf die Inselnetzstabilität

In diesem Abschnitt wird anhand von Simulationsergebnissen erläutert, inwiefern sich die Abregelung einer PV-Anlage auf die Frequenzstabilität eines Inselnetzes auswirken kann. Für die Simulationen wurde ein simplifiziertes Inselnetz-Szenario festgelegt, welches aus einem belasteten Synchrongenerator mit Drehzahlregelung; dem Netzbildner; und einer PV-Anlage besteht. Der Synchrongenerator verfügt über eine Bemessungsscheinleistung von 25 Megavoltampere. Als Vorlage für die PV-Anlage dient die Anlage auf dem Parkplatz des Campus Freudenberg (siehe Abschnitt 2). Aus Darstellungsgründen wurde die eingespeiste Wirkleistung um den Faktor 100 vergrößert, sodass die Einspeiseprofile einen sichtbaren Einfluss auf die Regelung des Netzbildners haben. Somit entspricht die Höchstleistung der PV-Anlage in diesem Szenario 11,5 Megawatt-Peak. Beide Anlagen wurden in der Netzberechnungssoftware PowerFactory modelliert [5]. Um den dynamischen Verlauf der Netzfrequenz abbilden zu können, wurde eine Root-Mean-Square (RMS)-Simulation mit einer Simulationsdauer von 24 Stunden durchgeführt. Die Profile P-1 und P-4 werden in diesem Abschnitt nicht genauer betrachtet, da entweder der optimale Verlauf oder die geringe Höhe der erzeugten Leistung keinen bedenklichen Einfluss auf die Frequenzstabilität des Inselnetzes haben.

Zum Zeitpunkt Null der Simulation ist der Netzbildner mit einer konstanten Wirkleistung von 18 Megawatt (MW) belastet. Im Folgenden wird verdeutlicht, wie sich die Wirkleistungseinspeisung der PV-Anlage in das Inselnetz auf die Netzstabilität auswirkt. Abbildung 3-1 zeigt das Einspeiseprofil P-3. Weiterhin zeigt die Abbildung das Einspeiseprofil, wenn die PV-Anlage auf 15 % ihrer Peak-Wirkleistung abgeregelt ist. Ohne Abregelung der PV-Anlage muss der Netzbildner sehr häufig die Wirkleistungserzeugung anpassen, um das Gleichgewicht aus erzeugter und verbrauchter elektrischer Leistung im Inselnetz zu wahren. In Abbildung 3-2 ist zu erkennen, welchen Einfluss die Drehzahlregelung des Netzbildners auf die Netzfrequenz hat. In einem Inselnetz, in welches nur ein rotierender Generator einspeist ist die Netzfrequenz identisch zu der Drehzahl des Generators. Da der Synchrongenerator in diesem Fall mit jeder Änderung der Wirkleistungserzeugung seine Drehzahl anpassen muss, ist die Netzfrequenz ebenso volatil. Weiterhin verlässt die Netzfrequenz ohne Abregelung der PV-Anlage zu einigen Zeitpunkten die vorgeschriebenen Grenzen für öffentliche Elektrizitätsversorgungsnetze zwischen 47 und 52 Hertz (Hz) [6]. Die Erzeugungsanlagen auf Mittel- und Hochspannungsebene würden sich aus Eigenschutz schon bei einer Netzfrequenz von über 51,5 Hz vom Netz trennen [7, 8]. Bei Unterschreitung einer Netzfrequenz von 49 Hz kommt es im Verteilnetz außerdem zu automatischen Lastabwürfen [9]. Das zeitweise Nichteinhalten der Frequenzgrenzen muss im Inselnetz unter allen Umständen verhindert werden, da es sonst zu einem Zusammenbruch kommen könnte und die Aufrechterhaltung des Inselnetzes sowie die damit einhergehende Versorgung der KRITIS oberste Priorität während des Krisenfalls hat.

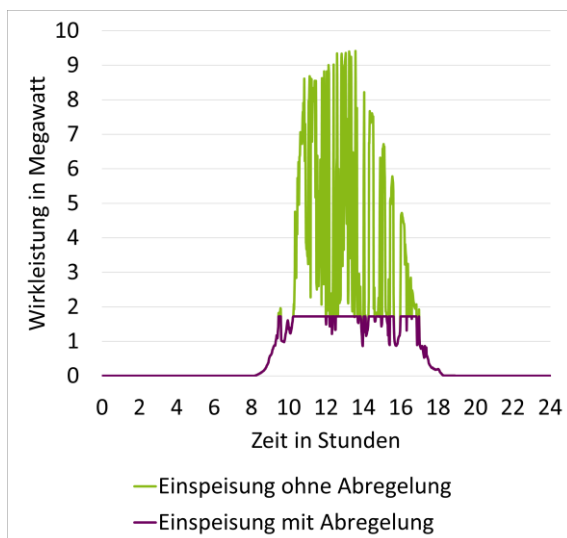


Abbildung 3-1: Einfluss der Abregelung auf Profil P-3

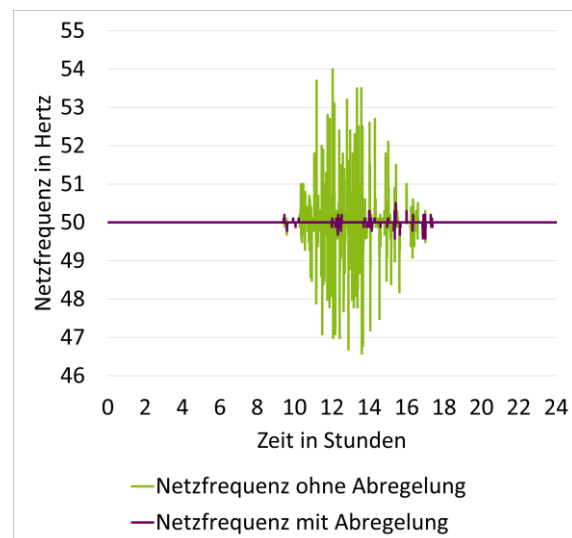


Abbildung 3-2: Einfluss der Abregelung von Profil P-3 auf die elektrische Frequenz im Inselnetz

