

POTENTIALE UND RISIKEN BEI DER VERWENDUNG INNOVATIVER NETZPLANUNGSANSÄTZE

André SEACK¹, Jan KAYS¹, Lars JENDERNALIK², Dominique GIAVARRA²

1: Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft,
Technische Universität Dortmund, Emil-Figge-Straße 70, 44221 Dortmund,
Tel.: +49 231 9700 985, Fax: +49 231 9700 990, www.ie3.tu-dortmund.de
andre.seack@tu-dortmund.de
jan.kays@tu-dortmund.de

2: Westnetz GmbH, Operatives Assetmanagement Nord,
Florianstraße 15-21, 44139 Dortmund,
Tel.: +49 231 438 2848, Fax: +49 201 1212 30920, www.westnetz.de
lars.jendernalik@westnetz.de
dominique.giavarra@westnetz.de

Kurzfassung: Der starke Zubau von regenerativen Erzeugungsanlagen hat die Verteilnetze an ihre betrieblichen Reserven gebracht und zieht in den kommenden Jahren einen hohen Netzausbau nach sich. Bislang werden bei der dazu erforderlichen Netzplanung nur Extremszenarien betrachtet, für die die Netze ausgelegt werden. Die Auftrittswahrscheinlichkeiten dieser Szenarien werden bei dieser konventionellen Netzplanung jedoch nicht betrachtet. Mit Hilfe eines entwickelten Simulationssystems wird ermöglicht, dass auf Basis von Zeitreihen die tatsächlich auftretenden Betriebsmittelbelastungen ermittelt werden können. Die Netze können durch die abgeleiteten Auftrittswahrscheinlichkeiten der Belastungsszenarien effizienter und näher an ihrer Betriebsgrenze geplant werden. Dabei muss jedoch beachtet werden, dass diese Methode neben Chancen auch Risiken birgt. In diesem Beitrag wird die Verwendung probabilistischer Szenarien analysiert und bewertet.

Keywords: Verteilnetzplanung, Risikobewertung, Planungswerkzeug, Multiagentensystem, Zeitreihenanalyse

1 Alternative Ansätze in der Planung

Die Verteilnetzbetreiber stehen aktuell vor der Herausforderung, ihre Netze für die hohen installierten Leistungen von dezentralen und regenerativen Erzeugungsanlagen (DEA) auszulegen. Durch den weiterhin hohen Zubau in den nächsten Jahren müssen viele Betriebsmittel umgerüstet oder erweitert werden [1]. Vor dem Hintergrund der Anreizregulierung und der geringen Akzeptanz in der Bevölkerung gegenüber Netzausbaumaßnahmen, ist daher die derzeitige Planungspraxis mit ihrer langen Umsetzungsdauer und den hohen Betriebsreserven zu überdenken.

Die derzeitige Planungspraxis geht auf allen Spannungsebenen von den im betrachteten Netzgebiet anzunehmenden Extremszenarien aus. Mittelspannungs-Ortsnetze sind bei auftretender Höchstlast (n-1)-sicher zu versorgen. Ebenso muss die zur Verfügung gestellte

Einspeiseleistung von erneuerbaren DEA-Einspeisern entweder zu 100% abgeführt werden oder der Netzbetreiber hat Ausgleichszahlungen an den Anlagenbetreiber zu leisten [2]. Der Planungsprozess sieht demnach zwei Extremszenarien vor, ein Starklast Szenario ohne DEA-Einspeisung und ein Rückspeiseszenario mit maximaler DEA-Einspeisung bei geringer Last. Diese Planungspraxis berücksichtigt jedoch die Verteilung zeitgleicher Einspeisungen und Lasten nur sehr unzureichend (typischer Tagesverlauf dargestellt in Abbildung 1). Im praktischen Betrieb treten diese Extremszenarien jedoch nur sehr selten auf. Hier kann durch eine neue Bewertungsmethodik Netzausbau verzögert oder sogar vermieden werden. Durch eine Nachbildung der Einspeiseprofile der installierten dezentralen Erzeugungsanlagen sowie Nachbildung des Verhaltens der Lastkunden im betrachteten Netzgebiet können resultierende Ganglinien für die Netzknoten in dieser Region ermittelt werden. Auf Basis dieser Ganglinien kann eine Bewertung der Auftrittswahrscheinlichkeit der unterschiedlichen Netzsituationen erfolgen.

Die Jahresdauerlinien für die einzelnen Netzknoten ergeben aller Voraussicht nach Spitzenwerte in der Einspeisung und der Lastabnahme, die einerseits unter den absoluten Summennennleistungen der kumulierten Einspeiser sowie andererseits unter der Summenlast der Kunden im betrachteten Bereich liegen. Mit Hilfe von Eintrittswahrscheinlichkeiten der einzelnen Einspeise- und Lastkurven kann eine Eintrittswahrscheinlichkeit für die jeweilige Versorgungssituation am Knoten und dem Netz angegeben werden.

