

Präventives Netzengpassmanagement durch die Nutzung regionaler Flexibilitätsmärkte auf Verteilnetzebene

Frederik Paulat, Jessica Hermanns, Kevin Kotthaus, Sven Pack, Jan Meese,
Markus Zdrallek

Bergische Universität Wuppertal, Rainer-Gruenter-Straße 21 42119 Wuppertal,
+492024391617, frederik.paulat@uni-wuppertal.de, www.evt.uni-wuppertal.de

Bernhard Fenn, David Petermann

ENTEKA AG, Frankfurter Straße 100 64293 Darmstadt, david.peterman@enteqa.ag

1 Kurzfassung

Der Beitrag stellt ein Konzept zur Realisierung von lokalen Flexibilitätsmärkten in bereits bestehenden Smart-Grid-Systemen (SGS) vor. Ziel ist die präventive Vermeidung von kritischen Netzsituationen. Dazu soll im Vorfeld, auf Basis von Netzzustandsprognosen, Flexibilität von einzelnen Anlagen in dem betroffenen Netzgebiet über den lokalen Flexibilitätsmarkt beschafft werden. Näher betrachtet werden dabei die Verfahren zur Bestimmung des Flexibilitätsbedarfs in Abhängigkeit von Netzengpass- und Anlagenort. Abschließend wird auf die Unterschiede der einzelnen Verfahren eingegangen.

Keywords:

lokaler Flexibilitätsmarkt, Smart-Grid-System, Flexibilitätsbedarf, Netzzustandsprognose

2 Einleitung

Durch die vermehrte Installation von regenerativen, volatilen Einspeisern in die Verteilnetzebenen erlangt der Umbau der Verteilnetze hin zu Smart-Grids eine immer größere Bedeutung um einen oft überdimensionierten Netzausbau zu vermeiden. Bereits heute können dezentrale Netzautomatisierungssysteme (DNA) Netzengpässe durch eine Echtzeitregelung ausgewählter Anlagen im Netz beseitigen[4]. Jedoch rücken zur präventiven Netzengpassvermeidung, um die unzulässigen Netzzustände gar nicht erst auftreten zu lassen, lokale Flexibilitätsmärkte verstärkt in den Fokus [1]. Der hier vorgestellte Ansatz unterscheidet sich daher von vielen anderen Flexibilitätsmarktkonzepten, die lediglich einen Energieausgleich innerhalb eines Netzes anstreben. In dem vorgestellten Konzept soll bei einem prognostizierten Netzengpass geeignete Flexibilität über den Markt abgefragt und zum Zeitpunkt des Ereignisses abgerufen werden. Der Vorteil liegt in der Erschließung eines größeren Anlagenpools im Vergleich zur Netzautomatisierung, sowie in der Vermeidung von Zwangsmaßnahmen gegenüber einzelnen Anlagen.

Zur Flexibilitätsbedarfsbestimmung stehen zwei Verfahren im Fokus der Untersuchungen, die in diesem Beitrag anhand von geeigneten Szenarien näher beleuchtet und bewertet werden. Dabei liegt der Fokus auf der Eignung dieser Verfahren für unterschiedliche Netzebenen und für eine auktionsbasierte Ausschreibung. Zusätzlich werden die Verfahren hinsichtlich des benötigten Datenaufkommens bewertet.

3 Lokaler Flexibilitätsmarkt

Bei der Ausgestaltung eines solchen Flexibilitätsmarktes auf Verteilnetzebene ist darauf zu achten, dass die technische Wirksamkeit der Anlagen auf eine Zustandsverletzung stets gewahrt wird. In dem hier vorgestellten Ansatz zur Etablierung eines solchen Marktes wird daher die Aufteilung in einzelne Handelsplätze als sinnvoll erachtet.

