

CASE STUDY - EINFLUSS VON E-MOBILITÄT AUF EIN ELEKTRISCHES VERTEILNETZ MIT EINEM NEUARTIGEN MODELLIERUNGSANSATZ

Julia Vopava, Thomas Kienberger

Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl Energieverbundtechnik, Franz-Josef-Straße 18, 8700 Leoben, Tel.: +43 3842 4025403, julia.vopava@unileoben.ac.at, evt.unileoben.ac.at

Kurzfassung: Zur Erreichung der Klimaziele ist eine Umstellung des Verkehrssektors auf alternative Energieträger notwendig. In diesem Zusammenhang werden unter anderem batteriebetriebene Fahrzeuge, die mit Ökostrom geladen werden, diskutiert. Dieser Wechsel wird zur Erhöhung des Bedarfs an elektrischer Energie und somit zu einer zusätzlichen Belastung der elektrischen Netze führen. Es ist daher notwendig, den Energie- und Strombedarf zukünftiger E-Mobilität festzustellen und dessen Deckung mit Hilfe von erneuerbaren Energieträgern zu analysieren. Die hier vorgestellte Case-Study für die Stadt Leoben (Österreich) zeigt die steigende Netzbelastung des Mittelspannungsnetzes durch zukünftige E-Mobilität. Des Weiteren werden Synergie- und saisonale Effekte zwischen E-Mobilität und der Nutzung von PV-Potentialen für unterschiedliche Szenarien ermittelt und diskutiert. Mit steigender E-Mobilität bzw. Nutzung von PV-Potentialen nimmt die Anzahl an Leitungsüberlastungen im Verteilnetz zu. Netzspitzen aufgrund von E-Mobilität und von PV-Erzeugung können durch die Anwendung neuartiger Ladekonzepte der E-Mobilität reduziert werden. Eine vollständige Vermeidung von Leitungsüberlastungen kann jedoch insbesondere bei hohen Durchdringungen nicht erreicht werden.

Keywords: Elektromobilität, Verteilnetz, Mittelspannungsnetz, Lastflussberechnungen mit Jahreslastprofilen

1 Einleitung

Zur Erreichung der Klimaziele ist es notwendig, verschiedene Aspekte des täglichen Lebens zu dekarbonisieren. In Österreich liegt beispielsweise der Anteil des Verkehrssektors bei ca. 25 % des Bruttoinlandsverbrauchs (~400 TWh im Jahr 2017) und wird fast vollständig aus fossilen Energieträgern versorgt. [1] Die Dekarbonisierung des Verkehrssektors erfordert somit eine rasche Umstellung auf alternative Energieträger, z.B. Elektrofahrzeuge (EV) die mit Ökostrom geladen werden. Diese wird allerdings von einem steigenden Energiebedarf begleitet, welcher zusätzlich in Kombination mit der meist dezentralen Energieerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern zu einer zusätzlichen Belastung des elektrischen Netzes führen wird. Daher ist es notwendig den Energie- und Leistungsbedarf zukünftiger E -Mobilität abschätzen zu können und dessen Deckung mit Hilfe von erneuerbaren Energieträgern zu analysieren.

In dieser Arbeit werden Teilergebnisse einer Case-Study für die Stadt Leoben (Österreich) vorgestellt. Die Case-Study zeigt neben den Auswirkungen zukünftiger E-Mobilität auf das Mittelspannungsnetz, Synergieeffekte zwischen E-Mobilität und der Nutzung von

PV-Potentialen. Hierfür wird basierend auf einem zellularen Ansatz [2–4] ein vereinfachtes Netzmodell für das Mittelspannungsnetz der Stadt Leoben erstellt um den enormen Rechenaufwand für Lastflussberechnungen mit 15 minütig aufgelösten Jahreslastprofilen zu reduzieren. In diesem zellularen Ansatz wird die Netzinfrastruktur in Zellen eingeteilt, um die komplexen Strukturen realer Netze zu vereinfachen. Das erstellte vereinfachte Netzmodell stellt einen Kompromiss zwischen Abbildungsgenauigkeit und Rechenaufwand dar. Im Anschluss an die Erstellung des Netzmodells, werden unter Berücksichtigung der Zelleneinteilung, Jahreslastprofile für Verbraucher, Erzeuger, E-Mobilität und PV-Potentiale modelliert. Anschließend werden mit Hilfe dieser Jahreslastprofile und des vereinfachten Netzmodells für unterschiedliche Szenarien (EV- und PV-Durchdringung sowie Variation der Ladeleistung und des Nutzerverhaltens der EV-Fahrer) Lastflussberechnungen für einen Simulationszeitraum von einem Jahr durchgeführt. Die erhaltenen Ergebnisse werden abschließend hinsichtlich Netzauslastung und saisonaler Effekte analysiert und diskutiert.

