

Analyse des DSM- und V2G-Potentials des Großen Walsertals

Dominik Fasthuber¹, Markus Litzlbauer, Jürgen Marchgraber, Michael Chochole, Wolfgang Gawlik

TU Wien – Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Gußhausstraße 25/E370-1,
1040 Wien, Tel.: +43158801 370112, Fax: +43158801370199,
E-Mail: fasthuber@ea.tuwien.ac.at, Internet: www.ea.tuwien.ac.at

Kurzfassung: Die Erweiterung der Verteilnetze um Smart Grid Technologien bietet die Chance, mit Hilfe von innovativen Regelstrategien für dezentrale Erzeugungsanlagen die Versorgungssicherheit zu erhöhen. Im Forschungsprojekt SORGLOS² werden daher Methoden und Algorithmen entwickelt, um in einzelnen Netzabschnitten mittels vorhandener dezentraler Erzeuger und Speicher sowie installierter Smart Grid Technologien Blackout-Festigkeit zu erreichen. Dabei wird Schwarzstartfähigkeit, sichere Netztrennung bei einem Blackout, Regelung von Erzeugung, Beeinflussung von Lasten sowie Speicherbewirtschaftung und Unterstützung beim Netzwiederaufbau untersucht. Der Aufwand konventioneller Methoden zur Erreichung der Versorgungssicherheit kann dabei möglicherweise reduziert werden, wodurch zusätzliche Systemkosten vermieden werden. Des Weiteren werden im Projekt SORGLOS auch die rechtlichen Grenzen und Rahmenbedingungen sowie die wirtschaftlichen Möglichkeiten dieser Betriebsmethoden betrachtet.

In einem ersten Schritt werden die einzelnen beteiligten Netzabschnitte genauer analysiert. Dadurch soll ein grundsätzlicher Leistungs- und Energiebedarf abgeschätzt werden. Anhand dieser Analysen lassen sich weitere DSM- und V2G³-Potentiale erheben. Darauf aufbauend erfolgt im weiteren Projektverlauf eine detaillierte Komponentennachbildung der betrachteten Netzelemente welche abschließend unterschiedliche Betrachtungen verschiedenster Regel- und Betriebsführungsstrategien zulassen.

Nachfolgende Ausführungen beschreiben die Methodik und Ergebnisse der Analysen für einen ausgewählten Netzabschnitt (Großes Walsertal) im Detail und geben somit einen Überblick über die Potentiale und Möglichkeiten innerhalb dieses Netzabschnittes.

Keywords: Smart Grid, Microgrid, DSM, V2G

¹ Jungautor

² Das Projekt SORGLOS wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds (KLIEN) gefördert und im Rahmen des Förderprogramms „e!Mission.at Energy Mission Austria, 1. Ausschreibung“ durchgeführt.

³ V2G...Vehicle to Grid

1. Einleitung

Unsere moderne Gesellschaft ist in einem enorm hohen Maß von der Verfügbarkeit elektrischer Energie abhängig. Es sind kaum Prozesse und Tätigkeiten in Wirtschaft, Gewerbe sowie im öffentlichen und privaten Leben ohne elektrische Energie möglich. Aufgrund europäischer und nationaler klima- und energiepolitischer Initiativen kommt es in den nächsten Jahrzehnten zu einem massiven Ausbau erneuerbarer Energieträger. Ein hoher Anteil davon wird dezentral in die Verteilnetze integriert werden. Dies führt somit zu einer größeren Menge an lokal verfügbarer elektrischer Energie. Dieser Umstand und die Modernisierung der klassischen Verteilnetzstrukturen durch Implementierung von Kommunikationsinfrastruktur, aktiver Betriebsmittel, Elektromobilität und stationärer Speicher ermöglichen eine zunehmende Automatisierung der Verteilnetze und gezielte Beeinflussung von Erzeugungseinheiten und Verbrauchern.

Die Modernisierung der Verteilnetze kann als Chance gesehen werden, mit Hilfe von innovativen Regelstrategien die Versorgungssicherheit zu erhöhen. Dabei sollen die neuen Funktionalitäten der zukünftigen Smart-Grid Komponenten zielführend eingesetzt werden.

Im Forschungsprojekt SORGLOS werden Methoden und Algorithmen entwickelt um in einzelnen Netzabschnitten (Microgrids) Blackout-Festigkeit zu erreichen. Dabei soll im Falle eines weiträumigen Blackouts eine geordnete und sichere Netztrennung vom externen Netz sichergestellt werden. Die Regelung von Erzeugung und Beeinflussung von Lasten sowie Speicherbewirtschaftung⁴ kann eine stabile Notversorgung im Inselbetrieb gewährleisten und Unterstützung beim Wiederaufbau des externen Netzes leisten.

Anhand von repräsentativen Smart Grid Netzbereichen im ländlichen und kleinstädtischen Bereich mit jeweils charakteristischen Erzeugungsstrukturen⁵ werden die vorhandenen Möglichkeiten und nötigen Erweiterungen sowie die Skalierbarkeit untersucht.

Die Funktionsweise der im Projekt SORGLOS entworfenen Algorithmen und ermittelten Speichergrößen soll mit realen Daten von Netzabschnitten in einer virtuellen Demonstration veranschaulicht werden. Hier wird auf schon laufende Smart Grid Projekte mit hoher dezentraler Erzeugung wie das Große Walsertal / VBG und Eberstalzell / OÖ aufgesetzt.