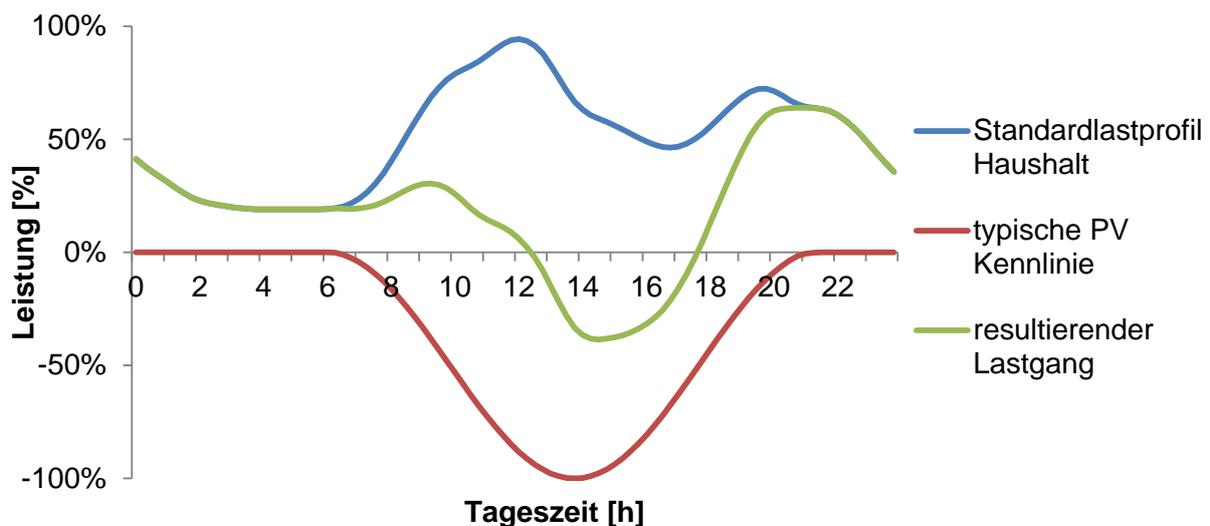


Abbildung 1: Last- und Einspeisekennlinie sowie resultierender Lastgang am Netzknoten

Weiterhin kann durch Kenntnis der Netztopologie eine Aggregation mehrerer Knoten auf einen Knoten der nächsthöheren Spannungsebene erfolgen. Somit wird auch eine Netzplanung auf anderen Spannungsebenen unter gleichen Aspekten ermöglicht.

Somit kann letztlich die Auslegung des Gesamtnetzes effektiver und bedarfsorientierter erfolgen. Eine mögliche Pönale aufgrund nicht aufgenommenener Einspeiseenergie kann durch die Zeitreihensimulation mit Kosten für den Netzausbau verglichen und so eine wirtschaftliche Bewertung getroffen werden. Im Falle einer Abregelung erhält ein Anlagenbetreiber die Differenzkosten vom Netzbetreiber. Durch die genauere Kenntnis der zeitlichen Dauer dieser Abregelungen im betrachteten Netzgebiet können diese Zahlungen

mit Hilfe der Kostenrechnung ermittelt und mit den Kosten für den Netzausbau verglichen werden.

Des Weiteren können aufgrund der vorliegenden Daten einer Region und Prognosen des Ausbaus dezentraler Einspeiser die Jahresstunden der Energieautarkie der betrachteten Region ermittelt werden. Im Umkehrschluss ist somit für jede Region die voraussichtliche Zeit der Unterdeckung an Leistung bekannt, was in die Planung der Grundversorgung einfließen kann. [3]

2 Agentenbasiertes Untersuchungsmodell

Für die Erzeugung von Zeitreihen wird ein an der TU Dortmund entwickeltes Simulationsprogramm auf Basis eines Multiagentensystems verwendet [4][5][6][7]. Darin werden alle Netzteilnehmer als selbstständige Agenten mit eigenen Zielvorgaben modelliert. Somit kann sichergestellt werden, dass die Agenten nicht nur das reale Verhalten von beispielsweise Lasten oder DEA korrekt darstellen, sondern dabei auch mögliche Interaktionen zwischen den Teilnehmern berücksichtigt werden. Die Ergebnisse der Simulation, Belastungszeitreihen sämtlicher Betriebsmittel sowie die Knotenspannungsprofile, werden für die anschließende Bearbeitung in einer Datenbank abgespeichert. Mit dem Simulationssystem wird dem Verteilnetzbetreiber ermöglicht, eine Beobachterrolle der Verhaltensschemata seiner Kunden einzunehmen und danach das Netz bedarfsorientiert auszulegen. Auf dieser Basis kann die anschließende Bewertung aller Auftrittswahrscheinlichkeiten bestimmter Belastungsszenarien erfolgen. So kann ebenfalls analysiert werden, über welche Zeiträume hohe Betriebsmittelbelastungen auftreten und ob diese für den Betrieb geduldet werden könnten. Die Funktionsweise des Systems wird anschließend in einem ausgewählten Beispielnetz vorgestellt.