2 Methodik

Das vereinfachte Netzmodell bildet die Grundlage der vorgestellten Case-Study. Zur Erstellung dieses Netzmodells wird das reale Mittelspannungsnetz der Stadt Leoben unter der Berücksichtigung der Netztopologie und vorhandenen geografischen Gegebenheiten in Zellen eingeteilt. Die vorhandenen Verbraucher, Erzeuger und Speichersysteme innerhalb einer Zelle werden in Energieknoten der jeweiligen Zelle aggregiert. Danach wird das vereinfachte Netzmodell mit Hilfe der Software NEPLAN [5] erstellt. Abschließend erfolgt die Überprüfung der Genauigkeit mittels Vergleich von Lastflüssen des Modells mit jenen des realen Mittelspannungsnetzes. [4]

Nach der Modellentwicklung, werden für die aggregierten Verbraucher und Erzeuger Jahreslastprofile auf Basis der Standardlastprofile des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) [6] und den standardisierten Lastprofilen der E-Control [7] zugeordnet. Die synthetischen Ladelastprofile für die zu untersuchende E-Mobilität werden basierend auf realen Verkehrsanalysen¹ und statistischen Daten des Mobilitätsverhaltens ermittelt. In Abhängigkeit vom Zweck des zurückgelegten Weges unterscheiden die Verkehrsanalysen zwischen sieben Nutzergruppen (Hauptwohnsitze, Freizeitmöglichkeiten, Arbeitsstätten – privat, Arbeitsstätten – dienst, Ausbildungsstätten, Erledigung, Einkaufsmöglichkeiten). Für jede Nutzergruppe wird anhand der Verkehrsanalyse die Anzahl der zurückgelegten Wege je Wochentag und Zelle ermittelt. Mit Hilfe von statistischen Daten, werden die Anzahl der zurückgelegten Wege je Samstag und Sonntag basierend auf den Wegen je Wochentag bestimmt. Des Weiteren werden aus den Verkehrsanalysen für jede Nutzergruppe und Zelle Verteilungsfunktionen für die zurückgelegte Wegstrecke ermittelt. Die statistischen Daten enthalten unter anderem tageszeitliche Verteilungen, die den relativen Anteil der ankommenden und abfahrenden Fahrzeuge an der gesamten Fahrzeugmenge eines Tages je Tagesstunde beschreiben, die Ganglinien nach Bosserhoff [8]. Anhand dieser Verteilungen können für jede zurückgelegte Wegstrecke (bzw. den dadurch entstehenden potentiellen Ladevorgang), Abfahrt und Ankunft definiert werden. Für die Akkukapazität und

¹ im Rahmen des FFG-Projektes „Move2Grid“ von dem Projektpartner VerkehrPlus - Prognose, Planung und Strategieberatung GmbH bereitgestellt

den durchschnittlichen Verbrauch des E-Fahrzeuges, wird basierend auf aktuellen Zulassungsstatistiken [9, 10] eine Verteilungsfunktion der heute verfügbaren E-Fahrzeuge errechnet. Im Anschluss an die Datenaufbereitung erfolgt die Definition jedes Ladevorganges innerhalb einer Nutzergruppe und Zelle für den gewünschten Simulationszeitraum. Jeder Ladevorgang wird über Ankunft, Abfahrt, zurückgelegte Wegstrecke, Batteriekapazität und durchschnittlichen Verbrauch definiert und in ein Ladeprotokoll eingetragen. Anhand dieser Ladeprotokolle erfolgt die Modellierung des zeitlichen Ladevorganges. Nachfolgend werden alle Ladevorgänge innerhalb einer Nutzergruppe und Zelle aggregiert. In einem letzten Schritt erfolgt die Aggregation der Ladevorgänge auf Zellenebene. [4] Die zusätzlich benötigten Erzeugungsprofile für die PV-Potentiale werden auf Basis von Daten des 2013 veröffentlichten Solardachkatasters des Landes Steiermark [11] sowie den Einstrahlungs- und Temperaturdaten der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG) [12] modelliert. [13]