Abbildung 1-1: Logo des SORGLOS Projekts

Diese beiden Netze unterscheiden sich vor allem durch die Möglichkeit der Eigenversorgung bei einem Ausfall des übergeordneten Netzabschnittes.

Für das ländliche Mittelspannungsnetz wird ein Pumpspeicherkraftwerk mit Francis-Turbine nachgebildet. Dieses Kraftwerk sorgt für die Versorgung während eines Blackouts. Im kleinstädtischen Nie-

⁴ Stationäre und mobile Speicher (Elektromobilität)

⁵ Erzeugung durch rotierende elektrische Maschinen z.B. bei Kleinwasserkraft, BHKWs oder Diesel-Generatoren, Umrichter gekoppelte Einheiten wie z.B. Photovoltaik, Windkraftanlagen, Speichern

derspannungsnetz ist eine Versorgung alleinig über die installierten PV-Anlagen nicht durchgängig möglich. Deshalb wurde ein Modell eines Notstrom-Diesel-Aggregates erstellt, welcher die Versorgungssicherheit gewährleisten soll (vgl. [1]). Ferner wurden weitere Szenarien mit verschiedenen möglichen Primärerzeugungseinheiten betrachtet (PV, PV mit Speicher etc.).

Abbildung 1-2 zeigt die möglichen Komponenten und ihre Symbole, welche in den bereits erwähnten Netzabschnitten vorhanden sind, in einem vereinfachten Blockschaltbild.

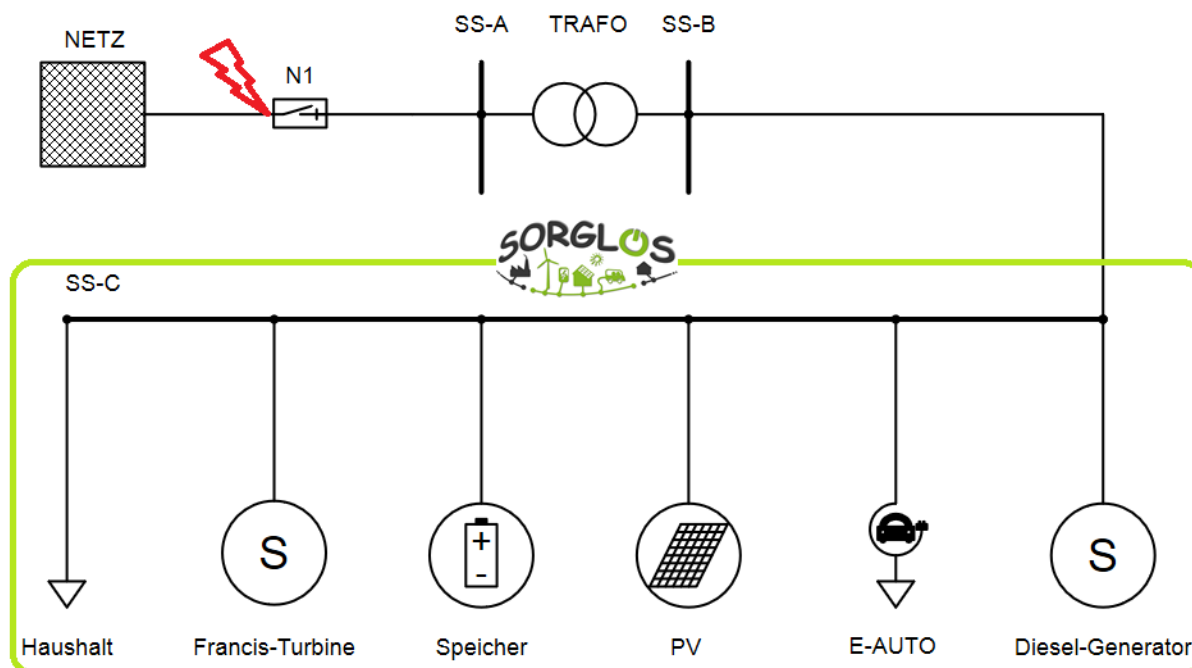


Abbildung 1-2: Komponenten im SORGLOS Netz (selbst erstellt)

2. Motivation und zentrale Fragestellung

Für einen zuverlässigen Inselbetrieb ist jederzeit sicherzustellen, dass eine ausgewogene Bilanz zwischen Erzeugung und Verbrauch gewährleistet wird. Hierzu ist zum einen eine Reduktion der Erzeugung zu veranlassen, falls sich die Last dramatisch verringert, zum anderen ist aber auch eine Lastreduktion durchzuführen, falls die Grenzen der bereitzustellenden Erzeugung erreicht werden. Diese Betriebsweise lässt sich – solange keine zusätzlichen Speichereinheiten vorhanden sind – vor allem durch geeignete Demand-Side-Management (DSM-) Maßnahmen herbeiführen.

Die in diesen Netzabschnitten zentralen Fragestellungen waren mitunter:

- Welche DSM-Maßnahmen können eingesetzt werden, um die Inselfähigkeit des Niederspannungs-/Mittelspannungsnetzabschnittes z.B. im Blackoutfall zu gewährleisten?
- Welches DSM-Potential ist mit diesen Maßnahmen erreichbar?
- Wie kann mit Hilfe der Elektromobilität (V2G) der Versorgungsgrad weiter erhöht werden?

Diese Abhandlung stellt primär die Ergebnisse für den Mittelspannungsabschnitt des Großen Walsertals dar. Eine ähnliche methodische Vorgangsweise lässt sich aber auch in anderen Netzabschnitten anwenden.

