

KURZ-, MITTEL- UND LANGFRISTIGES FLEXIBILITÄTSPOTENTIAL IM STROMVERTEILNETZ IN VORARLBERG

Martin Grünwald(*)¹, Reinhard Nenning¹, Timo Angerer¹, Frank Herb¹,

Lia Gruber²

¹ Vorarlberger Energienetze GmbH, Weidachstraße 10, 6900 Bregenz,
martin.gruenwald@vorarlbergnetz.at

² Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Technische Universität Graz, Infeldgasse 18,
8010 Graz, +43 316 873 - 7909, lia.gruber@tugraz.at

Kurzfassung: In Vorarlberg ist in den nächsten Jahren ein starker Ausbau an PV-Anlagen (Photovoltaikanlagen) zu erwarten. Dem gegenüber steht ein progressiver Zuwachs des Stromverbrauchs, unter anderem verursacht durch die starke Zunahme an Elektrofahrzeugen. Diese Entwicklung führt zu einer erhöhten Belastung der Netzinfrastruktur. In dieser Arbeit werden Flexibilitätspotentiale von Elektrofahrzeugen und Elektrowarmwasserspeichern in einem ländlichen Netzgebiet mit hoher PV-Durchdringung bewertet, um Möglichkeiten der Netzentlastung aufzuzeigen. Des Weiteren wird die Auswirkung einer energieautarken Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft (Pilotprojekt) auf das lokale Stromnetz evaluiert. Zur Erreichung der Energieautarkie kommen Flexibilitäten (Wasserstoffspeicher, Batteriespeicher, Biomasse-BHKW, Biogasanlage) zum Einsatz.

Keywords: Energiegemeinschaft, Flexibilität

1 Simulation von potenziellen Flexibilitäten (Elektrofahrzeuge, Elektrowarmwasserspeicher) in einem ländlichen Ortsnetz mit hoher PV-Durchdringung

Mögliche Flexibilisierungspotentiale werden anhand durchgeführter Simulationen eines ausgewählten ländlichen Ortsnetzes mit sehr hoher PV-Durchdringung bewertet. Als Grundlage für die Simulation dienen Messdaten einer intelligenten Ortsnetzstation. Aufgrund generell starker Zuwachsraten an Elektrofahrzeugen und einem hohen Bestand an Elektrowarmwasserspeichern wird in dieser Arbeit auf diese Themen eingegangen. Die Zielvorgabe für die Simulation ist die Glättung von Erzeuger- und Lastspitzen. Es erfolgt eine Betrachtung der Auswirkung einer Lastverschiebung bzw. Lastdrosselung auf die Gesamtleistung im betrachteten Ortsnetzgebiet. Es wird die auftretende Wirkleistung an der Ortsnetzstation bewertet, welche möglichst reduziert werden soll. Die Nennleistung des Ortsnetztransformators darf im Betrieb nicht überschritten werden. Es werden anhand der gemessenen Leistung (15 min - Intervall) verschiedene Flexibilisierungsoptionen simuliert. Der Fokus wird in den Auswertungen auf die Winter- und Sommermonate gelegt, um jeweils die Auswirkung von Flexibilitäten bei Extremwerten (maximale Lastspitze, maximale Rückspeisung) in dem Netzgebiet darzustellen. Für die Netzauslegung sind jeweils diese

Extremwerte von Relevanz. In der Simulation wird von einem Szenario im Jahr 2030 ausgegangen.

1.1 Beschreibung der Ortsnetztopologie und getroffene Annahmen

Das ländliche Netzgebiet weist einen hohen Anteil an Haushalten sowie einen eher geringen Anteil an landwirtschaftlichen Betrieben sowie Kleingewerbebetrieben auf. In nachfolgender Tabelle 1.1 sind die wesentlichen Daten zu dem betrachteten Ortsnetzgebiet dargestellt. Es ist zu beachten, dass bei den Ladestationen von einer Dunkelziffer nicht gemeldeter Anlagen auszugehen ist. Ist in den Szenarien von einer Betrachtung im Sommer bzw. Winter die Rede, sind damit die betrachteten Zeiträume in Tabelle 1.1 für die jeweilige Jahreszeit gemeint.

Betrachteter Zeitraum	Sommer: 01.06.2020-31.08.2020 Winter: 01.12.2020-28.02.2021
Ortsnetztransformator - Nennleistung - Höchst gemessene Auslastung (Winter 2020/2021)	630 kVA 323 kW
Hausanschlüsse - Anzahl Haushalte - Landwirtschaften - Anzahl Gewerbe, sonstiges	190 6 17
PV-Anlagen - Anzahl - Gesamte installierte Leistung (kWp)	55 421,1 kWp
Private und öffentliche Ladestationen - Anzahl - Gesamte installierte elektrische Leistung	4 29,4 kW (2x 11 kW, 2x 3,6 kW)
Elektrowarmwasserspeicher - Abgeschätzter elektrischer Energiebedarf pro Tag (nur Elektrowarmwasserspeicher mit Nachladung durch Netzbetreiber)	95 kWh

Tabelle 1.1: Beschreibung des Netzgebiets (Netzbestand 2021)

Anhand Tabelle 1.1 ist ersichtlich, dass mit einer installierten PV-Leistung von 421,1 kWp ein enorm hohes PV-Potential im Netzgebiet erschlossen ist. Jeder dritte Hausanschluss besitzt in diesem Netzgebiet eine PV-Anlage.

In der Simulation wird, basierend auf der Erfassung des derzeitigen Netzbestandes, von folgender Situation für das Jahr 2030 ausgegangen:

- Ladestationen und Anzahl an Elektrofahrzeugen

Die Durchdringungsrate an Elektrofahrzeugen wird im Netzgebiet mit 30 % angenommen. Es wird davon ausgegangen, dass jeder der Elektrofahrzeugbesitzer eine Ladestation besitzt und zu Hause laden kann.

Die Anzahl der Elektrofahrzeuge wird basierend auf der vorgegebenen Durchdringungsrate anhand der Anzahl der Haushalte, landwirtschaftlicher Betriebe sowie Gewerbebetriebe festgelegt. In Vorarlberg beträgt die durchschnittliche Haushaltsgröße 2,3 Personen pro Haushalt (Stand 2020) [1]. Der Motorisierungsgrad pro 1.000 Einwohner beläuft sich auf 544 PKWs und beträgt somit 0,544 [2]. Pro Haushalt wird daher von (rund) einem Fahrzeug ausgegangen. Bei landwirtschaftlichen Betrieben sowie Gewerbebetrieben wird ein Fahrzeug pro Betrieb angenommen, da in den betrachteten Netzgebieten ohnehin hauptsächlich Haushalte sowie nur Kleinbetriebe vorzufinden sind.

- **Elektrowarmwasserspeicher**

Bis zum Jahr 2030 wird kein Zuwachs an Elektrowarmwasserspeichern angenommen. Um das Potential an Lastverschiebungen von Elektrowarmwasserspeichern im Netzgebiet zu ermitteln, wurde zunächst der gemessene Lastverlauf an der Ortsnetzstation betrachtet. Anhand der auftretenden Lasterhöhungen durch die gestaffelte Ansteuerung von Warmwasserspeichern in der Nacht wurde der Energieverbrauch abgeschätzt. Es ist zu beachten, dass die Abschätzung nur jenen elektrischen Verbrauch von Elektrowarmwasserspeichern berücksichtigt, welche durch den Netzbetreiber aktuell angesteuert werden (Nachtladung des Elektrowarmwasserspeichers).

Es wird von keinem PV-Zuwachs im Netzgebiet mehr ausgegangen, da bereits ein hohes PV-Potential erschlossen ist. Der Lastzuwachs durch andere Verbraucher (z.B. Wärmepumpen) wird in dieser Simulation nicht berücksichtigt; es wird aber mit einem starken Zuwachs durch Elektromobilität gerechnet. In nachfolgender Tabelle sind basierend auf diesen getroffenen Annahmen die Energiemengen und Leistungen zusammengefasst. Die Werte sind jeweils ganzzahlig gerundet. Bei den Ladestationen wird, unabhängig vom derzeitigen Netzbestand, von 11 kW 3~ Ladestellen ausgegangen. Es ist davon auszugehen, dass insbesondere 11 kW Ladestellen in den Netzgebieten zukünftig in hoher Anzahl vertreten sein werden.

Private und öffentliche Ladestationen	
- Anzahl (Ladestationen/Elektrofahrzeuge)	64
- Gesamte installierte elektrische Leistung	704 kW
Elektrowarmwasserspeicher	
- Abgeschätzter elektrischer Energiebedarf pro Tag (beinhaltet nur Elektrowarmwasserspeicher mit Nachtladung durch Netzbetreiber)	95 kWh

Tabelle 1.2: Getroffene Leistungs- und Energieannahmen das Netzgebiet im Jahr 2030

Bewertet wird, wie bereits erwähnt, das Flexibilitätspotential im betrachteten Ortsnetz:

- **Elektrofahrzeuge**

In der Simulation erfolgt eine Lastverschiebung der Ladevorgänge bzw. eine Lastdrosselung der Ladeleistung. Dabei wird das ungesteuerte Laden mit dem PV-gesteuerten Laden in drei Szenarien verglichen.

- **Elektrowarmwasserspeicher**

Aufgrund der hohen PV-Durchdringung im Netzgebiet wird eine Anpassung der Ansteuerungszeitpunkte (Tagladung statt Nachtladung des Elektrowarmwasserspeichers) untersucht. Dadurch könnten in diesem Netzgebiet mit hohem PV-Anteil die Rückspeisespitzen an der Ortsnetzstation in die Mittelspannungsebene reduziert werden.

1.2 Elektrofahrzeuge

In diesem Unterkapitel wird beschrieben, wie Ladeprofile für die Simulation erstellt werden und wie die Flexibilisierung von Ladevorgängen (PV-gesteuertes Laden) simuliert wird. Anschließend werden die Szenarien beschrieben und die Simulationsergebnisse ausgewertet.

1.2.1 Methodik

Angelehnt an die Vorgehensweise in wissenschaftlichen Arbeiten [3], [4] wird ein probabilistisches Ladeprofil für jedes Fahrzeug erstellt. Es wird zufällig die Wegstrecke pro Tag ausgewählt, woraus die nachzuladende Energiemenge (Annahme: 20 kWh/100 km) bestimmt wird. Anschließend wird zufällig die Ankunftszeit ermittelt.

Die Verteilung der zurückgelegten Wegstrecken des motorisierten Individualverkehrs ist [5] entnommen. Es ergibt sich in etwa eine durchschnittlich zurückgelegte Wegstrecke von 31 km pro Tag und pro Fahrzeug [6]. Dabei wird davon ausgegangen, dass rund 30 % der Fahrzeugbesitzer das Fahrzeug den ganzen Tag nicht bewegen [4]. 80 % des Energieverbrauchs für die zurückgelegten Wegstrecken werden hier in dieser Simulation an der hauseigenen Ladestation geladen, da angenommen wird, dass die restlichen 20 % dieser Energiemenge über öffentliche Ladestationen oder am Arbeitsplatz aufgenommen werden. Somit wird die Ladung des Fahrzeugs außerhalb der hauseigenen Ladestationen in dieser Simulation nicht betrachtet.

