Vehicle-to-Grid – ein super Konzept?

Die Pumpspeicherkraftwerke (PSKW) sind bewährte Technik und haben einen vergleichsweise guten Wirkungsgrad. Es ist aber auch bekannt, dass deren Speicherkapazität für ein Stromversorgungssystem mit viel erneuerbaren Energien (EE), besonders mit den volatilen EE (VEE), also aus Wind und Sonne, bei weitem nicht reicht. Das ist schnell überschlagen: allein bei einem heutigen Verbrauch von 1.600 GWh pro Tag und einer Speicherkapazität der PSKW von 40 GWh dauert die Überbrückungszeit bei VEE-Mangel kaum mehr als 30 Minuten. Mangelsituationen können aber viele Tage dauern.

Daher benötigt man einen Langzeitspeicher der einen wetterlagebedingten und saisonalen Ausgleich schafft. Man muss Elektroenergie in einen Energieträger wandeln und diesen lange speichern können. Hierzu bietet sich Gas an (entweder Wasserstoff oder Methan). Mit der Rückverstromung kann dann die Versorgungslücke geschlossen werden. Das nennt man dann Power-to-Gas-to Power (P2G2P). Auf die großtechnische Verfügbarkeit, den Wirkungsgrad oder die Kosten wollen wir hier nicht eingehen, schließlich soll die Energiewende umgesetzt werden, koste es was es wolle. Fast verzweifelt werden die verrücktesten Ideen in den Raum gestellt, Speicher zu realisieren [2]. Zu den Speichervorschlägen gehört auch V2G (vehicle to grid). Soweit die Einleitung.

Daher stellt sich die Frage: Wie sinnvoll und nutzbringend ist die Integration von Batteriespeichern der E-PKWs in das Smart Grid? Auf der Basis eines vorhandenen Modells eines Stromversorgungssystems [3] werden zwei Szenarien modelliert, wobei eines ohne und eines mit V2G ausgestattet wurde [4].

V2G bedeutet in einer fiktiven Zukunft, dass sich viele E-PKW-Eigentümer bereiterklären einen Teil ihrer Autobatterie für die Stabilisierung der Stromversorgung abzutreten. Immer dann, wenn das Fahrzeug steht und eine Ladestation (mit steuerbarer Ein- und Rückspeisefunktion) verfügbar ist, soll es angeschlossen sein, also zu Hause, am Arbeitsplatz, am Supermarkt usw. Unterstellen wir dazu eine künftige Infrastruktur, die aus etwa so vielen Ladestationen besteht, wie es E-PKW gibt, denn nur so könnte bei fast jedem Parken ein Anschluss hergestellt werden. Diese Infrastruktur wird nicht billig. Die Anzahl der Ladestationen könnte deutlich geringer ausfallen, wenn es kein V2G gibt. Hier haben wir es daher mit Mehrkosten zu tun, die dem V2G-Konzept zuzurechnen sind, aber in meiner Modellierung fehlen.

Nehmen wir großzügig an,

- • dass die V2G-PKW durchschnittlich zu 70% der Tageszeit am Netz (Smart Grid) angeschlossen sind,
- • dass es 30 Mill. E-PKW gibt, bei denen 50% der Eigentümer jeweils 10 kWh ihrer Batteriekapazität mit einem V2G-Vertrag zu netzdienlichen Zwecken abtreten.

10 kWh ist durchaus denkbar, wenn man in fernerer Zukunft 80 kWh und mehr pro PKW unterstellt. Mit dieser Annahme kommt man dann auf $30 \cdot 10^6 \cdot 0{,}5 \cdot 0{,}7 \cdot 10$ kWh ≈ 100 GWh.

Damit können diese E-PKW als ein Summenspeicher am Stromversorgungssystem mit **100 GWh** Kapazität und **±100 GW** Leistungsfluss angesehen und modelliert werden. Gemessen an den heute existierenden stationären Batteriespeichern ist das ein beträchtlicher Wert. Warum also nicht Batterien in PKWs in das Netz integrieren, die zukünftig vorhanden sind?

Natürlich macht das kein PKW-Eigentümer umsonst, schließlich hat er ja viel Geld für seine Batterie bezahlt. Daher muss der V2G-Vertrag finanziell attraktiv sein. Alternativ könnte man aber auch einen Batteriespeicher von 100 GWh als Summe von vielen stationären Batteriespeichern realisieren. Auch könnten diese gezielt an geeigneten Stellen im Netz stehen. Diese Batterien sind pro kWh sicher günstiger zu bauen und zu betreiben als die in PKWs. Daher wurde hier ein Kostenaufschlag von 20% für einen gedachten V2G-Speicher angenommen.

Es wird ein Referenzsystem definiert, das

- • ca. 1.000 TWh/a nachfrageorientiert erzeugt und damit auch Wärmepumpen für Hausheizungen und 30 Mill. E-PKW versorgt.
- • Es werden keine Gas-Kraftwerke eingesetzt, da es eine Stromversorgung sein soll, die keine fossilen Energieträger verbrennt.
- • Zur Sicherstellung der Nachfrage werden die enthaltenen Speicher (PSKW, P2G2P ohne V2G) verwendet.