3 Ergebnisse und Diskussion

An die 5 kV und 30 kV Ebene des realen Verteilnetzes² der Stadt Leoben sind 191 Verbraucheranlagen, welche rund 16000 Kunden repräsentieren, angeschlossen. Neben einem Wasserkraftwerk, speisen auch einige PV-Anlagen ins Netz ein. Das zur Verfügung gestellte Netz wird in 26 Zellen eingeteilt, wobei die 30 kV Ebene nicht flächendeckend ausgeführt ist, und somit nicht in jeder Zelle vorhanden ist. Abbildung 3-1 zeigt das vereinfachte Netzmodell, welches die Basis für die durchgeführte Case-Study bildete. Die 191 Verbraucheranlagen des realen Netzes werden im Modell in 32 Verbraucheranlagen abgebildet. Zudem sind neben den Verbrauchern für die E-Mobilität auch die Erzeugungsanlagen der PV-Erzeugung in der Abbildung zu sehen. Zur eindeutigen Unterscheidung der beiden Spannungsebenen werden die Betriebsmittel der 30 kV Ebene mit der Endung _030 bezeichnet und jene der 5 kV Ebene mit _005. Wie in der Abbildung anhand zweier Leitungen zu sehen, setzt sich die Beschriftung dieser aus den Nummern der beiden Zellen, die die Leitung verbindet und der jeweiligen Endung für die Spannungsebene zusammen.

Mit Hilfe des vereinfachten Netzmodells und der modellierten Jahreslastprofile werden Lastflussberechnungen für unterschiedliche Szenarien durchgeführt. Hierbei erfolgt eine Variation der Durchdringung EV und PV mit jeweils 20 %, 40 %, 60 %, 80 % und 100 %, sowie eine Betrachtung unterschiedlicher EV-Ladeleistungen (3.7 kW, 11 kW, 22 kW und 44 kW). Eine EV-Durchdringung von 100 % bedeutet, dass jeder Weg mit einem E-Fahrzeug zurückgelegt wird. Die Nutzung von 100 % der potenziellen Dachflächen entspricht wiederum einer PV-Durchdringung von 100 %. Des Weiteren wird zwischen zwei unterschiedlichen Nutzerverhalten unterschieden: Nutzerverhalten A entspricht einem Szenario, bei dem im Anschluss an jede zurückgelegte Wegstrecke ein Ladevorgang stattfindet, d.h. alle sieben Nutzergruppen sind aktiv. Wohingegen bei Nutzerverhalten B davon ausgegangen wird, dass hauptsächlich tagsüber in der Arbeit geladen wird. Für diese Szenarien sind Wochentags nur die Nutzergruppen „Arbeitsstätten – privat“ und „Arbeitsstätten – dienst“ aktiv. Am

² im Rahmen der FFG-Projekte „Smart Exergy Leoben“ und „Move2Grid“ von dem Projektpartner Energienetze Steiermark GmbH anonymisiert und unter Einhaltung der datenschutzrechtlichen Bestimmungen bereitgestellt

Wochenende wird zusätzlich die Nutzergruppe Hauptwohnsitze (Laden zu Hause) aktiviert, um so auch die zurückgelegten Wege an Samstagen und Sonntagen zu berücksichtigen. Anhand dieser Annahmen soll bei Untersuchung des Nutzerverhaltens B der Einfluss des direkten Ladens von PV-Strom auf die Netzbelastung untersucht werden.