In dieser Arbeit wird im Unterschied zu [3], [4] nicht auf die Ankunftszeiten von Fahrzeugen, sondern auf die probabilistische Verteilung erfasster Ansteckzeitpunkte [7] von Elektrofahrzeugen zurückgegriffen. Die Ansteckzeitpunkte treten erwartungsgemäß hauptsächlich in den Abendstunden zwischen 17:00-19:00 Uhr auf. Zusätzlich wird in dieser Arbeit die Ladehäufigkeit als Parameter berücksichtigt. Die Zuweisung der Ladehäufigkeitszahl erfolgt ebenfalls mittels einer Zufallszahl. Die Ladehäufigkeitszahl (in Tagen) wird anhand der Verteilung (39 % der Fahrzeuge laden täglich, 16 % jeden zweiten Tag, 27 % jeden dritten Tag, 18 % einmal in der Woche¹) für jedes Fahrzeug zufällig zugewiesen. Die Ladehäufigkeit wird berücksichtigt, um auch längere Ladevorgänge abzubilden. Insbesondere wenn mit genau der PV-Überschussleistung geladen wird, hat eine längere Ladedauer einen Einfluss auf die (maximale) Netzeinspeisung am Hausanschluss. Ein Ladevorgang kann dementsprechend bis in die Nachmittagsstunden andauern, wenn das Fahrzeug über mehrere Tage nicht geladen wurde, womit das Netz dann bei hohem PV-Überschuss noch in den Nachmittagsstunden entlastet wird.

Wie beschrieben, basiert die Ladeprofilgenerierung auf probabilistischen Verteilungen (z.B. Ansteckzeitpunkt, Ladeenergie etc.). Um robuste Ergebnisse zu erhalten, wird die Simulation 4x durchgeführt, d.h. für einen betrachteten Zeitraum (z.B. Sommer) wird zunächst für jedes einzelne Fahrzeug pro Tag ein Ladeprofil generiert. Dieser Vorgang wird anschließend noch drei weitere Male mit neu gewählten Zufallszahlen pro Fahrzeug und pro Tag durchgeführt und mit Boxplots aller Lastverlaufspunkte dargestellt.

¹ Annahme angelehnt an Umfrage zur Ladehäufigkeit von privaten Elektroautos in Deutschland 2019. Quelle: Uscale, WirtschaftsWoche, April 2019

1.2.2 Szenarien

Für die Simulation werden verschiedene Ladeszenarien in Betracht gezogen und verglichen:

Ungesteuertes Laden mit 11 kW (Szenario E-1)

Die Fahrzeuge beziehen die elektrische Energie für den Ladevorgang direkt nach Ankunft (= Ansteckzeitpunkt). Die Ladung des Elektrofahrzeugs erfolgt mit 11 kW 3~.

Ungesteuertes Laden mit 5,5 kW (Szenario E-2)

In diesem Szenario wird die Ladeleistung auf 5,5 kW gedrosselt. Durch die Drosselung der Ladeleistung auf 5,5 kW (8 A 3~) soll in Szenario E-2 bewertet werden, wie sich eine permanente Leistungsreduktion auf die Netzbelastung auswirkt.

Ungesteuertes Laden mit 5,5 kW und PV-gesteuertes Laden bei jeweils 50 % der Fahrzeuge (Szenario E-3)

In diesem Szenario wird von zwei Nutzergruppen ausgegangen:

- Ungesteuertes Laden mit 5,5 kW
Die erste Nutzergruppe besitzt keine PV-Anlage und lädt das Fahrzeug direkt nach Ankunft. Es wird angenommen, dass 50 % aller Fahrzeugbesitzer dieser Nutzergruppe zugeordnet sind.
- PV-gesteuertes Laden
Nach einer statistischen Auswertung der realisierten Ladestellen im Netzgebiet der Vorarlberger Energienetze GmbH (kurz: vorarlberg netz) zeigt sich, dass derzeit ca. 30-35 % der privaten Elektrofahrzeugnutzer eine PV-Anlage besitzen. Es wird angenommen, dass zukünftig, bzw. zumindest bis 2030, dieser Anteil höher ausfallen wird. Aus diesem Grund wird in der Simulation davon ausgegangen, dass 2030 dann 50 % der gesamten Fahrzeugbesitzer im Netzgebiet eine PV-Anlage betreiben. Diese Nutzergruppe laden das Fahrzeug bei PV-Überschuss, sofern das Elektrofahrzeug zu Hause abgestellt und mit der Ladestation verbunden ist. Die Ladung des Fahrzeuges findet aus technischen Gründen erst dann statt, sobald der Überschuss aus der PV-Anlage über 1,4 kW (einphasig AC-Laden mit 6 A) beträgt. Es wird angenommen, dass sich das Fahrzeug ab 1,4 kW Ladeleistung stufenlos an die überschüssige Leistung der PV-Anlage anpasst und dadurch das Fahrzeug nur mit Überschussstrom geladen wird. Bei 30 % der Fahrzeugbesitzer, die das Fahrzeug den ganzen Tag nicht bewegen, wird davon ausgegangen, dass das Fahrzeug dieser Nutzer den ganzen Tag über mit der Ladestation verbunden ist, und die verbrauchte Energie seit dem letzten Ladevorgang mit der überschüssigen Energie aus der PV-Anlage im Laufe dieses Tages nachgeladen wird. Wird das Auto bewegt, laden die Besitzer das Fahrzeug nach Ankunft (Ansteckzeitpunkt) mit PV-Überschuss, sofern vorhanden.
Reicht die Energiemenge aus der PV-Anlage nicht aus, um das Elektrofahrzeug zu laden oder kommt das Elektrofahrzeug erst dann an, wenn kein Überschuss mehr vorhanden ist (Zeitpunkt generiert aus Zufallszahl Ansteckzeitpunkt), erfolgt die Ladung des Fahrzeuges zufällig zwischen 00:00 und 04:00 in der darauffolgenden Nacht mit einer Ladeleistung von 5,5 kW (Zuordnung der Uhrzeit mittels gleichverteilter Zufallszahl).

Als Grundlage für die Berechnung des PV-Überschusses bei den Fahrzeugbesitzern werden gemessene Smart Meter - Daten verwendet. Dabei werden die bestehenden Hausanschlüsse mit PV-Anlage berücksichtigt und jeweils ein Haushaltslastprofil sowie ein PV-Erzeugerprofil zugewiesen. Die durchschnittliche PV-Anlagenleistung beträgt im Netzgebiet rund 7,7 kWp. Es wird auf ein gemessenes PV-Erzeugerprofil mit dieser Anlagenleistung zurückgegriffen. Für den Verbrauch des Haushalts werden anonymisierte gemessene Haushaltslastprofile herangezogen. Die betrachteten Haushaltslastprofile sind Profile mit einem Jahresverbrauch zwischen 5.000-12.000 kWh². Dieser Verbrauch erscheint für die betrachteten Hausanschlüsse mit PV-Anlage (hauptsächlich Einfamilienhäuser) plausibel. Aus der Differenz der erzeugten Leistung der PV-Anlage und dem Verbrauch ergibt sich der PV-Überschuss, mit dem das Fahrzeug geladen wird.

1.2.3 Simulationsergebnisse

In Abbildung 1 ist beispielhaft der Lastverlauf an der Ortsnetzstation für die beschriebenen Szenarien im Winter dargestellt. Für die Darstellung wird das Verbraucherzählpfeilsystem gewählt (positive Leistung: Energiebezug, negative Leistung: Energierückspeisung). Es zeigt sich erwartungsgemäß, dass das ungesteuerte Laden mit 11 kW (Szenario E-1) die höchsten Lastspitzen in den Abendstunden verursacht. Eine Drosselung der Ladeleistung auf 5,5 kW (Szenario E-2) reduziert die Lastspitzen an der Ortsnetzstation. Wie anhand der Abbildung ersichtlich ist, führt jedoch eine Halbierung der Ladeleistung nicht zu einer Halbierung der maximalen Lastspitze des Gesamtlastprofils der Elektrofahrzeuge. Dadurch, dass die Ladevorgänge länger andauern, überlagern sich die Ladeprofile der Fahrzeuge, wodurch die Gleichzeitigkeit erhöht wird. Durch das PV-gesteuerte Laden bei 50 % der Fahrzeugnutzer (Szenario E-3) wird mit dem Verschieben der Ladevorgänge in die Nacht (falls der PV-Überschuss für das Laden nicht ausreicht) eine relativ gleichmäßige Auslastung der Ortsnetzstation erreicht. Die anderen 50 % der Fahrzeugnutzer laden, wie anhand Szenario E-3 bereits beschrieben, direkt nach Ankunft des Fahrzeugs mit 5,5 kW. Wie in Abbildung 1 ersichtlich ist, werden die Fahrzeuge aufgrund mangelndem PV-Überschuss zu einem großen Anteil in der Nacht ab 00:00 Uhr geladen.

² Da bei den Hausanschlüssen mit PV-Anlage der Bedarf teilweise mit der eigenen PV-Anlage gedeckt wird, ist der resultierende erfasste Jahresverbrauch am Hausanschluss geringer als der tatsächliche Verbrauch im Haushalt. Daher ist eine genaue Erfassung des Energieverbrauchs im Haushalt nicht möglich.

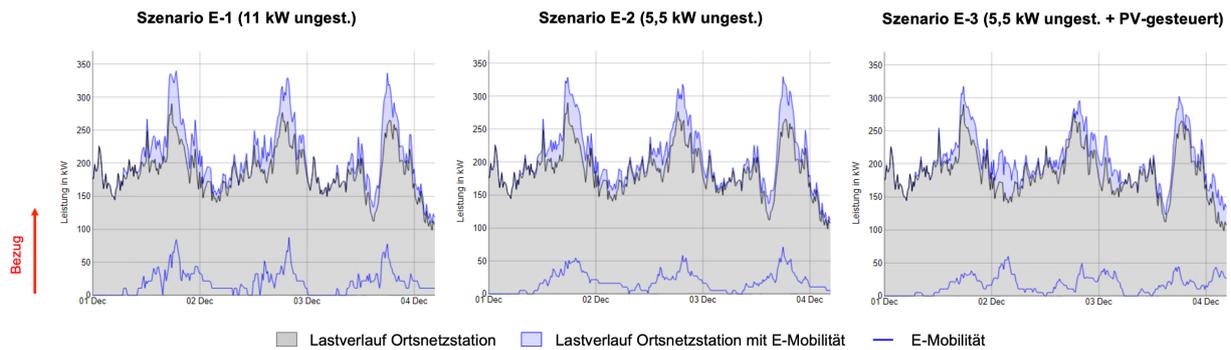


Abbildung 1: Beispihaft dargestellte Lastverläufe an der Ortsnetzstation für die Szenarien E-1 bis E-3 im Winter, Durchdringungsrate von 30 % Elektrofahrzeugen

Im Sommer werden in Szenario E-3 - durch den hohen PV-Ertrag nun möglich - vermehrt Fahrzeuge am Tag geladen. Es zeigt sich, dass die Rückspeisung reduziert wird, da die Fahrzeuge mit PV-Überschuss geladen werden (siehe Abbildung 2).

