

Modellierung von Mittelspannungsnetzen zur verbesserten Nachbildung von Wirk- und Blindleistungsflüssen

B.Eng. Reinhard Kreuzer, M.Sc. Matthias Haslbeck, Prof. Dr.-Ing. Oliver Brückl
OTH Regensburg, Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher (FENES)
Seybothstraße 2, 93053 Regensburg
Email: reinhard2.kreuzer@oth-regensburg.de
Internet: www.oth-regensburg.de, www.fenes.net

1 Einleitung

Das vom BMWi geförderte Forschungsprojekt SyNErgie (03/2015 bis 05/2018) beschäftigt sich mit der Weiterentwicklung von Netzplanungsprozessen [1]. Im Fokus steht dabei die Modellierung von Blindleistungsflüssen und die dezentrale Nutzung von Blindleistungsquellen (z. B. Wechselrichter, Ladedrosseln, Kondensatoren) in Mittelspannungsnetzen, über welche der Blindleistungshaushalt letztendlich beeinflusst werden soll. Im Rahmen dieses Beitrags wird anhand eines realen Mittelspannungsnetzes (MS-Netz) gezeigt, welche Modellierungsschritte zur Erstellung eines möglichst realitätsnahen Simulationsabbilds nötig sind. Dies ist notwendig, um der Verteilnetzplanung eine robuste Planungsgrundlage für die Ableitung von Entscheidungen im Rahmen eines Blindleistungsmanagements zur Verfügung zu stellen.

2 Beschreibung grundlegender Modellierungsansätze zur Erzeugung zeitreihenbasierter Netzmodelle

Im Folgenden werden zwei grundsätzliche Vorgehensweisen erläutert, welche das Ziel verfolgen, die Leistungsflüsse als Zeitreihen ausgehend von der Niederspannungsebene (NS-Ebene) bis hin zum Bilanzierungspunkt am HS/MS-Transformator zu modellieren.

- Methode 1: **Die Top-Down-Methode** verteilt die Summenlast des Netzes, welche am Umspannwerktransformator gemessen wird, abzüglich direkt verwendeter Messdaten, anhand von Kenngrößen an die einzelnen Ortsnetzstationen. Dazu dient beispielsweise der maximale Leistungsbezug im Jahr als Gewichtungsfaktor. Der Vorteil liegt bei dieser Methode in der Einfachheit der Umsetzung, da die meist unbekannt NS-Netze einfach rekonstruiert werden können. Ungenauigkeiten müssen allerdings hingenommen werden, da die Gewichtungsfaktoren weder zeit-synchron sind noch zwischen Wirk- und Blindleistung unterscheiden.
- Methode 2: Das gegenteilige Vorgehen, bei dem die einzelnen Lasten und Einspeiser unabhängig voneinander modelliert werden, wird als **Bottom-Up-Methode** bezeichnet. Zum Einsatz kommen hierbei Messdaten, Gleichzeitigkeitsfaktoren, Anlagenparameter (z. B. Jahresenergieverbrauch, installierte Leistung) und Ersatzprofile

(z. B. Standardlastprofile (SLP) des BDEW). Diese Methode ist aufwändiger, lässt aber dafür einen geringeren Fehler bei den Leistungsflüssen im MS-Netz erwarten.

3 Modellierungsschritte eines realen Mittelspannungsnetzes

In diesem Abschnitt wird die Modellierung eines im Projekt SyNErgie analysierten MS-Netzes vorgestellt. Für die geplanten Untersuchungen des Netzes war eine möglichst realitätsnahe Nachbildung der Wirk- und Blindleistungsflüsse auf der MS-Ebene erforderlich, um Analysen hinsichtlich des Blindleistungshaushaltes des Netzes durchführen zu können. Als Modellierungsvariante wird aufgrund der Datengrundlage (Mess- und Planungswerte einer Vielzahl von Lasten und EZA bekannt) des Ausgangsnetzmodells die Bottom-Up-Methode verwendet, um ein zeitreihenbasiertes Netzmodell zu generieren.

In den folgenden Abschnitten wird zunächst das Ausgangsnetzmodell erläutert. Anschließend werden die einzelnen Modellerweiterungen beschrieben bevor im letzten Abschnitt eine Gegenüberstellung von Mess- und Simulationsdaten zur Modellevaluierung erfolgt.