3. Methodische Vorgangsweise

Als Datengrundlage für die – im Projekt SORGLÖS – durchgeführten Analysen wurden von der „Vorarlberg Energienetze GmbH“ die Summenganglinien der vorhandenen Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen (1/2-Stunden-Mittelwerte) für das Jahr 2012 zur Verfügung gestellt (Abbildung 3-1).

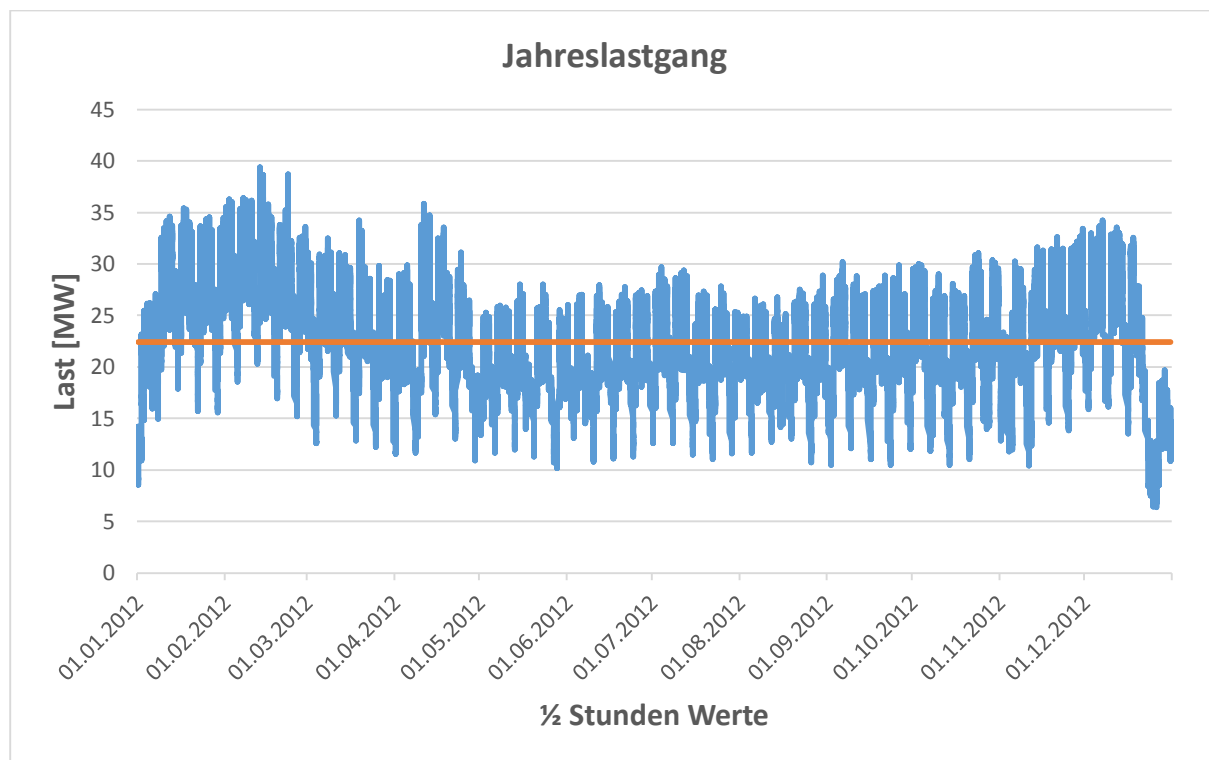


Abbildung 3-1: Jahreslastganglinie in der Modellregion Großes Walsertal für 2012

Für die Auslegung der benötigten steuerbaren Erzeugungseinheit im Gebiet der Modellregion, wurde zunächst die Residuallast (elektrischer Bedarf minus Einspeisung der dargebotsabhängigen Erzeugungseinheiten, z.B. Kleinwasserkraft und PV) gebildet und das „Jahresbandlastäquivalent“ berechnet. Das Äquivalent stellt dabei jene Bandlast dar, welche dem energetischen Jahresverbrauch in der Modellregion entspricht. Das „Jahresbandlastäquivalent“ beträgt 22,4 MW und liegt in der Größenordnung der bereits installierten Gruppe der Lutz-Kraftwerke. Dem gegenüber steht ein maximaler elektrischer Leistungsbedarf von 39,4 MW.

Um grundsätzlich eine Inselfähigkeit im Netzbereich zu ermöglichen, muss die Residuallast von einer bzw. mehreren steuerbaren Erzeugungseinheiten zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden. Dabei wird angenommen, dass die Residuallast um die Leistung des „Jahresbandlastäquivalents“ reduziert ist und somit nur mehr der restliche Fehlbetrag durch zusätzliche Erzeugungsanlagen, entsprechende DSM-Maßnahmen bzw. Rückspeisung aus zukünftigen Elektrofahrzeugen gedeckt werden muss. In einem weiteren Schritt wurden die Lasten in Haushalte, Gewerbe und Industrie aufgeschlüsselt, da die zugrunde gelegten DSM-Maßnahmen primär die Haushalte betreffen, die Industrie und das Gewerbe jedoch unbeeinflusst bleiben. Basierend auf dieser Auswertung wurde zu jeder Stunde im Jahr errechnet, welcher mittlere Leistungsbedarf für einen kontinuierlichen Inselbetrieb notwendig wäre. Darüber hinaus

wurde ermittelt, welcher zusätzliche Energiebetrag notwendig wäre, um verschieden lange andauernde Blackouts abzudecken. Der sich daraus ergebende Datensatz wurde statistisch ausgewertet und ist in Abbildung 3-2 bzw. Tabelle 4-1 ersichtlich.