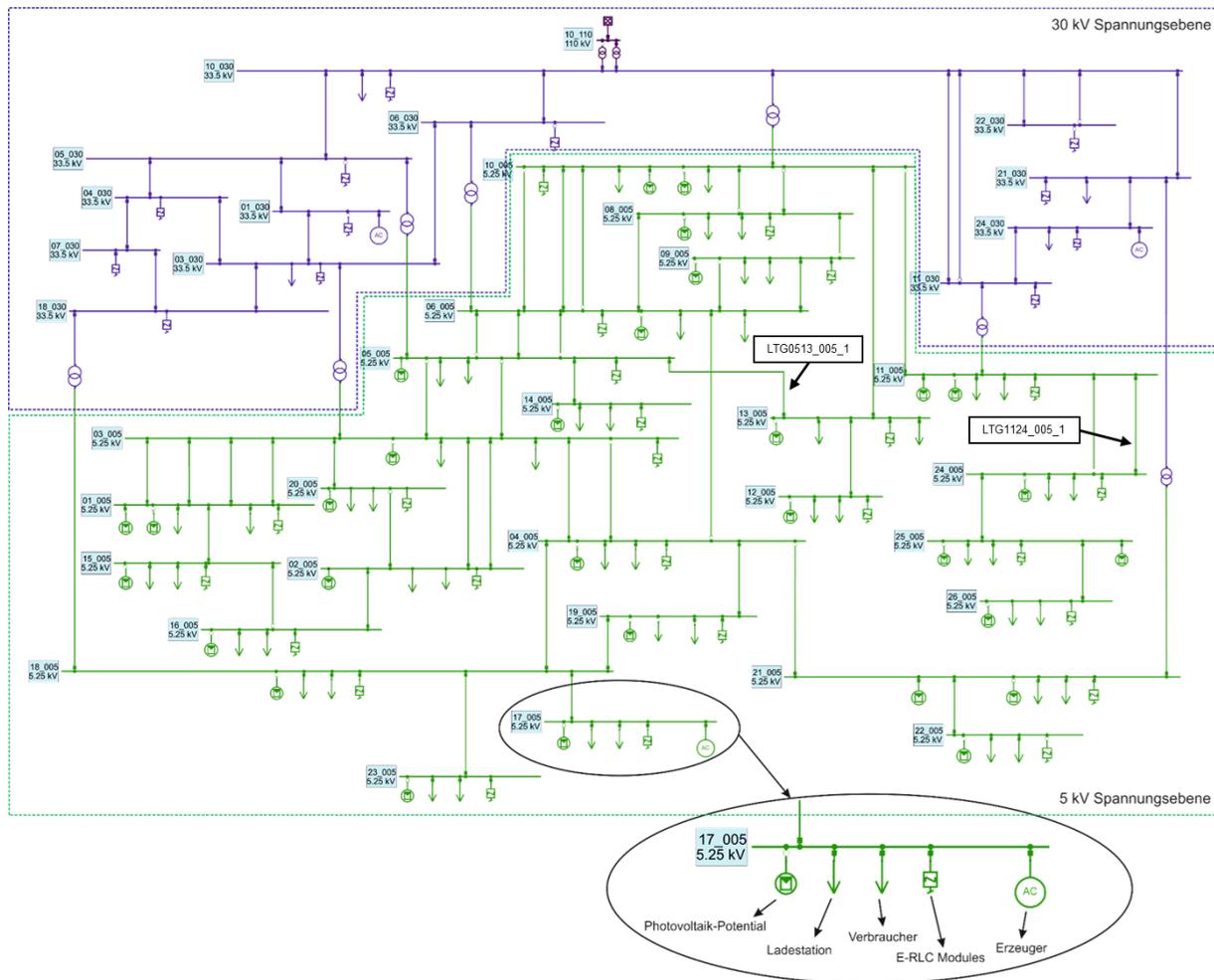


Abbildung 3-1: vereinfachtes Netzmodell der Stadt Leoben

In Abbildung 3-2 ist die gewählte Nomenklatur der Szenarienbezeichnung erkennbar. Wobei zu beachten ist, dass die Ladeleistung 3.7 kW mit 037 bezeichnet wird. Das Szenario 0_000_000_000 beschreibt das Referenzszenario, welches den Status Quo des untersuchten Mittelspannungsnetzes abbildet.

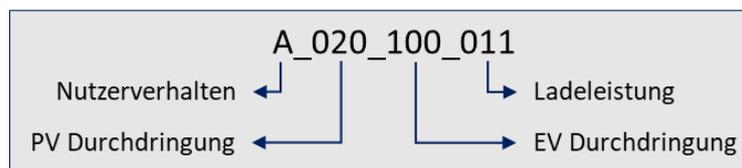


Abbildung 3-2: Nomenklatur der Szenarienbezeichnung

Der Fokus der hier präsentierten Ergebnisse liegt auf den Aus- und Überlastungen der Leitungen der 5 kV Spannungsebene im Netzmodell.

Abbildung 3-3 zeigt die Anzahl der überlasteten Leitungen der 5 kV Spannungsebene bei entsprechender EV- und PV-Durchdringung für die unterschiedlichen Ladeleistungen und

Nutzerverhalten. Wie in dieser zu erkennen, nimmt die Anzahl an Leitungsüberlastungen nicht nur mit steigender EV-Durchdringung bzw. steigender Ladeleistung, sondern auch mit steigender PV-Durchdringung zu. Unabhängig vom Nutzerverhalten nimmt die Anzahl der überlasteten Leitungen mit steigender E-Mobilität zu. Während bei den Szenarien ohne PV-Ausbau und einer Ladeleistung von 3.7 kW beim Nutzerverhalten A bereits eine EV-Durchdringung von 40 % zu einer Leitungsüberlastung führt, treten beim Nutzerverhalten B Leitungsüberlastungen erst ab EV-Durchdringungen von 60 % auf. Für höhere Ladeleistungen, treten auch für das Nutzerverhalten B bereits Leitungsüberlastungen ab EV-Durchdringungen von 40 % auf. Je nach Nutzerverhalten sind bei einer EV-Durchdringung von 100 % und einer Ladeleistung von 3.7 kW vier bzw. fünf Leitungen überlastet. Aufgrund des hohen Dachflächenpotentials für PV der Stadt Leoben, führt bereits eine PV-Durchdringung von 60 % zu so hohen Einspeisespitzen, dass unabhängig vom Nutzerverhalten, die Anzahl der überlasteten Leitungen auch bei einer EV-Durchdringung von 100 % nicht mehr reduziert werden kann. Lediglich für das Nutzerverhalten B und einer PV-Durchdringung von 20 % führt die Nutzung des PV-Potentials zur Reduktion der Anzahl der Leitungsüberlastungen.