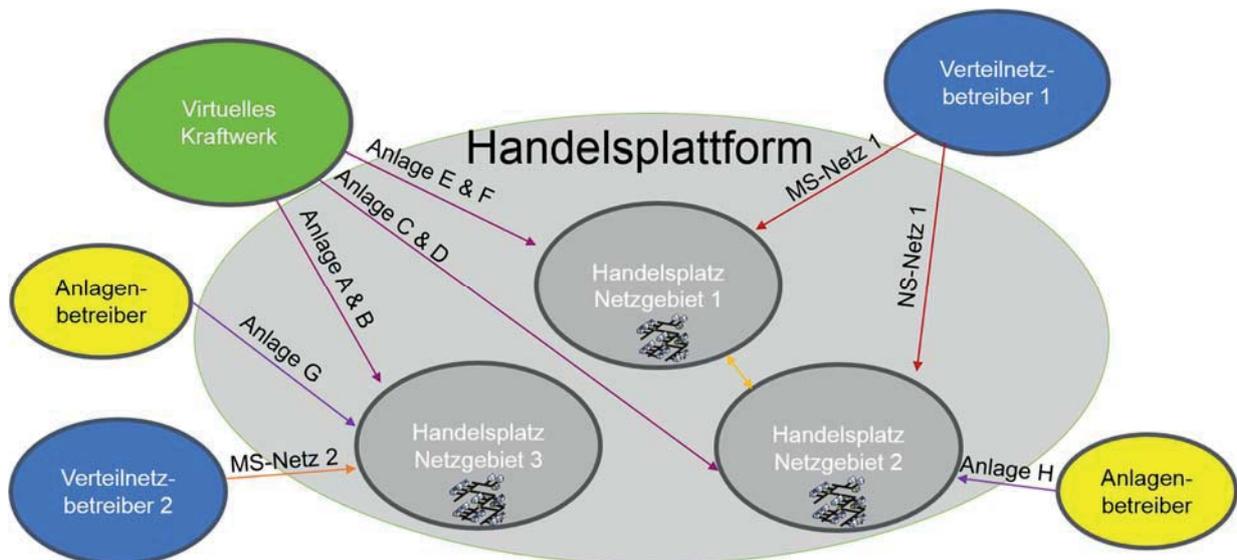


Abbildung 1: schematische Darstellung des Flexibilitätsmarktes

Durch die Unterteilung der Handelsplattform in einzelne Handelsplätze (siehe Abbildung 1) wird sichergestellt, dass die Anlagen, die an dem Markt teilnehmen wollen, auch dem physikalisch dazugehörigen Netzbereich zugeordnet werden. Jeder Handelsplatz stellt ein Monopson dar, d.h. nur der Verteilnetzbetreiber des abgebildeten Netzgebiets kann Flexibilität nachfragen. Bei einem Engpass im eigenen Netzgebiet wird die Ausschreibung benötigter Flexibilität an die zugeordneten Anlagen adressiert. Grundsätzlich berücksichtigt dieses Modell sowohl die Mittelspannungsebene als auch die Niederspannungsebene. Da zwischen den Spannungsebenen ebenfalls physikalische Verbindungen bestehen und somit auch hier ein Flexibilitätsaustausch sinnvoll sein kann, müssen auch die dazugehörigen Handelsplätze miteinander interagieren können. Dabei kann ein Handelsplatz (MS-Ebene) als Nachfrager von Flexibilität an den untergeordneten Handelsplatz (NS-Ebene) herantreten. Eine Voraussetzung ist die hinterlegte Verbindung der beiden Handelsplätze im Flexibilitätsmarkt. Auch steht der Flexibilitätsmarkt den Betreibern virtueller Kraftwerke offen, da ihre weit gestreuten Anlagen ebenfalls auf die einzelnen Handelsplätze verteilt werden können.

Die Variabilität des Konzepts für die unterschiedlichen Spannungsebenen erfordert eine Ausschreibungsunterscheidung. Zum einen unterscheiden sich die benötigte Leistung und damit die gehandelten Energiemengen deutlich voneinander. Andererseits sind in der Mittelspannung potentiell mehr Anlagen über eine Netzautomatisierung regelbar. Daher wird in diesem

Konzept auf der Mittelspannungsebene der Flexibilitätsbedarf in zwei Ausschreibungen aufgeteilt, während auf der Niederspannungsebene nur eine Ausschreibung vorgenommen wird. Auf Mittelspannungsebene teilt sich die Ausschreibung zusätzlich in einen sicheren und unsicheren Flexibilitätsbedarf auf, welcher vom Netzbetreiber vorgegeben wird. An der Ausschreibung des sicheren Flexibilitätsbedarfs dürfen alle Anlagen im Netzgebiet teilnehmen. Bei der Ausschreibung des unsicheren Flexibilitätsbedarfs sind hingegen nur die über eine DNA regelbaren Anlagen zugelassen. In dieser Ausschreibung wird dann, analog zur Regelleistung, nach Arbeits- und Leistungspreis unterteilt. Dadurch soll die Möglichkeit, Anlagen bedarfsgerecht zu regeln, berücksichtigt werden ohne den Flexibilitätsmarkt auf die Anlagen mit DNA-Anschluss zu beschränken. So kann ein unnötiger Abruf von Flexibilität und damit verbundene Kosten vermieden werden. In der Niederspannung wird aufgrund der steigenden Komplexität des Systems und der geringeren Energiemengen und Kosten zumeist auf diese Möglichkeit verzichtet.

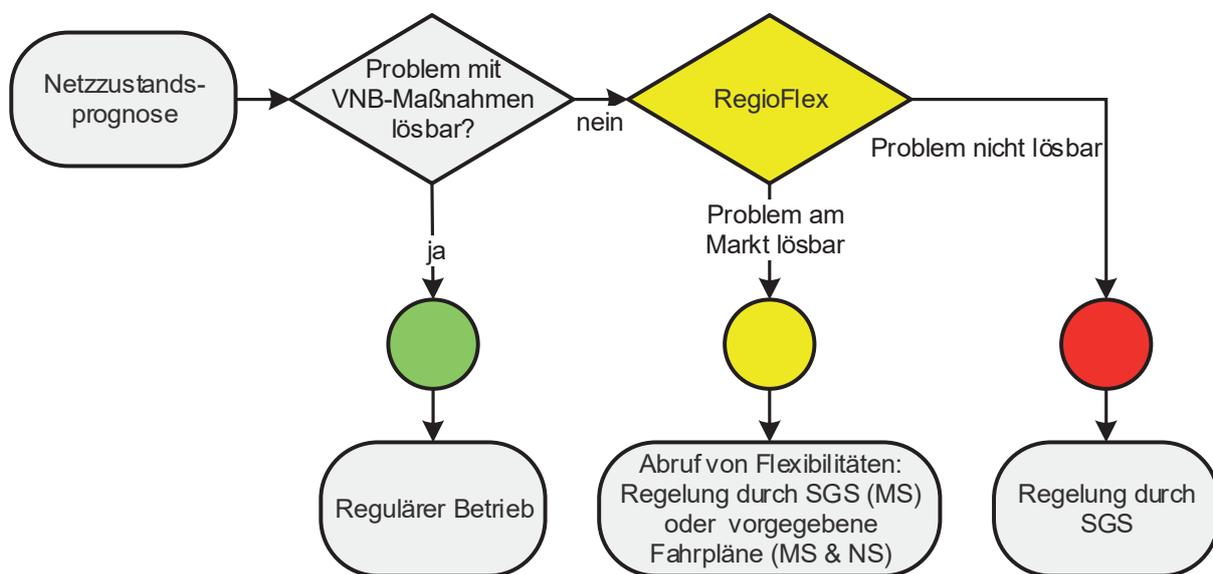


Abbildung 2: Zuordnung der Ampelphasen

Abbildung 2 verdeutlicht die Ansiedlung des Flexibilitätsmarktes in der BDEW-Kapazitätsampel. Die hier beschriebenen Aktionen am Flexibilitätsmarkt finden sich demnach in der gelben Ampelphase wieder. Diese ist durch einen sich abzeichnenden Netzengpass gekennzeichnet und dauert bis zur Vermeidung der Grenzwertverletzung an. Kann der Netzengpass nicht im Vorfeld vermieden werden, geht die gelbe Ampelphase zum Zeitpunkt des Netzengpasses in die rote Ampelphase über. [2] [3]

Zur Vermeidung der roten Ampelphase wird bei der Ausschreibung am Flexibilitätsmarkt wie in Abbildung 3 dargestellt vorgegangen.

