

Anhang I: Schwankungen und Speicherung II

♦Wir wollen die Anforderungen an die Speicherung von elektrischer Energie und den Ausgleich von Schwankungen in ihrem Angebot und ihrer Nachfrage abschätzen. Dazu benutzen wir ein vereinfachtes Modell, das die wesentlichen Parameter unseres Stromnetzes abbildet. Im Stromnetz muss zu jeder Zeit t die erzeugte und eingespeiste Strommenge exakt der Nachfrage N entsprechen. Die Stromnachfrage N setzen wir zusammen aus einer Grundlast, G , und einem Spitzenlast-Anteil, S : Die Grundlast ist dabei der Anteil an Leistung, der permanent, also auch in den Zeiten schwacher Nachfrage etwa in der Nacht benötigt wird. Die Spitzenlast ist die zusätzliche Leistung, die wir zu den Tageszeiten hoher Nachfrage noch darüber hinaus im Netz zur Verfügung stellen müssen. Zu jeder Tageszeit t gilt also

$$N(t) = G + S(t) .$$

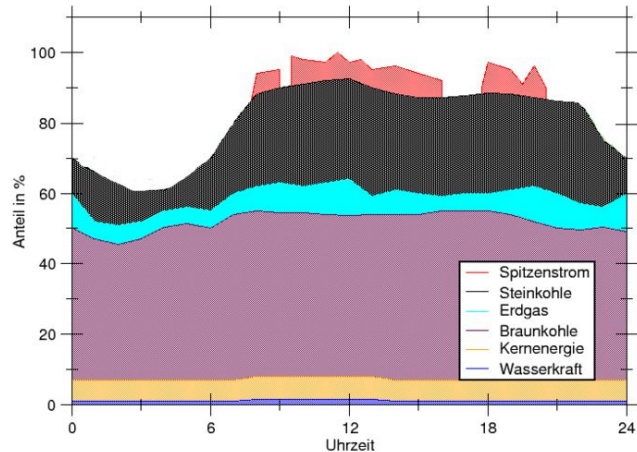


Fig. I.1: Lastgang der Nachfrage eines typischen Werktages (Foto: Wikimedia Commons)

Die Spitzenlastkurve sieht für jeden Tag ähnlich aus: Sie hat tagsüber ein breites Maximum und überlagerte kleine Nebenspitzen, meist am Morgen und/oder Abend. Fig. I.1 zeigt eine typische Tageslastkurve. G entspricht dort etwa 60% der maximalen Leistung. Diese Lastkurve ist nicht jeden Tag gleich, sie hängt vom Verbraucherverhalten ab. Die Ingenieure, die unser Netz tagtäglich stabil halten, kennen viele dieser Abhängigkeiten recht gut und haben ausgefeilte Vorhersagetechniken. Wochentag, Wetter, Jahreszeiten spielen dabei eine Rolle; Ferien, TV-Events, Streiks ebenso. Wir werden in unserem vereinfachten Modell annehmen, dass alle kurzfristigen (stundenweisen) Nachfrageschwankungen durch die tägliche emsige Arbeit der Netzingenieure mit den heute verfügbaren Mitteln (Pump- und Druckluftspeicherwerke, An- und Abschalten von industriellen Großverbrauchern, Zuschalten von Spitzenlastkraftwerken, Stromhandel mit Nachbarstaaten) „ausgebügelt“ werden können. Auch die wochentäglichen Unterschiede des Lastgangs vernachlässigen wir in unserem Modell. Die Nachfrage in unserem einfachen Modell liegt also konstant bei G für die 12 Nachtstunden und konstant bei $G+S_{\text{Tag}}$ für die 12 Tagstunden. Eine wesentliche Schwankung wollen wir nicht vernachlässigen, das ist die zusätzliche Energienachfrage im Winter: Vor allem durch das Heizen von Gebäuden wird die Grundlast im Winter deutlich höher liegen als im Sommer. Wir teilen daher unsere Grundlast G auf in den Sommeranteil G_0 und den in den 6 Wintermonaten zusätzlich zum Heizen erforderlichen Anteil G_H :