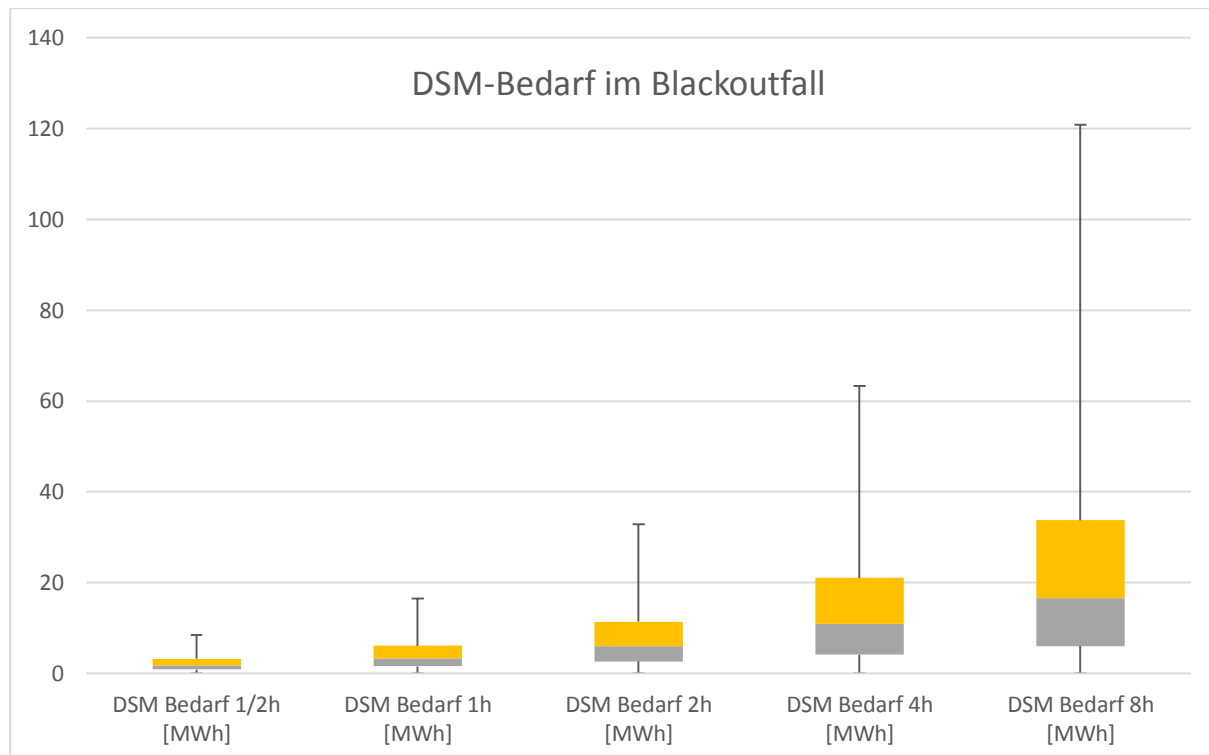


Abbildung 3-2: DSM Bedarf bei unterschiedlichen Blackoutdauern

Anhand dieser beiden Analysen konnte eine Abschätzung des DSM-Potentials sowie der erforderlichen Speichergrößen für verschiedene Intervalle durchgeführt werden. Um die Aussagen diesbezüglich zu verfeinern, wurden die Lasten der Haushalte zusätzlich nach Verbrauchsgruppen (Wärme, Kochen, Beleuchtung, Kommunikation, Unterhaltung, etc.) aufgeschlüsselt (nach [2]). Dadurch konnten die größten Einsparungspotentiale identifiziert werden.

Neben den Einsparungsmöglichkeiten an Leistung bzw. Energie durch DSM-Maßnahmen im Haushalt wurden ebenfalls die V2G-Potentiale zur Netzstützung mittels Rückspeisung aus rein elektrischen Fahrzeugen (BEV⁶) abgeschätzt.