Unter dieser Maßgabe wird über das Modell ermittelt, wie stark die VEE auszubauen ist und welche Kapazität der Langzeitspeicher (P2G2P) benötigt (Details in [4]).

Das gleiche Stromversorgungssystem wird dann mit V2G modelliert. Die Frage lautet nun, was sich an der Kapazität des P2G2P-Speichers und am nötigen VEE-Ausbau ändert. Wichtig ist auch die Frage nach den veränderten volkswirtschaftlichen Kosten.

Die Ergebnisse sind naheliegend, aber auch aufschlussreich:

Da eine zusätzliche Speicherkapazität in das System eingefügt wird, kann rechnerisch die Kapazität des Langzeitspeicher etwas kleiner ausfallen. Der zusätzliche Batteriespeicher hat einen mehr als dreifach höheren Wirkungsgrad und verursacht damit weniger Energieverluste im Speicher. Diese Verluste müssen nicht durch VEE ausgeglichen werden, so dass sich auch der VEE-Ausbau reduziert. Wohl auf breiter Front ein Gewinn? Qualitativ ja, aber quantitativ marginal und über alles gesehen kein Gewinn, was wir noch sehen werden.

Die Kapazität des Langzeitspeichers wird rechnerisch lediglich um <0,3% kleiner. Da dieser Speicher sowieso großzügig bemessen werden muss, bedeutet das kein Gewinn. Der V2G-Speicher wird bei der Modellierung als erster Speicher zur Stabilisierung eingesetzt, bis er leer oder voll ist. Erst dann kommen andere Speicher (PSKW, P2L2P) zum Einsatz. Der Batteriespeicher liefert zeitlich selten Energie oder nimmt welche auf. Es sind nur ca. 19 % der 8.760 Jahresstunden. In der übrigen Zeit steht er entweder auf voll oder leer. Tatsächlich wird aber über das ganze Jahr Speicher für den Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch benötigt. In den 81% der Jahreszeit müssen das daher die anderen Speicher im System erbringen.

Der erforderliche Ausbau der VEE fällt um 3,5 %. Aufgrund schwankender VEE-Ertragssituationen der Jahre, ist der VEE-Ausbau mit Sicherheiten zu versehen, also höher auszubauen, als es im Durchschnitt reichen würde. Dieser Zuschlag ist mit mehr als 50% zu veranschlagen [5]. Angesichts dessen sind die 3,5 % Ausbaueinsparung von keiner Bedeutung. Die Gesamtverluste, die sich aus den Verlusten in den Speichern und den Abregelungsverlusten zusammensetzen, reduzieren sich von 499 auf 451 TWh/a. Das sind immerhin 9 %. Diese Energie muss nicht unter Kostenaufwand mit VEE-Anlagen erzeugt werden. Also wenigstens hier ein spürbarer Vorteil?

Letztlich sind die Kosten das entscheidende Optimierungskriterium über alle Für und Wider. Dazu sehen wir uns den Vergleich durch die beiden Stromgestehungskosten an, die alle Kostenanteile enthalten:

Ohne V2G kommt die Modellierung zu 27,7 Ct/kWh und mit V2G auf 29,9 Ct/kWh. Der Unterschied von 2,2 Ct ist nicht gerade viel, aber bei 1.033 TWh/a sind das immerhin 22,7 Mrd.€/a. Hinzu kommen die Mehrkosten für die Ladeinfrastruktur mit grob geschätzten 4 Mrd.€/a [6]. Es entstehen also jährliche V2G-Mehrkosten von etwa 26 Mrd.€.

V2G ist unter Einbeziehung aller Kostenkomponenten zu teuer und technisch wird es komplizierter. Ich komme daher zum Fazit:

Es gibt weder volkswirtschaftliche noch technische Vorteile,
die für das Vehicle-to-Grid-Konzept sprechen.

Verweise:

[1] Sachbuch „Die Abrechnung mit der Energiewende“, Klaus Maier, Hardcover: ISBN 978-3-347-06790-5, Paperback: ISBN 978-3-347-06789-9

[2] Buch [1], Seite 306 ff

[3] Buch [1], Seite 396 ff

[4] Papier „Vor- und Nachteile des Vehicle-to-Grid-Konzepts – Wie sinnvoll ist die Integration von Batteriespeichern der E-PKWs in das Smart Grid“, Download: https://www.magentacloud.de/lnk/LtCIlfb8

[5] Buch [1], Seite 336 ff

[6] Nimmt man eine öffentliche Ladestation inkl. Netzanschluss mit 4.000 € an

und unterstellt, dass V2G ca. 10 Mio. mehr Ladestationen braucht, um die Wirksamkeit zu entfalten, entstehen etwa 40 Mrd.€ zusätzliche Investitionskosten. Bei 10% Betriebskosten wären das rund 4 Mrd.€/a.