Abschließend sind in nachfolgender Abbildung 3 die Ergebnisse der drei Szenarien im betrachteten Netzgebiet gegenübergestellt. In der Auswertung wird zwischen der Jahreszeit Winter (hohe Netzlast) und Sommer (niedrige Netzlast) unterschieden. Ziel ist es, einen möglichst gleichmäßigen Lastverlauf zu erreichen und die Lastspitze im Winter sowie eine allfällige Rückspeisespitze im Sommer zu reduzieren.

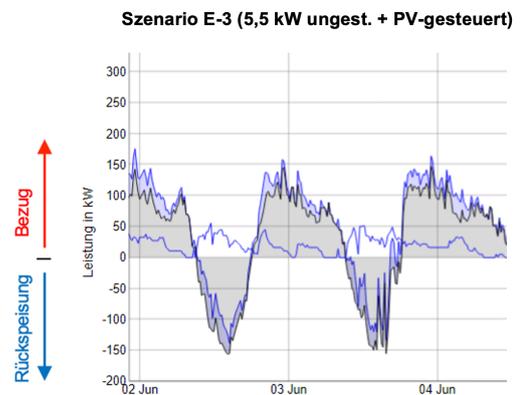


Abbildung 2: Beispihaft dargestellter Lastverlauf an der Ortsnetzstation für Szenario E-3 im Sommer, Durchdringungsrate von 30 % Elektrofahrzeugen

Winterszenario: Es ist gut ersichtlich, dass die Elektromobilität mit einer Durchdringung von 30 % (Szenario E-1 bis E-3) zu einem deutlichen Lastzuwachs führt. Es zeigt sich, dass die Drosselung der Ladeleistung von 11 kW (Szenario E-1) auf 5,5 kW (Szenario E-2) den Lastspitzenzuwachs um etwa 1/4 reduziert. In Szenario E-3 (ungesteuertes Laden mit 5,5 kW und PV-gesteuertes Laden zu jeweils 50 %) reduziert sich der Lastspitzenzuwachs gegenüber Szenario E-2 nochmals um etwa die Hälfte.

Sommerszenario: Aus der Abbildung wird ersichtlich, dass im Sommer die Netzauslastung deutlich geringer ist. In Bezug auf die Rückspeisespitzen an der Ortsnetzstation verringern sich diese durch die Reduzierung der Ladeleistung von 11 kW auf 5,5 kW (Szenario E-2) geringfügig. Dies ist vermutlich auf die daraus resultierende längere Ladedauer zurückzuführen, wodurch die Ladevorgänge über den Tag gleichmäßiger verteilt werden. Zudem zeigt sich, dass die Rückspeisespitzen an der Ortsnetzstation in Szenario E-3 (ungesteuertes Laden mit 5,5 kW und PV-gesteuertes Laden zu jeweils 50 %) um etwa 15 kW reduziert werden. Diese eher geringfügige Reduktion ist dadurch erklärbar, dass einige Elektrofahrzeuge an manchen Tagen vor Auftreten der maximalen Rückspeisespitze bereits vollgeladen sind.

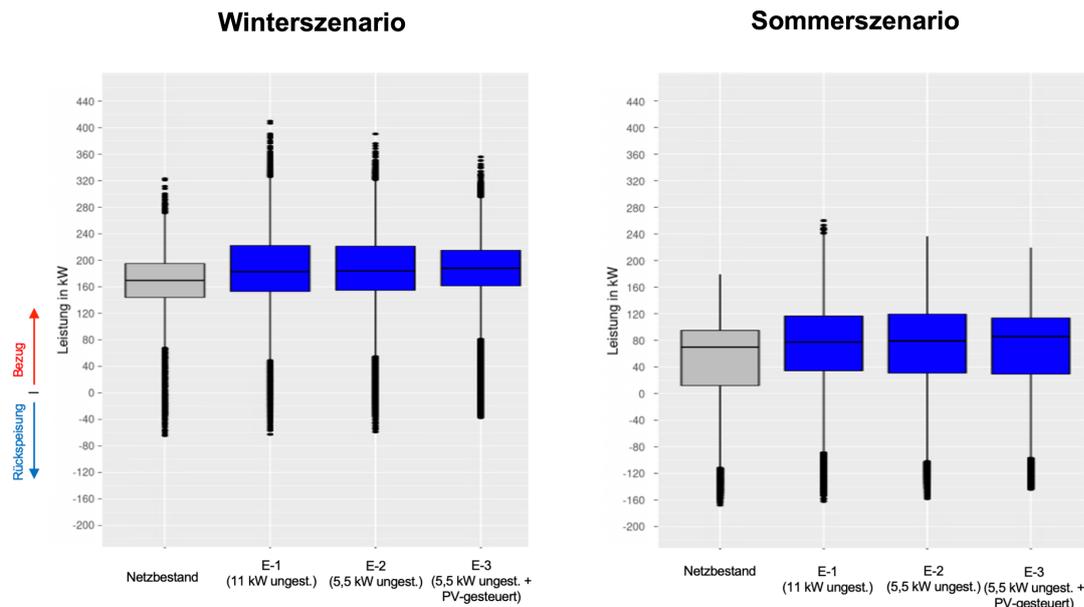


Abbildung 3: Boxplot-Vergleich der Leistungswerte an der Ortsnetzstation im Winter (links) und im Sommer (rechts) von ungesteuertem Laden mit 11 kW (Szenario E-1), ungesteuertem Laden mit 5,5 kW (Szenario E-2), ungesteuertem Laden mit 5,5 kW und PV-gesteuertem Laden (Szenario E-3) gegenüber dem derzeitigen Netzbestand, Durchdringungsrate von 30 % Elektrofahrzeugen in Szenario E-1 bis E-3

1.3 Elektrowarmwasserspeicher

In diesem Unterkapitel wird beschrieben, wie zur Ermittlung einer einfachen netzdienlichen Lastverschiebungsstrategie (Tagladung der Elektrowarmwasserspeicher) vorgegangen wird. Die Lastverschiebung wird nur im Sommer vorgenommen, da hier die höchsten Rückspeisespitzen zu erwarten sind.

1.3.1 Methodik

Mittels eines Algorithmus werden die optimalen Ansteuerungszeitpunkte für eine Tagladung ermittelt. Dafür wird über die Jahreszeit Sommer die Warmwasserbereitung eines Haushalts mit Warmwasserspeicher jeweils auf den Zeitpunkt mit der niedrigsten Netzlast bzw. der höchsten Rückspeisung des Tages verschoben. In einer Simulationsschleife wird für die weiteren Warmwasserspeicher analog vorgegangen. Nach jedem Simulationsschritt wird dabei zum Lastverlauf der Ortsnetzstation das Lastprofil jedes einzelnen Elektrowarmwasserspeichers dazu addiert. Abbildung 4 veranschaulicht das Prinzip. Zunächst wird der erste Warmwasserspeicher (gekennzeichnet in der Abbildung mit „1“) in der Simulation auf den Zeitpunkt mit der höchsten Rückspeisung gesetzt. Auf Grundlage dieser nun erzielten Lasterhöhung wird nun der zweite Warmwasserspeicher zeitlich nach dem ersten angesteuert (gekennzeichnet in der Abbildung mit „2“). Für den dritten sowie die weiteren Warmwasserspeicher wird analog vorgegangen. Dadurch wird nach und nach die Rückspeisespitze reduziert. Die Last wird somit, wie anhand der Abbildung ersichtlich ist, auf den Tag verschoben, womit die Warmwasserbereitung in der Nacht entfällt.

Angenommen wird in der Simulation eine spezifische Leistung des Elektrowarmwasserspeichers von 5 kW. Der Energiebedarf für die Warmwasserbereitung wird mit 1.000 kWh/Jahr und Person [8] angenommen. Dies entspricht ca. 2,74 kWh/Tag und Person. Geht man von der durchschnittliche Haushaltsgröße in Vorarlberg mit 2,3 Personen [1] aus, ist im Durchschnitt eine Energiemenge von rund 6,3 kWh für die Warmwasserbereitung pro Haushalt notwendig. Dieser Wert wird in der Simulation für den elektrischen Energieverbrauch eines elektrischen

Warmwasserspeichers pro Tag und Haushalt angenommen. In der Realität ist davon auszugehen, dass die Leistung des Warmwasserspeichers variiert. Wie anhand durchgeführten Messungen bei vorarlberg netz jedoch festgestellt wurde, ist die Warmwasseraufbereitung der meisten elektrischen Warmwasserspeicher nach ca. 1,25 h abgeschlossen. Dadurch heben sich eine geringere Leistung sowie ein niedrigerer Energieverbrauch (teilweise) auf. D.h. bei einem Single-Haushalt mit einem Warmwasserverbrauch von 2,74 kWh pro Tag und einem Warmwasserspeicher mit einer Leistung von 2 kW ist die Warmwasserbereitung beispielweise ungefähr innerhalb dieses Zeitraums abgeschlossen. Des Weiteren stellt sich anhand einer stichprobenartigen Analyse von Smart Meter Profilen heraus, dass Warmwasserspeicher mit einer Leistung von 5 kW in Vorarlberg durchaus stark verbreitet sind. Auch eine Auswertung der Anschlussanfragen ergibt ein ähnliches Bild.

Die Anzahl der Elektrowarmwasserspeicher für die Simulation ergibt sich aus der Division des abgeschätzten Energieverbrauch für Elektrowarmwasserspeicher im Netzgebiet (95 kWh) geteilt durch den durchschnittlichen Energiebedarf pro Haushalt (6,3 kWh).