2.1 Multiagentensystem zur Modellierung des Verteilnetzes

Im Multiagentensystem werden die relevanten Eingangsgrößen und Anlagenparameter für den untersuchten Netzbereich aus dem Netzbetreiber vorliegenden Daten ermittelt oder basierend auf statistischen Kenngrößen nachgebildet. Basierend auf diesen Parametern werden Agenten für DEA erzeugt, welche realitätsnahe Einspeiseleistungen berechnen und anderen Agenten bereitstellen. Eingangsgrößen mit geringem Einfluss auf das Anlagenverhalten werden mit Standardparametersätzen abgebildet. Netzlasten werden im System über stochastische Verteilungsfunktionen modelliert, die aus der Analyse von anonymisierten Verbraucherlastgängen resultieren. Weiterhin können innovative Netzteilnehmer wie Energiespeicher mit variierenden Ladestrategien in das System integriert werden. Durch die Struktur des Agentensystems ist es auch möglich, die Aushandlung von optimalen Ladezeitpunkten aus Sicht des Anlagenbetreibers oder aus Netzsicht zu implementieren. Ladezeitpunktoptimierung von Elektrofahrzeugen und eine beliebige Kombination der Strategien ist anlagenspezifisch modellierbar. Notwendige meteorologische Daten werden in der Simulation über Wetteragenten zur Verfügung gestellt, die den untersuchten Netzbereich abdecken. Die Wetterdaten liegen dabei in einem 7 km * 7 km Raster vor, wobei jeder Gitterpunkt durch einen Agenten repräsentiert wird. Die DEA-Agenten bestimmen über geometrische Berechnungen aus der geographischen

Anlagenposition die nächstgelegenen Wetteragenten, deren Prognose über die Distanz gewichtet wird [6].

Die einzelnen Agenten können zusätzlich weitere Funktionen, wie beispielsweise die Bereitstellung von Netzdienstleistungen, abbilden. So ist es möglich, eine dezentrale Anpassung der Anlagenblindleistungseinspeisung ebenso zu berücksichtigen wie ein aktives Engpassmanagement durch Kleinanlagen über Netzsicherheits- oder Marktanzreize. Die Abbildung netztechnischer Rahmenbedingungen ist in Abhängigkeit des Anwendungsfalls ein wesentlicher Punkt bei diesen innovativen Regelungsalgorithmen. Durch die komplexe Leistungsflussrechnung wird der Belastungszustand der Netzbetriebsmittel bestimmt und den regelnden Systemelementen zur Verfügung gestellt. Die Netzberechnung bildet dabei eine lokal vorhandene Messstelle an den Regelementen ab. So können die Auswirkungen von verschiedenen Regelungskonzepten für einzelne Netzteilnehmer bewertet sowie interferierende Konzepte erkannt werden.

2.2 Beispielnetz

Zur Demonstration des Agentensystems und als Basis für die weitere Analyse in diesem Beitrag wird ein Beispielnetz aus der Niederspannungsebene herangezogen. Die Anwendbarkeit des Systems beschränkt sich jedoch nicht auf die NS-Ebene sondern kann auch für die Generierung von Zeitreihen in den höheren Spannungsebenen der Verteilnetze eingesetzt werden. In dem ausgewählten Netz ist bereits eine signifikante Anzahl von Photovoltaikanlagen (PVA) vorhanden, deren Einspeisung den Schwachlastfall dominiert und in einen Rückspeisefall umwandelt. Die Parameter des Netzes sind in Tabelle 1 beschrieben. In Abbildung 2 ist das Netz mit den angeschlossenen Lasten und den bereits installierten PVA (grün) dargestellt.