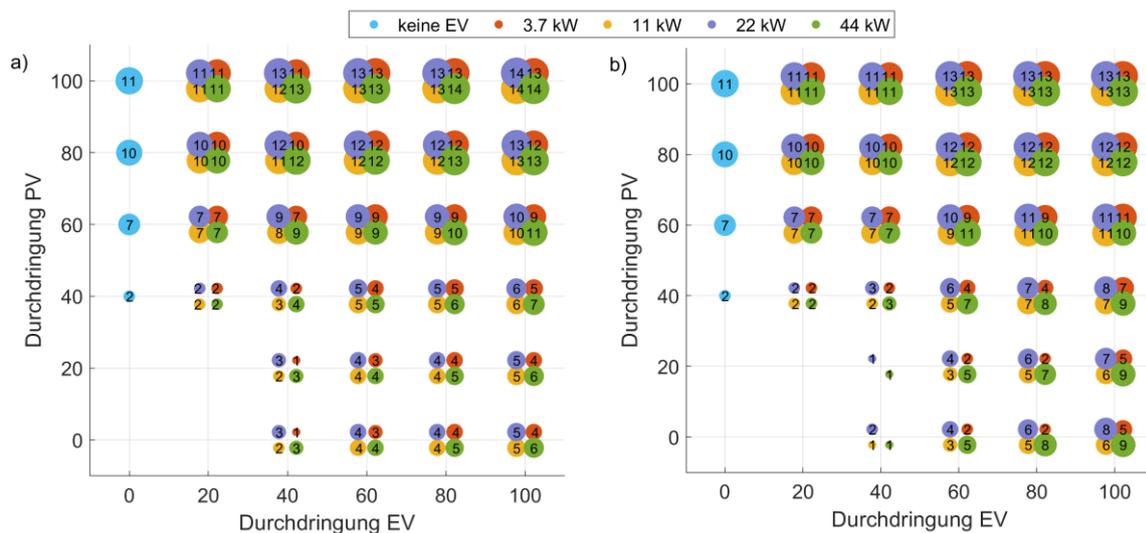
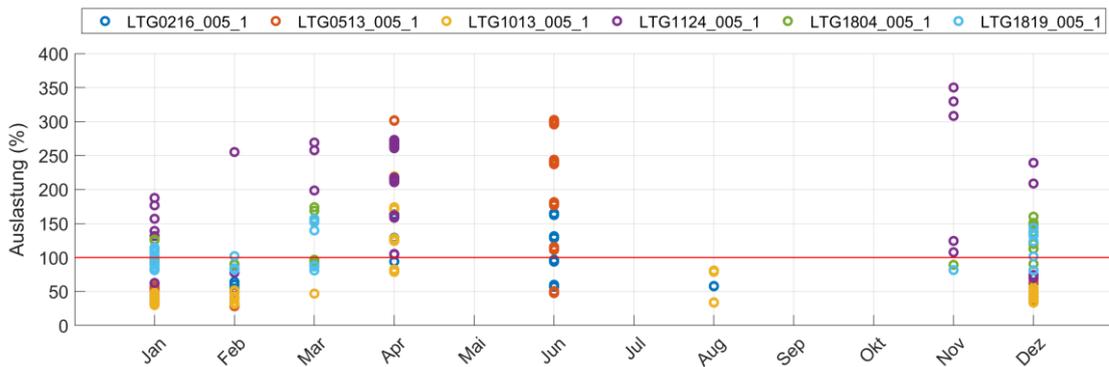


Abbildung 3-3: Anzahl der überlasteten Leitungen der 5 kV Spannungsebene (a) Nutzerverhalten: alle Nutzergruppen aktiv (b) Nutzerverhalten: Nutzergruppen Arbeitsstätten – privat, Arbeitsstätten – dienst und am Wochenende zusätzlich Hauptwohnsitz aktiv

Abbildung 3-4 zeigt den Zeitpunkt des Auftretens der maximalen Auslastung ausgewählter Leitungen der in Abbildung 3-3 dargestellten Variationen an EV- und PV-Durchdringungen jeweils für das Nutzerverhalten A und B. Der Großteil der maximalen Leitungsauslastungen liegt in den Monaten Jänner bis März, sowie November und Dezember. Die Analyse der betroffenen Szenarien zeigte, dass die in diesen Monaten auftretenden Überlastungen hauptsächlich durch E-Mobilität hervorgerufen werden. Die Überlastungen in den Sommermonaten sowie auch im April sind auf hohe Einspeisespitzen, verursacht durch PV-Durchdringungen ab 60 %, zurückzuführen. Der Vergleich der beiden Nutzerverhalten für die maximalen Auslastungen hervorgerufen durch E-Mobilität macht den Einfluss des Nutzerverhaltens auf die Netzbelastung deutlich. Das Nutzerverhalten und somit das Ladeverhalten der jeweiligen Zelle ist stark abhängig von den in der Zelle vorhandenen Gegebenheiten (z.B. Anzahl der Wohnhäuser, Arbeitsplätze, Einkaufsmöglichkeiten, usw.). Dies bedeutet, dass sich das Verhältnis der Anteile der jeweiligen Nutzergruppe in einer Zelle