$$N = G_0 + G_H + S_{\text{Tag}} .$$

Wie groß sind nun die Werte G_0 , G_H und S_{Tag} in unserem vereinfachten Deutschland? In Kap. 27 hatten wir seinen zukünftigen Strombedarf auf 48 kWh/d/p abgeschätzt. Ein Anteil von 12 kWh/d war durch Heizung verursacht. Also ist

$$G_H = 24 \text{ kWh/p pro Wintertag (1 kW pro Person),}$$

wenn der gesamte Jahresanteil an Heizungsenergie in den 6 Wintermonaten nachgefragt wird. Zur Abschätzung der nachgefragten Spitzenlast nehme ich ein Grundlastniveau von 50% des Tagesmaximums an. Weil die Grundlast 24 Stunden, die Spitzenlast aber nur 12 Stunden täglich angefordert wird, ist die tatsächlich in Form von Grundlast verbrauchte Energie dann 2/3 des gesamten (Sommer-)Tagesbedarfs, also

$$G_0 = 2/3 * (48-12) \text{ kWh} = 24 \text{ kWh/p pro Tag (1 kW pro Person)}.$$

Die verbleibende Energie von 12 kWh/d/p (0,5 kW pro Person im zeitlichen Mittel) wird in den Spitzenlastzeiten verbraucht. Spitzenlastzeiten, die Tagesstunden, machten in unserem Modell die Hälfte der Tageszeit aus, die S_{Tag} -anteilig nachgefragte Leistung ist also bei

$$S_{\text{Tag}} = 1\text{kW pro Person tagsüber, und 0 kW nachts.}$$

Das Ergebnis unseres einfachen Modells? An einem Modell-Sommertag benötigen wir pro Person 2 kW tagsüber und 1 kW nachts, an einem Modell-Wintertag 3 kW tagsüber, 2 kW nachts. Wir haben das Jahr auf diese Weise in vier gleichgroße zeitliche Teilbereiche gegliedert: Die Sommertage, die Sommernächte, die Wintertage und die Winternächte. Jeder dieser Bereiche des Jahres umfasst 2190 Stunden; ein Kilowatt pro Person über einen dieser Jahresbereiche entspricht also einer Energie von 2190 kWh/p pro Jahr oder 6 kWh pro Tag pro Person.

Wie können wir diese Energie zur Verfügung stellen? Sehen wir uns die Produktionsseite verschiedener Energiequellen an: Der **Wind** bläst, wann er will. Windenergie hat große zeitliche Schwankungen. Im statistischen Mittel sind aber die Wintermonate um etwa ein Drittel ertragreicher als die Sommermonate. Damit werden grob 60% der Windkraft im Winter, 40% im Sommer erzeugt.

Solar: Die **Sonne** scheint nur tagsüber, und im Sommer mehr als im Winter. 75% des Jahresertrags wird an Sommertagen, 25% an Wintertagen erwirtschaftet.

Die übrigen diskutierten Energiequellen sind als **Grundlast**quellen unabhängig von Tages- oder Jahreszeiten.

	Sommer Tag kW/p	Sommer Nacht kW/p	Winter Tag kW/p	Winter Nacht kW/p	Summe
Nachfrage	2,0 25%	1,0 13%	3,0 37%	2,0 25%	48 kWh/d/p
Sonne	1,25 75%	0 0%	0,47 25%	0 0%	10 kWh/d/p
Wind	0,44 20%	0,44 20%	0,65 30%	0,65 30%	13 kWh/d/p
Grundlast	1,04 25%	1,04 25%	1,04 25%	1,04 25%	25 kWh/d/p
Angebot	2,73	1,45	2,16	1,69	48 kWh/d/p
Überangebot (+) Fehlbetrag (-)	0,73	0,45	-0,84	-0,31	0