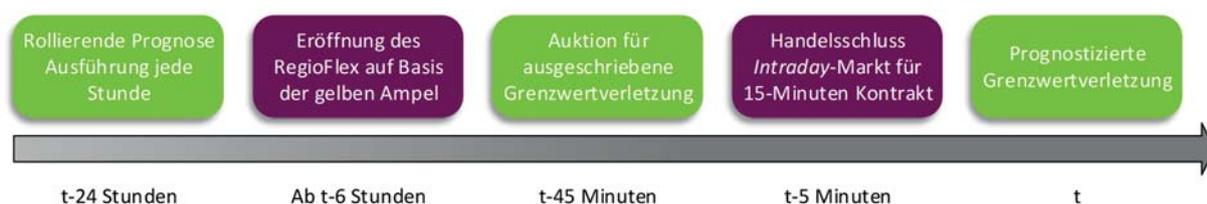


Abbildung 3: Zeitablauf der Ausschreibung

Grundsätzlich basieren die eingesetzten Netzzustandsprognosen auf Wetterprognosen und

historischen Lastgängen. Jede Stunde wird auf Basis aktueller Messdaten eine aktualisierte Netzzustandsprognose mit einem Zeithorizont von 24 Stunden erstellt. Frühestens sechs Stunden vor Eintritt des Netzengpasses werden die bis dahin erstellten Prognosen anhand einer Gewichtungsfunktion ausgewertet und die Entscheidung getroffen, ob der Flexibilitätsmarkt eröffnet werden muss oder nicht. Wenn der Netzbetreiber zum Beispiel durch die Regelung eigener Betriebsmittel den Engpass beheben kann, bleibt die Netzampel grün und der Markt wird nicht eröffnet. Im Falle einer Markteröffnung wird die gelbe Ampelphase ausgerufen und die Anlagenbetreiber des betroffenen Handelsplatzes können ihre Angebote abgeben. Auf Mittelspannungsebene sollte ein Schätzwert ausgeschrieben werden, der später korrigiert werden kann. Auf Niederspannungsebene sieht dieses Konzept vor, dass die Aggregatoren all ihre verfügbare Flexibilität anbieten und erst bei der Zuschlagsvergabe geprüft wird, wieviel tatsächlich abgerufen werden soll. 45 Minuten vor Beginn der gehandelten Viertelstunden-Zeitscheibe wird die zum Zeitpunkt der Markteröffnung prognostizierte Grenzwertverletzung mit der letzten erstellten Prognose nochmals überprüft. Wenn die aktuellste Prognose die älteren Prognosen stützt, erfolgt die Zuschlagsvergabe. Der Zeitpunkt ist entscheidend, damit nicht bezuschlagte Anbieter ihre Energie an anderen Marktplätzen vermarkten können. Ausserdem müssen die bezuschlagten Anlagenbetreiber die abgerufene Energie ggf. am Intraday-Markt einkaufen um die Bilanzkreise auszugleichen bzw. den Eigenbedarf zu decken.

Um den optimalen Flexibilitätsabruf zu berechnen wurden zwei Verfahren in Hinsicht auf Datenaufwand und Eignung für verschiedene Spannungsebenen miteinander verglichen

4 Flexibilitätsbedarfsbestimmung

Um ein möglichst großes Angebot an Flexibilität zur Netzengpassbehebung zu erhalten, ist es notwendig die Ausschreibung auf die im Netzgebiet ansässigen Anlagen anzupassen. Das ist insbesondere deshalb wichtig, da die einzelnen Anlagen je nach topographischer Verortung eine unterschiedliche Wirkung (Sensitivität) auf den Engpass haben. Demnach unterscheidet sich auch die benötigte Leistung der einzelnen Anlagen (siehe Abbildung 4).