1.3.2 Simulationsergebnisse

Wie bereits beschrieben, werden für die Simulation zunächst die optimalen Ansteuerungszeitpunkte am Tag ermittelt. Damit können durch die Tagladung der Warmwasserspeicher die Rückspeisespitzen an der Ortsnetzstation spürbar reduziert werden. Für die Sommerperiode wurden die optimalen Ansteuerungszeitpunkte bestimmt. Es wurde davon ausgegangen, dass die Ansteuerung über den Netzbetreiber erfolgt und die bisherigen Ansteuerungszeitpunkte von der Nacht auf den Tag verschoben werden. Dies kann vor allem bei jenen Kunden zielführend sein, die keine PV-Anlage besitzen, weil damit die Rückspeisung gedämpft werden kann und keine Eigenbedarfsoptimierung seitens des Kunden bspw. in Kombination mit einer PV-Anlage stattfindet. Es zeigt sich, dass insbesondere in den Nachmittagsstunden hohe Rückspeisespitzen zu verzeichnen sind. Dies führt dazu, dass sich die optimalen Ansteuerungszeitpunkte anteilig vor allem auf den Nachmittag beschränken (Abbildung 5, links).

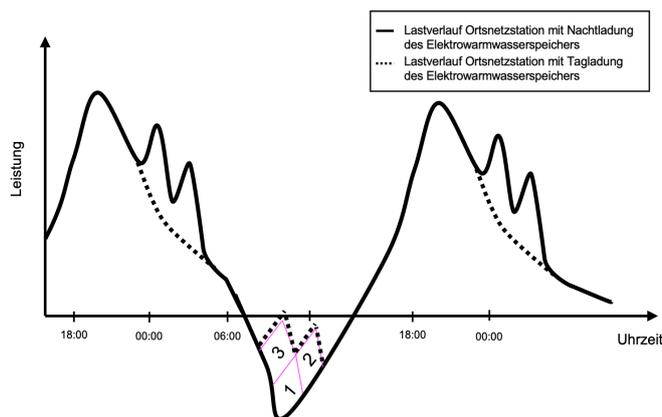


Abbildung 4: Lastverlauf der Ortsnetzstation Nachtladung bzw. Tagladung des Elektrowarmwasserspeichers (Netzgebiet mit hoher PV-Durchdringung)

Auf Basis dieser Simulationsergebnisse wird die Warmwasserbereitung der Warmwasserspeicher anteilig in etwa anhand der ermittelten probabilistischen Verteilung der optimalen Ansteuerungszeitpunkte über den Tag aufgeteilt. Abbildung 5 (rechts) veranschaulicht einen Simulationsdurchgang im Sommer. Es zeigt sich, dass sich die Rückspeisung an der Ortsnetzstation durch das Parametrisieren der Ansteuerungszeitpunkte auf die Tagstunden verringert. Durch das Erwärmen des Warmwasserspeichers (hauptsächlich) nach den Mittagsstunden können die Rückspeisungen an der Ortsnetzstation reduziert werden. In der rechten Grafik sind beispielhaft die resultierenden Lastspitzen der Elektrowarmwasserspeicher (schwarze strichlierte Linie) aufgrund der gestaffelten Ansteuerung durch den Netzbetreiber in der Nacht gut ersichtlich. Die Ansteuerung dieser Elektrowarmwasserspeicher erfolgt in dieser Simulation nun am Tag (als magenta-farbige Linie dargestellt). Durch die Elektrowarmwasserspeicher wird die Last erhöht, wodurch die Rückspeisespitzen an der Ortsnetzstation reduziert werden können (Überlagerung der grauen und magenta-farbenen Füllfläche).

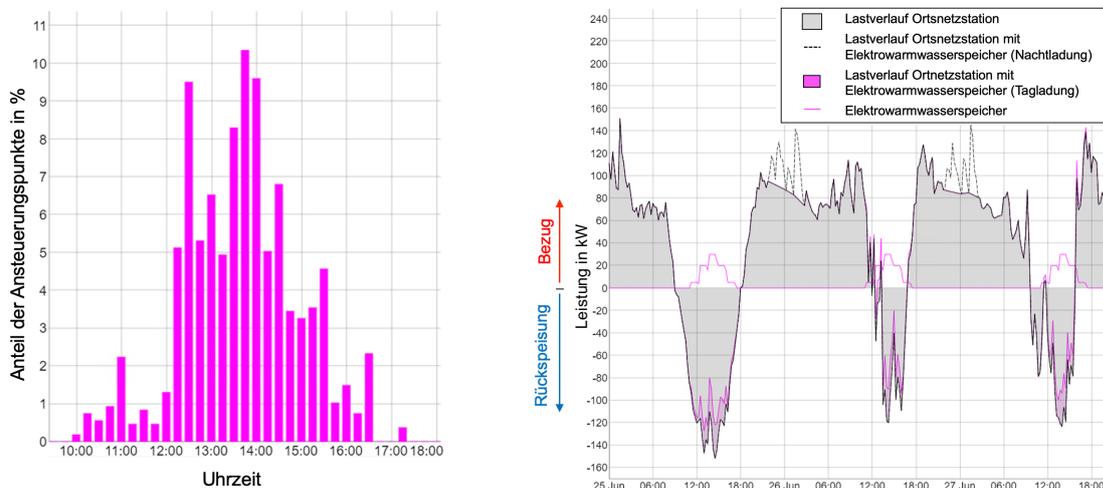


Abbildung 5: Ermittelte ideale Ansteuerungszeitpunkte im Sommer (links); beispielhaft dargestellter Lastverlauf mit Nachtladung sowie mit Tagladung (rechts), Energieverbrauch aller Elektrowarmwasserspeicher mit Nachtladung ca. 95 kWh/Tag

In nachfolgendem Kapitel wird die durch die Lastverschiebung erzielte Reduktion der Rückspeisespitzen mit der Elektromobilität verglichen.

1.4 Zusammenwirken von Elektrofahrzeugen und Elektrowarmwasserspeicher und abschließender Vergleich

Abschließend werden die verschiedenen Flexibilisierungsstrategien einzeln und kombiniert miteinander verglichen. Dies umfasst die betrachteten Szenarien der Elektromobilität (Szenario E-1 bis E-3), welche sowohl im Winter als auch im Sommer einzeln betrachtet werden. Zudem wird im Sommer zusätzlich eine Tagladung des Elektrowarmwasserspeichers (Szenario EWW) in Betracht gezogen. Des Weiteren wird dieses Szenario EWW im Sommer kombiniert mit Szenario E-3 in einem Gesamtszenario Sommer GSS (ungesteuertes Laden und PV-gesteuertes Laden zu jeweils 50 % sowie Tagladung des Elektrowarmwasserspeicher) betrachtet. In Abbildung 6 sind die Szenarien gegenübergestellt. In den Winterszenarien wird die maximale Lastspitze bewertet (maximale Last, geringste Einspeisung), während im

Sommer die höchste Rückspeisespitze (geringste Last, höchste Einspeisung) in diesem Netzgebiet auftritt und in der Abbildung dargestellt ist. Die orange Linie kennzeichnet die Leistungsgröße eines Ortsnetztransformators mit einer Nennleistung von 400 kVA, welche im Netzgebiet von vorarlberg netz stark verbreitet ist. Die Nennleistung des Ortsnetztransformators dieses betrachteten Netzgebiets beträgt, wie anhand Tabelle 1.1 ersichtlich, 630 kVA.

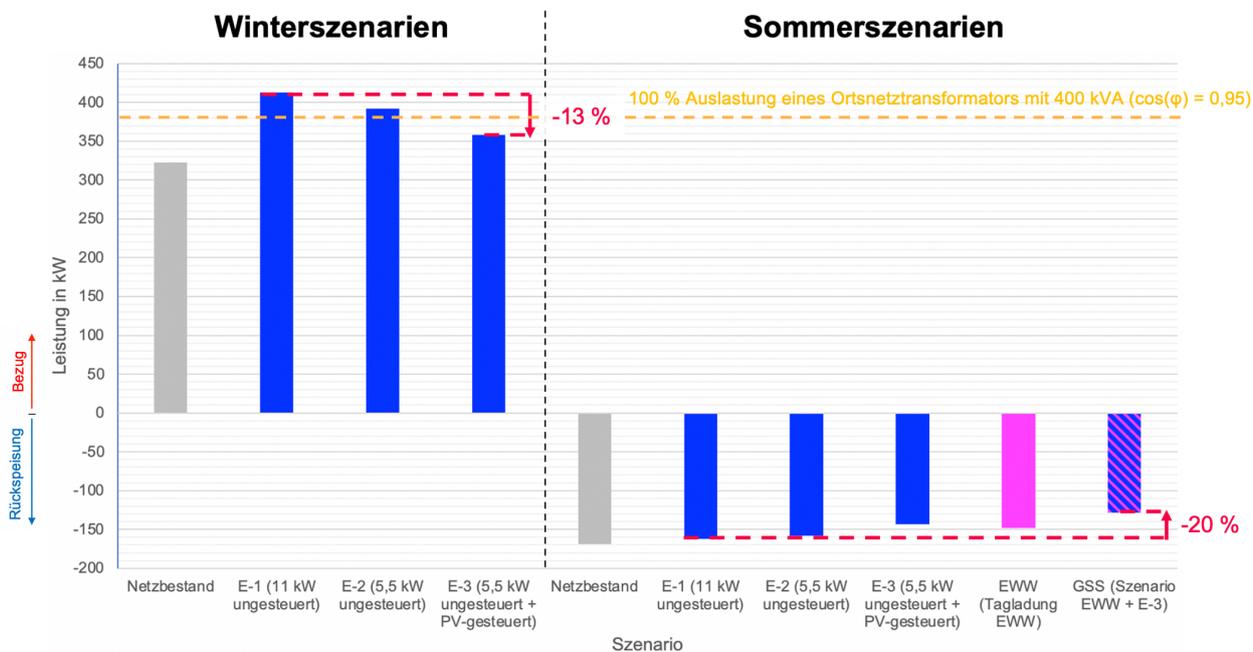


Abbildung 6: Vergleich der maximalen auftretenden Leistungsspitzen an der Ortsnetzstation der verschiedenen Szenarien E-1 bis E-3 (Durchdringung an 30 % Elektrofahrzeugen), EWW (Tagladung des Elektrowarmwasserspeichers) sowie GSS (Kombination aus Szenario EWW und E-3) im Winter (links) und im Sommer (rechts)

Zusammenfassend zeigt sich anhand Abbildung 6:

- **Elektrofahrzeuge (Szenario E-1 bis E-3)**

Es ist damit zu rechnen, dass insbesondere in den Wintermonaten eine hohe Entlastung vor allem in Szenario E-3 (50 % ungesteuertes Laden mit 5,5 kW, 50 % PV-gesteuertes Laden) erreicht wird. Bei mangelndem PV-Überschuss werden in diesem Szenario, wie bereits beschrieben, die PV-gesteuerten Ladevorgänge in die Nacht verschoben. Dadurch kann die maximale Lastspitze gegenüber Szenario E-1 um 13 % reduziert werden.

In den Sommermonaten können die Rückspeisespitzen an der Ortsnetzstation in Szenario E-3 (50 % ungesteuertes Laden mit 5,5 kW, 50 % PV-gesteuertes Laden) eher geringfügig reduziert werden. Einige Fahrzeuge sind bereits in den Vormittagsstunden vollgeladen, wodurch der Effekt einer Reduzierung der Rückspeisespitze gedämpft wird.