3.1 Beschreibung der Eckdaten des Ausgangsnetzmodells

Das in SyNErgie zu untersuchende Netzmodell 1 stellt ein ländliches MS-Netz dar. Das Modell beinhaltet MS-Leitungen mit einer Gesamtlänge von 239 km und einem Verkabelungsgrad von 19 % sowie 185 Ortsnetzstationen (ONS) und einem 40-MVA-Umspannwerktransformator (UWT). Die installierte Nennleistung aus dezentralen Erzeugungsanlagen (EZA) beträgt rund 56 MW, wobei die Photovoltaikanlagen (PV) mit 31 MW die dominierenden Anlagentypen sind. Weitere relevante Erzeugertypen sind Windenergieanlagen (WEA) mit 18 MW und Biogasanlagen mit 6 MW. Die Lasten (Haushalte, Gewerbe, Landwirtschaften und Sonderkunden) beziehen in Summe maximal 12 MW. Durch die Gleichzeitigkeit und die Wetterabhängigkeit der EZA ergibt sich eine maximale Bezugsleistung von rund 7 MW und eine maximale Rückspeisung von etwa 33 MW für das Jahr 2016. Die Spannungsgrenzen werden auf der MS-Ebene durch die Spannungs-Blindleistungsregelung der MS-EZA, der dynamischen Sollwertregelung am UWT und durch den Betrieb des Netzes mit geschlossenen Ringen eingehalten. Die NS-Netze sind von ihrer Topologie her vereinfacht dargestellt, dabei werden alle EZA und Lasten auf die NS-seitige Sammelschiene der ONS projiziert. Hierdurch werden die NS-Leitungen im Modell vernachlässigt. Bei Lasten mit Abrechnungsmessung werden bereits Zeitreihen verwendet, die verbleibenden sind über SLP nachgebildet, welche über Jahresenergieverbräuche hochskaliert werden. EZA sind idealisiert modelliert, d. h. PV-Anlagen speisen mit einem idealen „Glockenprofil“ ein. WEA und Biogasanlagen verhalten sich leistungskonstant bei Nennleistung. Bei Netzbewertungen werden zusätzlich Gleichzeitigkeitsfaktoren für WEA und Biogasanlagen verwendet.

3.2 Bereitstellung und Prüfung der Datengrundlage

Zu Beginn der Modellierung muss die vorhandene Datengrundlage bereitgestellt und überprüft werden. Dies betrifft sowohl die Netztopologie, als auch benötigte Messdaten von Lasten und EZA. Hierbei ist vor allem bei EZA auf den korrekten Anschlussort zu achten, da die Betreiberadresse in der Praxis teilweise nicht mit dem Anlagenstandort über-

einstimmt. Verwechslungen führen zu falschen Leistungsflüssen, die eine Modellevaluierung mit Messdaten verfälschen. Ein weiterer vorbereitender Schritt ist die Aufbereitung von Messdaten (z. B. Abrechnungsdaten oder Werte des Netzleitsystems). Hierbei sind die Zeitsynchronität (z. B. Zeitumstellung), die Plausibilität (z. B. Messfehler, Netzumschaltungen) und die zeitliche Anlagenentwicklung (z. B. Ab-/Zubau während des Messzeitraums) zu berücksichtigen. Besonders Zeiträume, in denen Netzumschaltungen aufgetreten sind, die zu einer zum ungestörten Betrieb abweichenden Topologie führen, sind auszuklammern und ggf. in geeigneter Form zu ersetzen. In SyNErgie wurden Messdaten in 15-Minuten- und 1-Minuten-Auflösung ausgewertet. Die Eingangsdaten für das Netzmodell bestehen jedoch ausschließlich aus Viertelstundenwerten, dafür wurden ggf. Mittelungen durchgeführt.

3.3 Regeleinrichtungen

Trotz in der Realität aktiver Spannungs-Blindleistungsregelung der EZA und dynamischer Sollwertregelung des HS/MS-Transformator besitzt das Ausgangsmodell keine implementierten Regelungen. Bei Netzbewertungen muss deshalb auf vereinfachte Analysen mit konstanten Blindleistungs- und Spannungswerten zurückgegriffen werden. Die fehlende Nachbildung liegt primär an den fehlenden Funktionen des Lastflussberechnungsprogramms. Im Projektverlauf wurden zunächst eigene programmtechnische Lösungen über interne Berechnungsskripte (DPL-Skripte in PowerFactory) des Lastflussberechnungsprogramms genutzt, bevor diese durch neue Funktionen in Softwareupdates ersetzt werden konnten.