Tabelle I.1: vereinfachte Lastgangrechnung für „Plan H“ (vgl. Kap.27, S. 230)

In Tabelle I.1 habe ich die Energieproduktion aus „Plan H“ in unser vereinfachtes Lastgangmodell eingetragen. Insgesamt können darin 4,4 kWh/d/p Überschuss aus Sommertagen und 2,7 kWh/d/p Überschuss aus Sommernächten zum Aufladen unserer Speicherkapazitäten (aber welcher?) verwendet werden. Wie können wir diesen Überschuss – insgesamt 200 Terawattstunden (TWh) – in den Winter „retten“? Könnten wir den im Sommer nicht benötigten Überschuss in Pumpspeicherkraftwerken lagern?

Schwerlich: Die aktuell verfügbare Kapazität dazu liegt bei 6 GW Leistung bzw. 40 GWh Energie (vgl. Kap. 26). Selbst wenn wir hier unseren Kraftwerkspark verzehnfachen (um 60 GW bzw. ca. 0,8 kW/p zu liefern), würde die gespeicherte Energie nur für wenige Stunden reichen. Und wir brauchen die Pumpspeicher ja schon für die Überbrückung von Windflauten und zur Abfederung der kurzfristigen Bedarfsspitzen. Zur Lösung unseres Problems mit der Winter-Sommer-Asymmetrie können Pumpspeicher daher nicht nennenswert beitragen.

Wie steht es um die anderen vorgestellten Pläne? Windstrom hat seinen Erzeugungsschwerpunkt im Winter, sollten wir ihn weiter ausbauen, um unser Speicherproblem zu lösen? Sehen wir uns die Zahlen von „Plan G“ an:

	Sommer Tag kW/p	Sommer Nacht kW/p	Winter Tag kW/p	Winter Nacht kW/p	Summe
Nachfrage	2,0 25%	1,0 13%	3,0 37%	2,0 25%	48 kWh/d/p
Sonne	1,25 75%	0 0%	0,41 25%	0 0%	10 kWh/d/p
Wind	0,87 20%	0,87 20%	1,3 30%	1,3 30%	26 kWh/d/p
Grundlast	0,5 25%	0,5 25%	0,5 25%	0,5 25%	12 kWh/d/p
Angebot	2,62	1,37	2,21	1,8	48 kWh/d/p
Überangebot (+) Fehlbetrag (-)	0,62	0,37	-0,79	-0,2	0

Tabelle I.2. Lastgang-Abschätzung für „Plan G“

Die erforderliche Speicherkapazität hat sich nur unwesentlich reduziert: von 7 auf 6 kWh/d/p (20 GW). Wie wir schon in Kap. 27 feststellten, braucht ein höherer Windstromanteil aber auch umfangreichere Pumpspeicher, die die kurzzeitigen Schwankungen des Windangebots ausgleichen können. Das Problem, Energie vom Sommer in den Winter zu speichern, ist also weitgehend unabhängig vom gewählten Energieplan. So lange wir Verbrennungskraftwerke nutzen, können wir den Brennstoff im Sommer sparen und im Winter verbrennen: Wir betreiben Verbrennungskraftwerke der Grundlast nur im Winter, dann aber mit der doppelten Leistung. Lassen wir dazu wirtschaftliche Erwägungen wie die Kraftwerks-Auslastung zunächst beiseite. Um 7 kWh/d/p im Winter zusätzlich zu erzeugen, benötigen wir 23 GW zusätzlich installierte Kraftwerksleistung, die – zusammen mit weiteren 23 GW Verbrennungskraftwerken – im Sommer abgeschaltet werden und nur im Winter saisonal in Betrieb gehen. 46 GW entsprechen etwa dem Umfang aller derzeit in Deutschland betriebenen Stein- und Braunkohlekraftwerke. Ersetzen wir aber (fossile) Brennstoff-Verstromung durch direkte Stromerzeugungsverfahren wie Wind oder Solar, müssen wir alternative Speicherkonzepte entwickeln.