- **Elektrowarmwasserspeicher (Szenario EWW)**

Es kann durch die Tagladung im Sommer (Szenario EWW) die maximale Rückspeisespitze um etwa 12 % (20 kW) gegenüber dem Netzbestand (Nachtladung des Elektrowarmwasserspeichers) reduziert werden.

Bei Wetterumschwung im Sommer mit geringer PV-Erzeugung wird die Gesamtlast an der Ortsnetzstation durch die Tagladung geringfügig um maximal 15 kW erhöht. Da die Last im Winter jedoch deutlich höher ist (siehe Abbildung 3 - Netzbestand), wird dadurch insgesamt eine Netzentlastung erreicht. Zukünftig könnte die Ansteuerung dynamisch in Abhängigkeit der Netzauslastung stattfinden, wodurch das Flexibilitätspotential optimiert werden kann. Die in diesem Szenario simulierte Variante lässt sich jedoch einfach mittels hinterlegter Ansteuerungszeitpunkte beim Smart Meter umsetzen.

- **Gesamtszenario Sommer (Szenario GSS)**

Durch die Kombination des Szenarios EWW (Tagladung der Elektrowarmwasserspeicher) mit Szenario E-3 (50 % ungesteuertes Laden mit 5,5 kW, 50 % PV-gesteuertes Laden) kann die Rückspeisespitze gegenüber Szenario E-1 (ungesteuertes Laden mit 11 kW) um rund 20 % reduziert werden.

2 Energieautarke Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft Schnifis (Pilotprojekt): Evaluierung der Auswirkung einer Energieautarkie auf das Stromverteilstromnetz

Nachdem in Kapitel 1 ein ländliches Netzgebiet in Vorarlberg mit hoher PV-Durchdringung betrachtet und verschiedenen Flexibilisierungsszenarien bewertet wurden, wird im zweiten Teil dieser Arbeit anhand der projektierten Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft Schnifis die Auswirkung einer Energieautarkie evaluiert. In dieser Energieautarkie kommen verschiedene Flexibilitäten (zentraler Wasserstoff- und Batteriespeicher, Biogasanlage, Biomasse-BHKW) zum Einsatz.

2.1 Allgemeines

Im Jahr 2020 begann ein einzigartiges Projekt - die Umsetzung der ersten Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft in Vorarlberg. Ausgewählt wurde die Gemeinde Schnifis, ein Dorf mit rund 800 Einwohnern, welches geografisch hinsichtlich der Sonneneinstrahlung günstig gelegen ist. Am Projekt nehmen ca. 20 Haushalte teil, die sowohl elektrische Energie konsumieren als auch erzeugen (sog. Prosumer). Des Weiteren sind am Projekt ein Milchviehbetrieb mit Biogasanlage, die Gemeinde, zwei Klein- und Mittelbetriebe sowie die Sennerei-Genossenschaft beteiligt. Das Ziel der Energiegemeinschaft ist ambitioniert: Die erzeugte Energie soll, wenn möglich, lokal innerhalb der Energiegemeinschaft verbraucht werden. [9]

Im Rahmen des Pilotprojekts in Schnifis wurde eine Kurzstudie „Energieautarke EEG Schnifis - Mit Wasserstoff zur energieautarken Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft“ [9] durchgeführt. In der Studie wurde dabei eruiert, inwieweit Wasserstoff helfen kann, energieautark zu werden. Die Energie wird zur Gänze lokal bereitgestellt, und es erfolgt kein Import von Strom und sonstiger Energie von außerhalb. Für die energieautarke Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft Schnifis ist in der Studie bei einem Endausbau eine vollständige lastgerechte Energieautarkie vorgesehen. Dabei muss der Eigenverbrauch zu jedem Zeitpunkt gedeckt sein [10], d.h. es erfolgen grundsätzlich keine Energielieferungen vom Netz außerhalb der Energiegemeinschaft bzw. aus den vorgelagerten Spannungsebenen. Bei Überschuss an elektrischer Energie wird hingegen in das vorgelagerte Netz eingespeist [10].

Dies erfordert somit einerseits einen starken Ausbau an Erzeugungsanlagen (z.B. PV-Anlagen), um den elektrischen Energiebedarf das ganze Jahr über innerhalb der Energiegemeinschaft decken zu können. Andererseits müssen verschiedene Flexibilitäten innerhalb der Energiegemeinschaft die Erzeugung und den Verbrauch zu jedem Zeitpunkt ausgleichen. Potential zur flexiblen Stromerzeugung aus Biomasse sowie Biogas steht jedoch in Schnifis nur begrenzt zur Verfügung [9]. Folglich ist eine saisonale Energiespeicherung von großer Bedeutung. Die überschüssige elektrische Energie aus PV-Anlagen soll in den Sommermonaten gespeichert werden und im Winter die Winterstromlücke schließen. Die saisonale Energiespeicherung ist im Projekt mittels eines Wasserstoffspeichers vorgesehen.

Es ist anzumerken, dass für die geplante lastgerechte Energieautarkie in Schnifis kein Inselbetrieb vorgesehen ist. Insbesondere in den Sommermonaten, wenn der Wasserstoffspeicher voll ist, wird überschüssige Energie aus PV-Anlagen in das umliegende

Netzgebiet rückgespeist. Dies ist - wie bereits erwähnt - auch bei einer lastgerechten Energieautarkie so vorgesehen. Des Weiteren muss angemerkt werden, dass bei einer lastgerechten Energieautarkie grundsätzlich kein Netzbezug erfolgt. Allerdings werden in der Realität durchaus kurzfristige Energielieferungen von außerhalb der Energiegemeinschaft stattfinden, um einen kurzzeitigen erhöhten Leistungs- bzw. Energiebedarf (z.B. hohe Anlaufströme, industrielle Maschinen, etc.) in der Energiegemeinschaft zu decken.

2.2 Berechnungsgrundlage und Szenarien

Die Erkenntnisse in diesem Kapitel beruhen auf der durchgeführten Kurzstudie „Energieautarke EEG Schnifis - Mit Wasserstoff zur energieautarken Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft“ [9] sowie durchgeführten Berechnungen bei vorarlberg netz.

Grundsätzlich wurden in der Studie verschiedene Szenarien simuliert (Variation Elektromobilität, Effizienzmaßnahmen etc.). Die Berechnung stützt sich auf Szenario 6 dieser durchgeführten Studie, bei der eine Energieautarkie ab einer PV-Durchdringung³ von 40 % erreicht werden könnte. Das Szenario sieht eine Reduktion des Verbrauchs um 25 % vor, die Ladung der Elektrofahrzeuge erfolgt optimiert durch ein Lademanagement sowie bevorzugt bei PV-Überschuss. Ausgehend von einer Durchdringungsrate von 100 % Elektromobilität in anderen durchgeführten Szenarien wird in diesem Szenario der Umfang an Elektromobilität halbiert. Dadurch werden andere Einflussfaktoren (Laden am Arbeitsplatz, Fortbewegung mit öffentlichen Verkehrsmitteln etc.) mitberücksichtigt.

In der Netzberechnung wird von zwei PV-Durchdringungsszenarien, basierend auf Szenario 6 der Studie, ausgegangen. Des Weiteren werden eine bestehende Biogasanlage, ein Biomasse-BHKW, ein Batteriespeicher, sowie eine Wasserstoffanlage in die Berechnung miteinbezogen. Nachfolgend werden die Berechnungsszenarien in Abhängigkeit der PV-Durchdringung beschrieben.

Szenario 1: PV-Durchdringung von 50 %

Für die Berechnung wird in Szenario 1 von einer PV-Durchdringung von 50 % ausgegangen. Bereits ab einer PV-Durchdringung von 40 % könnte wie bereits erwähnt eine Energieautarkie in Schnifis erreicht werden [9].

Szenario 2: PV-Durchdringung von 90 %

In Szenario 2 wird eine PV-Durchdringung von 90 % angenommen. Dies ist die maximale simulierte PV-Durchdringung in der Studie [9].

³ Der Begriff PV-Durchdringung berücksichtigt das verfügbare Dachflächenpotential in Schnifis. Eine PV-Durchdringung von 100 % bedeutet, dass das ganze theoretische Dachflächenpotential im Dorf erschlossen wird. Freiflächen werden in dieser Potentialanalyse somit beispielsweise nicht berücksichtigt, können jedoch für die Erschließung des PV-Potentials durchaus relevant werden.

Als Grundlage für die Ermittlung des realisierbaren PV-Ausbaus dient die PV-Dachflächenpotentialanalyse des internen Netzinformationssystems. Anhand der durchgeführten Dachflächenpotentialanalyse werden die zwei PV-Durchdringungsraten (Szenario 1 mit ca. 50 % PV-Durchdringung, Szenario 2 mit ca. 90 % PV-Durchdringung) angenommen. In der Netzberechnung werden dabei neben den bereits bestehenden Anlagen größere geplante PV-Anlagen sowohl hinsichtlich örtlicher Lage als auch bzgl. der Anlagengröße berücksichtigt. Weitere kleine PV-Anlagen werden homogen unter Berücksichtigung des Dachflächenpotentials der Wohnobjekte auf die verschiedenen Dachflächen im Ortsgebiet aufgeteilt. Die Leistung dieser kleinen PV-Anlagen wird nun auf die angenommene Durchdringungsrate hochskaliert. Aus der Leistung der bereits geplanten großen PV-Anlagen und des homogen verteilten und skalierten PV-Potentials aus kleinen PV-Anlagen ergibt sich somit die Gesamtleistung der jeweiligen Durchdringungsrate. Diese PV-Anlagenleistung beträgt ca. 3,2 MWp in Szenario 1 bzw. 5,8 MWp in Szenario 2. Ausgehend von dieser Annahme wird mit einem elektrischen Leistungsüberschuss von bis zu rund 2,5 MW (Szenario 1) sowie von bis zu 4,5 MW (Szenario 2) gerechnet⁴, d.h. dieser Wert stellt die maximale netzrelevante Einspeiseleistung in einem Worst-Case-Szenario dar⁵. Diese elektrische Erzeugung aus PV-Anlagen steht einem Leistungsbedarf von maximal 800 kW (Summenleistung aller bestehenden Ortsnetztransformatoren im Hochlastfall) im Jahr 2020 gegenüber.