Zu beachten ist dabei die konkrete Umsetzung von Randbedingungen der Regeleinrichtung. So müssen beispielsweise als ergänzende Parameter der Spannungs-Blindleistungsregelung an EZA auch deren Blindleistungsgrenzen eingestellt werden, um einen korrekten Blindleistungsabruf zu ermöglichen. Dies setzt die genaue Kenntnis der Anlagenparameter und der aktuellen Vorgaben für diese voraus. Bei der Überprüfung des EZA-Verhaltens im betrachteten Netz anhand von Messdaten wurde festgestellt, dass trotz bekannter technischer Anschlussbedingungen (TAB) des Netzbetreibers nur vereinzelt die Spannungs-Blindleistungsregelung der EZA vor Ort tatsächlich aktiv war. Das Netzmodell wurde der Realität entsprechend angepasst. Dies führt zur Erkenntnis, dass in Netzen mit zwingend erforderlichen aktiven Regeleinrichtungen diese auch überprüft werden sollten.

3.4 Last Zeitreihen

Primär werden für Lasten Abrechnungszeitreihen verwendet (z. B. Wirk- und Blindleistungswerte von MS-Betrieben). Bei den verbliebenen werden die verwendeten SLP überprüft. Ein über die Bilanz von Mess- und Simulationsdaten synthetisch erzeugtes Summenlastprofil wurde als Vergleichsbasis für den äquivalenten Simulationsdatensatz verwendet

($SLP\text{-Lasten}_{\text{Mess}} = UW\text{-Messung} - EZA_{\text{Sim}} - RLM\text{-Lasten}_{\text{Sim}} - \text{Netzverluste}_{\text{Sim}}$). Die Gegenüberstellung ergibt ein Defizit des Netzmodells, welches über Jahresenergieverbräuche skalierte BDEW-SLP verwendet. Die Profilform dieser Summen-SLP konnte bestätigt werden, so dass die Differenz auf eine mangelhafte Skalierung zurück zu führen ist. Zur

Lösung des Problems wird der synthetisch generierte SLP-Lastgang aus den Messdaten anhand Jahreszeiten und des Tagtyps der BDEW-SLP aufgeteilt und je ¼-h ein Mittelwert gebildet. Anschließend wird der Quotient je ¼-h aus den Mittelwerten des synthetischen Profils und des Modelllastgangs als Skalierungsfaktor für die einzelnen SLP-Profile des BDEW verwendet. Für Gewerbe, Haushalte und Landwirtschaften wurden die gleichen Skalierungsfaktoren verwendet. Zur Evaluierung der Vorgehensweise wurde es an einem anderen Netzmodell durchgeführt und hat dort ebenfalls zu verbesserten Lastflüssen geführt, wodurch sich das Vorgehen als zielführend erweist. Abbildung 1 zeigt beispielhaft die skalierten und unskalierten SLP-Lasten an Werktagen im Winter im Vergleich zur synthetischen Messung. Der generelle Verlauf der SLP des BDEW ist jedoch nach wie vor noch gegeben.

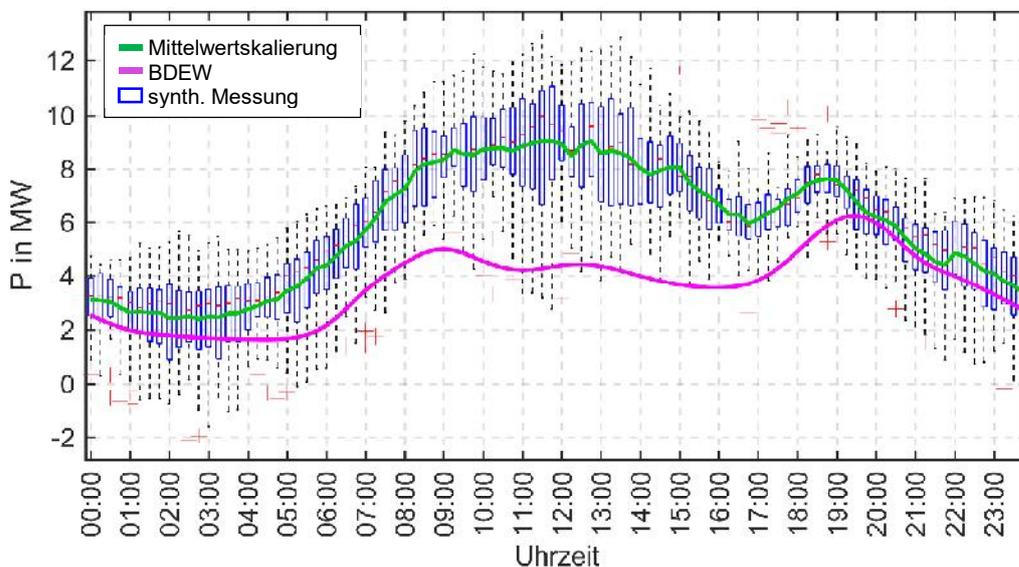


Abbildung 1: SLP-Lasten mit und ohne Mittelwertskalierung im Vergleich zur synthetischen Messung der SLP-Lasten für Werktage im Winter