Abbildung 3-3 zeigt das Einspeiseprofil P-2. Der Verlauf von Profil P-2 ähnelt zu vielen Zeitpunkten dem vorhersehbaren Verlauf von Profil P-1, weist dennoch vereinzelte hohe Einbrüche der erzeugten Wirkleistung auf. In Abbildung 3-4 ist zu erkennen, dass diese vereinzelten Einbrüche aufgrund ihrer Höhe ebenfalls zu Grenzwertverletzungen in der Frequenzstabilität führen. Durch die Abregelung der PV-Anlage auf 25 % ihrer Peak-Wirkleistung können die starken Einbrüche aus dem Einspeiseprofil eliminiert werden (siehe Abbildung 3-4). Abbildung 3-4 zeigt auch, dass die verbleibenden Schwankungen der Inselnetzfrequenz nach der Abregelung innerhalb der vorgeschriebenen Grenzen liegen.

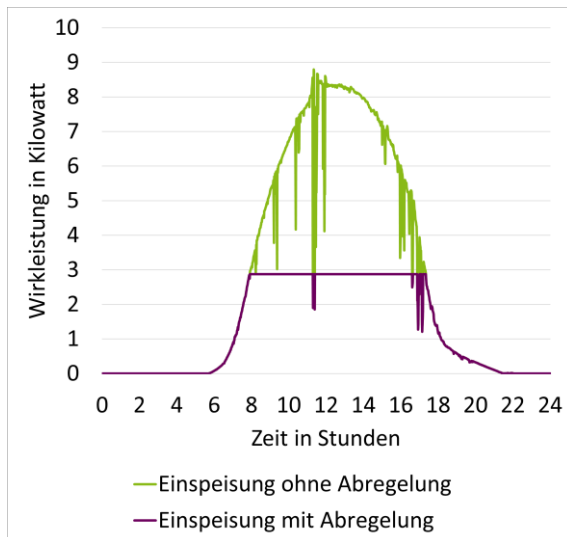


Abbildung 3-3: Einfluss der Abregelung auf Profil P-2

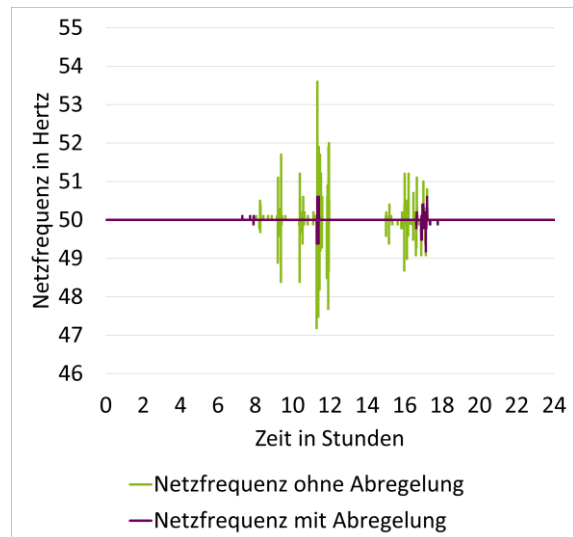


Abbildung 3-4: Einfluss der Abregelung von Profil P-2 auf die elektrische Frequenz im Inselnetz

4 Modell zur Bestimmung der Zu- und Abschaltzeitpunkte für zusätzliche Lasten

Das Modell zur Bestimmung der Zu- und Abschaltzeitpunkte für zusätzliche Lasten basiert auf der Annahme, dass die Wirkleistungserzeugung des Netzbildners kontinuierlich gemessen werden kann. Für dieses Modell wird der Blindleistungsbedarf des Netzes zunächst vernachlässigt. Kernaspekt ist es die Zu- und Abschaltzeitpunkte an die freigewordenen Wirkleistungskapazitäten des Netzbildners, die durch die PV-Einspeisung entstehen, zu koppeln. Dazu ist zunächst die benötigte Wirkleistung der zu versorgenden Last P_{Last} zu bestimmen. P_{Last} ist entscheidend für die Dimensionierung der Abregelung der PV-Anlage und des zu bestimmenden Sicherheitsfaktors. Außerdem sollte P_{Last} immer mit dem höchsten zu erwartenden Wirkleistungsbedarf bemessen werden, damit hier ein plötzlicher Anstieg der Last nicht die Inselnetzstabilität gefährden kann.

Essenziell ist auch die Festlegung der maximalen Belastung des Netzbildners. Diese Grenze wird im Folgenden mit der maximal gewollten Wirkleistungserzeugung des Netzbildners $P_{max,NB}$ beschrieben. $P_{max,NB}$ beschreibt den Arbeitspunkt des Netzbildners, bei welchem dem Inselnetz zunächst keine weitere Last zugeschaltet werden darf. Dieser Arbeitspunkt spiegelt nicht die maximal mögliche Wirkleistungserzeugung des Netzbildners wider, sondern einen Arbeitspunkt, bei dem noch Wirkleistungskapazitäten vorbehalten werden. Diese Wirkleistungskapazitäten sollen als letzte Rückfallebene für den äußersten Krisenfall genutzt werden, um unerwartete Netzschwankungen im Inselnetz ausregeln zu können. Damit überhaupt eine zusätzliche Last angeschlossen werden kann, muss $P_{max,NB} > P_{Last}$ gelten, da der Netzbildner mindestens den Lastsprung in der Höhe von P_{Last} , der durch die Zuschaltung erzeugt wird, ausregeln muss. Zusätzlich ist die Belastung des Netzbildners zum Zeitpunkt Null $P_{0,NB}$ zu bestimmen. Als Zeitpunkt Null wird der Zeitpunkt bezeichnet, bei welchem das Inselnetz nur noch mit Hilfe der PV-Einspeisung vergrößert werden kann. Zu diesem Zeitpunkt können schon Wirkleistungsreserven im Netzbildner vorhanden sein, die sich anhand von Formel (1) berechnen lassen.

$$P_{0,res} = P_{max,NB} - P_{0,NB} \quad (1)$$

Konsequenterweise muss $P_{Last} > P_{0,res}$ gelten, sonst könnte die zusätzliche Last schon ohne die Unterstützung der PV-Anlage betrieben werden.