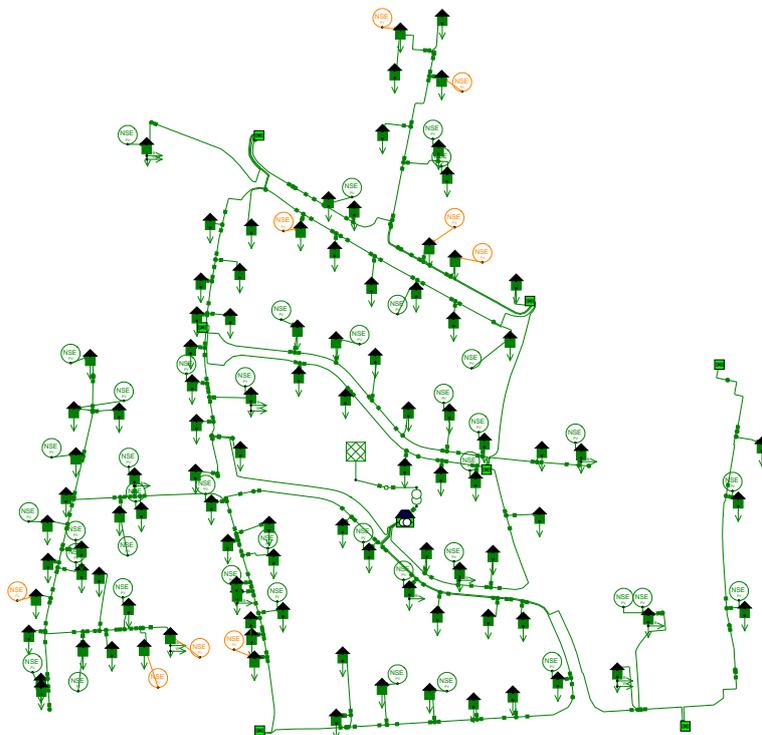


Abbildung 2 Ausgewähltes Niederspannungs-Beispielnetz der Westnetz GmbH

Tabelle 1: Parameter des ausgewählten Netzes

Parameter	
Nennleistung der Ortsnetzstation	400 kVA
Lasten:	
• Starklast:	328 kVA
• Schwachlast:	32,8 kVA
Photovoltaikanlagen:	
• 27 Anlagen mit $\cos\varphi = 1$	270 kVA
• 13 Anlagen mit $\cos\varphi = 0,95 \text{ ind.}$	130 kVA
Leitungen:	
• Gesamtlänge:	4,34 km
• Anzahl Stränge:	5

2.3 Untersuchtes Szenario

Obwohl bereits eine hohe Anzahl von PVA in diesem Netzbereich installiert ist, wird in dem untersuchten Szenario angenommen, dass dem Netzbetreiber für die nahe Zukunft zusätzliche Anfragen für den Zubau weiterer PVA vorliegen. Die angefragten Standorte dieser Anlagen sind in Abbildung 2 in orange dargestellt. Insgesamt sollen 9 PVA mit je 10 kVA Nennleistung und 2 PVA mit je 30 kVA Nennleistung errichtet werden. Die neuen Anlagen sollen mit einem Leistungsfaktor von $\cos\varphi = 0,95 \text{ ind.}$ betrieben werden.

Da sich das Niederspannungsnetz bereits im Ursprungszustand im Rückspeisefall (100 % PVA-Einspeisung, 10 % Last) nach dem Standard-Netzplanungsverfahren am Kapazitätslimit befindet, würden nach dem Zubau die zulässigen Betriebsgrenzen verletzt und Netzausbau erforderlich. Im Rückspeisefall wird der Ortsnetztransformator überlastet und es treten Verletzungen des zulässigen Spannungsbandes an einigen Knoten auf. Eine manuelle Stufung des Ortsnetztransformators ist nicht möglich, da auch im Lastfall das Spannungsband vollständig ausgeschöpft wird.

In der agentenbasierten Zeitreihensimulation werden daher im Folgenden die beiden Szenarien *Ursprungszustand* und *PVA-Zubau* untersucht. Der simulierte Zeitraum ist exemplarisch auf zwei Monate, den Juni und Juli 2011 festgelegt. Auf Basis der verwendeten Zeitschrittweite von 1 h stehen für die anschließende Analyse 1464 Zeitschritte zur Verfügung.

3 Analysemethodik

Das Multiagentensystem liefert für sämtliche Parameter aus dem simulierten Netzbereich Zeitreihen, die für die weitergehende Analyse zur Verfügung stehen. In diesem Abschnitt werden die unterschiedlichen Möglichkeiten zur Auswertung anhand von ausgewählten Netzelementen des im vorherigen Kapitel beschriebenen Beispielnetzes vorgestellt.

3.1 Auswertung von Belastungszeitreihen

Die im Multiagentensystem berechnete Zeitreihe der Auslastung des Transformators ist in Abbildung 3 dargestellt. Die Schwankungen der Auslastung über den simulierten Zeitraum sind in dieser Darstellung bereits gut erkennbar. Eine qualitative und quantitative Aussage ist auf Basis dieser realen Zeitreihen jedoch kaum zu treffen. Da nur in begrenztem Umfang eine sinnvolle Analyse durchgeführt werden kann, ist es zweckmäßig, die einzelnen Zeitreihen der Parameter der Netzelemente zu ordnen um eine Auftrittswahrscheinlichkeit der Netzzustände ableiten zu können.

