

# Effizientes Erzeugungsmanagement regenerativer Erzeuger in Verteilnetzen bei Lastflussproblemen und Netzengpässen

**Dieter Metz, Darlus France Mengapche, Naveen Shivakumaraiah**

Hochschule Darmstadt, Fachbereich EIT, D 64295 Darmstadt, Birkenweg 8-10, +49-6151-16-8231, metz@eit.h-da.de, darlus-france.mengapche@h-da.de, naveen.shivkumaraiah@stud.h-da.de, www.eit.h-da.de

## **Kurzfassung:**

Schon heute entstehen in vielen Verteilnetzen der Nieder- und Mittelspannung wegen der massiven Integration regenerativer Erzeuger Lastfluss- und Spannungsprobleme verbunden mit Engpässen auf Netzbetriebsmitteln wie Leitungen und Transformatoren. Diese beeinträchtigen die Qualität der Versorgung und wirken negativ auch die Lebensdauer der Betriebsmittel aus. Diese Probleme entstehen zumeist durch witterungs- und lastbedingte Netzsituationen oft schon bei normalen Schaltzuständen im Netz, aber vermehrt -durch Wartungsarbeiten bedingt- bei geänderter Netztopologie. Der Gesetzgeber erlaubt in der Bundesrepublik Deutschland zur Sicherung der Versorgung und Schutz der Betriebsmittel ein Erzeugungsmanagement, das eine stufenweise Abregelung der Erzeuger auf die Werte 100%, 60%, 30% und 0% bezogen auf die vereinbarte Leistung (meistens die Nennleistung  $P_n$ ) vorsieht. Das Erzeugungsmanagement soll laut Gesetz diskriminierungsfrei eingesetzt werden. Wie wird konkret gehandelt? Würden angenommen mehrere Anlagen in einen überlasteten Netzausläufer einspeisen, dann muss die Stufe der Leistungsreduzierung zur Entschärfung des Engpasses auf alle Anlagen hinter dem überlasteten Abschnitt eingesetzt werden oder ein rollierendes Verfahren der Beeinflussung durchgeführt werden. Dabei sollen „so wenig wie möglich und viel wie nötig“ Anlagen herangezogen werden. Hinzu kommt, dass der Investor der abgeregelten Anlage in eine Höhe entschädigt wird, als wäre die abgeregelte Energie nützlich eingespeist worden. Diese Kosten werden über die EE-Umlage auf alle teilnehmenden Stromkunden umgewälzt. Hier stellen sich gleich mehrere Fragen: Gibt es eine technisch und wirtschaftlich effizientere Lösung? Ist die grobe Stufung sinnvoll? Ist nicht eine feiner gestaltete Reduktion für genau die verantwortlichen Anlagen, angepasst an deren Beitrag zur Überlast sinnvoll? Wie kann die Beteiligung betroffener Einspeiser am Engpass ermittelt werden? Wie erhält man Rechtssicherheit hinsichtlich der getroffenen Maßnahmen? Vorgestellt werden ein Lösungsansatz und ein daraus abgeleitetes Werkzeug für ein genaues Erkennen der Beiträge der Einspeisungen an Lastflussproblemen in Verteilnetzen und eine problemangepasste, feinere Abstufung der Abregelungswerte.

Verteilnetze zeichnen sich historisch bedingt dadurch aus, dass nur sehr wenige online Messwerte zur Verfügung stehen, so dass die klassische State Estimation, die eine Redundanz von Messwerten erfordert, nicht eingesetzt werden kann. Im neuen Verfahren wird zunächst eine Netzzustandsschätzung mit Hilfe der Netztopologie, von online Messwerten und von angepassten Ersatzwerten durchgeführt. Danach wird mit Hilfe einer Methode zur Lastflussaufteilung, die die Beteiligungsfaktoren von einzelnen Erzeugern und Lasten auf die Auslastung von allen Netzelementen (Leitungen, Transformatoren) berechnet.

Dann werden die Erzeuger mit den höchsten Beteiligungsfaktoren auf einen Engpass gekennzeichnet. Danach durchlaufen die markierten Komponenten eine Sensitivitätsanalyse. Danach kennt man die Beiträge jeder einzelnen Komponente hinsichtlich des Engpasses. Schließlich findet eine feinstufige Bestimmung der notwendigen Anpassungen entsprechend der Beteiligungsfaktoren zur Beseitigung des Engpasses statt.

Die Anwendung des Verfahrens in der Simulation auf einige Netze zeigt, dass die Ausführung der generierten Anpassungsvorschläge eine erfolgreiche und effiziente Entschärfung des Engpasses erzielt. Nur die nötigen Anlagen mit dem größten Einfluss auf den Engpass wurden gezielt beeinflusst. Zusammenfassend lassen die Ergebnisse der gezielten und verursachungsgerechten Abregelung auf eine für die Stromkunden kostengünstigere und aus Sicht der Netzgesellschaft netzeffizientere Beseitigung von Engpässen hoffen. Nicht zuletzt kann dabei eine gerichts-feste Dokumentation bereitgestellt werden.