⁶ BEV...Battery Electric Vehicle

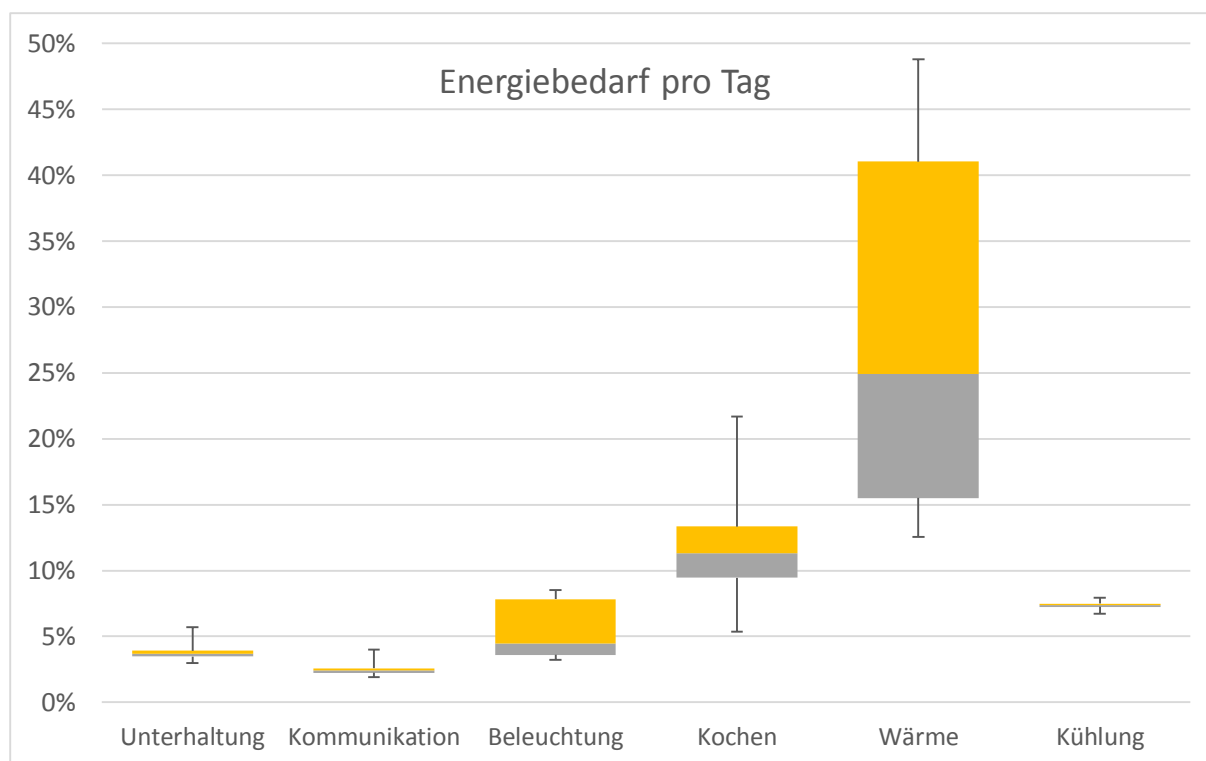


Abbildung 3-3: Energiebedarf je Tag unterschiedlicher Verbrauchsgruppen eines Haushaltes normiert auf den maximalen Gesamtbedarf (Jahr 2012)

Dabei wurde als Basis für die Abbildung des Fahr- und Standverhaltens die Mobilitätsenerhebung MiD08 [3] herangezogen. Diese Studie umfasst neben den zeitlichen (Wochentag, Jahreszeit, etc.) und örtlichen Angaben (z.B. Stadt- und Gemeindetyp des Wohnorts) ebenfalls eine Vielzahl an abgefragten Verkehrsmitteln (wie zu Fuß, Fahrrad, ÖPV und MIV). Für das Projekt SORGLOS ist primär der MIV (motorisierter Individualverkehr) von Interesse. Deshalb wurde der gesamte Datensatz zuerst nach dem Hauptverkehrsmittel „MIV-Fahrer“ gefiltert und eine Transformation von personen-bezogene in PKW-bezogene Daten unternommen. Anschließend wurde eine Datenbereinigung durchgeführt und die fehlerhaften Datenblöcke (inkonsistent oder unvollständig) bereinigt bzw. gelöscht. Resultierend ergibt sich ein Datenpool von über 19.500 individuellen Tagesprofilen, welcher u.a. Informationen über die zugehörigen Kilometerleistungen, Abfahrts- und Ankunftszeiten sowie der Standorte und -dauern beinhaltet.

Mit Hilfe der Simulationssoftware MATLAB wurden die Mobilitätsdaten mit diversen Fahrzeugparametern (Batteriekapazität, Lade- und V2G-Charakteristik, Wirkungsgrade, etc.) und Informationen zu den gewählten Lademöglichkeiten (z.B. „unmittelbares, ungesteuertes Laden nur Zuhause mit 11 kW“) kombiniert sowie daraus die fahrzeugexakten Lade- und SOC⁷-Profile für unterschiedliche V2G-Varianten und Blackout-Dauern ermittelt. Dabei wurden die zugrunde gelegten Elektrofahrzeuge mit einer verbauten Batteriekapazität von 24 kWh⁸ modelliert und angenommen, dass die installierten Umrichter bereits V2G-fähig sind, ein (Ent-) Ladevorgang

⁷ SOC...State Of Charge (Ladezustand in %)

⁸ Entspricht hier einer nutzbaren Batteriekapazität von 19,2 kWh.

am Standort „Zuhause“ mit 3 x 230 V, 16 A⁹ möglich ist und die E-Fahrzeuge sofort nach der Fahrt angesteckt werden. Zum Rückspeisen wurden nur jene E-Fahrzeuge eingesetzt, deren Restreichweite von zumindest 20 km nicht unterschritten wurde. Resultierend ergibt sich daraus je nach Tageszeit das entsprechende V2G-Potential.