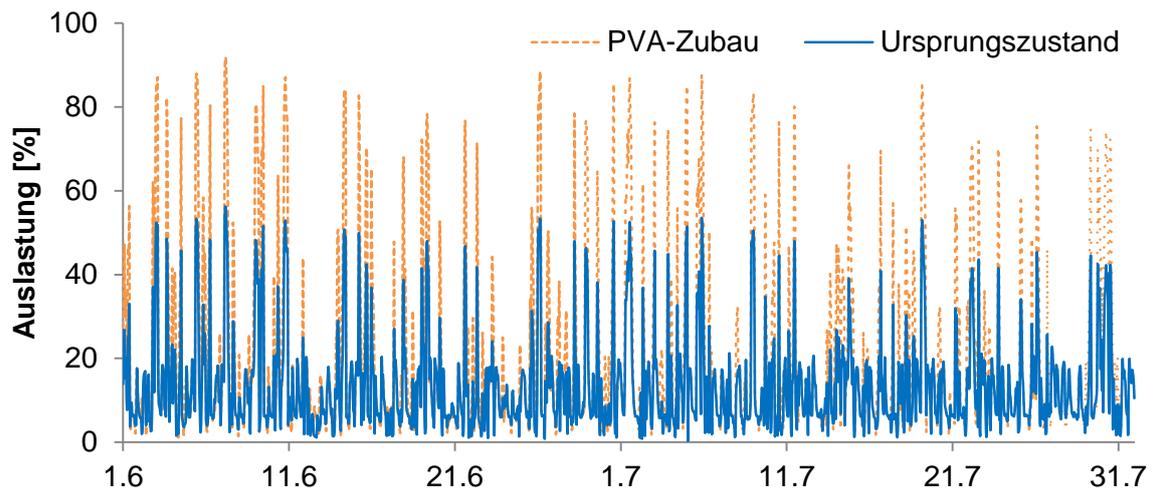


Abbildung 3 Auslastung des Transformators in den Szenarien

3.2 Geordnete Dauerkurven

Die geordneten Zeitreihen, auch Dauerkurven genannt, stellen den sortierten Verlauf einer erfassten Größe ohne eine zeitliche Bindung dar. Beginnend mit den maximal aufgetretenen Werten werden die Zeitreihenwerte nach Größe absteigend sortiert und dargestellt.

In Abbildung 4 ist eine solche Zeitreihe für die Auslastung des Transformators in den untersuchten Szenarien dargestellt. Bei dieser Darstellung sind die minimal und maximal auftretenden Auslastungen innerhalb des untersuchten Zeitraums direkt ablesbar. Hier wird also deutlich, dass obwohl die zugebauten PVA eine hohe Leistung aufweisen, die Nennleistung des Transformators zu keinem Zeitpunkt überschritten wird. Wird nun eine maximale zulässige Auslastung von 80 % angenommen, kann über eine Hilfsgeraden die Anzahl der Zeitschritte bestimmt werden, in denen die 80 % überschritten werden. In dem *PVA-Zubau*-Szenario ist dies in 37 Zeitschritten der Fall. Im *Ursprungszustand* beträgt die maximale Auslastung des Transformators knapp 60 %. Die geordnete Zeitreihe ermöglicht somit eine einfache Aussage über die Anzahl der Zeitschritte, in denen die Betriebsgrenzen verletzt werden.

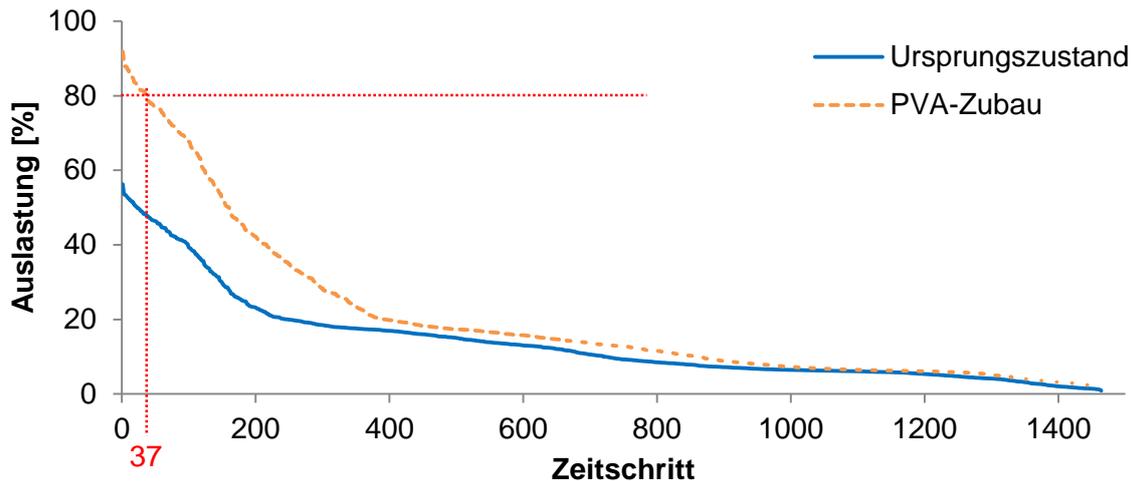


Abbildung 4 Geordnete Dauerlinie der Auslastung des Transformators

3.3 Bewertungsintervalle für Betriebsmittelüberlastung

Die maximal zulässige Belastung von Leitungen (Freileitungen und Kabel) und Transformatoren wird nur durch die maximal zulässige Betriebstemperatur begrenzt. Wenn über einen bestimmten Zeitraum die Temperatur zu hoch ist, wird dadurch die elektrische Festigkeit des Isolationsmediums beeinflusst und reduziert die erwartete Lebensdauer [8]. Das bedeutet jedoch, dass Belastungen der Betriebsmittel für kurze Zeiten durchaus über der angegeben Nennleistung liegen können, wenn anschließend die Belastung soweit sinkt, dass die Betriebsmittel sich wieder ausreichend abkühlen. Während bei der geordneten Dauerlinie diese relevanten zeitliche Information völlig verloren gehen, d.h. es können keine Rückschlüsse auf die Belastung in den darauffolgenden Zeitschritten getroffen werden, ist dies vor allem bei der realen Zeitreihe möglich. Wenn nun Dauerlinien über Mittelwerte aus Messwerten mehrerer Stunden gebildet werden, fließt die Information über die Dauer der aufgetretenen Belastung in die Darstellung ein. Aus Gründen der Vergleichbarkeit sind in Abbildung 5 die Dauerlinien der Transformatorbelastung für das Szenario *PVA-Zubau* mit unterschiedlichen Bewertungszeiträumen dargestellt.