**Keywords:** Erzeugungsmanagement, Lastflussprobleme, Netzengpass, regenerativer Erzeuger, Verteilnetze

## 1 Einführung

Die Europäische Union zielt im Rahmen ihrer Klimaziele auf eine Reduktion der Schadstoffemissionen bei der Energieerzeugung. In Deutschland setzt die Bundesregierung diese Klimaziele auf nationaler Ebene mit dem Großprojekt „Energiewende“ um. Dazu werden über Investitionsanreize regenerative Erzeuger verstärkt in den existierenden Netzen integriert, um damit die fossil betriebenen Kraftwerke (Kohlenkraftwerke, ...usw) und ebenfalls die Kernkraftwerke zu ersetzen. Eine genaue Betrachtung von insbesondere Mittel- und Niederspannungsnetzen, die historisch bedingt als rein „passive Netze“ geplant, gebaut und betrieben wurden, zeigt einen massiven und weiter wachsenden Anteil an dezentralen Erzeugungsanlagen. Schon heute treten in diesen Netzen vermehrt Lastflussprobleme und Engpässe auf. Diese Probleme entstehen zumeist durch witterungs- und lastbedingte Netz-situationen oft schon bei normalen Schaltzuständen im Netz, aber vermehrt -durch Wartungsarbeiten bedingt- bei geänderter Netztopologie. Als Abhilfe wird in der Bundesrepublik Deutschland ein Erzeugungsmanagement eingesetzt, das eine stufenweise Abregelung der Erzeuger auf die Werte 100%, 60%, 30% und 0% bezogen auf die vereinbarte Leistung (meistens die Nennleistung  $P_n$ ) vorsieht. Die Maßnahme sollte laut Gesetz diskriminierungsfrei eingesetzt werden. Würden beispielweise mehrere Anlagen in einen überlasteten Netzausläufer einspeisen, dann muss die Stufe der Leistungsreduzierung zur Entschärfung des Engpasses auf alle Anlagen hinter dem überlasteten Abschnitt eingesetzt werden oder ein rollierendes Verfahren der Beeinflussung durchgeführt werden. Dabei sollen „so wenig wie möglich und viel wie nötig“ Anlagen herangezogen werden. Hinzu kommt, dass der Investor der abgeregelten Anlage in eine Höhe entschädigt wird, als wäre die abgeregelte Energie nützlich eingespeist worden. Diese Kosten werden über die EE-Umlage auf alle teilnehmenden Stromkunden umgewälzt. Das bisherige Verfahren führt typischerweise zu größeren Abregelungen als notwendig und zu höheren Stromkosten für die Kunden. Schließlich ist ein aufwändiger „Papierkrieg“ damit verbunden. Die Autoren

stellen im Folgenden eine technisch und wirtschaftlich effizientere Lösung vor. Diese zielt auf die Ermittlung der verantwortlichen Anlage(n) und auf eine problemangepasste, feinere Abstufung der Abregelung. Hieraus ist ein Werkzeug für die Generierung von Anpassungsvorschlägen zur Engpassbeseitigung entwickelt worden. Schließlich wird gezeigt, inwiefern die neu entwickelte Methode die gewünschte Analyse der Engpasssituationen liefert und die getroffenen Maßnahmen das Problem lösen, auch im Vergleich zur bisher angewendeten Methode.

## **2 Stand des Erzeugungsmanagements bei Netzengpässen**

Netzbetreiber verfügen bei Netzengpässen 2 Instrumente als Maßnahmen zur Entschärfung der Situation. Das sind die netzbezogenen und die marktbezogenen Maßnahmen. Die netzbezogenen Maßnahmen werden beim Auftreten von Netzengpässen zuerst durchgeführt. Sie umfassen Aktionen wie die Topologieänderung, die Blindleistungsanpassung von Erzeugern, die Anpassung der Transformatorstufe, die Blindleistungsanpassung von kompensationsanlagen. Diese Maßnahmen sind für die Netzbetreiber günstiger und meistens kostenfrei im Vergleich zu den marktbezogenen Maßnahmen.

Die marktbezogenen Maßnahmen kommen zum Einsatz, wenn die netzbezogenen Maßnahmen bei der Behebung eines Netzengpasses nicht ausgereicht haben. Zu den Maßnahmen zählen die Zu- und Abschaltung von Lasten (wenn vertraglich vereinbart), das Countertrading und das Redispatch von konventionellen Erzeugern. An letzter Stelle kommen die regenerativen Erzeuger im Rahmen des Erzeugungsmanagements.

In Verteilnetzen besteht bezüglich der Topologieänderung (als Maßnahme) nicht viel Spielraum, da die normale Schalttopologie (mit betrieblichen Dauertrennstellen) bei der Netzplanung aus Gründen der günstigen Netzverluste und der Einhaltung des Spannungsbandes festgelegt wurde. Oft bestehen nur wenige Ausweichvarianten. Mit den Maßnahmen der Blindleistungsanpassung und der Anpassung von Transformatorstufen bieten sich mehr Freiheitsgrade an. Leider verbietet das Unbundling den Verteilnetzbetreibern die Tätigkeit von gegenläufigen Handelsgeschäften (Countertrading). Nach Ansicht der Autoren kann das Erzeugungsmanagement hinsichtlich der Analyse, Kosten und Netzwirkung präzisiert und kostenmäßig verbessert werden.

## **3 Neuer methodischer Ansatz**

Im folgenden Abschnitt wird ein neuer Ansatz zum effizienten Erzeugungsmanagement vorgestellt. Als Ausgangsbasis dient die momentane Netztopologie mit dem aktuellen Netzzustand. Der Netzzustand wird aus einer Lastflussrechnung oder durch eine Lastflussschätzung gewonnen, die aus wenigen Messungen und angepassten Ersatzwerten entsteht. Zunächst werden netzbezogene Maßnahmen herangezogen, um die Überlastung zu beheben. Es wird versucht, den Blindleistungsfluss im Netz durch eine Anpassung der Blindleistungseinspeisungen zu optimieren. Hier wird das RED-Konzept (Relative Electrical Distance) eingesetzt. Mit diesem Konzept lässt sich die Blindleistungseinspeisung eines Generators zur Deckung eines Lastbedarfes in Abhängigkeit der topologischen Entfernung beider Komponente voneinander richten. D.h. je näher ein Erzeuger und eine Last sind,

desto größer ist die Blindleistungseinspeisung zur Deckung dieses Lastbedarfes. Durch den Einsatz dieses Konzeptes erzielt man eine Reduzierung des Blindleistungstransportes im gesamten Netz mit der Folge eines verbesserten Spannungsprofils und einer Erhöhung der verfügbaren Übertragungskapazität auf die Leitungen. Diese Anpassung kann manchmal einen Engpass beheben.

Im realen Betrieb können diese Anpassungen in regelmäßigen Zeitabständen (da die Lasten sich im Laufe des Tages ändern) vorgenommen werden, um somit nicht erst beim Auftreten eines Netzengpasses durchgeführt zu werden.