stark unterscheiden kann. Beispielsweise können Zellen mit einem hohen Anteil der Nutzergruppe Hauptwohnsitz einen hohen, aber auch sehr geringen Anteil der Nutzergruppe Arbeitsstätte besitzen. Daher zeigt der Vergleich der unterschiedlichen Nutzerverhalten (Szenarien A und B), dass nicht dieselben Leitungen von Überlastungen betroffen sein müssen. Während im Nutzerverhalten A die E-Mobilität beispielsweise in der Leitung LTG1124_005_1 zu Überlastungen führt, wird diese Leitung im Nutzerverhalten B, mit Ausnahme der Überlastungen hervorgerufen durch Einspeisespitzen der PV-Erzeugung, nicht überlastet.

a)



b)

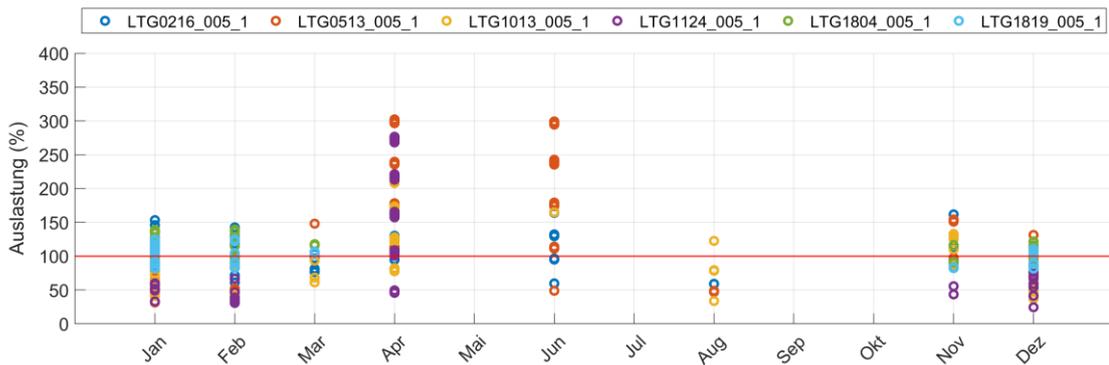


Abbildung 3-4: Monat des Auftretens der maximalen Auslastung für alle Szenarien (a) Nutzerverhalten: alle Nutzergruppen aktiv (b) Nutzerverhalten: Nutzergruppen Arbeitsstätten – privat, Arbeitsstätten – dienst und am Wochenende zusätzlich Hauptwohnsitz aktiv

Neben der maximalen Leitungsauslastung ist auch die Dauer der Überlastungen von Interesse. Abbildung 3-5 zeigt den Ausschnitt einer erstellten Jahresdauerlinie der Leitungsauslastung für die Leitung LTG1124_005_1 bei einer Ladeleistung von 3.7 kW. Die in der Leitung LTG1124_005_1 hervorgerufene höchste maximale Auslastung, basiert auf einem Nutzerverhalten A mit einer Ladeleistung von 44 kW und einer EV-Durchdringung von 100 %. Zudem bildet diese Leitung den Ausgangspunkt einer Stichleitung, welche weiter die Zellen 25 bzw. 26 verbindet. Wie in dieser Abbildung zu erkennen, kann für das Nutzerverhalten A die Leitungsüberlastung hervorgerufen durch eine EV-Durchdringung von 60 % weder für eine PV-Durchdringung von 20 % noch für eine Durchdringung von 40 % vermieden werden. Lediglich die Dauer der Überlastung wird von 147 Stunden auf 104 Stunden bei einer PV-Durchdringung von 40 % reduziert. Beim Nutzerverhalten B wird die Leitung bei einer EV-Durchdringung von 60 % nicht überlastet. Während eine PV-Durchdringung von 20 % die Auslastung der Leitung bei einer EV-Durchdringung von 60 % reduziert, führt eine

PV-Durchdringung von 40 % zum Anstieg der Leitungsauslastung und einer Überlastungsdauer von 0.5 Stunden.