Als nächstes wird die Peak-Wirkleistung der zu betrachtenden PV-Anlage $P_{peak,PV}$ festgelegt. $P_{peak,PV}$ sagt aus, wieviel Wirkleistung die PV-Anlage maximal bei perfekten Bedingungen an Wirkleistung erzeugen kann. In Abschnitt 3 wurde dargestellt, wie sich eine Abregelung der PV-Anlage auf das Einspeiseprofil auswirken kann. Dieser relative Faktor ist der Abregelungsfaktor $AF_{PV} \in [0, 1]$. AF_{PV} beschreibt, welchen relativen Anteil von $P_{peak,PV}$ die PV-Anlage maximal einspeisen soll. Die abgeregelter Peak-Wirkleistung $P_{ab,PV}$ wird aus Formel (2) berechnet.

$$P_{ab,PV} = P_{peak,PV} \cdot AF_{PV} \quad (2)$$

So ergibt aus den vorhandenen Reserven $P_{0,res}$ zum Zeitpunkt Null und der (abgeregelter) maximalen Wirkleistung der PV-Anlage $P_{ab,PV}$ mit Formel (3) die maximale zu erreichende Reserve im Netzbildner unter Berücksichtigung der Rückfallebene, um weitere Lasten hinzuschalten.

$$P_{max,res} = P_{0,res} + P_{ab,PV} \quad (3)$$

Da die Netzstabilität die höchste Priorität im Inselnetzbetrieb hat, wird dem Modell noch ein Sicherheitsfaktor hinzugefügt, der sogenannte Einbruchfaktor der erzeugten PV-Leistung $EF_{PV} \in [0, 1]$. EF_{PV} definiert den relativen Anteil der (abgeregelter) maximalen Wirkleistung der PV-Anlage, um den die erzeugte Wirkleistung abrupt fallen könnte. Die Wahl von EF_{PV} hängt stark von der erwarteten Sonneneinstrahlung und der schon vorhandenen Reserve $P_{0,res}$ ab. Ein plötzlicher Einbruch der PV-Einspeisung hat auf den Netzbildner denselben Effekt wie ein Lastsprung durch einen elektrischen Verbraucher. Die Höhe dieses erwarteten plötzlichen Einbruchs $P_{ein,PV}$ errechnet sich aus Formel (4).

$$P_{ein,PV} = P_{ab,PV} \cdot EF_{PV} \quad (4)$$

Dieser Wert ergänzt das Modell um einen wichtigen Sicherheitsfaktor, welcher dafür sorgt, dass der Netzbildner bei zusätzlicher Belastung nach Entlastung durch die PV-Anlage, nicht den Wert $P_{max,NB}$ überschreitet, wenn die PV-Einspeisung abrupt wie in den Einspeiseprofilen P-2 und P-3 einbricht. Aus dem Wirkleistungsbedarf der Last P_{Last} und der Höhe des zu erwartenden Leistungseinbruchs $P_{ein,PV}$ ergeben sich mit Formel (5) die Leistungsreserven P_{res} , die im Netzbildner angestrebt werden, bevor die zusätzliche Last versorgt wird.

$$P_{res} = P_{Last} + P_{ein,PV} \quad (5)$$

Bei der Wahl des Einbruchfaktors muss darauf geachtet werden, dass Formel (6) gilt.

$$P_{max,res} \geq P_{res} \quad (6)$$

Wird der Einbruchfaktor EF_{PV} zu hoch dimensioniert, sodass die angestrebten Reserven P_{res} größer als die maximal möglichen Reserven $P_{max,res}$ sind, wird es nicht zu einer Zuschaltung der zusätzlichen Last kommen.

Sind alle Parameter für Netzbildner, PV-Anlage und Last festgelegt kann über Formel (7) bestimmt werden, welche Wirkleistungserzeugung P_{zu} der Netzbildner unterschreiten muss, damit die Last mit dem Wirkleistungsbedarf von P_{Last} zugeschaltet werden darf.

$$P_{zu} < P_{max,NB} - P_{res} \quad (7)$$

Bei P_{zu} hat der Netzbildner genug Reserven, dass der Wirkleistungsbedarf von P_{Last} gedeckt werden kann, ohne dass $P_{max,NB}$ überschritten wird. Zusätzlich könnte so ebenfalls die PV-Einspeisung plötzlich um $P_{ein,PV}$ einbrechen, ohne $P_{max,NB}$ zu erreichen. Wichtig zu beachten ist, dass P_{zu} für eine gewisse Zeit unterschritten werden sollte, damit davon ausgegangen wird, dass die Last für längere Zeit versorgt werden kann. In Profil P-3 mit Abregelung (siehe Abbildung 3-1) ist zu erkennen, dass es eine gewisse Zeit dauert bis beim Ansteigen der Wirkleistung ein konstanter Wert gehalten werden kann, bevor er wieder unterschritten wird.