Falls der Engpass damit nicht behoben ist, findet die Wirkleistungsanpassung von Erzeugern statt. Der Einsatz dieser Maßnahme auf einer Anlage ist mit einem finanziellen Ausgleich für die nicht eingespeiste Energie geknüpft (gültig nur für regenerative Erzeuger). Um diesen Ausgleich so minimal wie möglich zu halten müssen die folgenden 3 Fragen beantwortet werden: Wie hoch ist die Beteiligung einzelner Erzeuger am Wirkleistungsfluss auf das überlastete Betriebsmittel (z.B. Leitung, Transformator)? Welche Erzeuger kommen für eine Anpassung in Betracht? In welcher Höhe sollen die Einspeisungen der ermittelten Erzeuger angepasst werden?

Zur Bestimmung der Beteiligungsfaktoren wird ein verursachergerechtes Lastflussaufteilungsverfahren [1] verwendet. Dieses Verfahren liefert aus den Ergebnissen der Lastflussrechnung und unter Berücksichtigung der schon durchgeführten Blindleistungsanpassungen die Wirkleistungsanteile einzelner Erzeuger am Wirkleistungsfluss auf einem überlasteten Betriebsmittel (Gleichung 1). Diese Ergebnisse dienen als Eingangsdaten für die Berechnung der Anpassungen.

$$\begin{bmatrix} P_{Leitung} \\ Q_{Leitung} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} D_1^f & D_2^f \\ D_3^f & D_4^f \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{Erz} \\ Q_{Erz} \end{bmatrix} \quad (\text{Gleichung 1})$$

Dann wird zuerst anhand der Vorzeichen der Wirkleistungsanteile bestimmt, wie die einzelnen Erzeuger in Bezug auf den Wirkleistungsfluss auf dem überlasteten Betriebsmittel einspeisen (gleiche Richtung oder Gegenrichtung). Mit dem Ergebnis wird anschließend zusammen abhängig von der Richtung der Wirkleistung des speisenden Transformators die anzupassenden Erzeuger festgelegt und absteigend bezüglich deren Anteile am überlasteten Betriebsmittel aussortiert.

Als nächster Schritt werden die Wirkleistungssensitivitätsfaktoren zwischen den gewählten Erzeugern und dem (den) überlasteten Betriebsmittel(n) berechnet (Gleichung 2).

$$\begin{bmatrix} \Delta P_{Leitung} \\ \Delta Q_{Leitung} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{Leitung}}{\partial P_{Erz}} & \frac{\partial P_{Leitung}}{\partial Q_{Erz}} \\ \frac{\partial Q_{Leitung}}{\partial P_{Erz}} & \frac{\partial Q_{Leitung}}{\partial Q_{Erz}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_{Erz} \\ \Delta Q_{Erz} \end{bmatrix} \quad (\text{Gleichung 2})$$

Schließlich wird die notwendige Anpassungshöhe der Wirkleistung auf dem überlasteten Betriebsmittel zur Behebung des Engpasses ermittelt. Da der Leistungsfluss auf einer Leitung aus Wirk- und Blindleistungsfluss besteht und keine weitere Anpassung am Blindleistungsfluss notwendig ist (schon mit dem RED-Konzept durchgeführt), muss die zu erzielende Leistungsänderung aus einer Wirkleistungsänderung erfolgen. Die

Wirkleistungsanpassungen an den ausgewählten Erzeugern werden anschließend mithilfe der Sensitivitätsfaktoren berechnet. Eine Lastflussrechnung wird danach durchgeführt, um die tatsächlichen Leistungsflussänderungen auf der Leitung festzustellen. Solange die Überlastung auf der Leitung nicht behoben ist und alle ausgewählten Erzeuger ihre Grenzen noch nicht erreicht haben, findet lediglich nur eine Aktualisierung der Sensitivitätsfaktoren, eine Aktualisierung der notwendigen Wirkleistungsänderungen auf dem überlasteten Betriebsmittel und die Berechnung der Wirkleistungsanpassungen an den ausgewählten Erzeugern statt. Diese Aktionen werden von einer erneuten Lastflussrechnung ergänzt.

Eine Erweiterung des Verfahrens für die Anpassung von steuerbaren Lasten im Netz ist möglich.

## 4 Tool zum Erzeugungsmanagement

Zur Demonstration der Fähigkeit des Ansatzes wurde ein Tool mit Matlab entwickelt. Dieses setzt sich aus der Bibliothek Matpower für die Lastflussrechnung, dem entwickelten Matlab-Program für Erzeugungsmanagement und Schnittstellen (Benutzerschnittstellen, Dateischnittstellen) für Ein- und Ausgaben. Ein vereinfachtes Top Level Ablaufdiagramm des Tools ist im Bild 1 dargestellt.