In der Berechnung wird eine Q(U)-Regelung der PV-Wechselrichter gemäß TOR Erzeuger berücksichtigt. Die Q(U)-Regelung regelt die Blindleistung Q in Abhängigkeit der anliegenden Netzspannung U, wodurch einer lokalen Spannungsabsenkung bzw. -erhöhung durch die Bereitstellung von kapazitiver bzw. induktiver Blindleistung entgegengewirkt werden kann. [11]

2.3 Anlagedaten

Die technischen Daten der Anlagen sind in nachfolgender Tabelle zusammengefasst. Die Auslegung der Wasserstoffanlage (Anlagenleistung von Elektrolyseur und Brennstoffzelle sowie Speicherdimensionierung des Wasserstoffspeichers) und des Batteriespeichers variieren im betrachteten Szenario 6 dieser Wasserstoffstudie je nach Durchdringungsrate des PV-Potentials. In der Berechnung wurden 1.000 kW für den Elektrolyseur und 400 kW für die Brennstoffzelle angesetzt. Der Batteriespeicher hat eine Kapazität von 0,62 kWh pro installierter kWp (Kilowatt-Peak) PV-Anlagenleistung. [9] Die Leistung des Batteriespeichers entspricht der Hälfte des Wertes dieser Batteriespeicherkapazität⁴. Die Speicherkapazitäten (Batteriespeicher und Wasserstoffspeicher) werden in der Berechnung nicht berücksichtigt, da sie für die Dimensionierung der Betriebsmittel im Niederspannungsnetz nicht relevant sind. Der Vollständigkeit halber sind sie dennoch in der Tabelle angeführt.

⁴ Auskunft von drexel reduziert GmbH (Mitverfasser der Studie [9])

⁵ Mit Worst-Case-Szenario ist hier der sogenannte Einspeisefall (Berechnungsgrundlage Netzplanung) gemeint.

Anlage	Elektrische Anlagenleistung	Speicherkapazität	Anmerkung
PV-Anlage	3,2 MWp (Szenario 1: PV-Durchdringung von 50 %) 5,8 MWp (Szenario 2: PV-Durchdringung von 90 %)	-	maximale netzrelevante Einspeiseleistung von 2,5 MW (Szenario 1) und 4,5 MW (Szenario 2)
Biogasanlage	60 kW	-	bestehende Anlage
Biomasse-BHKW	220 kW	-	wärmegeführter Betrieb
Batteriespeicher	0,99 MW (Szenario 1), 1,8 MW (Szenario 2)	1,98 MWh (Szenario 1), 3,60 MWh (Szenario 2)	
Wasserstoffanlage			
- Elektrolyseur	1 MW	480 MWh (Szenario 1),	
- Brennstoffzelle	0,4 MW	170 MWh (Szenario 2)	

Tabelle 2.1: Technische Daten der Anlagen (Datenquelle: vorarlberg netz und [9] sowie Auskunft von drexel reduziert GmbH)

2.4 Berechnungsmethodik und Schlussfolgerungen

In der Netzberechnung werden zwei Worst-Case-Szenarien (Einspeisefall und Hochlastfall) für die Netzauslegung betrachtet:

- **Einspeisefall:** In diesem Berechnungsszenario wird keine Last sowie die maximale Erzeugung (Szenario 1: PV-Durchdringung von 50 % - 2,5 MW, Szenario 2 PV-Durchdringung von 90 % - 4,5 MW) für die Dimensionierung des Netzgebiets angenommen. In der Berechnung wird somit davon ausgegangen, dass die gesamte netzrelevante Einspeiseleistung von PV-Anlagen in das Netz eingespeist wird. Des Weiteren ist das lokale Nieder- und Mittelspannungsnetz darauf ausgelegt, dass das Biomasse-BHKW mit seiner gesamten Leistung in das Netz einspeisen kann. Die bestehende Biogasanlage wird ebenfalls berücksichtigt.
- **Hochlastfall:** Dieser Berechnungsfall berücksichtigt die maximale Last im Netzgebiet bei keiner Einspeisung durch Erzeugeranlagen. Es wird nachfolgend bewertet, welcher Lastzuwachs mit den erforderlichen Netzausbaumaßnahmen für den Einspeisefall der zwei betrachteten Szenarien möglich ist.

Da aufgrund der Leistung der Wasserstoffanlage und des Batteriespeichers angenommen wird, dass diese direkt über den Niederspannungsverteiler einer neu zu errichtenden Ortsnetzstation (Netzebene 6, Niederspannung) angeschlossen sind, haben die Anlagen keine Auswirkung auf die Netzausbaumaßnahmen bzw. die Berechnungen im Niederspannungsnetz (siehe auch nachfolgend in Abbildung 7, Station 6). Allerdings muss die Bemessungsleistung der Ortsnetzstation für die Wasserstoffanlage und den Batteriespeicher ausreichend dimensioniert sein. In der Studie [9] wird bei der Modellierung davon ausgegangen, dass bei Überschuss an elektrischer Energie zunächst die Speicherung in einem Batteriespeicher erfolgt und erst bei vollgeladenem Batteriespeicher die Wasserstoffproduktion stattfindet. Aus diesem Grund wird in der Netzberechnung angenommen, dass insgesamt eine Leistung von

1 MW⁶ bezogen (Laden) bzw. geliefert (Entladen) werden kann. Die Speicher (Wasserstoffspeicher und Batteriespeicher) dürfen also im Betrieb diese Leistungsgrenze insgesamt nicht überschreiten und nicht gleichzeitig mit voller Leistung betrieben werden.

Abbildung 7 veranschaulicht vereinfacht die Netztopologie in Schnifis mit den technischen Anlagenkomponenten. Der obere Abschnitt der Grafik stellt die Mittelspannungsebene (30 kV) dar, der untere Abschnitt die Niederspannungsebene (0,4 kV). Dabei zeigt der linke Teil in schwarzer Linienführung den derzeitigen Netzbestand mit Biogasanlage, der rechte Teil der Grafik in blauer Linienführung stellt die erforderlichen Netzausbaumaßnahmen mit den zusätzlich notwendigen Ortsnetzstationen für eine PV-Durchdringung von 50 % (Szenario 1) und 90 % (Szenario 2) sowie für die technischen Anlagen (Wasserstoffanlage, Batteriespeicher, Biomasse-BHKW) dar. Die Errichtung der Ortsnetzstation 7 ist nur bei Szenario 2 für eine geplante PV-Freiflächenanlage⁷ erforderlich.

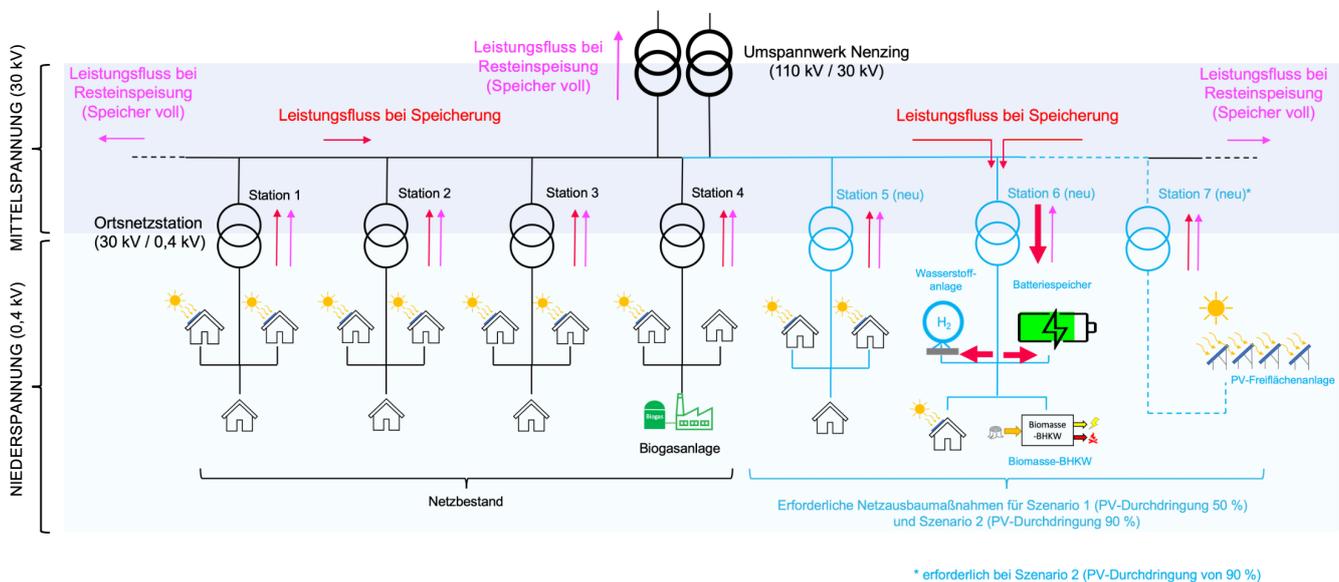


Abbildung 7: Vereinfacht dargestellte Ortsnetztopologie von Schnifis (eigene Darstellung)

Es zeigt sich anhand Abbildung 7, dass die hohen PV-Einspeiseleistungen in das Ortsnetz zu erheblichen Rückspeisungen an den Ortsnetzstationen (30 kV / 0,4 kV) führen, welche Netzausbaumaßnahmen (zusätzliche Ortsnetzstationen, Netzverstärkungen, Netzumschaltungen etc.) erfordern. Zwar kann das Stromverteilnetz regional zumindest bei Speicherung des PV-Überschusses entlastet werden, allerdings erfordert die zentrale Batterie- und Wasserstoffspeicherung Netzinvestitionen in der Niederspannungsebene, um die Leistungsflüsse im Stromnetz lokal bewältigen zu können. Bei vollem Speicher kommt es, im Gegensatz zur ursprünglichen Intention einer Netzentlastung, sogar zu einer deutlichen

⁶ Wie in Tabelle 2.1 ersichtlich ist, beträgt die Leistung des Batteriespeicher in Szenario 2 1,8 MW. Zum Zeitpunkt der Berechnung lagen diese Informationen nicht vor und konnten daher nicht berücksichtigt werden. Die höhere Leistung des Batteriespeichers beeinflusst das Ergebnis jedoch nur geringfügig.

⁷ Annahme von vorarlberg netz, Team Netzplanung und Power Quality: Laut Auskunft von drexel reduziert GmbH sind Agrar- und Freiflächen-PV-Anlagen für die Erreichung dieses Ausbaugrads vorgesehen.

Mehrbelastung für das umliegende Mittelspannungsnetzgebiet. Dies zeigt sich auch in Abbildung 7:

- **Leistungsfluss bei Speicherung**
Der Überschuss an elektrischer Energie aus PV-Anlagen wird zentral im Batterie- bzw. Wasserstoffspeicher gespeichert, wodurch über weite Strecken hinweg sowohl die Niederspannungs- als auch die Mittelspannungsebene in Schnifis durch diese Rückspeisungen stark belastet wird. Die roten Pfeile in der Abbildung zeigen den Lastfluss bei einer Speicherung.
- **Leistungsfluss bei Resteinspeisung (Speicher voll)**
Sobald jedoch der Batterie- und Wasserstoffspeicher voll ausgelastet bzw. vollgeladen ist, und Strom nicht von elektrischen Verbrauchern im Ortsnetz Schnifis abgenommen wird (z.B. im Sommer), kommt es zu Resteinspeisungen in das umliegende Mittelspannungsnetz desselben Mittelspannungsabgangs (30 kV). Dieser Leistungsfluss ist in Magenta dargestellt. Der erzeugte Strom, welcher nicht lokal in Schnifis verbraucht wird, fließt somit über den Mittelspannungsabgang in Richtung benachbarter Ortschaften (Pfeil nach links bzw. nach rechts in der Abbildung) ab. Je nach Last- bzw. Erzeugungssituation kann es in diesem Netzgebiet sogar zu Rückspeisungen in die Hochspannungsebene (Umspannwerk Nenzing 110 kV / 30 kV) kommen.