Mit Hilfe einer großen Zahl von Messungen von Haushaltskollektiven in 1-Minuten-Auflösung im untersuchten Netzgebiet wurde das Blindleistungsverhalten von Haushalten untersucht. Infolgedessen wird abweichend von der bisherigen Annahme eines konstanten $\cos\varphi$ von $0,9_{\text{ind}}$, ein neues Verhalten hinterlegt. Dieses liegt durchgehend nahe um den Wert 1,00 und wechselt von $0,995_{\text{kap}}$ nachts zu $0,995_{\text{ind}}$ tagsüber.

3.5 EZA-Zeitreihen

Primär werden für EZA Abrechnungszeitreihen verwendet (MS-PV und WEA). Für NS-PV ohne eigene Messungen wurde mithilfe von jeweils drei gemessenen Referenzanlagen und entfernungsabhängigen Gewichtungsfaktoren eine eigene Zeitcharakteristik berechnet. Dadurch gestaltet sich deren Einspeiseverhalten deutlich realistischer als durch die vorher eingesetzten idealen Glockenprofile.

Zur Bewertung des Blindleistungsverhaltens von NS-PV wurde bilanziell eine Blindleistungszeitreihe für diese aus gemessenen Datensätzen ermittelt und mit dem Simulationsmodellverhalten verglichen. Im Messdatensatz konnten bei hoher PV-Einspeisung ein korrelierendes Blindleistungsverhalten nachgewiesen werden, welches auf eine $\cos\varphi(P)$ -Regelung zurückzuführen ist. NS-PV müssen seit 2012 blindleistungsfähig sein und wer-

den standardmäßig mit aktivierter $\cos\phi(P)$ -Regelung ausgeliefert. Da die Inbetriebnahmejahre der NS-PV nicht zur Verfügung standen, wurde sich am Anteil der in gesamt Deutschland installierten Anlagen orientiert. Dies entspricht ca. 20 % der installierten Leistung, welche bis zum Bezugsjahr des Ausgangsnetzmodells blindleistungsfähig ist. Um diesen Umstand ebenfalls im Netzmodell zu berücksichtigen wurde bei allen NS-PV im Modell eine leistungsbezogene Regelung eingestellt. Die Summe der dadurch geregelten Blindleistung entspricht dem Wert, wenn nur 20 % der installierten NS-PV diese Regelung besitzen.

Das Verhalten von 14 Biogasanlagen wurde anhand von Daten der Abrechnungsmessung bewertet. Überwiegend wurde erwartungsgemäß eine nahezu konstante Wirkleistungseinspeisung vorgefunden. Dies liegt allerdings i. d. R. unter der Nennleistung. Für das betrachtete Netz ergibt sich ein Gleichzeitigkeitsfaktor von ca. 80 %, weshalb die Biogasanlagen nicht mehr mit ihrer Nennleistung von 6 MW, sondern nur noch mit 4,8 MW einspeisen.

3.6 HS-Spannungsvorgabe

Die Schnittstelle zur HS-Ebene wird i. d. R. vereinfacht als Slackknoten mit konstanter Spannung und variabler Wirk- und Blindleistung im Netzmodell wiedergegeben. Prinzipiell ist dies auch ausreichend, da über den Stufenschalter des HS/MS-Transformators die Spannung auf der MS-Seite innerhalb eines engen Totbandes gehalten wird. Wie die Analyse des hier diskutierten Netzes zeigt, kann aber selbst diese Unsicherheit noch signifikanten Einfluss bei Detailuntersuchungen haben.

Konkret ergab sich eine Wechselwirkung zwischen der Spannungs-Blindleistungsregelung eines Windparks und der dynamischen Sollwertregelung, bei der ungewollt kapazitive Blindleistung abgerufen wurde. Nur durch die Zeitreihenvorgabe der 110-kV-Ebene im Netzmodell konnte dieser Zusammenhang im Modell rekonstruiert werden. Die Modellbewertung mit Spannungswerten an den Totbandgrenzen der Regelung wäre ebenfalls denkbar, würde aber wieder eine Worst-Case-Betrachtung darstellen, welche nicht die Realität nachbildet. Auf Basis dieser Untersuchung wurde die Regelkennlinie des Windparks in der Realität angepasst.

