

Dezentraler automatisierter Verteilnetzbetrieb

Studiengang : BSc in Elektrotechnik und Informationstechnologie | Vertiefung : Electric Energy and Renewable Systems

Betreuer : Prof. Michael Höckel

Experte : Dr. Andreas Beer (Repower)

Industriepartner : Arian Rohs, AEW Energie AG ; Matthias Eifert, Zukunftsregion Argovia ; Bernd Nordieker, Landos AG

Im Zuge der Energiewende nehmen elektrische Anwendungen in den Bereichen Wärme, Mobilität und dezentraler Energieerzeugung zu. Durch den resultierenden erhöhten Bezug und die Einspeisung von elektrischer Leistung werden die Elektrizitätsnetze stärker belastet. In der Bachelorthesis wurde der Frage nachgegangen, inwiefern die Energieflüsse dieser Anwendungen zeitlich verschoben werden können, mit dem Ziel die Belastung des Stromnetzes zu reduzieren.

Ausgangslage

Die Energieversorgung befindet sich im Umbruch. In der Schweiz wird mit der Energiestrategie 2050 das Ziel verfolgt, den Energiebedarf weitgehend mit erneuerbaren Energien abzudecken. Aus diesem Grund sind elektrische Anwendungen in den Bereichen Wärme, Mobilität sowie der dezentralen Produktion im Aufschwung. Diese Veränderungen stellen jedoch die Stromversorgung vor neue Herausforderungen, da die Volatilität der Energieflüsse in den Verteilnetzen ansteigt.

Die genannten elektrischen Anwendungen bieten jedoch auch die Möglichkeit, die Energieflüsse zeitlich zu verschieben. Ein konsequenter Ansatz sind autonom agierende, logische Steuerungsmodulare auf der Stufe Trafokreis, die möglichst nahe an den Anwendungen dezentral agieren. Eine lokale Automatik verarbeitet die Kenngrößen, der für sie freigegebenen Geräte und optimiert die physische Beanspruchung des Netzes.

Methodik

Um das Potenzial des erläuterten Ansatzes mit realen Netzen zu untersuchen, fand eine Zusammenarbeit mit der Zukunftsregion Argovia und der AEW Energie AG statt. Dazu wurde ein Modell des Niederspannungsnetzes in der Region der Stadt Bremgarten (Aargau CH) erstellt.

Bei einem zukünftigen Szenario mit hohem Photovoltaik Ausbau in einem Trafokreis ist aufgrund der PV-Rückspeisung die Kapazität der Leitungen und des Trafos in der Niederspannungsebene unzureichend. Dazu wurden unterschiedliche Methoden der Abregelung und des Netzausbaus gegenübergestellt. Es wurden die Fälle einer konstanten Leistungsreduktion von 70% und 50% der PV-Nennleistung betrachtet. Beim betrachteten Beispiel betragen die jährlichen Verluste 2.8% bei einer Abregelung von 70% und 13.5% bei einer Abregelung von 50%. Weiter wurde je ein Abregelungsszenario per Rundsteuerung und per Smart-Grid-Box simuliert. Diese weisen den Vor-

teil auf, die Abregelung stufenweise vornehmen zu können. Darüber hinaus können sie auf den momentanen Leistungsbezug der Lasten reagieren, sofern die Auslastungen der Leitungen und des Trafos in Echtzeit bekannt sind. Für die wirtschaftlichen Betrachtungen wurde die Annahme getroffen, dass die verlorene Energie dem Wert des Einspeisetarifs entspricht.

Ergebnis

Aufgrund der tieferen Gesamtkosten kann bei der betrachteten Netzsituation darauf geschlossen werden, dass der Netzausbau eine effizientere Massnahme gegenüber einem grossflächigen Steuerungssystem zur Abregelung darstellt. Dies ist hauptsächlich darauf zurückzuführen, dass die Netzinfrastruktur auf die Zeitdauer von ca. 50 Jahren ausgelegt wird und sich die Energieverluste der Abregelung summieren. Die Ergebnisse hängen jedoch stark von den getroffenen Annahmen bezüglich des Ausmasses des Ausbaugrades sowie des Wertes der verlorenen Energie ab. Zudem konnten mögliche Einsparungen auf höheren Netzebenen im Rahmen dieser Arbeit nicht berücksichtigt werden.

Ausblick

Das Konzept eines automatisierten dezentralen Verteilnetzbetriebes bleibt weiterhin ein Thema, welches über ein grosses Potenzial zur Weiterentwicklung verfügt. Bei den Betrachtungen wurde auf eine hohe Belastung der Netze aufgrund von Rückspeisungen eingehender eingegangen. Es ist jedoch auch von besonderem Interesse, die Belastung der Netze während Verbrauchsspitzen zu reduzieren. So ist es vorstellbar, dass ein erhöhter Leistungsbedarf der Elektromobilität in den Abendstunden durch ein zeitgleiches Pausieren von Wärmepumpen oder das Zuschalten von Speichern zu reduzieren. Ferner könnte untersucht werden, ob Wärmespeicher in Kombination mit Wärmepumpen, welche einen Service an flexiblen Lasten bieten, wirtschaftlich sind und ob dafür allenfalls Anreize geschaffen werden sollten.



Jannik Joel Weber
jjw@gmx.ch