2.5 Erforderliche Netzausbaumaßnahmen

In diesem Unterkapitel werden die Netzausbaumaßnahmen, welche in Abbildung 7 vereinfacht dargestellt wurden, detaillierter beschrieben. Die nachfolgenden erforderlichen Netzinvestitionen stellen die minimalen erforderlichen Maßnahmen dar, damit es zu keiner Spannungsbandverletzung⁸ bzw. zu keiner Überlastung von Betriebsmitteln kommt. Es wurden regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) im Netzausbau berücksichtigt, damit das zulässige Spannungsband eingehalten wird. Dadurch kann ein Netzausbau im Gegensatz zu konventionellen nicht regelbaren Ortsnetztransformatoren stark eingeschränkt werden.

Nachfolgend sind die erforderlichen Maßnahmen für den Einspeisefall sowie den Hochlastfall beschrieben.

2.5.1 Einspeisefall

Szenario 1: PV-Durchdringung von 50 % (netzrelevante Einspeiseleistung von 2,5 MW)

Ein Ausbau auf rund 50 % des PV-Dachflächenpotentials erfordert zahlreiche Netzausbaumaßnahmen:

- *Niederspannungskabel*
Es sind umfangreiche Netzverstärkungen erforderlich, die zu einem großen Anteil auch eine zwei-, drei- oder vierfache Netzverstärkung durch weitere Niederspannungskabel erfordert. Die neu zu verlegende Kabellänge beträgt rund 2,4 km. Zum Vergleich beläuft sich die Leitungslänge des Bestandsnetzes

⁸ zulässiges Spannungsband von $\pm 10\%$ laut ÖVE/ÖNORM EN 50160 „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“

(inkl. Hausanschlussleitungen) im Ortsnetz Schnifis auf rund 28,5 km, wobei die Hausanschlussleitungen den Großteil der Gesamtleitungslänge ausmachen.

- *Mittelspannungskabel & Ortsnetzstationen (ON-Station)*

Die Mittelspannungskabel mit einer Kabellänge von 1,7 km sind für die Einbindung der neuen Ortsnetzstationen (Station 5 und Station 6, siehe Abbildung 7) erforderlich. Eine der zwei neuen Ortsnetzstationen erfordert einen rONT⁹.

- *Transformatoren*

Zudem muss jeweils in zwei der bereits bestehenden Ortsnetzstationen ein regelbarer Ortsnetztransformator (rONT) integriert werden, damit es einerseits zu keinen Überlastungen eines Transformators kommt und andererseits Spannungsbandverletzungen vorgebeugt wird.

Neben diesen Maßnahmen sind zahlreiche Netzsicherstellungen, insbesondere in der Niederspannungsebene, erforderlich.

Szenario 2: PV-Durchdringung von 90 % (netzrelevante Einspeiseleistung von 4,5 MW)

Zusätzlich zu den bereits ausgeführten Investitionen in Ortsnetzstationen in Szenario 1 ist die Errichtung einer weiteren Ortsnetzstation (Station 7) für eine Freiflächen-PV-Anlage erforderlich. Darüber hinaus muss in eine weitere bereits bestehende Ortsnetzstation ein rONT integriert werden. Der hohe PV-Ausbau erfordert zudem auch weitere zusätzliche Netzverstärkungen und Umschaltungen. Die neu zu verlegende Kabellänge beträgt in diesem Szenario insgesamt rund 3,4 km in der Niederspannungsebene sowie 2,1 km im Mittelspannungsnetz für die Einbindung der zusätzlichen Ortsnetzstationen.

In der Berechnung wird davon ausgegangen, dass die PV-Anlagen im Netzgebiet homogen verteilt sind. In der Realität ist jedoch davon auszugehen, dass die Verteilung des realisierten PV-Ausbaus eine gewisse Inhomogenität aufweist. Dadurch können weitere zusätzliche Netzverstärkungsmaßnahmen (hauptsächlich) in der Niederspannungsebene erforderlich sein, wenn beispielsweise einzelne Stränge durch eine hohe PV-Konzentration stark belastet werden.

In der umliegenden Mittelspannungsebene (Netzebene 5) sind, abgesehen von den erforderlichen Mittelspannungskabeln für die Einbindung der neuen Ortsnetzstationen, trotz fallweiser zusätzlicher Belastungen durch Resteinspeisung aus der Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft, keine weiteren Maßnahmen erforderlich. Diese Einschätzung berücksichtigt dabei geplante Umschaltungen sowie die zu erwartenden Leistungsflüsse am Umspannwerk in Nenzing (110 kV / 30 kV). Allerdings muss beachtet werden, dass ungeplante zusätzliche Leistungszuwächse und weitere energieautarke Energiegemeinschaften in Zukunft durchaus auch in der Mittelspannungsebene Netzinvestitionen erfordern werden.

2.5.2 Hochlastfall

Es zeigt sich, dass die Netzausbaumaßnahmen für den Einspeisefall (maximale Einspeisung und keine Last) auch den Großteil der erforderlichen Maßnahmen für den Hochlastfall bei zukünftig steigendem Verbrauch abdecken.

⁹ Regelbarer Ortsnetztransformator

Hochlastfall bei Netzausbaumaßnahmen laut Szenario 1 (PV-Durchdringung von 50 %)

Mit den erforderlichen Maßnahmen für den Einspeisefall (Szenario 1 mit PV-Durchdringung von 50 %) kann die Last im Netzgebiet bei homogener Lastverteilung etwa verdoppelt werden, ohne dass zusätzliche Netzinvestitionen erforderlich sind, d.h. ausgehend von einer maximalen Last von 800 kW kann die Last im betrachteten Netzgebiet auf rund 1.600 kW erhöht werden.

Eine Flexibilisierung der Ladevorgänge, wie sie in Szenario 6 der Studie [9] vorgesehen ist, kann die Durchdringungsrate dementsprechend nochmals erhöhen: Der simulierte maximale Lastbezug beträgt bei einer PV-Durchdringung von 50 % etwa 1.200 kW¹⁰ (50 % Elektromobilität mit optimiertem Laden, Energieeffizienzreduzierungen um - 25 %) und liegt somit durch die Effizienzreduzierungen und die optimierten Ladevorgängen unter diesem maximalen Lastbezug von 1.600 kW.

Hochlastfall bei Netzausbaumaßnahmen laut Szenario 2 (PV-Durchdringung von 90 %)

Die Netzausbaumaßnahmen, welche für eine PV-Durchdringung von 90 % erforderlich sind, ermöglichen eine weitere Lasterhöhung. Bei einem homogenen verteilten Leistungszuwachs im Netzgebiet kann die Last von 800 kW auf rund 2.400 kW erhöht werden, ohne dass weitere Maßnahmen im Hochlastfall notwendig sind. Verglichen mit dem Netzausbau-Szenario 1 kann somit die bestehende Last verdreifacht werden (Szenario 1: 1.600 kW, Szenario 2: 2.400 kW). Der maximale Lastbezug, bezogen auf Szenario 6 der Studie [9] (50 % Elektromobilität mit optimiertem Laden, Energieeffizienzreduzierungen um - 25 %), beträgt bei einer PV-Durchdringung von 90 % ebenfalls ca. 1.200 kW¹⁰ und liegt damit deutlich unter einem maximal möglichen Lastbezug von 2.400 kW. Dies ist auf die PV-optimierten Ladevorgänge zurückzuführen, wodurch der maximale Lastbezug im Vergleich zu Szenario 1 in etwa gleich bleibt.

Es muss hier jedoch - wie bereits erwähnt - berücksichtigt werden, dass eine inhomogene Lastverteilung ggf. auch hier weitere Netzausbaumaßnahmen erfordert. Dessen ungeachtet zeigt sich zusammengefasst, dass die Maßnahmen für den Erzeugerfall auch zukünftige Laststeigerungen gut abdecken. Die Netzausbaukosten sind voraussichtlich für die Erreichung einer Energieautarkie für den PV-Ausbau höher als für die zu erwartende Laststeigerung durch Elektromobilität und weitere Verbraucher¹¹. Dies ist dadurch begründet, da eine Energieautarkie einen enorm hohen PV-Ausbau erfordert, wodurch es zu hohen Leistungsflüssen im Netz durch überschüssige Energie aus PV-Anlagen kommen wird.

2.5.3 Vergleich der Stationsauslastung im Einspeisefall und Hochlastfall

In nachfolgender Abbildung ist die Stationsauslastung im Hochlastfall in rot (maximale Last, keine Einspeisung) sowie im Einspeisefall in gelb (maximale Einspeisung, keine Last) der einzelnen Ortsnetzstationen (Stat. 1-7) gegenübergestellt. Es zeigt sich, dass die Rückspeisung an den Ortsnetzstationen zu einer hohen Stationsauslastung führt, die den möglichen Lastbezug im Netzgebiet (ohne weitere Netzausbaumaßnahmen) übersteigt. Wie

¹⁰ Auskunft von drexel reduziert GmbH

¹¹ Diese Aussage beschränkt sich nur auf jene Szenarien, bei der ein hoher PV-Ausbau für die Erreichung einer Energieautarkie erforderlich ist.

erwähnt, stellt der mögliche Lastbezug jene homogen verteilten Leistungen dar, die mit den Netzausbaumaßnahmen für den Einspeisefall möglich sind. Zusätzlich ist in der Grafik die Leistung der Ortsnetzstation in kVA dargestellt (rot strichliert). Es zeigt sich, dass insbesondere Station 3, 4 und 7 im Einspeisefall hoch ausgelastet sind.