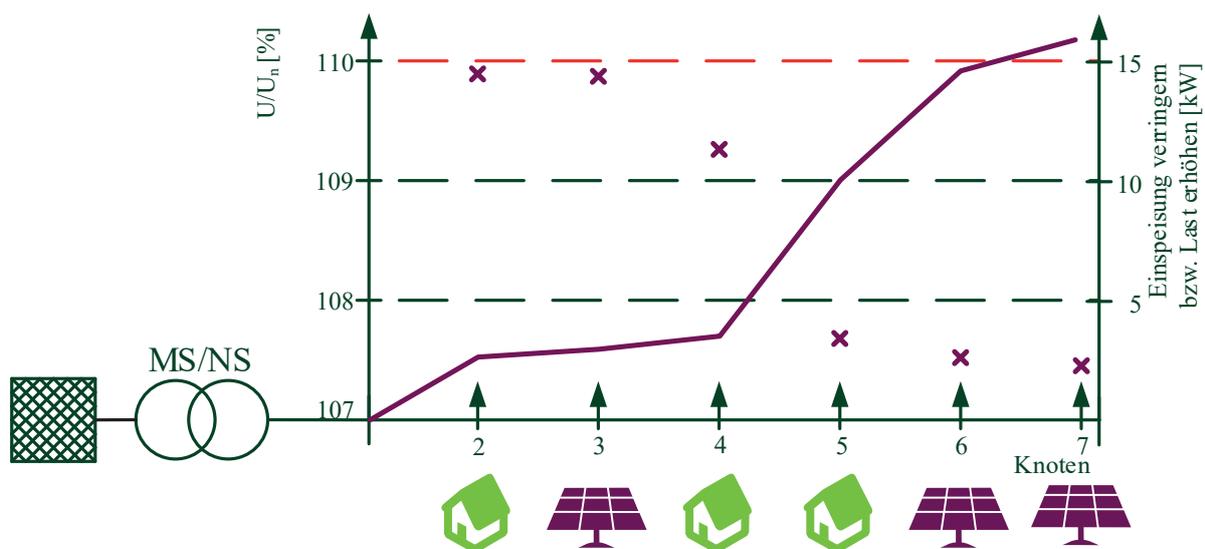


Abbildung 4: Darstellung des Leistungsbedarfs in Abhängigkeit des Netzknoten

Im Folgenden werden 2 Verfahren zur Flexibilitätsbestimmung näher untersucht und auf ihre Eignung hinsichtlich der Verwendung in einem Flexibilitätsmarkt bewertet. Bei der Ausschreibung kann somit jeder Knoten im Netz individuell ausgeschrieben werden.

4.1 Optimal Power Flow

Ein Ansatz zur knotenscharfen Bedarfsermittlung zur Behebung lokal auftretender Spannungsbandverletzungen sowie thermischer Betriebsmittelüberlastungen basiert auf der MATPOWER Simulationsumgebung [4]. Dieses ursprünglich für die Optimierung von Kraftwerkseinsatzplanungen und Reduzierung von Verlusten auf Übertragungsnetzebene konzipierte Software-Tool inkludiert einen umfangreichen Satz an diversen Leistungsflussalgorithmen. Die Adaption dieses Prinzips in diesem Beitrag auf die Verteilnetzebene und unter Berücksichtigung gegebener Netzrestriktionen ermöglicht als Ergebnis den kostenoptimalen Einsatz lokaler Flexibilitäten. Auktionsbasiert erfolgt anhand dieser Optimierungsergebnisse die Zuschlagserteilung bereitgestellter Flexibilitäten am dargestellten regionalen Flexibilitätsmarkt zum präventiven Netzengpassmanagement in Verteilnetzen. Für den folgenden Vergleich wurde die AC Version der vorliegenden Standard OPF Problemstellung verwendet, wobei alle relevanten Knoten- und Zweigparameter als Gleichheits- und Ungleichheitsnebenbedingungen bei Erfüllung der allgemeinen Zielfunktion berücksichtigt werden. Mögliche knotenscharfe Leistungsänderungen aufgrund örtlich verfügbarer Flexibilität, die ihre Bereitschaft über die Teilnahme an einer Online Auktion signalisiert, werden wie parametrierbare Spannungsbänder als variable Grenzen formuliert. Flexible Erzeugungsanlagen und Lasten werden weiterhin als Generatoren mit spezifischen Eigenschaften modelliert.

4.2 Sensitivitätsverfahren

Zur Bestimmung des Flexibilitätsbedarfs können auch die Sensitivitäten des Netzes verwendet werden. Dem Voraus geht eine Sensitivitätsanalyse des Netzgebietes, dem der Handelsplatz zugewiesen wird. Die daraus resultierende quadratische Matrix, enthält alle Sensitivitätsbeziehungen der Netzknoten untereinander. Tritt an einem Knoten beispielsweise eine Spannungsbandverletzung auf, so kann die Leistungsänderung die an einem anderen Knoten zur Behebung erbracht werden muss, berechnet werden. Grundsätzlich wird dabei eine Linearisierung im Arbeitspunkt vorgenommen, welche eine Abweichung zur Folge hat. Diese wird mit zunehmender Entfernung vom angenommenen Arbeitspunkt größer.

Die Sensitivität eines Knotens sagt aus, wie eine Stromänderung an Knoten j eine Spannungsänderung am Knoten i zur Folge hat. Oder anders ausgedrückt:

$$\Delta \bar{U}_i = z'_{ij} \cdot \Delta \bar{I}_j \quad (1.1)$$

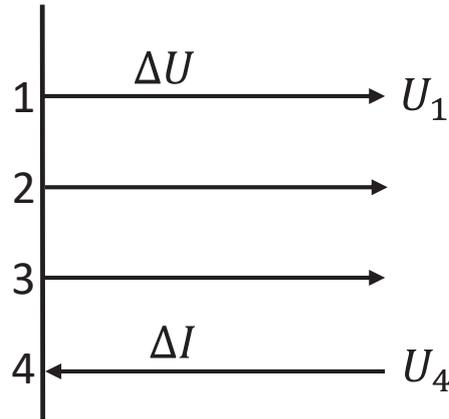


Abbildung 5: Ausschnitt eines Netzstranges mit 4 Knoten

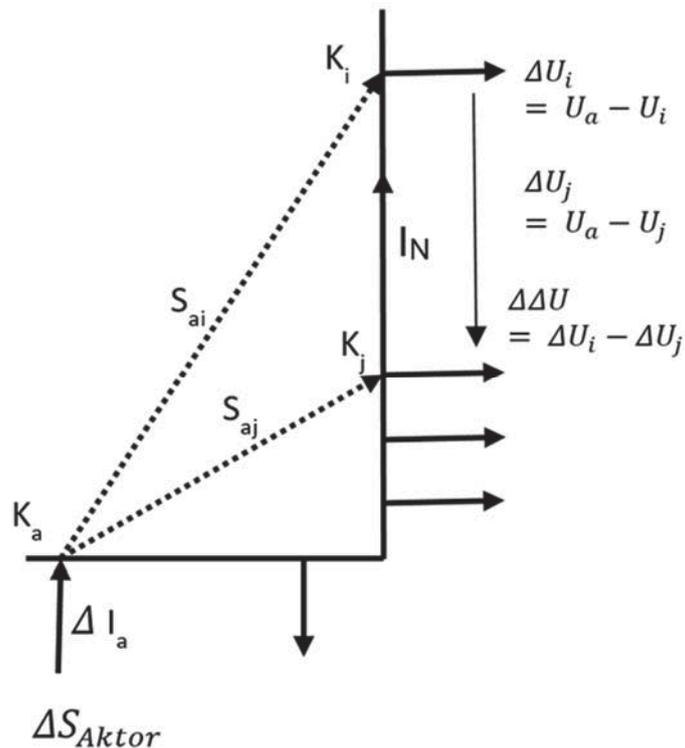
Im Beispiel von Abbildung 5 wird die Stromänderung an Knoten 4 eine Spannungsänderung an Knoten 1 zur Folge haben. Die Höhe der Spannungsänderung lässt sich mithilfe der Sensitivität z_{14} berechnen. Gesucht ist bei der Flexibilitätsbedarfsermittlung im Allgemeinen die Leistung in Abhängigkeit von ΔU daher:

$$\underline{\Delta S_j} = 3 \cdot U_j \cdot \underline{\Delta \vec{I}_j}^* \quad (1.2)$$

Durch einsetzen von 1.1 und Umformung ergibt sich:

$$\underline{\Delta S_j} = 3 \cdot U_j \cdot \left(\frac{\Delta \bar{U}_i}{z'_{ij}} \right)^* = 3 \cdot U_j \cdot \Delta \bar{U}_i \cdot \left(\frac{1}{z'_{ij}} \right)^* \quad (1.3)$$

Der konkrete Leistungsbedarf lässt sich nun mit der Spannungsabweichung am Zielknoten, der Spannung am Aktorknoten und der Sensitivität zwischen Ziel- und Aktorknoten bestimmen.



ΔS_{Aktor}
 Abbildung 6: Ausschnitt eines Netzstrangs

Ähnlich verhält es sich bei einer thermischen Grenzstromverletzung. Dem liegt wieder die Formel 1.1 zugrunde. Gesucht wird die Leistung in Abhängigkeit der thermischen Grenzstromüberschreitung ($\Delta S_A = f(\Delta I_{th})$). Abbildung 6 verdeutlicht, dass die thermische Grenzstromänderung über den Spannungsabfall der überlasteten Leitung berechnet werden kann.

$$\Delta I_N = Y_{ij} \cdot (\Delta U_i - \Delta U_j) \quad (1.4)$$

Die Spannungen werden durch Einsetzen von Formel 1.3 ersetzt:

$$(z_{ai} - z_{aj}) \cdot \left(\frac{\Delta S_A}{3 \cdot U_a}\right) = Y_{ij}^{-1} \cdot \Delta I_N \quad (1.5)$$

$$\Delta S_A = \frac{Y_{ij}^{-1} \cdot \Delta I_N \cdot 3 \cdot U_a}{(z_{ai} - z_{aj})} \quad (1.6)$$

Mithilfe der Formel 1.6 kann nun der Flexibilitätsbedarf an jedem Knoten ermittelt werden. Dies stellt die Grundlage für eine Ausschreibung am Markt dar.

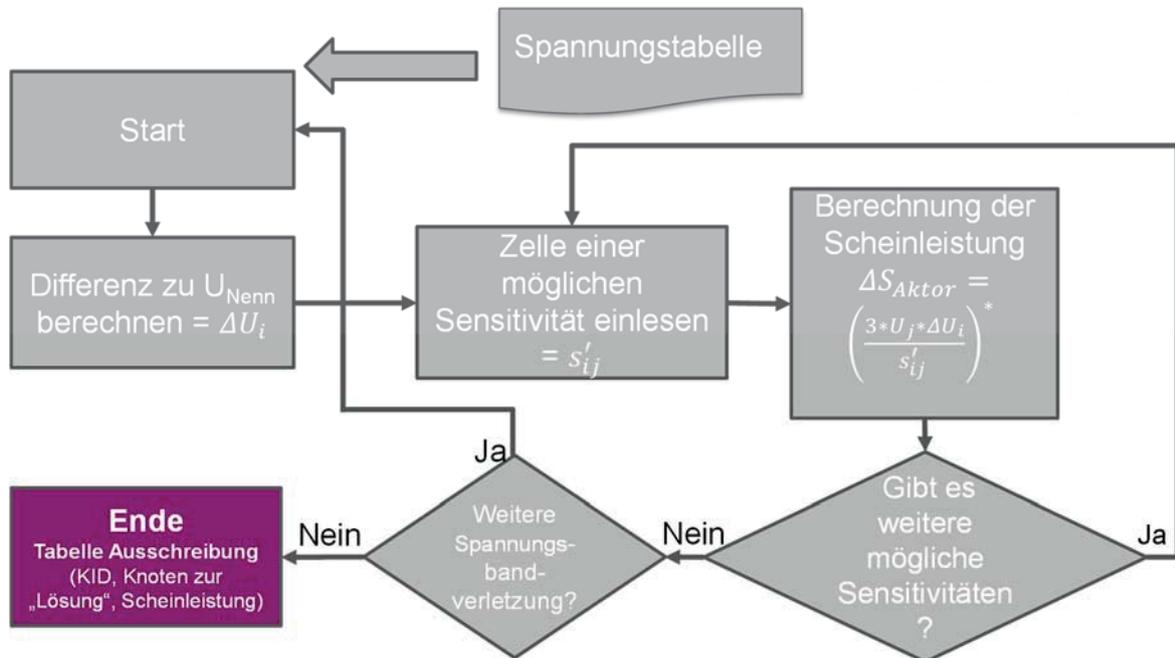


Abbildung 7: Vereinfachte Ausschreibungserstellung mittels Sensitivitäten

Abbildung 7 verdeutlicht das Vorgehen zur Ausschreibungserstellung für eine Spannungsbandverletzung (MS-Ebene). Aus der von der Prognose übermittelten Spannungstabelle wird der Flexibilitätsbedarf jeder Anlage individuell berechnet. Sind keine Anlagen mehr übrig, ist die Ausschreibungstabelle vollständig und wird an die Anlagenbetreiber übermittelt.