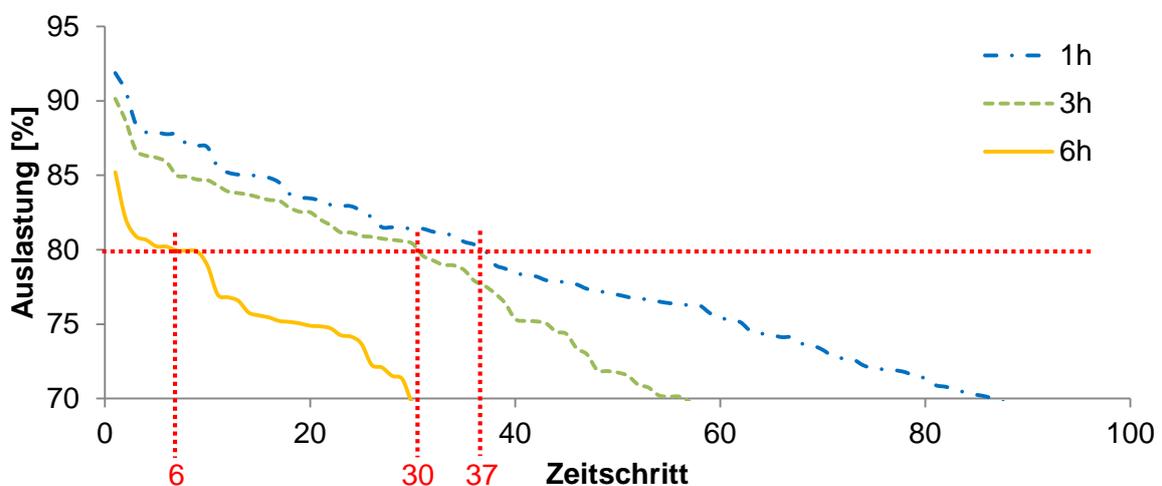


Abbildung 5 Dauerlinien unterschiedlicher Bewertungsintervalle für die Auslastung des Transformators

Neben der Standarddauerlinie für eine Stunde sind auch die Dauerlinien für die Mittelwerte von 3 h und 6 h-Intervallen dargestellt. Da die hohen Transformatorbelastungen durch die hohen Einspeisespitzen der PVA hervorgerufen werden, ist zu erkennen, dass die Auswertung von 3 h-Intervallen in diesem spezifischen Fall keine großen Änderungen ergibt. Die Bewertung auf Basis von 6 h-Intervallen ergibt, dass hier nur noch in sechs Zeitfenstern innerhalb des Untersuchungszeitraums die Auslastung des Transformators höher als 80 % liegt.

Mit einem Histogramm kann, wie in Abbildung 6 dargestellt, die Verteilung der auftretenden Spannungen an ausgewählten Knoten dargestellt werden. Die zusätzlich dargestellte Verteilungsfunktion ermöglicht die Aussage, wie häufig die Spannung einen bestimmten Wert an dem Knoten über- oder unterschreitet. Der für Abbildung 6 ausgewählte Knoten zeigt keine unzulässigen Spannungen auf.

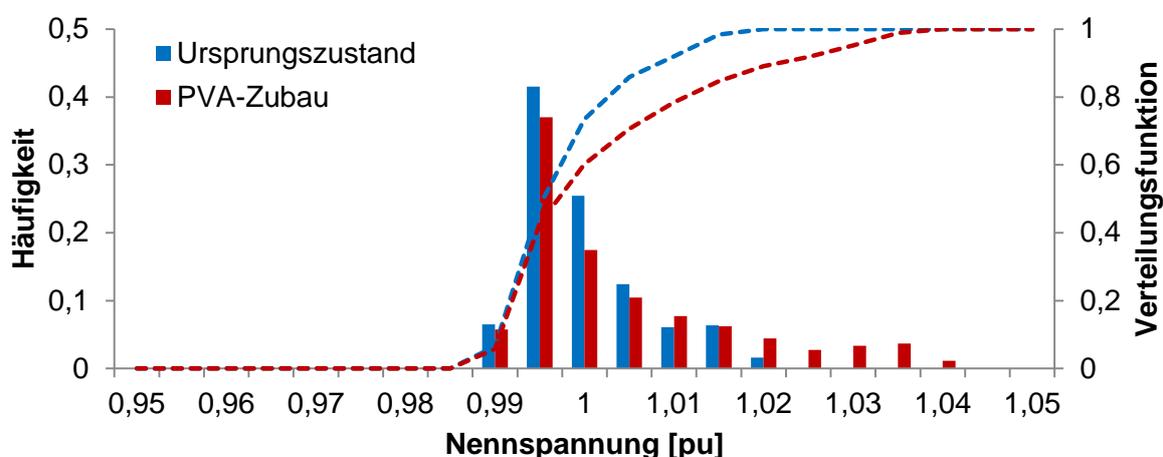


Abbildung 6 Histogramm und Verteilungsfunktion der Spannung an einem ausgewählten Knoten

4 Entstehende Risiken in der Netzplanung bei der Verwendung von Wahrscheinlichkeiten

Im derzeitigen Planungsprozess werden Netze für die maximal möglichen Versorgungsfälle ausgelegt. Dies resultiert zum einen in einer sehr hohen Versorgungszuverlässigkeit, da jederzeit ausreichend Betriebsreserven im Netz zur Verfügung stehen. Andererseits verursachen die Betriebsmittel sowohl in der Beschaffung als auch im Betrieb hohe Kosten. Bei einer Verminderung der Menge an Betriebsmitteln besteht demnach Einsparpotenzial. Allen Netzplanungen gemein ist, dass sie auf Prognosen der Last- und Einspeiseentwicklung angewiesen sind. Gerade die Einspeiseentwicklung hängt in hohem Maße von den politischen Randbedingungen ab, die je nach Ziel der jeweiligen Regierung veränderlich sind.

Als Weiterentwicklung des Planungsprozesses kann zuerst die Einbeziehung von Zeitreihen betrachtet werden. Durch die bessere Nachbildung der realen Rahmenbedingungen können neue Szenarien entwickelt werden. Die mögliche Abbildung von Abregelungen von DEA-Einspeisungen können auf Basis der Zeitreihen mit berücksichtigt und finanziell bewertet werden. Grundsätzlich bildet die Netzauslegung bezüglich der Verbraucher weiterhin die

(n-1)-Sicherheit ab. Prognoseungenauigkeiten können die Methode und den damit ermittelten notwendigen Netzausbau negativ beeinflussen. Zuletzt wird durch reduzierte Netzreserven die Versorgungsqualität im betrachteten Netzgebiet sinken. Die genannten Risiken sind im Einzelfall gegen die Ersparnis beim Netzausbau abzuwägen.

Als weitere Maßnahme kann die Einbeziehung von Wahrscheinlichkeiten für bestimmte Netzzustände erfolgen. Dadurch werden die Auslegungsszenarien nicht nur qualitativ sondern auch quantitativ bewertbar. Durch die stärkere Ausnutzung der Reserven im Netz kann es nun in bestimmten Situationen mit ermittelbarer Wahrscheinlichkeit zu Betriebsmittelüberlastungen kommen. Auch wenn diese in gewissem Maße toleriert werden, bleibt das (n-1)-Kriterium bezogen auf die Verbraucher weiterhin berücksichtigt.

Zuletzt kann durch die genauere Abbildung der Versorgungsaufgabe auch eine Abkehr vom (n-1)-Kriterium erwogen werden. Mit der Kenntnis der Auftretswahrscheinlichkeiten von kritischen Netzsituationen kann das Netz auf eine noch vertretbare Versorgungsqualität ausgelegt werden sowie der zu erwartende Aufwand im Falle einer Nichtversorgung bestimmt werden. Durch eine Veränderung der Planungsprämissen und den entsprechend beschriebenen Regelerweiterungen ergeben sich Risiken sowohl für die Netzplanung als auch im Netzbetrieb. Werden bei der Abkehr vom (n-1)-Kriterium auch Abregelungsmechanismen oder eine Demand-Side-Regelung berücksichtigt ist deren Zuverlässigkeit im Planungsprozess ebenfalls zu betrachten, schließlich bei Umsetzung im realen Netz ebenfalls zu implementieren sowie im Betrieb sicherzustellen. Andernfalls ist bei Eintreten eines als in der Planung unwahrscheinlich angenommenen Lastgangs die Überlastung des Netzes zu erwarten. Diese Erweiterungen des Regelwerks stellen letztlich zusätzliche netzplanerische Optionen dar und müssen daher in ihrer Wirkung gleichlautend abgebildet werden wie klassische Netzmaßnahmen. Hierzu zählt insbesondere eine finanzielle Bewertung, die typische wirtschaftliche Vergleiche im Sinne einer Kosten-Nutzen-Analyse verschiedener Planungsvarianten ermöglicht. Weiterhin besteht das Risiko, unterdimensionierte Betriebsmittel einzusetzen. Dieses bringt im Extremfall eine Betriebsmittelüberlastung bis zur Zerstörung mit sich. Mindestens jedoch ist mit einem erhöhten Lebensdauerverzehr zu rechnen [8]. Zuletzt erhöht eine Erweiterung der Werkzeuge für die Netzplanung auch deren Komplexität. Es ist zu bewerten, ob eine Netzplanung sowie ein Netzbetrieb bei Ausfall der für Regelungsvorgänge erforderlichen Kommunikationsinfrastruktur weiterhin durchgeführt werden kann, oder welche Einschränkungen sich ergeben.