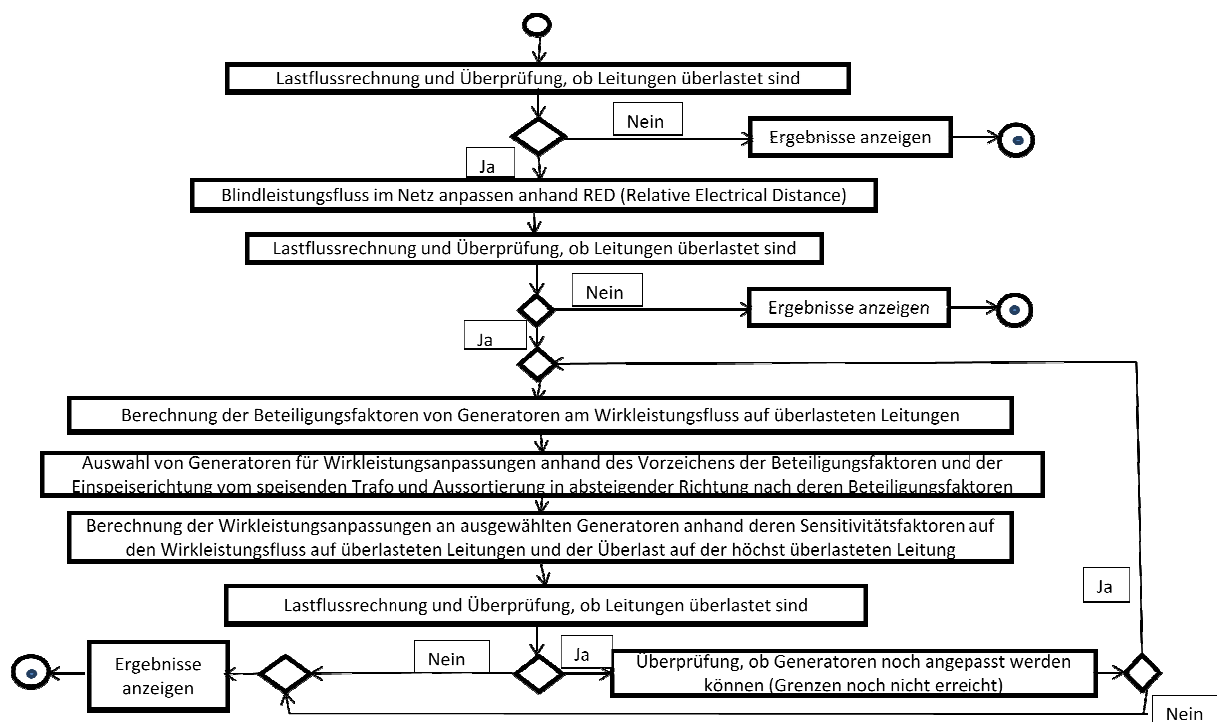


Bild 1: Vereinfachtes Top Level Ablaufdiagramm des Tools

## 5 Szenario

Ein durch Wetter und Wartungsarbeiten bedingter Engpass wird in einem Niederspannungsnetz simuliert. Dann werden zur Netzengpassbeseitigung 3 verschiedene Anpassungsstrategien eingesetzt und am Ende werden der Aufwand zur Bewältigung des Netzengpasses, die Anzahl angepasster Anlagen, die gesamte Wirk- und Blindleistungsanpassung und die entstandenen Entschädigungskosten verglichen.

(Anmerkung: Zum Zeitpunkt der Arbeit lagen nur Daten eines Niederspannungsnetzes zur Verfügung. Natürlich kann das Verfahren auf anderen Verteilnetzebenen eingesetzt werden)

Bild 2 zeigt einen Abschnitt des betrachteten Niederspannungsnetzes mit der normalen Schalttopologie. In diesem Netz sind nur regenerative Erzeuger vorhanden.

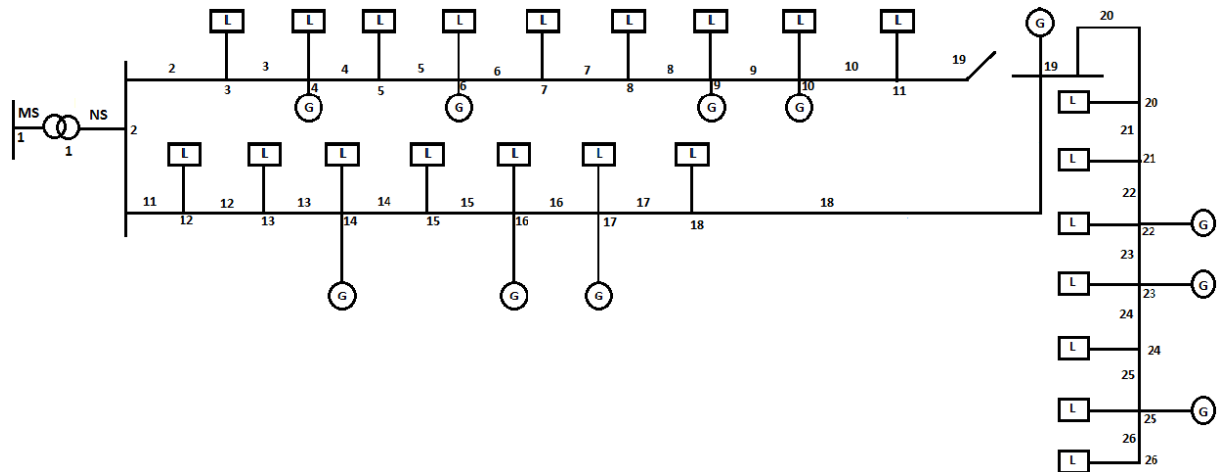


Bild 2: Abschnitt des Niederspannungsnetzes mit der normalen Schalttopologie

Nach einer Wetterprognose (Ergebnis: wenig Einspeisung aus regenerativen Erzeugern) und einer Netzzustandsprognose (Ergebnis: Netzzustand OK) entschließt sich der Netzbetreiber am nächsten Tag die Leitung 8 zu warten. Die Umschaltungen werden durchgeführt und daraus ergibt sich die neue Netztopologie wie im Bild 3 dargestellt.