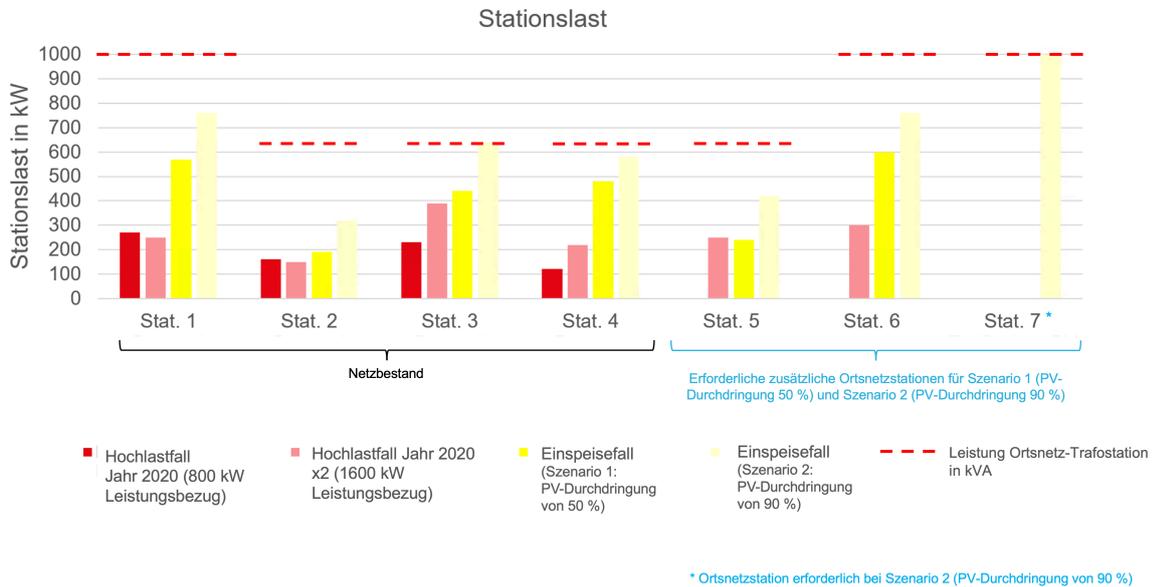


Abbildung 8: Stationsauslastung im Hochlastfall (positive Richtung) sowie im Einspeisefall (negative Richtung)

2.5.4 Kosten

Aufgrund der homogen verteilten Annahme in der Berechnung wird angesichts bestehender Inhomogenitäten pauschal von rund 20 % höheren Netzausbaukosten für die bezifferten Netzausbaumaßnahmen ausgegangen. Insgesamt ist mit Netzausbaukosten in der Höhe von rund 700.000 Euro (Szenario 1: PV-Durchdringung von 50 %) sowie rund 1.000.000 Euro (Szenario 2: PV-Durchdringung von 90 %) zu rechnen.

3 Zusammenfassung und Ausblick

In dieser Arbeit wurden Flexibilitätspotentiale von Elektrofahrzeugen und Elektrowarmwasserspeichern bewertet, um Möglichkeiten der Netzentlastung aufzuzeigen. Darüber hinaus wurde die Auswirkung einer energieautarken Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft (Pilotprojekt) auf das lokale Stromnetz evaluiert. Nachfolgend sind die wesentlichen Erkenntnisse aus Kapitel 1 und Kapitel 2 zusammengefasst.

Simulation von potenziellen Flexibilitäten in einem ländlichen Ortsnetz mit hoher PV-Durchdringung (Kapitel 1)

In der Arbeit wurde ein Szenario im Sommer und Winter betrachtet (Durchdringungsgrad von 30 % Elektrofahrzeugen, Bestand an Elektrowarmwasserspeichern stagnierend):

Winterszenario: Es zeigt sich, dass insbesondere Elektrofahrzeuge zukünftig ein enormes Lastverschiebungspotential im Winter darstellen. Eine Lastverschiebung von Elektrowarmwasserspeichern findet in der Simulation nur im Sommer statt. Insbesondere in Szenario E-3 (ungesteuertes Laden und PV-gesteuertes Laden zu jeweils 50 %) kann eine recht hohe Entlastung erreicht werden. Im Vergleich zu Szenario E-1 (ungesteuertes Laden mit 11 kW) konnte der maximale Lastspitzenzuwachs durch Elektromobilität um mehr als die Hälfte reduziert werden. Absolut betrachtet kann die maximale Lastspitze in Szenario E-3 gegenüber Szenario E-1 um rund 13 % reduziert werden.

Sommerszenario: Aufgrund des enorm hohen PV-Ausbaus im Netzgebiet kommt es im Sommer zu hohen Rückspeiseleistungen an der Ortsnetzstation in die Mittelspannungsebene. In der Simulation wird wie im Winterszenario angenommen, dass 50 % der Fahrzeugbesitzer das Fahrzeug direkt mit PV-Überschuss laden, sofern das Fahrzeug zu Hause abgestellt ist (Szenario E-3). Es lässt sich feststellen, dass sich die Rückspeiseleistung, unter Berücksichtigung der Mobilitätsbedürfnisse der Fahrzeugbesitzer, erwartungsgemäß reduzieren lässt. Mit Tagesladung der Elektrowarmwasserspeicher (Ansteuerung durch den Netzbetreiber) kann in dem betrachteten Netzgebiet die maximale Rückspeisespitze nochmals weiter verringert werden. Insgesamt ist mit beiden Maßnahmen mit einer Reduktion der maximalen Rückspeisespitze an der Ortsnetzstation um rund 20 %, gegenüber dem ungesteuerten Laden der Fahrzeuge mit 11 kW (Szenario E-1) und ohne Tagesladung der Warmwasserspeicher, zu rechnen. Welches Potential bei Elektrowarmwasserspeichern in Zukunft für die Lastverschiebung durch den Netzbetreiber genutzt werden kann, hängt maßgeblich davon ab, welcher Anteil zukünftig vermehrt für die Eigenbedarfsoptimierung durch den Kunden selbst verwendet wird. Es ist zu erwarten, dass mit einer Ansteuerung durch den Netzbetreiber eine höhere Entlastung erreicht werden kann, da diese gezielt in den Nachmittagsstunden für die Reduzierung der Rückspeisespitzen eingesetzt werden können.

Pilotprojekt energieautarke Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft Schnifis: Evaluierung der Auswirkung einer Energieautarkie auf das Stromverteilnetz (Kapitel 2)

Es zeigt sich anhand des Pilotprojekts der Energiegemeinschaft Schnifis, dass eine Energieautarkie (hier gemeint ist eine lastgerechte Energieautarkie mit permanenter Leistungsabdeckung aus eigenen Quellen) mit zahlreichen Hürden verbunden ist. Eine Energieautarkie erfordert eine hohe Erschließung des PV-Dachflächenpotential sowie eine saisonale Speicherung von Energie bspw. mit einem Wasserstoffspeicher. Anhand der

Netzberechnungsergebnisse wird ersichtlich, dass eine zentrale Wasserstoffspeicherung, wie sie im Pilotprojekt Schnifis derzeit geplant ist, zwar regional das Stromverteilnetz gegenüber dem Zustand ohne Speicherung entlastet, jedoch insbesondere auf Niederspannungsebene Netzinvestitionen erforderlich sind. Zudem sind zahlreiche Transformatorertüchtigungen sowie mindestens zwei neue Ortsnetzstationen notwendig. Dies ist in erster Linie auf die Rückspeisungen der PV-Anlagen zurückzuführen, die aufgrund des starken erforderlichen PV-Ausbaus hohe Leistungsflüsse im Stromnetz verursachen. Ist der Speicher hingegen voll, wird auch das umliegende Mittelspannungsnetz zusätzlich durch die Resteinspeisung aus PV-Anlagen belastet. Sofern die beteiligten Haushalte und Industriebetriebe mit PV-Anlage vermehrt ihren Eigenbedarf lokal hinter dem Netzanschlusspunkt bzw. innerhalb der Gebäude optimieren, können dadurch die Rückspeisungen eingedämmt werden. Dadurch könnte der Ausbau im Netz eingeschränkt werden. Von großer Bedeutung für das Stromverteilnetz ist somit die Frage, wie stark die Betreiber selbst den Eigenbedarf in ihrem Haushalt bzw. Industriebetrieb zukünftig erhöhen. Dieser Aspekt wurde in dieser Arbeit nicht bzw. nur eingeschränkt anhand der Ergebnisse der Studie [9] miteinbezogen, drängt sich aber als Erkenntnis stark auf.

4 Literatur

- [1] "Haushalte."
https://www.statistik.at/web_de/statistiken/menschen_und_gesellschaft/bevoelkerung/haushalte_familien_lebensformen/haushalte/023303.html (accessed Nov. 02, 2021).
- [2] "Verkehr."
https://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/verkehr/122639.html (accessed Dec. 22, 2021).
- [3] L. Schober, "Analyse über die Auswirkungen unterschiedlicher Durchdringungen durch Elektrofahrzeuge in Niederspannungsnetzen unter Berücksichtigung tariflicher Anreizmodelle," Masterarbeit, FH Vorarlberg, Bregenz, 2017.
- [4] D. A. Probst, P. M. Braun, and S. Tenbohlen, "Erstellung und Simulation probabilistischer Lastmodelle von Haushalten und Elektrofahrzeugen zur Spannungsbandanalyse," *Int. ETG-Kongress 2011*, pp. 9–13, 2011.
- [5] Amt der Vorarlberger Landesregierung and HERRY Consult GmbH, "Mobilitätshebung Vorarlberg 2017," Wien, 2018.
- [6] "VCÖ ruft die Autofahrer auf zum „Autofasten“ - Vorarlberger Nachrichten | VN.at."
<https://www.vn.at/vorarlberg/2016/02/09/vcoe-ruft-die-autofahrer-auf-zum-autofasten.vn> (accessed Jan. 13, 2022).
- [7] J. Ramsebner *et al.*, "E-Mobilität im Wohnbau – Ready to UR CHARGE ?!," 2021.
- [8] "Warmes Wasser," Accessed: Jul. 13, 2021. [Online]. Available: <https://www.umweltberatung.at/download/?id=warmes-wasser-3073-umweltberatung.pdf>.
- [9] C. Drexel and M. Scheibler, "Energieautarke EEG Schnifis - Mit Wasserstoff zur energieautarken Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft," Bregenz, 2021.
- [10] J. Deutsche, W. Hauser, M. Sonnberger, J. Tomaschek, L. Brodecki, and U. Fahl, "Energie-Autarkie und Energie-Autonomie in Theorie und Praxis," *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, pp. 151–162, 2015, doi: 10.1007/s12398-015-0160-5.
- [11] C. Elbs, R. Pardatscher, R. Nanning, and R. Witzmann, "Einsatz der Q (U)-Regelung bei der Vorarlberger Energienetze GmbH," Illwerke und Technische Universität München, 2014.

Danksagung

Ein Dank gilt insbesondere den Betreuer:innen seitens der TU Graz (Dipl.-Ing. Lia Gruber, Assoc.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo Bachhiesl) sowie seitens vorarlberg netz (Dipl.-HTL-Ing. Reinhard Nanning, Dipl.-Ing. Hannes Buzanich). Darüber hinaus bedanke ich mich bei all jenen weiteren Personen und Kolleg:innen, die mir bei der Erstellung dieser Arbeit geholfen haben.