4 Ergebnis der Modellierung

Als exemplarisches Ergebnis der Modellerweiterungen zeigt Abbildung 2 das bilanzielle P-Q-Verhalten am HS/MS-Transformator auf Basis der Messung (grau im Hintergrund), der Simulation mit dem im Rahmen von SyNErgie weiterentwickelten Modell (orange) und der Simulation mit dem Ausgangsmodell des Verteilnetzbetreibers im auslegungsrelevanten „Worst-Case-Einspeisefall“. Der Unterschied zwischen dem originalen und dem weiterentwickelten Netzmodell ist deutlich an der Form und Position der „Wolke“ zu sehen, die nur noch geringe Differenzen zur Messung zeigt. Dies gilt auch für den zeitlichen Verlauf, der hier nicht weiter dargestellt ist. Der mittlere Fehler von Spannungswerten an tief im Netz liegenden Knoten liegt bei diesem komplexen Modell bei 1 Prozentpunkt. Durch dieses realitätsnahe Netzmodell lassen sich dessen P-Q-Verhalten nach Eingriffen in das Blindleistungsverhalten von EZA oder Lasten genau simulieren und neue Methoden zur Beeinflussung des Blindleistungshaushalts untersuchen und detailliert bewerten.

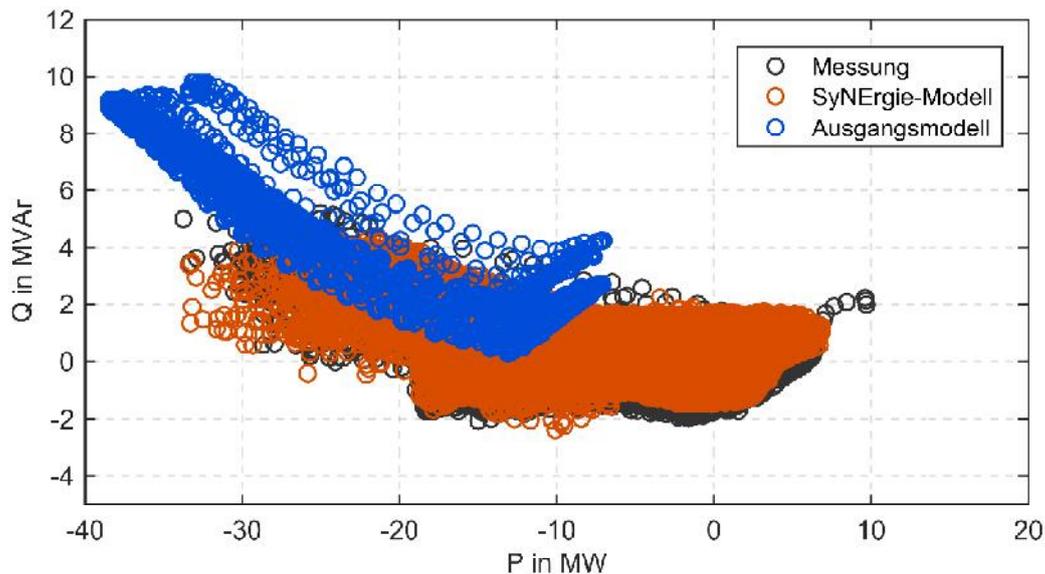


Abbildung 2: P-Q-Verhalten der Messung, des in SyNErgie weiterentwickelten Netzmodells und des Ausgangsmodells

5 Fazit

Selbst MS-Netze mit hoher Anzahl an verschiedensten Lasten und EZA können unter Berücksichtigung der hier aufgeführten Modellierungsansätze realitätsnah nachgebildet werden. Dies trifft sowohl für die Wirk- und Blindleistungsbilanz, als auch für Leistungsflüsse und Spannungsniveaus im MS-Netz zu. Das resultierende Netzmodell beschreibt dabei den Ist-Zustand des Netzes, welcher z. B. aufgrund des stark schwankenden Winddargebots nicht zwangsläufig den Auslegungsrelevanten Netznutzungsfall beinhaltet. Jedoch wird unterstellt, dass solche Netzmodelle zukünftig verstärkt benötigt werden, um Vorgänge im Netz besser verstehen (Nachvollziehbarkeit von Blindleistungsflüssen) und somit die Netzführung und die Netzplanung effizienter gestalten zu können.

6 Literaturverzeichnis

- [1] Forschung Stromnetze: SyNErgie – Systemoptimierendes Netz- und Energiemanagement für die Verteilnetze der Zukunft. <http://forschung-stromnetze.info/projekte/neues-blindleistungsmanagement-fuer-verteilnetze/>, Zugriff: 13.12.2017