Wird die zusätzliche Last nun durch das Inselnetz versorgt, muss sie wieder vom Inselnetz getrennt werden, sobald nicht mehr genügend Erzeugung aus PV vorhanden ist. Der Zeitpunkt der Trennung der Last wird über Formel (8) bestimmt.

$$P_{trenn} \geq P_{max,NB} - P_{ein,PV} \quad (8)$$

Sobald der Netzbildner eine Wirkleistungserzeugung von P_{trenn} erreicht, muss die zusätzliche Last vom Inselnetz getrennt werden. Dieser Arbeitspunkt ist erreicht sobald der zusätzlich belastete Netzbildner nur noch Wirkleistungsreserven besitzt, um den erwarteten plötzlich auftretenden Einbruch der PV-Leistung $P_{ein,PV}$ auszuregulieren, ohne dabei $P_{max,NB}$ zu überschreiten. Anders als beim Zuschalten der Last wird die Trennung der Last sofort durchgeführt, wenn der Netzbildner P_{trenn} erreicht hat. So soll unter allen Umständen verhindert werden, dass der Netzbildner $P_{max,NB}$ überschreitet und sich in die letzte Rückfallebene begibt. Aus diesem Grund muss beim Zuschalten P_{zu} auch eine gewisse Zeit unterschritten werden, damit die Chance höher ist, dass die Last beim Erreichen von P_{trenn} nicht direkt wieder rausgeworfen werden muss, nachdem sie zugeschaltet wurde.

5 Simulationstest

Im Folgenden wird das in Abschnitt 4 vorgestellte Modell in einem Simulationstest angewandt. Das Simulationsszenario ist analog zu dem Szenario in Abschnitt 3 mit dem Zusatz, dass dem Inselnetz eine zusätzliche Last hinzugeschaltet werden kann. Das Modell zur Bestimmung der Zu- und Abschaltzeitpunkte für zusätzliche Lasten wurde in der Entwicklungsumgebung MATLAB in eine Anwendung implementiert [10]. Die MATLAB -Anwendung liest kontinuierlich die momentane Wirkleistungserzeugung des Netzbildners aus der Simulation in PowerFactory aus. Bei Erreichen der in Abschnitt 4 definierten Grenzen sendet die MATLAB-Anwendung Befehle zum Schließen oder Öffnen des Schalters, welcher die Last mit dem Inselnetz verknüpft.

In Tabelle 5-1 sind die Daten von zusätzlicher Last, Netzbildner und PV-Anlage aufgelistet. Diese Daten gelten für alle folgenden Simulationsszenarien. Da die Wirkleistungsbelastung zu Zeitpunkt Null des Netzbildners $P_{0,NB}$ der maximal erwünschten Wirkleistungserzeugung $P_{max,NB}$ entspricht, stehen zu diesem Zeitpunkt nach Formel (1) keine Wirkleistungsreserven $P_{0,res}$ zur Verfügung. Weiterhin ist festgelegt, dass die Grenze von P_{zu} 30 Minuten lang in Simulationszeit unterschritten werden muss, bevor ein Schließbefehl für den Schalter der Last

gesendet wird. Im Folgenden werden die Ergebnisse von vier verschiedenen Simulationsszenarien auf Basis der Einspeisepprofile P-1 bis P-4 (siehe Abschnitt 2) präsentiert.

Tabelle 5-1: Eckdaten zu allen Simulationsszenarien

P_{Last}	1,00 MW
$P_{max,NB}$	18,00 MW
$P_{0,NB}$	18,00 MW
$P_{0,res}$	0,00 MW
$P_{peak,PV}$	11,50 MW

5.1 Szenario 1

Tabelle 5-2 listet die Eckdaten für das Simulationsszenario mit dem Profil P-1 auf. Die PV-Anlage wird nicht abgeregelt, da der Verlauf der eingespeisten Wirkleistung sehr vorhersehbar ist und keine plötzlichen Einbrüche auftreten. Für den Einbruchfaktor EF_{PV} werden 5 % gewählt, damit die Reserveleistung P_{res} höher als der Wirkleistungsbedarf der Last P_{Last} ist. Auch ohne erwartete Einbrüche wird dadurch sichergestellt, dass die Wirkleistungsgrenze für den Trennbefehl der Last P_{trenn} nicht erst bei dem maximal gewünschten Arbeitspunkt des Netzbildners $P_{max,NB}$ liegt. Abbildung 5-1 zeigt, dass die Last zugeschaltet wird, nachdem P_{zu} 30 Minuten lang unterschritten ist. Nach 9 Stunden und 56 Minuten wird die Last wieder vom Inselnetz getrennt, nachdem P_{trenn} erreicht ist.

Tabelle 5-2: Eckdaten zu Szenario 1

AF_{PV}	100 %
$P_{ab,PV}$	11,50 MW
EF_{PV}	5 %
$P_{ein,PV}$	0,58 MW
P_{res}	1,58 MW
P_{zu}	16,42 MW
P_{trenn}	17,42 MW