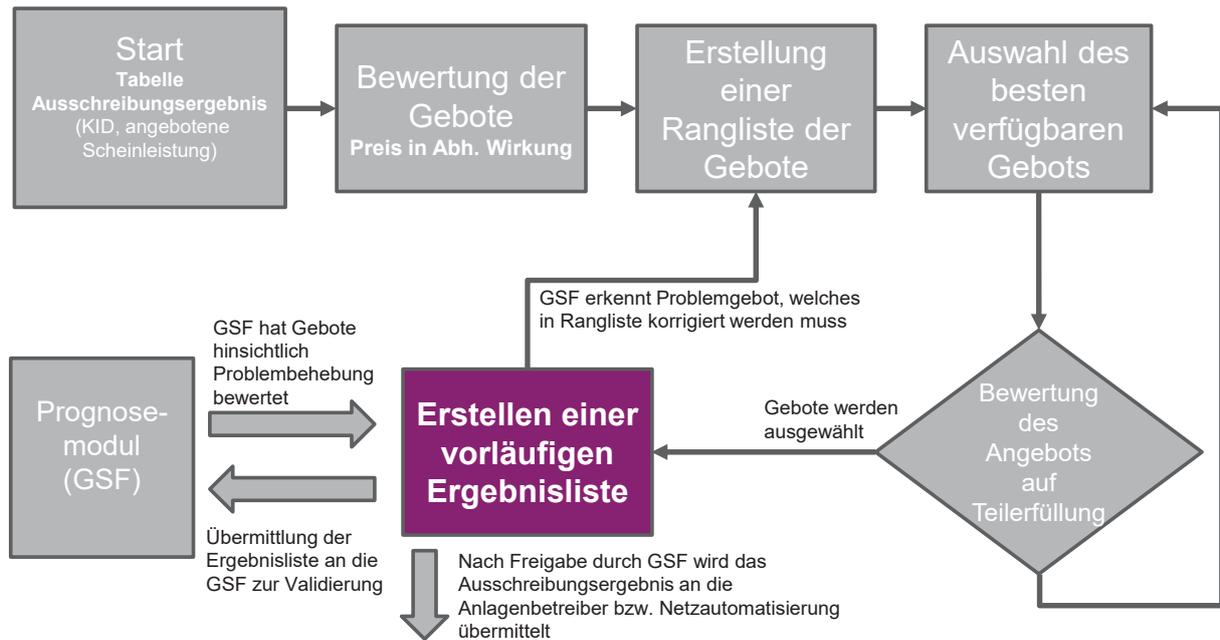


Abbildung 8: Verfahren zur Erstellung des Flexibilitätsabrufs

Abbildung 8 verdeutlicht das vereinfachte Verfahren für den Angebots-Zuschlag mit Hilfe des Sensitivitätsverfahrens. Die Gebote werden zunächst nach dem Preis in Abhängigkeit der Wirkung bewertet. Daraus ergibt sich dann die vorläufige Ergebnisliste welche dann an den Verteilnetzbetreiber (Prognosemodul) zur Freigabe übermittelt wird. Nach der Freigabe werden dann die Anlagenbetreiber über das Ausschreibungsergebnis informiert.

Bei dem OPF-Verfahren läuft das Auswahlverfahren entsprechend analog ab, mit dem Unterschied, dass die Auswahl durch die Lösung eines Optimierungsproblems getroffen wird.

5 TestszENARIO

Zur Bewertung der beiden hier vorgestellten Verfahren wurden zwei anonymisierte Testnetze einer mitteldeutschen Großstadt ausgewählt. Dabei handelt es sich um ein Nieder- und ein Mittelspannungsnetz. Für die Netze wurden jeweils auf Grundlage von realen Messwerten ein Last- und Einspeiseszenario entwickelt. Dabei wurde durch die Definition der Grenzwerte eine Grenzwertverletzung erzeugt, welche mithilfe beider Verfahren durch einen geeigneten Akteur behoben wurde. Da auf dem lokalen Flexibilitätsmarkt vornehmlich Wirkleistungen gehandelt werden, wurde in der Untersuchung der Fokus auf den Wirkleistungsbedarf gelegt.

5.1 Niederspannung

Im Folgenden wird für das Niederspannungsnetz sowohl eine thermische Überlastung (zwischen Netzknoten 58 und 149) eines Kabels, als auch eine Spannungsbandverletzung (Knoten 27) untersucht. Die regelbaren Anlagen befinden sich dabei an Knoten 149 (Grenzstromverletzung) und 28 (Spannungsbandverletzung). Bei den Anlagen handelt es sich jeweils um Photovoltaikanlagen. Unter der Annahme, dass dies die einzigen Anlagen mit Wirksamkeit auf die Grenzwertverletzungen sind ergibt sich folgender Flexibilitätsbedarf:

Tabelle 1: Flexibilitätsbedarfsermittlung einer Spannungsbandverletzung

Spannungsband	U_{58}	ΔU_{58}	U_{149}	ΔP_{OPF}	ΔP_{Sen}	Abweichung
101,0 %	103,25 %	2,25 %	103,25 %	94,10 kW	95,40 kW	1,38 %
101,5 %	103,25 %	1,75 %	103,25 %	73,90 kW	74,20 kW	0,41 %
102,0 %	103,25 %	1,25 %	103,25 %	53,00 kW	53,20 kW	0,38 %
102,5 %	103,25 %	0,75 %	103,25 %	31,90 kW	32,00 kW	0,31 %
103,0 %	103,25 %	0,25 %	103,25 %	10,60 kW	10,61 kW	0,10 %