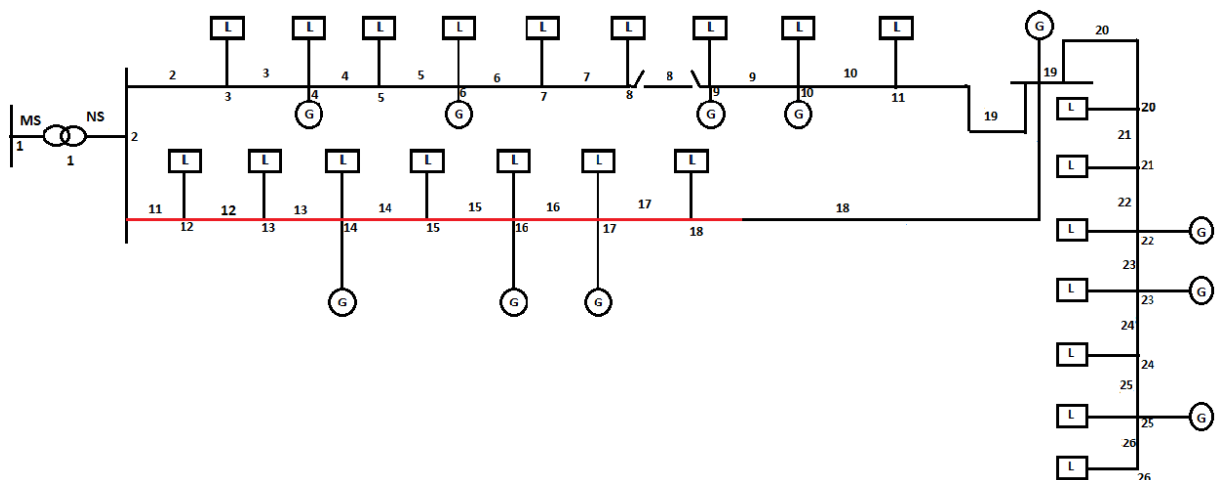


Bild 3: Abschnitt des Niederspannungsnetzes nach der Umschaltung

Während den Wartungsarbeiten ändert sich plötzlich die Wettersituation, die regenerativen Erzeuger speisen mehr Leistung als vorhergesagt ins Netz ein und es kommt zu einer Überlastung des rotmarkierten Netzabschnittes (Bild 3). Zur Beseitigung der Überlastung werden folgende Strategien verwendet:

- Strategie 1: Prozentuale Abregelung aller Anlagen im Überlastgebiet mit groben Stufen (100%, 60%, 30%, 0% von  $P_n$ ). (Bestehendes Erzeugungsmanagement).
- Strategie 2: Einsatz des entwickelten Verfahrens
- Strategie 3: Einsatz des entwickelten Verfahrens mit feinen Stufen (z.B. 10% von  $P_n$ )

Nachfolgend werden die Simulationsergebnisse vorgestellt. Dargestellt in den Bildern werden für:

- Leitungen: ihre Auslastungsgrenzen (benannt „Max“), ihre Auslastungen vorm Einsatz der Strategien („Aus Lastflussrechnung“), nach der Blindleistungsflussanpassung („Nach RED“) [kommt nur bei den Strategien 2 und 3 vor] und nach der Wirkleistungsanpassung („Wirkleistungsanpassung“)
- Generatoren: ihre Wirk- und Blindleistungsgrenzen („Max“ und „Min“), die Wirk- und Blindleistungseinspeisungen vorm Einsatz der Strategien („Aus Lastflussrechnung“), nach der Blindleistungsflussanpassung („Nach RED“) [kommt nur bei den Strategien 2 und 3 vor] und nach der Wirkleistungsanpassung („Wirkleistungsanpassung“)

Die Bilder mit den Simulationsergebnissen der Strategie 3 werden nicht angezeigt. Die Ergebnisse können von den Ergebnissen aus der Strategie 2 direkt abgeleitet werden. Im Abschnitt „Ergebnisse“ werden alle Ergebnisse gegenübergestellt. Es ist wichtig zu erwähnen, dass beim Einsatz von all diesen Strategien die Lasten nicht beeinflusst wurden (Wirk- und Blindleistungen der Lasten blieben unberührt).

### 5.1 Strategie 1 (bisheriges Verfahren)

Bei dieser Strategie findet eine prozentuale Abregelung aller Anlagen im Überlastgebiet mit groben Stufen (100%, 60%, 30%, 0% von  $P_n$ ) statt. Das Aussenden des Signals „60% von  $P_n$ “ an allen 9 Erzeugern an den Knoten 9 bis 25 hat die Überlastung nicht beseitigen. Erst das Signal „30% von  $P_n$ “ hat die Auslastungen der Leitungen unterhalb ihren maximalen Auslastungen gebracht (Bild 4). Im Bild 5 kann man feststellen, dass die Wirkleistungseinspeisungen von nur 6 Erzeugern durch die Maßnahme beeinflusst wurden. Das liegt daran, dass die 3 weiteren Erzeuger jeweils eine Wirkleistungseinspeisung unterhalb 30% ihrer Nennleistung ins Netz einspeisen. Es handelt sich hier um die Erzeuger an den Knoten 9, 16 und 17.

