

NETZAUSBAUBEDARF IM NIEDERSPANNUNGSNETZ ZUR ERREICHUNG DER #MISSION2030-ZIELE

Herwig RENNER¹, Michael KERNITZKYI, Kurt KÖNIGHOFER, Manuel STROHMAIER², René BRAUNSTEIN³, Johannes WISIAK³, Franz STREMPFL³

Inhalt

Österreich bekennt sich zu den internationalen Klimazielen und einer aktiven Klimaschutz- und Energiepolitik. Mit der Klima- und Energiestrategie #mission2030 werden die entsprechenden Leitlinien zur Erreichung dieser Ziele vorgegeben. Unter anderem wird für das Jahr 2030 eine vollständige Deckung des nationalen Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energiequellen angestrebt. Hochgerechnet bedeutet dies für die Steiermark eine installierte PV-Leistung im Bereich von 1500 MW. Das entspricht etwa einer Verzehnfachung in Relation zum Ausbaustand 2019. Im Rahmen dieses Beitrags soll abgeschätzt werden, welche Netzausbaumaßnahmen in den Niederspannungsnetzen erforderlich sind, um die angepeilte installierte PV-Leistung im Netz ohne Verletzung des vorgegebenen Spannungsbandes und ohne Überlastung der Betriebsmittel unterzubringen.

Methodik

Auf Basis der vorliegenden Daten wurden ca. 7000 Niederspannungsnetze mit den relevanten elektrischen Daten in einem Matlab-Modell nachgebildet. Die Endpunkte als Stickleitungen wurden als Hausanschlussleitungen interpretiert und stellen potenzielle Anschlusspunkte von neuen PV-Anlagen dar. Die aktuelle Netzlast steht in Form von Jahresenergieverbräuchen, aufgeschlüsselt nach Kundengruppen (Standardlastprofile) und Niederspannungsnetzen zur Verfügung.

Die Untersuchung erfolgt in zwei Schritten. Zuerst wird der Ist-Zustand hinsichtlich Spannungsniveau und Betriebsmittelbelastung analysiert. Dazu werden zwei extreme Zeitpunkte herausgegriffen und über die Standardlastprofile die jeweiligen Leistungen berechnet.

- 1) Winter-Werktag 17:00, keine PV-Einspeisung, maximale Last
- 2) Sommer-Sonntag, 13:00, maximale PV-Einspeisung, minimale Last

Die Aufteilung der Last auf die Netzknoten erfolgt mit einem Aufteilungsschlüssel, der unter anderem die individuelle Netzimpedanz und die Belastbarkeit der Anschlussleistung berücksichtigt. Außerdem erfolgt über ein statistisches Modell eine Zuordnung zu den einzelnen Phasen. Über eine Lastflussrechnung werden die Knotenspannungen und Betriebsmittelauslastungen ermittelt. Über den Vergleich der Spannungen für die beiden gewählten Lastfälle kann für jeden Anschlusspunkt das aktuell ausgenutzte Spannungsband ermittelt werden.

Für das Jahr 2030 werden die Lasten unter Anwendung von synthetischen Lastprofilen für die unterschiedlichen Nutzungstypen errechnet. Ausgehend von aktuellen Verbrauchsdaten bzw. Lasten werden Steigerungsraten für den Stromverbrauch auf den Netzebenen 6 und 7 sowie die gesteuerte Ladung von Elektrofahrzeugen und der Einsatz von Heizungswärmepumpen berücksichtigt. Zudem wurde auch eine Prognose über die regionale Verteilung der zusätzlichen PV-Anlagen erstellt.

Hinsichtlich der Einspeise- und Verbrauchsszenarien für Photovoltaikanlagen 2030, wurden relevante Indikatoren für die PV-Adaption sowie gegenwärtige Ausbaumuster analysiert. Auf Basis dieser Analyse wurden 3 Szenarien anhand von statistischen Prognosemodellen errechnet. Die Untersuchung der Adaptionsindikatoren erfolgte anhand einer umfassenden Literaturrecherche sowie statistischer Analyseverfahren. Um die PV Nutzung zukünftig abschätzen zu können, wurden 14 unabhängige Variablen auf Zusammenhang untersucht. Es stellten sich mehrere Variablen als gute Prädiktoren für

¹ Institut für Elektrische Anlagen und Netze/TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, +43 316 873-7557, herwig.renner@tugraz.at, www.tugraz.at/institute/iean

² LIFE/JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH, Waagner-Biro-Strasse 100, 8020 Graz, +43 316 876-7600, life@joanneum.at, www.joanneum.at/life

³ Energienetze Steiermark GmbH, Leonhardgürtel 10, 8010 Graz, +43 316 90555-52714, rene.braunstein@e-netze.at, johannes.wisiak@e-netze.at, franz.strempfl@e-netze.at, www.e-netze.at

die PV-Adaption heraus, welche in weiterer Folge in die Prognosemodelle integriert wurden. Es wurden drei Zukunftsszenarien für das Jahr 2030 implementiert und jeweils regional hochaufgelöste Erzeugungs- und Verbrauchsmuster berechnet:

- 1) Ausbau nach freien Potenzialflächen
- 2) Ausbau nach bisherigen Trends
- 3) Ausbau nach sozioökonomischen Faktoren

Die Netze wurden in weiterer Folge nach Kriterien in Cluster eingeteilt:

- Spannung und Betriebsmittelauslastung in Ordnung: keine Maßnahmen erforderlich
- Betriebsmittelauslastung zu hoch: Netzverstärkung erforderlich
- Spannung vereinzelt zu hoch: vereinzelt Netzverstärkung oder Q(U)-Regelung erforderlich
- Spannung generell zu hoch: Umstellung Transformator oder Q(U)-Regelung erforderlich
- Spannung generell mit PV zu hoch und ohne PV zu niedrig: Regelbare Ortsnetzstation erforderlich

Mit diesen Ergebnissen lässt sich der notwendige Aufwand für Adaptionen und Netzausbauten im Niederspannungsnetz quantifizieren und über standardisierte Kosten für Einzelmaßnahmen finanziell abschätzen.

Ergebnisse

Die exakte Zuordnung der neuen PV-Anlagen zu Anschlusspunkten ist noch nicht abgeschlossen. Um die Methode prinzipiell zu testen wurde in einem ersten Schritt angenommen, dass 1000 MW in der Netzebene 6 und 7 installiert werden und jedes 2. Objekt für eine PV-Installation geeignet ist. Weiters wurden die unterschiedlichen Ausrichtungen der PV-Anlagen und mögliche lokale Abschattungen mittels eines Gleichzeitigkeitsfaktors von 0,7 berücksichtigt.

Eine sortierte Darstellung der resultierenden Spannungen im Netz ist in Abbildung 1 zu sehen. Durch den Netzbetreiber wird für die Spannungsabfälle im Niederspannungsnetz (inklusive Transformator) ein Band von 8% nach unten und 3% nach oben vorgegeben. Der obere Spannungsgrenzwert wird infolge des PV-Ausbaus bei 7 % der Niederspannungsabzweige überschritten.

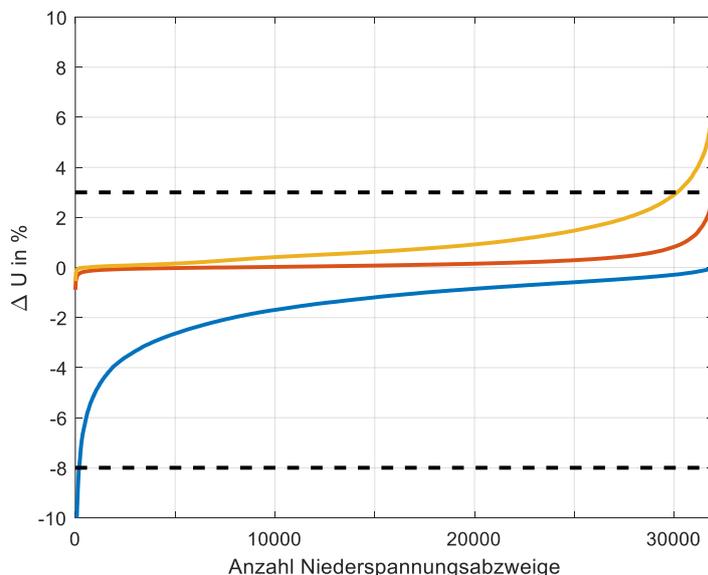


Abbildung 1: Sortierte Darstellung der Knotenspannungen aller Niederspannungsabzweige;
blau: niedrigste Phasenspannung je Abzweig für Winter-Werktag 17:00, Istzustand
rot: höchste Phasenspannung je Abzweig für Sommer-Sonntag 13:00, Istzustand
gelb: höchste Phasenspannung je Abzweig für Sommer-Sonntag 13:00, PV-Ausbau
schwarz-strichliert: Grenzen für den Spannungsabfall im Niederspannungsnetz