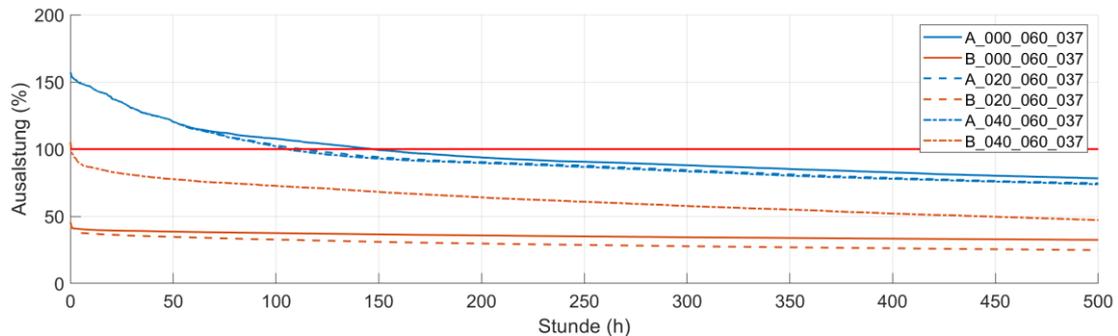


Abbildung 3-5: Dauerlinie: Auslastung der Leitung LTG_1124_005_1 – Reduktion der Überlastungsdauer verursacht durch E-Mobilität durch die Nutzung von PV-Potentialen

In Abbildung 3-6 ist der Ausschnitt der Jahresdauerlinie für die Leitung LTG0513_1 bei einer Ladeleistung von 3.7 kW dargestellt. Diese Leitung ist Teil einer Ringstruktur, welche die Zellen 5, 6, 10, 11 und 13 mit einander verbindet. Die höchste maximale Auslastung dieser Leitung tritt bei einer PV-Durchdringung von 100 % auf. Wie in der Abbildung zu sehen, kann die Leitungsüberlastung, verursacht durch eine PV-Durchdringung von 60 %, unabhängig vom Nutzerverhalten bei einer EV-Durchdringung von 40 % sowie 100 % nicht vermieden werden. Anhand dieser Leitung lässt sich jedoch der positive Einfluss des Nutzerverhaltens B im Vergleich zum Nutzerverhalten A erkennen. Da im Nutzerverhalten B an Wochentagen nur in den Arbeitsstätten geladen wird, kann die Dauer der Überlastung bei einer PV-Durchdringung von 60 % von 506.5 Stunden auf 258.5 Stunden bei einer EV-Durchdringung von 100 % reduziert werden.

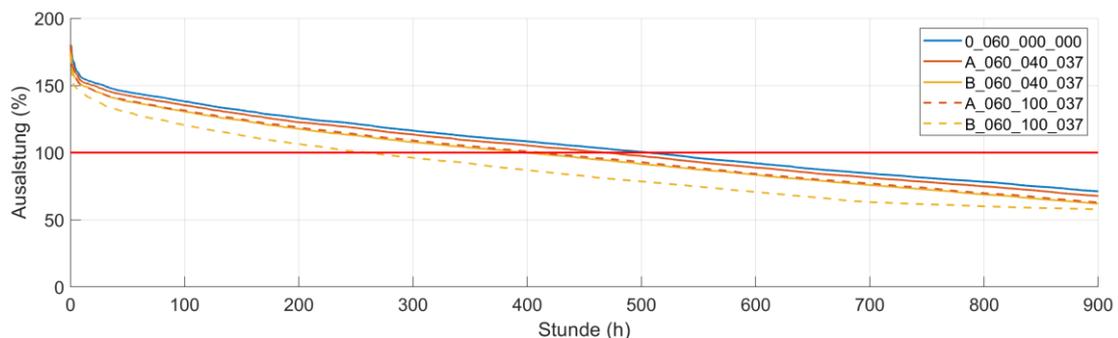


Abbildung 3-6: Dauerlinie: Auslastung der Leitung LTG_0513_005_1 – Reduktion der Leitungsüberlastung verursacht durch PV durch E-Mobilität

4 Zusammenfassung

Die Ergebnisse aus der Case-Study für das Mittelspannungsnetz der Stadt Leoben zeigen, einen Anstieg der Netzbelastung bei steigender EV- bzw. PV-Durchdringung. Ab einer PV-Durchdringung von 60 % führen die Einspeisespitzen der PV-Erzeugung zu mehr Leitungsüberlastungen als eine EV-Durchdringung von 100 % beim Nutzerverhalten A und einer Ladeleistung von 44 kW. Durch das richtige Verhältnis zwischen E-Mobilität und PV-Erzeugung können Netzspitzen und dadurch die Anzahl der überlasteten Leitungen