In Tabelle 1 wird der benötigte Flexibilitätsbedarf an Knoten 149 zur Regelung des Knotens 58 für das in Spalte 1 vorgegebene Spannungsband dargestellt. Durch die Vergrößerung des Spannungsbandes wird der Flexibilitätsbedarf naheliegender Weise niedriger. Die Resultate beider Verfahren finden sich in Spalte 5 und 6 wieder. In Anbetracht der durchschnittlich installierten Anlagenleistung in der Niederspannung, ist die notwendige Leistungsänderung von 95,4 kW ein extremes Beispiel. Trotz dieser großen Abweichung von dem Arbeitspunkt ergibt sich im Niederspannungsnetz lediglich eine maximale Abweichung von ca. 1,4 % bei der Flexibilitätsbestimmung.

Tabelle 2: Flexibilitätsbedarfsermittlung bei thermischer Grenzstromverletzung

ΔI_{th}	U_{28}	U_{27}	ΔP_{OPF}	ΔP_{Sen}	Abweichung
6,58 A	103,5 %	102,93 %	4,7 kW	4,651 kW	1,04 %

In Tabelle 2 wird der benötigte Flexibilitätsbedarf an Knoten 28 zur Regelung der thermischen Grenzstromüberschreitung (Spalte 1) dargestellt. Die Resultate beider Verfahren finden sich in Spalte 5 und 6 wieder. Die Abweichung beider Verfahren zur Flexibilitätsbestimmung liegt hier bei 1,04%.

5.2 Mittelspannung

In der Mittelspannung wurden ebenfalls beide Verfahren miteinander zu verglichen. Dazu wurde an zwei regelbaren Anlagen der Flexibilitätsbedarf zur Einhaltung der vorgegebenen Betriebsgrenzen ermittelt.

Tabelle 3: Flexibilitätsbedarfsermittlung bei Spannungsbandverletzung (Anlage 1)

Spannungsband	U_{51}	ΔU_{51}	U_2	ΔP_{OPF}	ΔP_{Sen}	Abweichung
99 %	98,32 %	0,68 %	98,6 %	6,29 MW	6,09 MW	3 %

In Tabelle 3 wird der benötigte Flexibilitätsbedarf an Knoten 2 zur Regelung des Knotens 51 für das in Spalte 1 vorgegebene Spannungsband dargestellt. Die Resultate beider Verfahren finden sich in Spalte 5 und 6 wieder.

Tabelle 4: Flexibilitätsbedarfsermittlung bei Spannungsbandverletzung (Anlage 2)

Spannungsband	U_{41}	ΔU_{41}	U_{35}	ΔP_{OPF}	ΔP_{Sen}	Abweichung
99 %	97,84 %	1,16 %	97,25 %	5,34 MW	5,33 MW	0,18 %
Spannungsband	U_{34}	ΔU_{34}	U_{35}	P_{OPF}	P_{Sen}	Abweichung
98,92 %	97,34 %	1,58 %	97,25 %	5,34 MW	5,78 MW	8,23 %

In Tabelle 4 wird der benötigte Flexibilitätsbedarf an Knoten 35 zur Regelung des Knotens 41 bzw. Knoten 34 für das in Spalte 1 vorgegebene Spannungsband dargestellt. Die Resultate beider Verfahren finden sich in Spalte 5 und 6 wieder. Auch bei dem hier untersuchten Mittelspannungsnetz liegt die Abweichung beider Verfahren, trotz hoher Abweichung vom Arbeitspunkt, unter 10 %. In Anbetracht der Tatsache, dass die Prognosefehler der Leistungen einzelner Knoten eine deutlich größere Abweichung aufweisen, eignen sich grundsätzlich beide Verfahren zur Flexibilitätsbedarfsermittlung.

6 Datenbedarf

Da die grundsätzliche Eignung beider untersuchter Verfahren gegeben ist, wird der Datenbedarf betrachtet.