Abbildung 3-4 stellt die V2G-Potentiale für unterschiedliche Blackout-Dauern im Tagesverlauf (Werktag: Mo-Fr, Gemeinde < 20.000 Einwohner) dar. Dabei zeigt jeder Punkt das mittlere V2G-Potential eines E-Fahrzeuges für die entsprechende Blackout-Dauer an. Es wird angenommen, dass nur ein einziges Blackout an diesem Tag auftritt. Bei mehreren aufeinanderfolgenden Blackouts würden sich die V2G-Potentiale untereinander beeinflussen, da die Ladezustände durch das Rückspeisen verringert werden. In Abbildung 3-4 ist eine deutliche Abweichung zwischen Tag und Nacht erkennbar. Diese beruht auf der unterschiedlichen Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge an der „Heim-Ladestation“ und der verfügbaren Batteriekapazität. In den Nachtstunden sind über 90 % aller Fahrzeuge am Standort „Zuhause“. Unter Tags fällt der Wert auf etwa 40 % herab. Tritt ein Blackout in den Nachtstunden auf und dauert es nicht länger als eine Stunde, so können fast alle E-Fahrzeuge über die gesamte Dauer mit einer Leistung von 10,5 kW ins elektrische Netz rückspeisen, ohne die minimale SOC-Grenze zu unterschreiten. In den Mittagsstunden reduziert sich der Wert entsprechenden den genannten Gründen. Bei gleicher, verfügbarer Batteriekapazität aber längerer Blackout-Dauer sinkt das mittlere V2G-Potential naturgemäß ebenfalls. Bei einer Blackout-Dauer von vier Stunden ergibt sich somit ein minimales V2G-Potential von 1,77 kW.

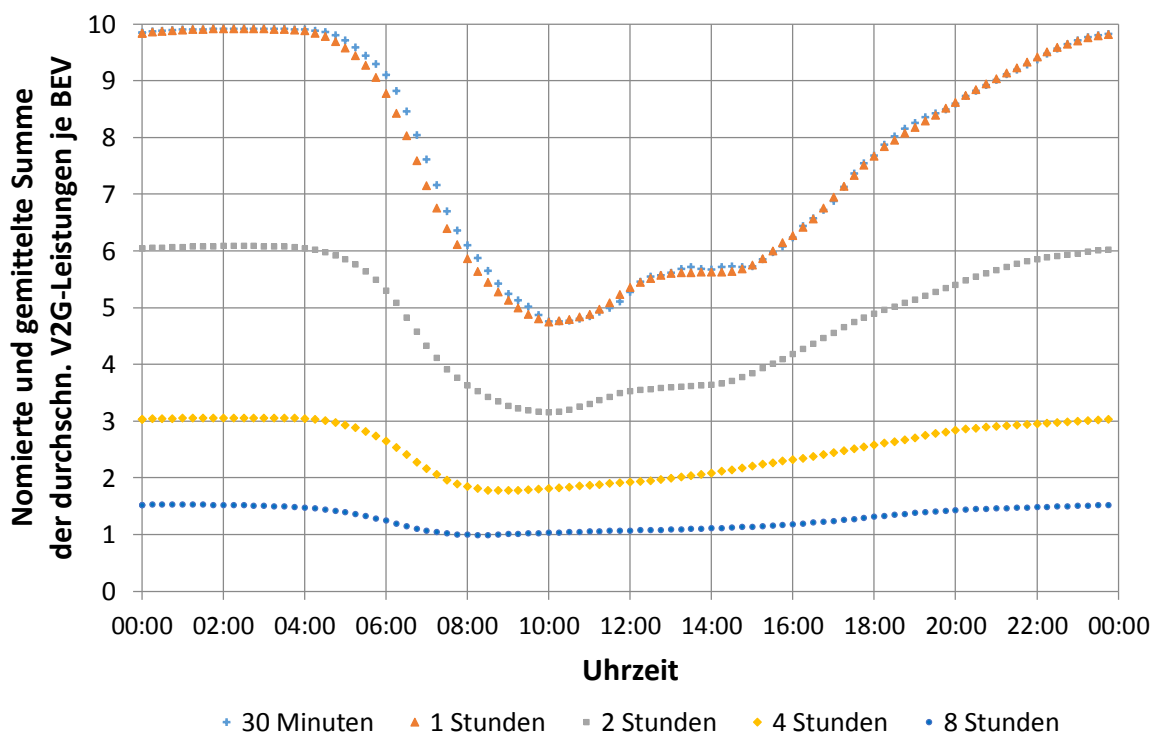


Abbildung 3-4: V2G-Potentiale für unterschiedliche Blackout-Dauern im Tagesverlauf (Werktag: Mo-Fr, Gemeinde < 20.000 Einwohner, Batteriekapazität verbaut: 24 kWh, Ladepunkt: 3 x 230 V, 16 A)

⁹ Dies entspricht einer max. Leistung von 11,04 kW. Aus Sicherheitsgründen wurde dieser Wert auf 10,5 kW beschränkt.

4. Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Durch die bereits erwähnten Analysen konnten, neben dem Bedarf an zusätzlicher Leistung für die Versorgung des Mittelspannungsnetzabschnittes im Inselbetrieb, ebenfalls das DSM-Potential verschiedener Verbrauchsgruppen erhoben werden.

Wie sich herausstellte, könnte der Netzabschnitt bereits jetzt ohne zusätzliche Ausbaumaßnahmen in ca. 50 % der Fälle eines Jahres als Insel vollversorgt werden. Durch eine zusätzliche Installation einer etwa 2 MW großen Erzeugungseinheit (z.B. zusätzliches Kleinwasserkraftwerk) könnte der Versorgungsgrad um weitere 13 % auf ca. 63 % gehoben werden (vgl. Abbildung 4-1).

Ferner wurde der DSM-Bedarf für unterschiedlich lang andauernde Versorgungsunterbrechungen ermittelt und den errechneten Energieverbräuchen pro Tag gegenübergestellt (Abbildung 3-3). Dabei wurde festgestellt, dass durch Anwendung von aktiven DSM-Maßnahmen in der größten Verbrauchsgruppe "Wärme" (Warmwasseraufbereitung und Raumheizung) der Bedarf an zusätzlich benötigter Energie im Mittel gedeckt werden könnte.

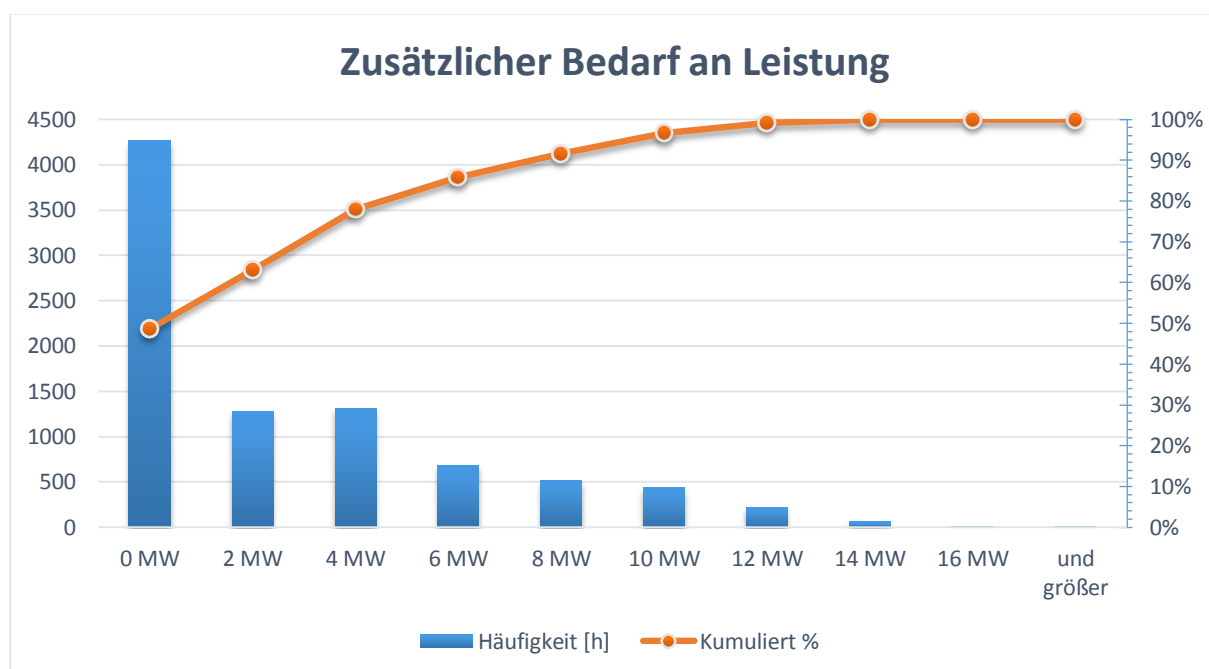


Abbildung 4-1: Durch zusätzliche Installation von Erzeugungseinheiten wird eine erhöhte Versorgungssicherheit im Blackoutfall gewährleistet.

Durch Annahme einer Speicherinstallation als Unterstützung der bereits installierten PV Leistung von 1,5 MW, wurden weitere Aussagen über die mögliche Versorgungssicherheit getroffen. Zum einen wurde ein Speicher mit 3 MWh und zum anderen ein Speicher mit 7,5 MWh angenommen. An dieser Stelle muss allerdings darauf hingewiesen werden, dass ausschließlich energetische Betrachtungen durchgeführt werden und von einer ausreichenden Leistungsbereitstellung ausgegangen wird.

Als Ergebnis der Analysen kann festgehalten werden dass bei einer Ausfallsdauer von zwei Stunden mit einem 3 MWh Speicher bereits 54% aller Fälle im Jahr vollversorgt werden können. Bei einem 7,5 MWh Speicher steigt dieser Wert bereits auf 70% an (vgl. Abbildung 4-2).