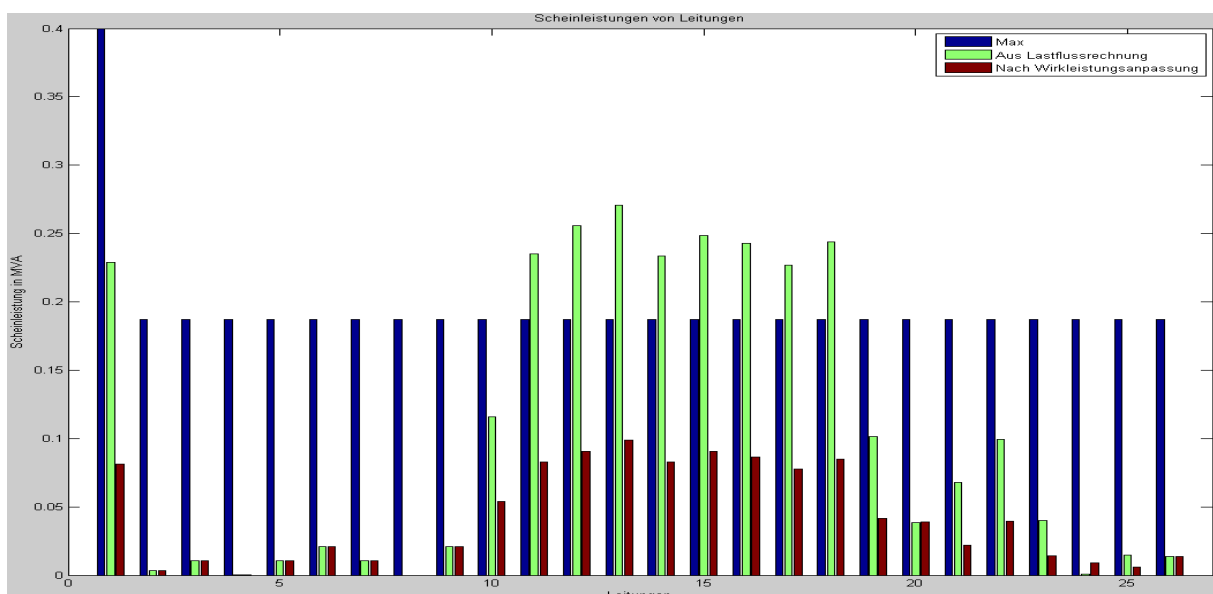


Bild 4: Scheinleistungen von Leistungen

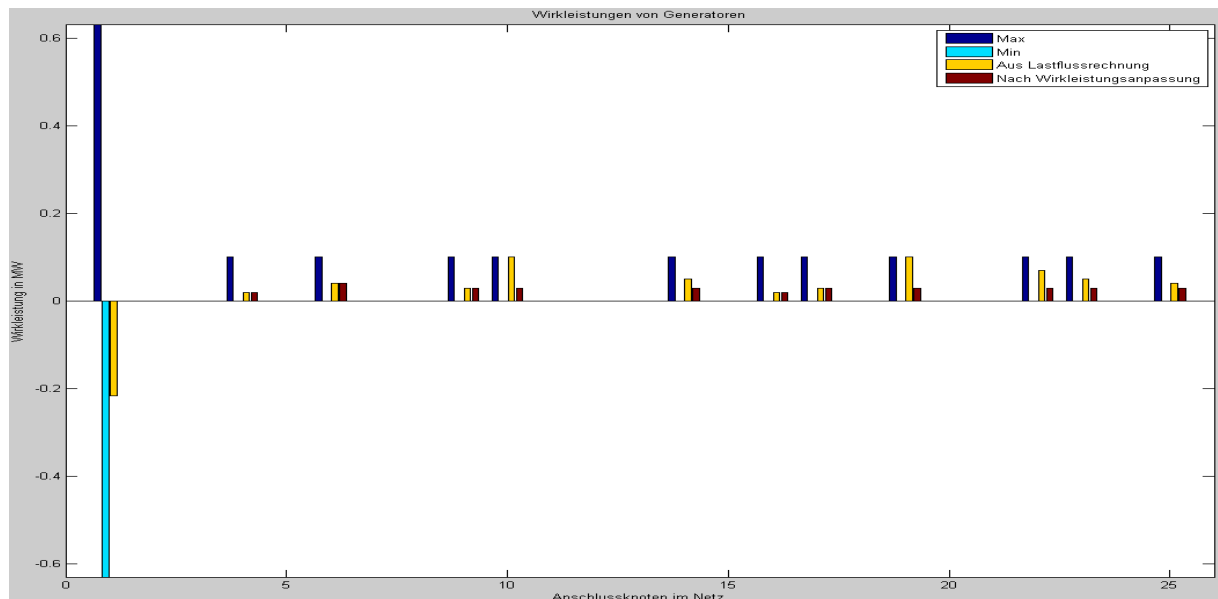


Bild 5: Wirkleistungen von Generatoren

## 5.2 Strategie 2 (neues Verfahren)

Bei dieser Strategie (neuer Ansatz) wird bei Überlastungen im Netz erstmal eine Anpassung des Blindleistungsflusses im Netz mit Hilfe des RED-Konzeptes durchgeführt. Im Bild 6 ist es ersichtlich, dass diese Anpassung eine Reduzierung der Leitungsauslastungen bewirkt. Die Blindleistungsvariationen der Generatoren nach der Anpassung sind im Bild 8 visualisiert. Da die Überlastung noch vorhanden ist, wird eine Wirkleistungsanpassung durchgeführt. Für diese Anpassung wird der Erzeuger am Knoten 19 vom Tool ausgewählt. Die Einspeisung wird um 74,321 kW reduziert. Jetzt werden nur 25,679% von  $P_n$  eingespeist (Bild 7).

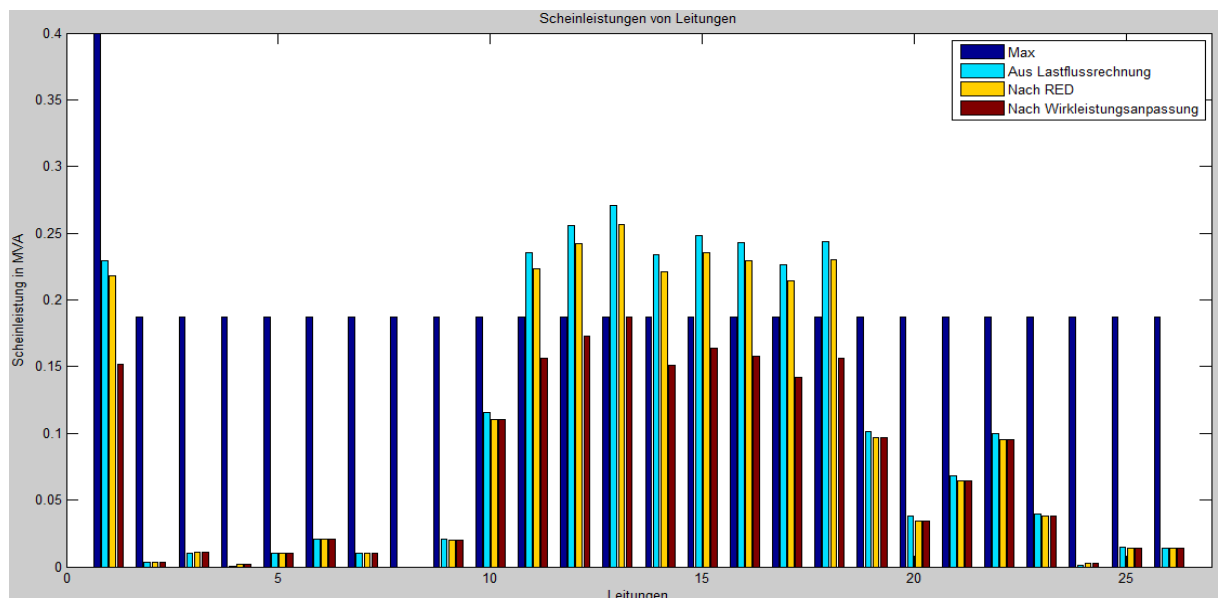


Bild 6: Scheinleistung von Leitungen



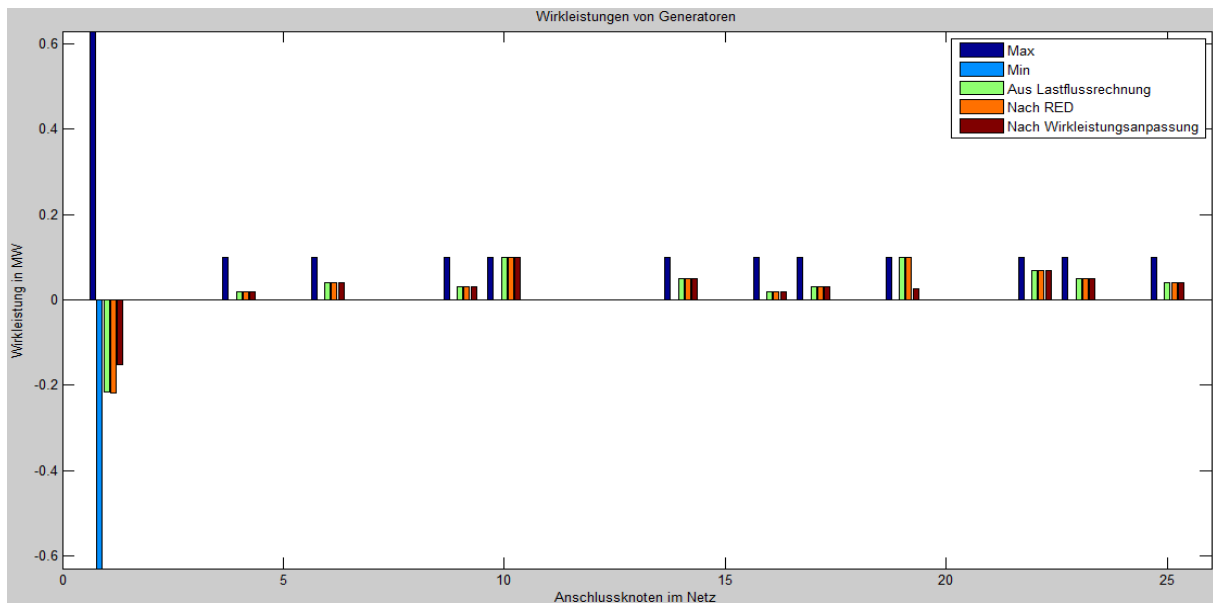


Bild 7: Wirkleistung von Generatoren

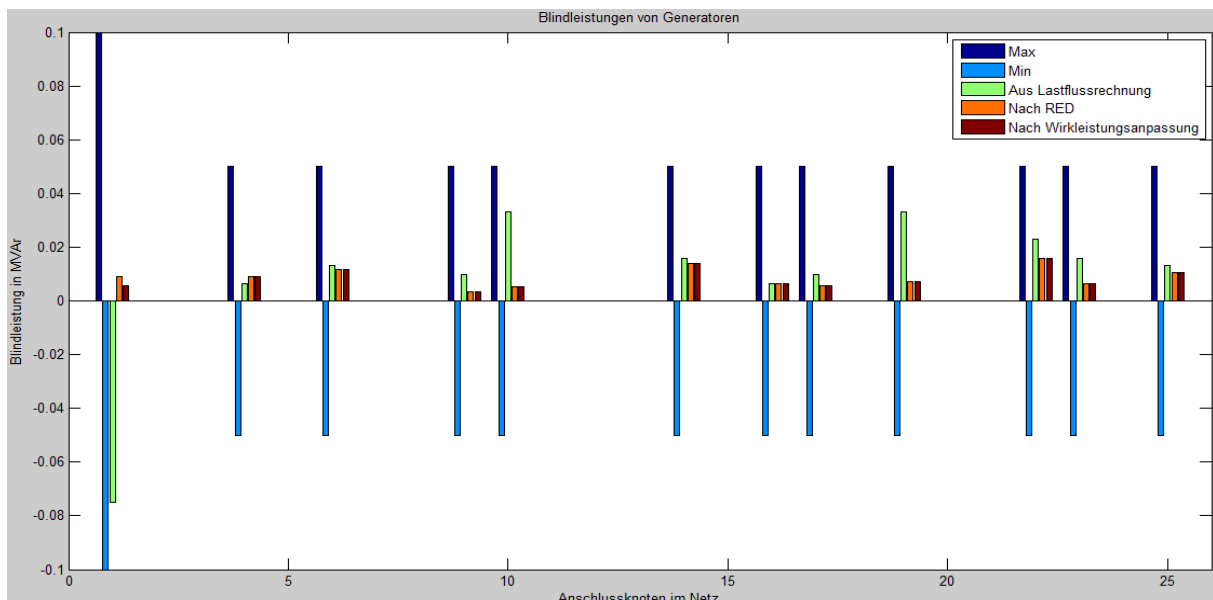


Bild 8: Blindleistung von Generatoren

### 5.3 Strategie 3 (neues Verfahren mit 10% Stufen)

Diese Strategie ist identisch mit der Strategie 2, aber mit der Verwendung von 10% Stufen bei der Abregelung von Erzeugern. Bei der Strategie 2 musste der Erzeuger am Knoten 19 nur 25,679% von  $P_n$  zur Beseitigung der Überlastung einspeisen (Bild 7). Bei einer Abregelung mit 10% Stufen muss der Erzeuger also 20% von  $P_n$  ins Netz einspeisen, um die Überlastung zu beheben.

## 6 Ergebnisse

In Tabelle 1 ist eine Gegenüberstellung der 3 Strategien dargestellt. Daraus kann man entnehmen, dass die Strategien 2 und 3 (beide aus dem neuen Ansatz) die

Wirkleistungseinspeisung von nur einem Erzeuger zur Beseitigung der Überlast reduziert. Dabei sind die gesamten Wirkleistungsanpassungen deutlich kleiner als mit der Strategie 1 (aktuelles Verfahren). Bei der Strategie 1 werden 9 Anlagen für die Abregelung herangezogen, jedoch werden die Wirkleistungseinspeisungen von nur 6 angepasst.