reduziert werden. Im Rahmen der hier vorgestellten Szenarien kann eine Vermeidung von Überlastungen in drei Fällen für das Nutzerverhalten B erreicht werden. Für zwei ausgewählte Leitungen (jeweils für die größte Belastung durch E-Mobilität im Nutzerverhalten A bzw. PV-Erzeugung), konnte, durch das Zusammenspiel zwischen E-Mobilität und PV-Erzeugung lediglich eine Reduktion der Dauer der Leitungsüberlastung demonstriert werden, jedoch keine vollständige Vermeidung. In den hier demonstrierten Szenarien wird immer eine flächendeckende, gleichmäßige Verteilung der PV-Durchdringung angenommen. Da jedoch bei einer PV-Durchdringung von 60 % bereits sieben Leitungen überlastet sind, gilt es über Szenarien nachzudenken, die keine gleichmäßige Durchdringung voraussetzen, um so die Synergie zwischen E-Mobilität und PV-Erzeugung am besten ausnutzen zu können. Neben dem Synergieeffekt zwischen E-Mobilität und PV-Erzeugung kann der Einfluss des Nutzerverhaltens auf die Netzbelastung aufgezeigt werden. Im Vergleich zum Nutzerverhalten A hat die steigende Ladeleistung beim Nutzerverhalten B einen größeren Einfluss auf die Anzahl der überlasteten Leitungen sowie die Dauer der Leitungsüberlastung. Durch das Nutzerverhalten B, bei dem an Wochentagen nur am Arbeitsplatz geladen wird, kann die Dauer der Leitungsüberlastung durch das richtige Verhältnis an PV-Erzeugung im Vergleich zum Nutzerverhalten A stärker reduziert werden.

5 Literaturverzeichnis

- [1] BUNDESMINISTERIUM FÜR WISSENSCHAFT, FORSCHUNG UND WIRTSCHAFT (Hrsg.): *Energie in Österreich : Zahlen, Daten, Fakten*. Wien, 2017
- [2] BÖCKL, Benjamin ; VOPAFA, Julia ; KRIECHBAUM, Lukas ; KIENBERGER, Thomas: Limitations of integrating photovoltaic energy into municipal grids excluding and including storage systems. In: *6th Solar Integration Workshop*, 2016
- [3] VOPAFA, Julia ; BÖCKL, Benjamin ; KRIECHBAUM, Lukas ; KIENBERGER, Thomas: *Anwendung zellularer Ansätze bei der Gestaltung zukünftiger Energieverbundsysteme*. In: *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 134 (2017), Nr. 3, S. 238–245
- [4] VOPAFA, Julia ; KOCZWARA, Christian ; TRAUPMANN, Anna ; KIENBERGER, Thomas: *Investigating the Impact of E-Mobility on the Electrical Power Grid Using a Simplified Grid Modelling Approach*. In: *Energies* 13 (2020), Nr. 1, S. 39
- [5] NEPLAN AG: *NEPLAN*, 2015. URL <https://www.neplan.ch>
- [6] BDEW – BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V.: *Standardlastprofile Strom*. URL <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/> – Überprüfungsdatum 2019-04-03
- [7] E-CONTROL: *Sonstige Marktregeln : Kapitel 6: Zählwerte, Datenformate und standardisierte Lastprofile*
- [8] BOSSERHOFF, Dietmar: *Integration von Verkehrsplanung und räumlicher Planung : Teil2: Abschätzung der Verkehrserzeugung durch Vorhaben der Bauleitungsplanung*. Wiesbaden : Hessisches Landesamt für Straßen- und Verkehrswesen, 2000
- [9] KRAFTFAHRT-BUNDESAMT: *Neuzulassungen - Deutschland*. URL https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Neuzulassungen/neuzulassungen_node.htm I – Überprüfungsdatum 2019-07-15

- [10] STATISTIK AUSTRIA: *Kraftfahrzeuge - Neuzulassungen*. URL http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/verkehr/strasse/kraftfahrzeuge_-_neuzulassungen/index.html – Überprüfungsdatum 2019-09-30
- [11] AMT DER STEIERMÄRKISCHEN LANDESREGIERUNG: *Solardachkataster Steiermark*. URL <http://www.gis.steiermark.at/cms/beitrag/11864478/73081691/> – Überprüfungsdatum 2016-01-26
- [12] ZAMG ZENTRALANSTALT FÜR METEOROLOGIE UND GEODYNAMIK: *Einstrahlungsmessdaten und Temperaturmesswerte des Jahres 2014 für Kapfenberg*
- [13] BÖCKL, Benjamin ; KRIECHBAUM, Lukas ; KIENBERGER, Thomas: Analysemethode für kommunale Energiesysteme unter Anwendung des zellularen Ansatzes. In: 14. *Symposium Energieinnovation*.