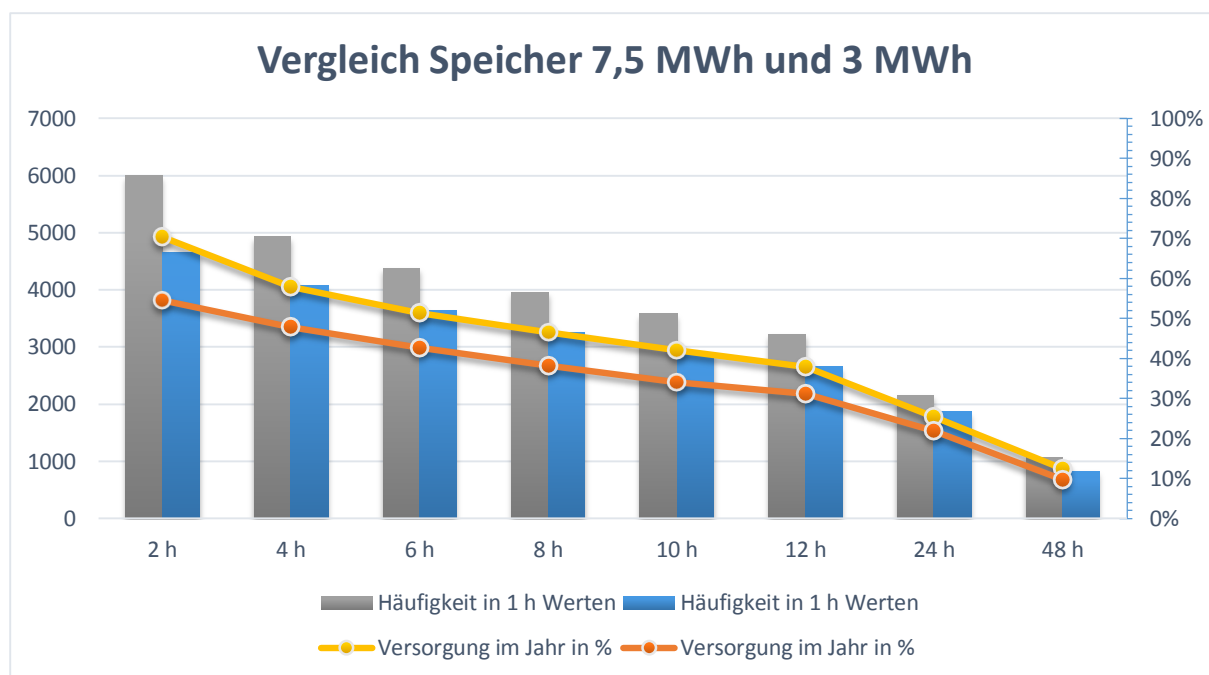


Abbildung 4-2: Vergleich der Versorgungssicherheiten bei unterschiedlichen Speichergößen im Blackoutfall mit unterschiedlichen Ausfallszeiten

Im Vergleich dazu fällt das V2G-Potential der E-Fahrzeuge deutlich geringer aus. Erst mit einem Durchdringungsgrad von 100 % an rein elektrisch betriebenen Fahrzeugen, ergeben sich im Großen Walsertal (etwa 1.800 PKW) quantitativ ähnliche Potentiale verglichen mit jenen der DSM-Maßnahmen (siehe dazu Tabelle 4-1). Dieser hohe Durchdringungsgrad an Elektromobilität muss aber nicht zwingend allein im großen Walsertal gewährleistet sind. Die Verteilung der Fahrzeuge kann sich natürlich im gesamten untersuchten Mittelspannungsnetzabschnitt verteilen und lässt somit zusätzlichen Spielraum für die Betrachtungen zu.

Unter den gegebenen Rahmenbedingungen (siehe Methodik) wird z.B. für die Deckung des mittleren DSM-Bedarfs eines 4 h Blackouts im Großen Walsertal (beliebige Tageszeit) das gesamte V2G-Potential von knapp über 1.500 E-Autos benötigt. Dabei wurde das minimale V2G-Potential von 1,77 kW / BEV zugrunde gelegt. Tabelle 4-1 zeigt ergänzend den notwendigen E-Fahrzeug-Bestand im Großen Walsertal für verschiedene Blackout-Dauern und den damit verbundenen Speicher bzw. DSM-Bedarf.

Tabelle 4-1: Bedarf an zusätzlicher Energie für unterschiedliche Ausfallszeiten und äquivalenter Bedarf an Elektrofahrzeugen

		DSM Bedarf 1/2 h [MWh]	DSM Bedarf 1 h [MWh]	DSM Bedarf 2 h [MWh]	DSM Bedarf 4 h [MWh]	DSM Bedarf 8 h [MWh]
	Minimum	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	25% Quantil	0,91	1,60	2,62	4,12	6,03
	Median	1,72	3,25	6,04	10,87	16,55
	75% Quantil	3,25	6,10	11,42	21,09	33,74
	Maximum	8,46	16,56	32,87	63,31	120,88
Min. Anzahl an BEV (24 kWh Batterie)	Minimum	0	0	0	0	0
	25% Quantil	381	336	416	580	759
	Median	722	684	958	1.531	2.086
	75% Quantil	1.366	1.284	1.812	2.970	4.252
	Maximum	3.560	3.483	5.214	8.919	15.233

Abschließend kann durch diese Auswertungen festgestellt werden, dass aufgrund intelligenter Maßnahmen im Netz bereits jetzt die Möglichkeit bestehen würde unter gewissen Voraussetzungen die Energieversorgung effizienter zu gestalten. Ein erhöhter Grad der Elektromobilitäts-Durchdringung könnte in zukünftigen Szenarien diese Entwicklung weiter unterstützen.

Literatur

- [1] D. Fasthuber, M. Chochole, R. Schlager:
"Dynamische Modellierung eines Diesel-Aggregats im Zuge des SORGLOS-Projekts";
Vortrag: 13. Symposium Energieinnovation, Graz; 12.02.2014 - 14.02.2014; in: "Innehalten und Ausblick: Effektivität und Effizienz für die Energiewende", Verlag der TU Graz, (2014), ISBN: 978-3-85125-311-5; 10 S.
- [2] Einfalt, A., et al.: Konzeptentwicklung für ADRES - Autonome Dezentrale Erneuerbare Energie Systeme, Endbericht, Projektnummer: 815674, FFG-Forschungsprojekt, Energie der Zukunft, 1. AS, Wien 2011.
- [3] Infas, DLR (2010): Mobilität in Deutschland 2008, Ergebnisbericht, Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, Bonn und Berlin, Februar 2010
- [4] J. Marchgraber, D. Fasthuber, M. Litzlbauer, W. Gawlik: "Entwicklung von Regel- und Betriebsführungsstrategien für Microgrids im Zuge des SORGLOS-Projekts";
Vortrag: D-A-CH Energieinformatik Konferenz, Zürich; 13.11.2014 - 14.11.2014; in: "Energieinformatik 2014", (2014), 4 S.