Die aus netzplanerischer Sicht effektivere Auslegung des Netzes bedingt eine stark erhöhte Komplexität im Netzbetrieb. Sowohl in der Netzleitstelle wie auch in der Freischaltplanung ist ein erhöhter Schwierigkeitsgrad gegeben. Bei Nichtbeachtung des (n-1)-Kriteriums können im Störfall schnelle Entscheidungen und Schaltungen erschwert werden. Der Netzbetrieb wird somit möglicherweise durch fehlende Netzreserven und Redundanzen eingeschränkt, Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten werden nur noch in eingeschränkten Zeitfenstern möglich sein. Diese Zeitfenster werden allerdings mit der vorgestellten Methode leichter bestimmbar. Gleichzeitig kann eine Minderung der Versorgungsqualität durch zeitlich befristete Versorgungsengpässe auftreten. Für eine Bewertung dieses Effektes muss das bestehende Regelwerk der Planungsgrundsätze um zeitabhängige Aussagen erweitert werden. Hierzu zählen u.a. zeitabhängige Abweichungen der Betriebsmittelzustände (Knotenspannungen, thermische Belastungen) von den vorgegebenen statischen

Grenzwerten sowie Eingriffsmöglichkeiten in das Last- und Einspeiseverhalten von Netzkunden. Zusätzlich ist die Parametrierung des Netzschutzes an die neuen Regelwerke anzupassen.

5 Zusammenfassung

In diesem Beitrag werden die Chancen und Risiken bei der Verwendung von innovativen Planungsmethoden analysiert. Auf der Basis von einem entwickelten Multiagentensystem können Zeitreihen erzeugt werden, die reale Abhängigkeiten der Netzbewerber darstellen. Die detaillierte Kenntnis dieser Abhängigkeiten und die daraus resultierenden Konsequenzen für das Netz ermöglichen einen neuen Ansatz in der Verteilnetzplanung. Dabei können gezielt Auftretswahrscheinlichkeiten von Netzauslastungsszenarien ermittelt und bewertet werden. Dies ermöglicht eine gestufte Anpassung der konventionellen Netzplanung an die realen Systemzustände und damit einen bedarfsorientierteren Netzausbau. Bei genauer Kenntnis und Verifikation der Auftretswahrscheinlichkeiten kann von einer strikten Beachtung des (n-1)-Kriteriums Abstand genommen werden.

Dieser neue Ansatz muss zusätzlich durch Parametervariationen der einzelnen Regeln in seiner Wirkung getestet werden. Hierdurch lassen sich Sensitivitäten und Abhängigkeiten des neuen Regelwerks von bisher nicht beachteten neuen Parametern erkennen und ggf. sogar als Steuerungsoption nutzen. Weiterhin müssen zukünftig vor einer praktischen Anwendung die ermittelten Wahrscheinlichkeiten für verschiedene Versorgungsszenarien mit Hilfe historischer Daten verifiziert werden. Bei genauer Kenntnis der Funktionsweise und Replizierbarkeit der Prognosen des Modells sind eine Anwendung und eine Kosten-Nutzen-Analyse belastbar und können in die Planungspraxis eingehen.

6 Literaturverzeichnis

- [1] Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.): Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030 (kurz: dena-Verteilnetzstudie). Berlin 2012
- [2] Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGB1. I S.2074), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 12. April 2011 (BGB1. I S.619) geändert worden ist
- [3] Jendernalik L., Rehtanz C.: Integration dezentraler Energien: Mehr als eine Frage der Technik. 12. Symposium Energieinnovation 2012, Graz 2012
- [4] Kays J., Seack A., Rehtanz C.: Analyse der Verteilnetzbelastung durch Simulation in einem Multiagentensystem. ETG-Kongress 2011, Würzburg 2011
- [5] Seack A., Kays J., Jendernalik L.: Agent based approach to model photovoltaic feed-in in distribution network planning. Cigré 2013 Auckland Symposium, Auckland, New Zealand, September 2013
- [6] Kays J., Seack A., Rehtanz C.: Accurate and realistic regional forecast of renewable infeed in power systems. Cigré 2013 Auckland Symposium, Auckland, New Zealand, September 2013
- [7] Kays J., Seack A., Rehtanz C.: Detaillierte Einspeiseprognosen für Wind- und Photovoltaikanlagen auf Basis eines Multiagentensystems; ETG Kongress 2013, Berlin
- [8] Willis H.L.: Power Distribution Planning Reference Book, 2nd Edition; New York, 2004

Anmerkung: Dieser Beitrag ist im Projekt Agent.Netz im Rahmen des Ziel2.NRW-Förderprogrammes entstanden.