Besondere Aufmerksamkeit sollte man den Ergebnissen der Strategie 1 und 2 schenken. Durch die Blindleistungsflussanpassung im Netz benötigt man mit der Strategie 2 lediglich nur weniger als die Hälfte der Wirkleistungsanpassung als notwendig mit der Strategie 1. Dies entspricht praktisch einer Halbierung der zu entrichteten Entschädigungskosten.

	<b>Anzahl von beeinflussten Erzeugern</b>	<b>Gesamte Wirkleistungsanpassung [kW]</b>	<b>Signal zur Wirkleistungsanpassung [% von P<sub>n</sub>]</b>	<b>Gesamte Entschädigungskosten für die Wirkleistungsanpassung</b>
<b>Strategie 1 (bisheriges Verfahren)</b>	6	-160	30	K
<b>Strategie 2 (neues Verfahren)</b>	1	-74,321	25,679	46,45% von K
<b>Strategie 3 (neues Verfahren mit 10% Stufen)</b>	1	-80	20	50% von K

Tabelle 1: Vergleich der 3 Strategien

Vorteile des neuen Verfahrens für einen Netzbetreiber:

- Vereinfachung des Abrechnungsprozesses, der überschaubar wird
- Reduzierung des Abregelungsaufwandes, da nur wenige Anlagen herangezogen werden. Nur die Anlagen mit dem größten Einfluss auf den Netzengpass werden angepasst
- Kostensenkung: Eine Wirkleistungsanpassung im geringeren Umfang verglichen mit der gegenwärtigen Anpassungsstrategie. Bezogen auf die Energie heißt das eine wesentliche Verringerung von Entschädigungen und der Entschädigungshöhe.
- Besseres Management des Netzes
- Schaffung einer rechtlichen Grundlage für den Nachweis der Notwendigkeit der Anpassung von ausgewählten Anlagen. Die Entscheidung über die Maßnahmen basiert auf ein verursachergerechtes Lastflussaufteilungsverfahren.

Gesellschaftlich wirken diese Ergebnisse sehr positiv auf die Stromrechnungen (, da weniger Umlagen bezahlt werden) und auf die Akzeptanz der Energiewende aus.

## 7 Zusammenfassung

Die Arbeit stellt einen neuen Ansatz zur gezielten und zur verursachungsgerechten Abregelung von regenerativen Erzeugern in Verteilnetzen bei Lastflussproblemen und Netzengpässen vor. Im Raum stand die Frage, ob und wie das Erzeugungsmanagement regenerativer Erzeuger bei Lastflussproblemen und Engpässen in Netzen technisch und wirtschaftlich effizienter im Vergleich zur heutzutage eingesetzten Strategie (prozentuale stufenweise Abregelung 100%, 60%, 30%, 0% von  $P_n$  aller Anlagen hinter dem überlasteten Abschnitt oder im Netzgebiet mit der Überlastung) durchgeführt werden kann. Bei der Abregelung sollen eigentlich „so wenig wie möglich, so viel wie nötig“ Anlagen herangezogen werden

Darauf hin wurde ein neuer Ansatz entworfen und daraus ein Werkzeug entwickelt, womit sich netztechnisch sinnvoller und kostengünstiger Engpässe in Netzen beseitigen lassen. Nach Berechnung der Beteiligungsfaktoren der Einzelnen Generatoren auf die Auslastung von allen Netzelementen (Leitungen, Transformatoren) werden die Anlagen mit den größten Beteiligungsfaktoren an einem Netzengpass ausgewählt. Diese Anlagen können effizient den Netzengpass beseitigen. Die notwendige Wirkleistungsanpassung der ausgewählten Anlagen liefert eine Sensitivitätsanalyse.

Verglichen mit der bisher eingesetzten Strategie zur Behebung von Engpässen in Netzen liefert die neue Methode bessere und vielversprechendere Ergebnisse. Bei der Ausführung der generierten Anpassungsvorschläge (aus der neuen Methode) wurde eine erfolgreichere und effizientere Entschärfung von Netzengpässen erzielt. Nur die nötigen Anlagen mit dem größten Einfluss auf einen Netzengpass wurden gezielt beeinflusst.

Den Netzbetreibern bietet die neue Methode sowohl finanzielle und netzbetriebliche Vorteile als auch eine starke Grundlage bei Rechtsstreitigkeit infolge von durchgeführten Abregelungen.

Die Gesellschaft (Stromkunden) profitiert auch sehr davon, dass die umgewälzte EEG-Umlage wesentlich geringer ausfällt. Die Tatsache könnte eine positive Auswirkung auf die Akzeptanz der Energiewende durch die Gesellschaft in Deutschland haben.

Es wurde auch festgestellt, dass eine feinere Stufung von z.B. 10% von  $P_n$  als die aktuell im Einsatz grobe Stufung (100%, 60%, 30%, 0% von  $P_n$ ) wirtschaftlich sinnvoller ist. Dadurch wird wesentlich weniger Energie abgeregelt, und somit fallen auch die zu entrichteten Entschädigungen bei weniger „Papierkrieg“.

## 8 Referenzen

- [1] „A circuit theory based load flow tracing method considering counter-flow contribution „, W. Lin, T. Zhan, C. Huang, 2006, Proceedings of the 5th WSEAS Int. Conf. on Instrumentation, Measurement, Circuits and Systems (pp312-317)
- [2] „Netztraining in Smart Grids“, D. Metz, L. Litters, D. Thoma, März 2013, Netzpraxis
- [3] „Advantages of a dynamic Smart Grid training tool for DSO control centre staff“, D. Metz, M. Conlon, D. F. Mengapche, 2013, UPEC 2013, Dublin, Irland

[4] „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG)“, 2012

[5] „Energiewirtschaftsgesetz – EnWG“, 2012

[6] „Transmission Code 2007“, VDN, August 2007

[7] „Distribution Code 2007“, VDN, August 2007