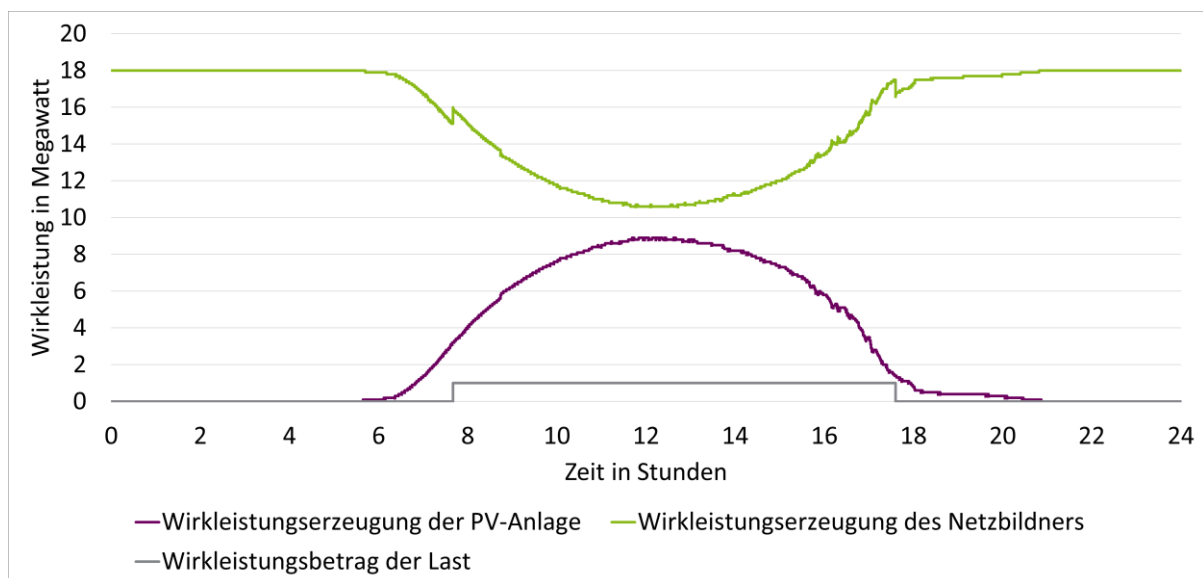


Abbildung 5-1: Simulation Szenario 1

5.2 Szenario 2

Szenario 2 auf Basis von Profil P-2 ist in zwei Fälle unterteilt. Um zu hohe Frequenzschwankungen zu vermeiden wird die PV-Anlage wie in Abschnitt 3 auf 25 % ihrer Peak-Wirkleistung abgeregelt. In Fall 1 wird analog zu Szenario 1 ein Einbruchfaktor EF_{PV} von 5 % gewählt. Abbildung 5-2 zeigt zwischen 16 und 18 Stunden, dass der Netzbildner die maximal erwünschte Wirkleistungserzeugung $P_{max,NB}$ zu drei Zeitpunkten fast erreicht. Das weist daraufhin, dass der Einbruchfaktor zu gering dimensioniert ist. Daraus folgt eine zu niedrige Trenngrenze P_{trenn} , die fast so hoch wie $P_{max,NB}$ ist. Je geringer der Abregelungsfaktor AF_{PV} , umso höher muss also EF_{PV} gewählt werden. Daher wird EF_{PV} in Fall 2 auf 35 % erhöht. In Abbildung 5-3 ist zu erkennen, dass die Erhöhung von EF_{PV} dazu führt, dass sich ein niedrigeres P_{trenn} ergibt und der Netzbildner vor der Trennung der Last seltener seine Grenze $P_{max,NB}$ erreicht. Jedoch sinkt auch die Versorgungszeit der Last von unterbrechungsfreien 10 Stunden und 26 Minuten auf 8 Stunden und 30 Minuten, wovon der längste unterbrechungsfreie Zeitraum 5 Stunden und 12 Minuten anhält.

Tabelle 5-3: Eckdaten zu Szenario 2

	Fall 1	Fall 2
AF_{PV}	25 %	25 %
$P_{ab,PV}$	2,88 MW	2,88 MW
EF_{PV}	5 %	35 %
$P_{ein,PV}$	0,14 MW	1,01 MW
P_{res}	1,14 MW	2,01 MW
P_{zu}	16,86 MW	15,99 MW
P_{trenn}	17,86 MW	16,99 MW

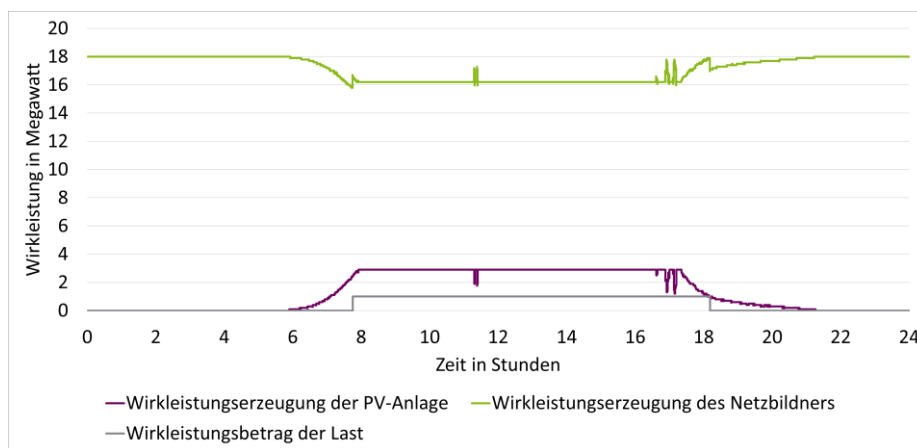


Abbildung 5-2: Simulation Szenario 2 Fall 1

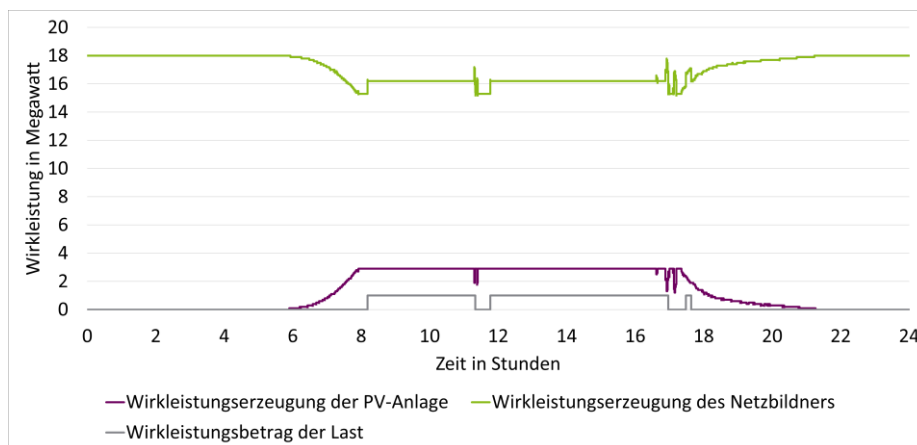


Abbildung 5-3: Simulation Szenario 2 Fall 2

5.3 Szenario 3

Szenario 3 basiert auf Profil P-3. Um zu hohe Frequenzschwankungen zu vermeiden wird die PV-Anlage wie schon in Abschnitt 3 auf 15 % ihrer Peak-Wirkleistung abgeregelt. Szenario 2 hat gezeigt, dass sich aus einem zu geringen Einbruchfaktor EF_{PV} wie 5 % bei einem niedrigen Abregelungsfaktor AF_{PV} eine zu hohe Trenngrenze P_{trenn} ergibt. Daher wird in Szenario 3 30 % für EF_{PV} gewählt. Abbildung 5-4 zeigt, dass $P_{max,NB}$ von 18 MW bei diesem sehr volatilen Profil nur zu einem Zeitpunkt zwischen 16 und 18 Stunden erreicht wird. Die zusätzliche Last muss jedoch sieben Mal zum Erhalt der Rückfallebene getrennt werden. Das ergibt zwar eine Versorgungsdauer von 4 Stunden und 17 Minuten, der längste unterbrechungsfreie Zeitraum liegt jedoch bei 1 Stunde und 47 Minuten. Würde EF_{PV} hier höher dimensioniert sein, würde der Trennbefehl ebenfalls öfter gesendet werden.

Tabelle 5-4: Eckdaten zu Szenario 3

AF_{PV}	15 %
$P_{ab,PV}$	1,73 MW
EF_{PV}	30 %
$P_{ein,PV}$	0,52 MW
P_{res}	1,52 MW
P_{zu}	16,48 MW
P_{trenn}	17,48 MW

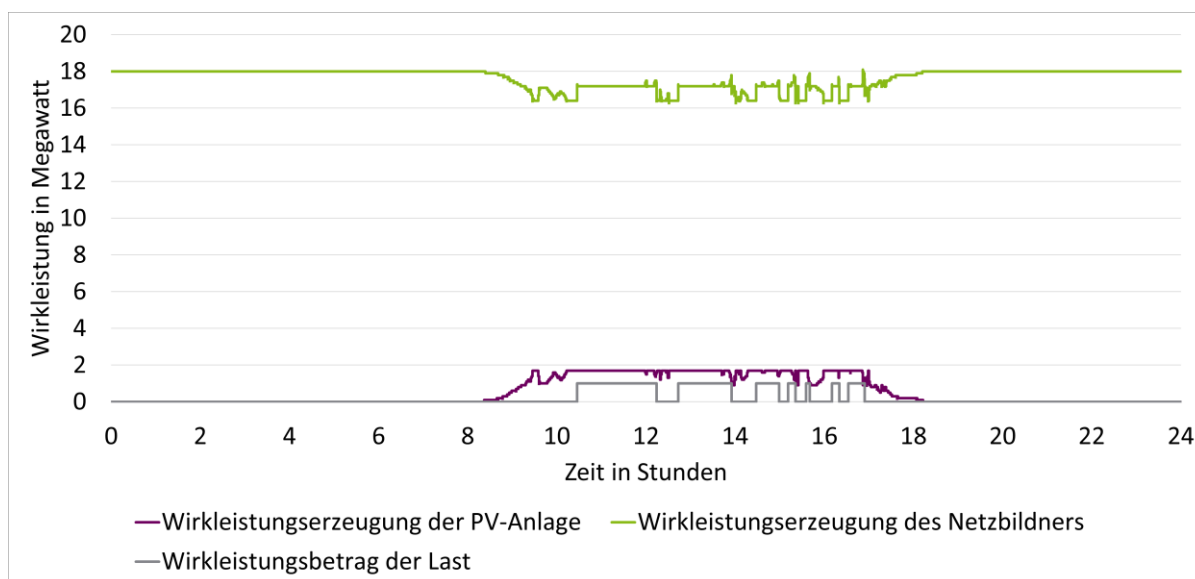


Abbildung 5-4: Simulation Szenario 3

5.4 Szenario 4

Szenario 4 basiert auf Profil P-4. Wie Profil P-1 verursacht es keine Grenzwertverletzungen der Netzfrequenz. Das liegt jedoch nicht an dem vorhersehbaren Verlauf des Einspeiseprofils, sondern an der geringen Wirkleistungseinspeisung, die das Profil erreicht. Bei einem Wintertag, welcher dieses Einspeiseprofil erzeugt, sollte dennoch abgeregelt werden, da mit starken Schwankungen in der Wirkleistungserzeugung gerechnet werden sollte. Abregelungsfaktor AF_{PV} und Einbruchfaktor EF_{PV} werden analog zu Szenario 3 gewählt. Abbildung 5-5 zeigt, dass $P_{max,NB}$ von 18 MW nur zu einem Zeitpunkt zwischen 10 und 12 Stunden erreicht wird. Die zusätzliche Last wird jedoch nur 38 Minuten versorgt, davon sind 19 Minuten unterbrechungsfrei. Bei einem geringeren EF_{PV} ließe sich die Versorgungsdauer um ein paar Minuten erhöhen, man würde aber auch öfter Gefahr laufen die gewünschte Wirkleistungsgrenze des Netzbildners $P_{max,NB}$ zu erreichen und sogar zu überschreiten.

Tabelle 5-5: Eckdaten zu Szenario 4

AF_{PV}	15 %
$P_{ab,PV}$	1,73 MW
EF_{PV}	30 %
$P_{ein,PV}$	0,52 MW
P_{res}	1,52 MW
P_{zu}	16,48 MW
P_{trenn}	17,48 MW

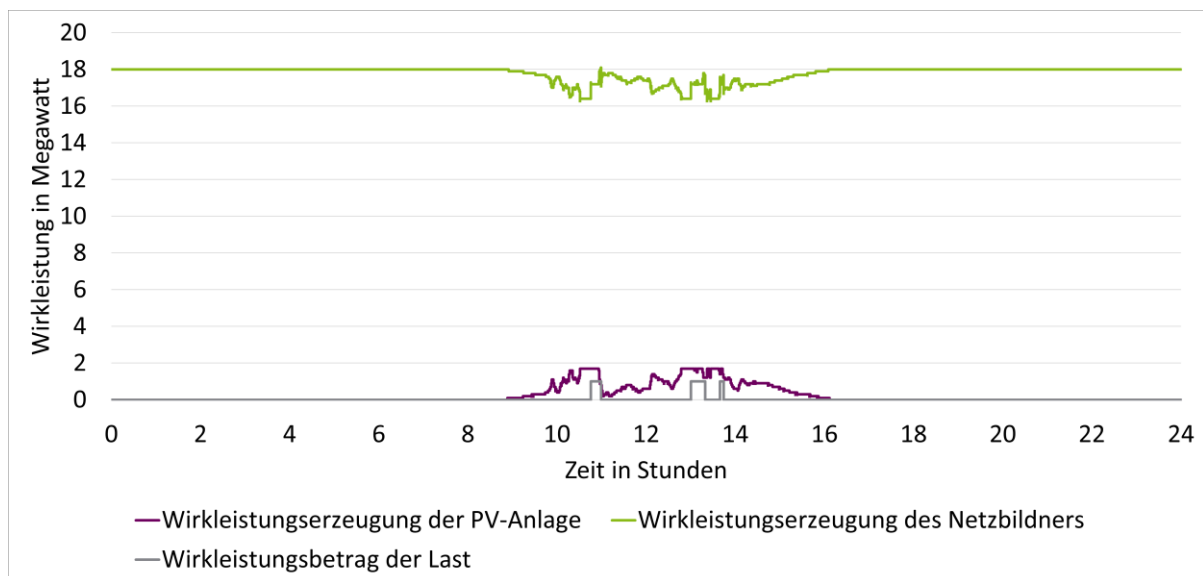


Abbildung 5-5: Simulation Szenario 4

6 Ergebnisse

Die simulierten Szenarien aus Abschnitt 3 und 5 zeigen, dass die Abregelung der PV-Anlage und das Modell zur Bestimmung der Zu- und Abschaltzeitpunkte für zusätzliche Lasten aus Abschnitt 4 in der Simulation funktionieren. Die vom Netz vorgegebenen Frequenzgrenzwerte sowie die gewünschten Grenzwerte des Netzbildners konnten in den Simulationen eingehalten werden. In den Szenarien 1 und 2 (siehe Abschnitt 5.1 und 5.2) kann mithilfe des Modells die zusätzliche Last zwischen acht und elf Stunden sicher versorgt werden, wovon die längsten unterbrechungsfreien Zeiträume zwischen fünf und zehn Stunden andauern. So ist es möglich eine zusätzliche KRITIS über einen kompletten Arbeitstag zu versorgen. Sinnvolle Anwendungsfälle sind hier Einrichtungen der KRITIS-Sektoren Staat und Verwaltung oder Medien und Kultur, da diese Einrichtungen nicht über 24 Stunden mit Strom versorgt werden

müssten. Aber auch die Versorgung von Arztpraxen im Sektor Gesundheit, welche nicht die gleiche Dringlichkeit wie ein Krankenhaus haben, wäre denkbar. Szenario 3 (siehe Abschnitt 5.3) weist eine eher kurze Gesamtversorgungsdauer von ca. vier Stunden auf, wovon weniger als zwei Stunden unterbrechungsfrei sind. Bei diesem Versorgungsangebot könnte darüber nachgedacht werden private Haushalte mitzuversorgen, um es den Menschen zu Hause zu erlauben ihre Bäder zu nutzen. In Szenario 4 (siehe Abschnitt 5.4) können Gesamt- und unterbrechungsfreie Versorgung nur im Minutenbereich gewährleistet werden. Diese Dauer könnte dazu genutzt werden Batteriespeicher mit elektrischer Energie zu versorgen, die das Inselnetz anderweitig unterstützen. Natürlich sind die Versorgungsdauern auch abhängig von dem Leistungsbedarf der Last. Lasten mit einem geringeren Leistungsbedarf könnten mit weniger entstandenen Leistungsreserven auch insgesamt länger und unterbrechungsfrei versorgt werden.

Der Abregelungsfaktor der PV-Anlage AF_{PV} könnte theoretisch immer so gewählt werden, dass die abgeregeltere Peak-Wirkleistung $P_{ab,PV}$ den Leistungsbedarf der Last P_{Last} deckt. Dabei würde aber auf eine zusätzliche Entlastung des Netzbildners verzichtet werden, die im Falle eines Blackouts benötigten Treibstoff sparen könnte. Außerdem gäbe es dabei nicht die Möglichkeit einen Sicherheitsfaktor wie $P_{ein,PV}$ zu nutzen, welcher es möglich macht, dass die Trennung der Last schon stattfindet bevor der Netzbildner $P_{max,NB}$ erreicht. Letztendlich ist die Wahl von AF_{PV} auch von der Peak-Wirkleistung der PV-Anlage $P_{peak,PV}$ abhängig, da sie Auskunft darüber geben kann, mit welcher Mindestwirkleistung die PV-Anlage auch bei schlechten Wetterverhältnissen zu rechnen ist. Abschnitt 4 zeigt, dass die Abregelung der PV-Anlage auf jeden Fall Sinn macht, um die Frequenzstabilität des Netzes zu bewahren. In Kombination mit einem Batteriespeicher, könnte die daran verlorene elektrische Energie weiter verwertet werden.