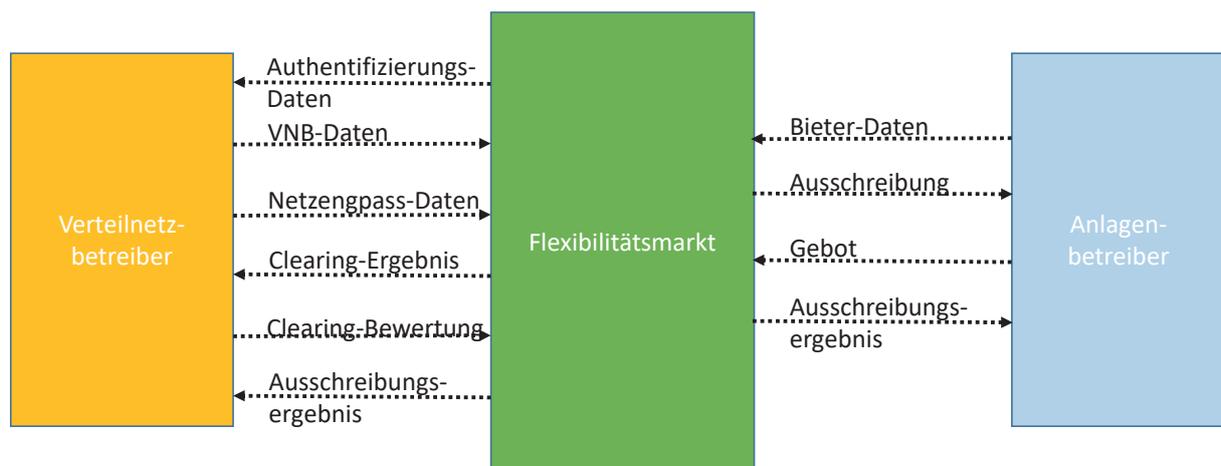


Abbildung 9: Datenaustausch der Akteure

Abbildung 9 zeigt die Informationsflüsse zwischen den einzelnen Akteuren auf. Der Datenbedarf beider Verfahren überschneidet sich an einigen Stellen. Hier werden vor allem der Informationsfluss zwischen dem lokalen Flexibilitätsmarkt, dem Verteilnetzbetreiber und dem Anlagenbetreiber betrachtet. Bei beiden Verfahren sind insgesamt die notwendigen Daten identisch. Beim Sensitivitätsverfahren verbleiben die Topologiedaten des Netzes bei dem VNB, beim OPF werden diese an den Flexibilitätsmarktbetreiber übermittelt, der dadurch höhere Anforderungen an den Datenschutz erfüllen muss.

Entscheidende Unterschiede ergeben daher primär bei den VNB-Daten und Netzengpassdaten. Der Informationsfluss zwischen Flexibilitätsmarkt und Anlagenbetreiber ist bei beiden Verfahren identisch.

6.1 OPF

Der OPF benötigt als Eingangsdaten seiner Optimierung sämtliche Netzdaten, d.h. es wird das komplette Netzabbild benötigt. Darüber hinaus werden vom Netzbetreiber prognostizierte knotenscharfe Leistungswerte zur Verfügung gestellt. Sind diese Daten vorhanden, erstellt der OPF mit den von den Anlagenbetreibern abgegebenen Geboten die optimierten Anlagenfahrpläne. Werden diese Fahrpläne von Anlagenbetreibern eingehalten, tritt der ursprünglich prognostizierte Engpass nicht mehr ein.

6.2 Sensitivitätsverfahren

Das Sensitivitätsverfahren benötigt die gültige Sensitivitäts- und Admittanz-Matrix. Zudem werden von der Prognose der Spannungswert bzw. Stromwert an dem betroffenen Netzknoten, sowie die Spannungswerte der Anlagenknoten benötigt. Da in diesem Verfahren kein Leistungsfluss zur Bedarfsermittlung auf der Flexibilitätsmarkt-Plattform durchgeführt werden muss, reichen diese Informationen aus um den Bedarf zu berechnen. Nach Abgabe der Flexibilitätsangebote der Anlagenbetreiber werden die Ergebnisse nach einer Merit-Order sortiert und diese zur Freigabe an den Netzbetreiber (Netzzustandsprognose) gesendet.

Es wird deutlich, dass hier kein gesamtheitliches Netzabbild nötig ist, die benötigten Daten lassen keine Rekonstruktion der Netztopologie zu. Lediglich der Netzbetreiber hat Zugriff auf die gesamten Netzdaten. Zudem benötigt der Flexibilitätsmarkt auch keine knotenscharfe Leistungsprognose, welche im Allgemeinen deutlich fehlerbehafteter ist als die daraus resultierenden prognostizierten Spannungen. [5]

7 Fazit

Die Realisierung eines lokalen Flexibilitätsmarkts ist aus technischen Gesichtspunkten möglich und stellt eine sinnvolle Ergänzung zu bereits bestehenden DNAs dar. Im Hinblick auf das hier vorgestellte, netzdienliche Konzept ist es notwendig den Abruf von Flexibilität kurzfristig zu gestalten. Dadurch können Prognosefehler minimiert und unnötige Kosten vermieden werden. Um zusätzlich unnötig hohe Flexibilitätsabrufe zu vermeiden, wird in der Mittelspannungsebene der kurzfristige Abruf mit einem zweistufigen Gebotsverfahren kombiniert.

Grundsätzlich ist es möglich den Flexibilitätsbedarf mit OPF oder Sensitivitätsverfahren zu ermitteln. Sowohl in der Mittel- als auch in der Niederspannung ist die Abweichung der beiden

Verfahren vernachlässigbar. Hier ist lediglich die Philosophie des übermittelten Datenumfanges hinsichtlich der Datensicherheit ausschlaggebend.

Der hier vorgestellte Flexibilitätsmarkt wird im Rahmen der durch das BMWi geförderten Projekte in Feldtests sowohl auf der Mittel- und Niederspannungsebene validiert und hinsichtlich seiner Wirtschaftlichkeit bewertet werden. Zudem wird eine rechtliche Bewertung des Marktkonzepts im Rahmen des Projekts vorgenommen.

Quellen:

- [1] Meese, J.; Neusel-Lange, N.; Zdrallek, M.; Winkler, J.; Antoni, J.; Stiegler, M.; Friedrich, W.: „Flexibilitätsmärkte für die gelbe Ampelphase im intelligenten Stromnetz“, Tagungsband zur ETG-Fachtagung 145 „Von Smart Grids zu Smart Markets“, Kassel (2015)
- [2] R. Apel, V. Berg, B. Fey, K. Geschermann, W. Glaunsinger, A. v. Scheven, M. Stötzer und S. Wanzek, „Regionale Flexibilitätsmärkte,“ VDE ETG, Frankfurt am Main, Germany, Sep. 2014. bdew, „Smart Grids Ampelkonzept, Ausgestaltung der gelben Phase“, March 2015
- [3] BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, „Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz,“ Diskussionspapier, Berlin, Germany, Feb. 2017.
- [4] Ray D. Zimmerman, Carlos E. Murillo-Sánchez, and Robert J. Thomas, Fellow, „MATPOWER’s Extensible Optimal Power Flow Architecture“
- [5] Korotkiewicz, K.; Ludwig, M.; Stötzel, M.; Zdrallek, M.; Braje, T.; Dietzler, U.; Friedrich, W.: „State Forecasting in Smart Distribution Grids: A Modular Approach using CARMA-Algorithm“, 24th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED), Glasgow (2017)

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages