

EINSATZ NETZDIENLICHER FLEXIBILITÄT IM KOORDINIERTEN VERTEILNETZBETRIEB AUS ELEKTRISCHEN UND THERMISCHEN ANLAGEN IN GEBÄUDEN

Christian REINHOLD¹, Mattias HADLAK¹, Lily KAHL¹, Jonathan RIES¹, Bernd ENGEL¹

Inhalt

Durch die fortschreitende Transformation des Energiesystems verändert sich sowohl die Erzeugungsstruktur, als auch die Verbrauchsstruktur nachhaltig. Wo traditionell große Energiemengen aus zentralen Großkraftwerken über das Übertragungsnetz transportiert wurden, entstehen heute viele dezentrale Erzeugungsanlagen in teilweise schwach ausgelegten Verteilnetzen. Auch die zukünftige strombasierte Bereitstellung von Mobilität und Wärme wird den Betrieb von Verteilnetzen nachhaltig prägen.

Insbesondere das elektrische Verhalten von Gebäuden am Netzanschluss war vor der Umstrukturierung der Energieversorgung hauptsächlich verbrauchsdominierend. Durch den stetigen Ausbau von Photovoltaik-Dachanlagen, Batteriespeichersystem und zukünftig steigenden Durchdringungen von Elektrofahrzeugen sowie strombasierten thermischen Erzeugungsanlagen wie Wärmepumpen mit kombinierten thermischen Speichern wandelt sich dieses Verhalten. Anstelle des früheren rein konsumorientierten Verhaltens ermöglichen diese Veränderungen das Anbieten von lokaler Erzeugungsenergie und Leistungsflexibilität. Alle diese Entwicklungen verursachen eine zunehmende Belastung der Stromnetze bis hin zum Erreichen der bestehenden Kapazitätsgrenzen der Netzbetriebsmittel. Daraus resultiert in den nächsten Jahren die Notwendigkeit einer Umgestaltung der Verteilnetze hin zu steuerbaren Netzgebieten mit einer vernetzten Kommunikationsstruktur.

Eine mögliche Lösung zur Reduktion von Leistungsspitzen und Netzbetriebsmittelüberlastungen ist hierbei die Erschließung und Nutzung von Leistungsflexibilität der elektrischen und thermischen Anlagen in Netzgebieten. Flexibilität wird hierbei als technische Eigenschaft einer Anlage verstanden, Wirk- und Blindleistung unter Berücksichtigung der technischen Restriktionen zu verändern. Aus den genannten Gründen wird in dieser Arbeit ein koordinatives Betriebsführungskonzept für Verteilnetze vorgestellt, bei der die Präferenzen aller Akteure (Anlagenbetreiber, Netzbetreiber und Aggregatoren) gemeinsam berücksichtigt werden und der Einsatz der zur Verfügung stehenden Leistungsflexibilität optimal eingesetzt wird.

Methodische Vorgangsweise

Für die Durchführung der Simulationsstudien und der modelltechnischen Nachbildung der technischen Anlagen sowie des Steuerungssystems wurde die institutseigene Simulationsumgebung eSE (elenia Simulation Environment) [1] verwendet und um das koordinierende Betriebsführungskonzept erweitert.

Das koordinative Betriebsführungskonzept (siehe Abbildung 1) besitzt die Zielsetzung, die finanzielle Bilanz der Akteure gesamtheitlich zu optimieren, in dem die jeweiligen Ziele aufeinander abgestimmt werden. Die Anlagenbetreiber präferieren eine optimale Einsatzplanung ihrer Anlagen hinsichtlich der Minimierung ihrer Betriebs- und Versorgungskosten. Der Netzbetreiber hingegen hat die Aufgabe das elektrische Verteilnetz innerhalb von Betriebsmittelgrenzen und unter Beachtung von netztechnischen Regularien, kostengünstig zu betreiben. Die gewinnmaximierende Vermarktung der Flexibilitäten der Anlagenbetreiber an den diversen Handelsplattformen des Strommarkts wird von den Aggregatoren durchgeführt. Dabei bietet ein Anlagenbetreiber einem Datensystem in Form von Orderlisten Flexibilität an. Aggregatoren und Netzbetreiber beziehen die zur Verfügung stehenden Informationen und legen auf Basis einer Netzzustandsprüfung die Einsatzform der Flexibilität fest. Im Normalbetrieb

¹ Technische Universität Braunschweig, Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen - elenia, Schleinitzstraße 23, 38106 Braunschweig, +49 (0) 531 391 9716, c.reinhold@tu-braunschweig.de, www.elenia.tu-bs.de

(grüne Ampelphase) vermarktet der Aggregator sein gepooltes Anlagenportfolio. Abhängig vom prognostizierten Netzzustand besitzt der Netzbetreiber die Möglichkeit Flexibilitätsangebote zu begrenzen. Dazu wird der Netzzustand bezüglich Betriebsmittelauslastung und Spannungsgrenzen mit einer Lastflussrechnung in MATPOWER berechnet. Abschließend werden Steuersignale und Vergütungszahlungen an die Anlagenbetreiber übermittelt.

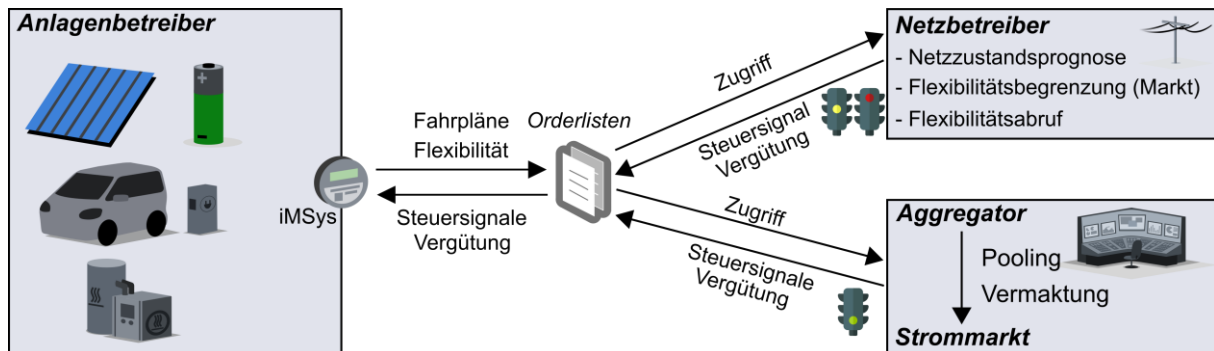


Abbildung 1: Vereinfachtes Prozessdiagramm für ein koordinatives Betriebsführungskonzept

Simulationsszenario und erste Ergebnisse

Zur Validierung des Netzbetriebsführungskonzeptes wird ein exemplarisches Simulationsszenario mit zwei Varianten durchgeführt und hinsichtlich definierter Kennzahlen verglichen. Beide Varianten verwenden das Landnetz Kabel 1 nach Kerber und jedem Netzanschlusspunkt ist ein Gebäude mit einer Haushaltslast, einer Photovoltaik-Dachanlage, einem Batteriespeichersystem und einer Ladesäule mit Elektrofahrzeug. Das Simulationsintervall repräsentiert eine Woche vom 21.06.2030 bis zum 28.06.2030. In der Variante *Without Coordinated Strategy - WOCS* betreibt der Anlagenbetreiber seine Anlagen eigenverbrauchsoptimiert und bietet anderen Teilnehmern keine Flexibilität an. Bei der anderen Alternative *Coordinated Strategy - WCS* wird Flexibilität an die anderen Teilnehmer übertragen. Zusätzlich werden weitere Informationen übertragen, wie zum Beispiel mögliche auftretende Abregelungsverluste. Die Tabelle 1 und Abbildung 2 stellen exemplarisch die Kennzahlen und die vermiedenen Abregelungsverluste für den Netzanschlusspunkt 1/11 (Strang 1, Knoten 11) dar.

Tabelle 1 Kennzahlen

Alternative	WOCS	WCS
Abregelungsenergie in kWh	145,48	0
Netzverluste in kWh	5,23	12,67
Durchschnittliche Transformatorauslastung in %	7,36	10,27
PV-Erzeugungsenergie in MWh	1,88	2,02
Handelsbilanz in €	0	13,08

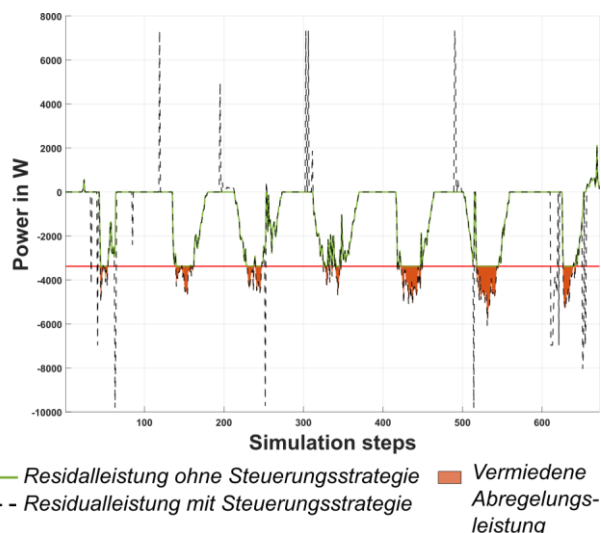


Abbildung 2: Leistungsverläufe Netzanschlusspunkt 1/11

Referenzen

- [1] C. Reinhold, B. Engel, "Simulation environment for investigations of energy flows in residential districts and energy management systems," In *International ETG Congress 2017*, ETG, Hrsg., Berlin und Offenbach: VDE Verlag GmbH, 2017.