Die anschließende Wahl des Einbruchfaktors EF_{PV} ist stark davon abhängig, wie gut die Wetterlage und die damit einhergehenden Einbrüche der PV-Einspeisung prognostizierbar sind. Im schlimmsten Fall muss man sich dabei auf die Einschätzung erfahrener Leute verlassen, da der einwandfreie Betrieb von Wetterdiensten in einem Blackout-Szenario nicht gewährleistet werden kann. Je unsicherer der Verantwortliche bei der Wahl von EF_{PV} , desto höher sollte dieser im Rahmen des möglichen (siehe Gleichung (6)) dimensioniert werden.

7 Ausblick

Um das Modell zur Bestimmung der Zu- und Abschaltzeitpunkte für zusätzliche Lasten noch zu spezifizieren, sollten in darauf aufbauenden Veröffentlichungen dynamische Lasten und deren erwarteten Schwankungen betrachtet werden. Bei dieser Betrachtung würde man den in Abschnitt 4 erläuterten Sicherheitsfaktor, mit dem höchsten erwarteten Wirkleistungsbedarf der Last zu rechnen, außer Acht lassen. Dennoch wäre es möglich mit den zusätzlichen Leistungsreserven im Netzbildner, welche aus einer Senkung des Wirkleistungsbedarfs der dynamischen Last resultieren, weitere Lasten in das Inselnetz einzubinden. Hier stellt sich aber die Frage, ob das Risiko weiterer dynamischer Komponenten in Kauf genommen werden sollte, wenn die Inselnetzstabilität oberste Priorität ist.

Es sollte generell möglich sein in Zukunft mehrere Lasten in dem Modell zu berücksichtigen. Diese werden dann ihrer Priorität nach an das Inselnetz angeschlossen, wenn genügend

Reserven für deren Zuschaltung freigemacht wurden. In dem Fall würde sich die Frage stellen, nach welcher Logik die Lasten wieder vom Inselnetz getrennt werden. Würde die letzte angeschlossene Last mit der niedrigsten Priorität auch als erstes wieder getrennt werden oder würde ein anderes Modell besser greifen.

Schließlich ist in Zukunft noch ein Labortest im Smart Grid Labor des Lehrstuhls für Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal geplant [11]. In diesem Labortest soll eine Lastbank von einem netzbildenden Wechselrichter versorgt werden, wenn genügend volatile Einspeisung vorhanden ist. Die volatile Einspeisung wird dann von der PV-Anlage auf dem Campus Freudenberg (siehe Abschnitt 2) oder von einem programmierbaren Frequenzumrichter erzeugt.

8 Danksagung

Die in dieser Publikation vorgestellten Arbeiten beruhen auf Forschungsaktivitäten, die durch das Land Nordrhein-Westfalen gefördert wurden. Grundlage für die Förderung ist die Richtlinie zur Gewährung von Zuwendungen aus dem "Programm für rationelle Energieverwendung, regenerative Energien und Energiesparen - progres.nrw - Programmbereich Innovation". Die beschriebenen Themen sind Teil des Forschungsprojektes "SiSKIN": (Referenznummer: EFO 0094A). Für den Inhalt dieses Beitrags sind ausschließlich die Autoren verantwortlich.

9 Literatur

- [1] Bundesministerium des Innern, Hg., "Nationale Strategie zum Schutz Kritischer Infrastrukturen (KRITIS-Strategie)," Jun. 2009.
- [2] G. Puleo, M. Mütherig, M. Zdrallek und D. Aschenbrenner, "Islanding algorithm for the resupply of critical infrastructure during a prolonged blackout," in *ETG Congress 2023*, Kassel, Germany, VDE, Hg., 2023.
- [3] C. Steinhart, "Lokale Inselnetz-Notversorgung auf Basis dezentraler Erzeugungsanlagen mit Fokus auf die Frequenzstabilität," Dissertation, Verlag Dr. Hut und Technische Universität München, München.
- [4] Lehrstuhl für elektrische Maschinen und Antriebe. "Photovoltaikanlage der Fakultät für Elektrotechnik, Informatik und Medientechnik." Zugriff am: 23. Januar 2024. [Online.] Verfügbar: <https://ema.uni-wuppertal.de/de/pv-anlage/>
- [5] DigSILENT GmbH, *PowerFactory* (2022 SP4). Zugriff am: 23. Januar 2024. [Online.] Verfügbar unter: <https://www.digsilent.de/de/powerfactory.html>
- [6] *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen: Deutsche Fassung EN 50160:2010 + Cor.:2010 + A1:2015 + A2:2019 + A3:2019*, DIN EN 50160, DIN Deutsches Institut für Normung e.V., Berlin, Nov. 2020.
- [7] *Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)*, VDE-AR-N 4110, DIN Deutsches Institut für Normung e.V. und VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Berlin, Nov. 2018.
- [8] *Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung)*, VDE-AR-N 4120, DIN Deutsches Institut für Normung e.V. und VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Berlin, Nov. 2018.

- [9] *Automatische Letztmaßnahmen zur Vermeidung von Systemzusammenbrüchen*, VDE-AR-N 4142, VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Berlin, Apr. 2020.
- [10] The MathWorks, Inc., *MATLAB* (R2023b). Zugriff am: 23. Januar 2024. [Online].
Verfügbar unter: https://de.mathworks.com/products/matlab.html?s_tid=hp_ff_p_matlab
- [11] Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik. "Smart Grid Lab." Zugriff am: 23. Januar 2024. [Online.] Verfügbar: <https://www.evt.uni-wuppertal.de/de/forschung/smart-grid-lab/>