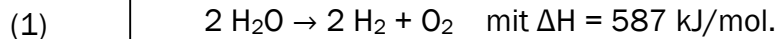
Speicherung großer Energiemengen: Methanisierung

Ein vielversprechender Ansatz ist die Umwandlung von Strom in Methan (EE-Gas). So können wir große Mengen Energie zwischenlagern. Wird überschüssige Energie aus dem Sommer methanisiert und in den Erdgastanks eingelagert, steht sie im Winter zur Verstromung zur Verfügung. Für unsere 7 kWh/d/p sind dazu 23 GW Kraftwerksleistung erforderlich, die nur im Winter genutzt werden. Zum Vergleich: Derzeit sind in Deutschland 22 GW Erdgaskraftwerke installiert.

Was genau verbirgt sich nun hinter der Methanisierung? Wie kann Strom in Gas umgewandelt werden?

Die Chemie

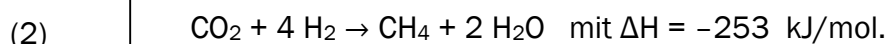
Genau genommen wird natürlich nicht der Strom in Gas verwandelt, sondern er wird dazu benutzt, Wasser und Kohlendioxid in Methan und Sauerstoff zu verwandeln. Die Methanisierung erfolgt in zwei Schritten: Im ersten Schritt nutzt man elektrische Energie, um Wasser (H₂O) in Sauerstoff (O₂) und Wasserstoff (H₂) zu zerlegen:



Diese Reaktion erfordert Energie. Die Menge der erforderlichen Energie ist mit ΔH bezeichnet, ihre Einheit ist Kilojoule pro Mol, kJ/mol. Wie können wir uns ein Kilojoule pro Mol vorstellen? Betrachten wir zuerst das Mol: Die Bezeichnung Mol wird in der Chemie verwendet, um eine bestimmte Stoffmenge zu bezeichnen. Es beinhaltet etwa $6 \cdot 10^{23}$ (600 Trilliarden) Atome oder Moleküle²⁵, gerade so viel, dass das Gewicht eines Mols in Gramm dem Atom- oder Molekülgewicht (in atomaren Einheiten) der Einzelkomponente zahlenmäßig entspricht. Das Molekülgewicht von CO₂ ist 44 atomare Einheiten, vgl. dazu etwa die entsprechende Endnote in Kap.1, ein Mol CO₂ wiegt also 44 Gramm.

Unsere Gleichung (1) von oben können wir nun auch folgendermaßen lesen: Für die Herstellung von einem Mol Sauerstoff O₂ und zwei Mol Wasserstoff H₂ benötigt man 2 Mol Wasser H₂O und einen Energieaufwand von 587 kJ. Zur Erinnerung: 1 kWh = 3600 kJ. 2 Mol Wasserstoff (etwa 4 g) benötigen bei dieser Art der Herstellung also 587 kJ, pro kg Wasserstoff sind das also etwa 150.000 kJ oder 40 kWh. Der Prozess ist 70-80% effizient, der tatsächliche Energieaufwand liegt also bei etwa 50 kWh pro kg H₂.

Mit dem so gewonnenen Wasserstoff können wir nun in einem zweiten Schritt aus CO₂ mit dem sog. Sabatier-Prozess unter Wasserabspaltung Methan (CH₄) produzieren:



Hierbei ist ΔH negativ, es wird also Energie frei. CH₄ hat ein Molekülgewicht von 16 atomaren Einheiten. Ein Mol Methan wiegt daher 16 Gramm.

Zur Herstellung von 1 Mol CH₄ im Sabatier-Prozess benötigen wir 4 Mol H₂, zur Erzeugung dieser 4 Mol nach Gleichung (1) ist eine Energie von 1170 kJ erforderlich. Unter der Annahme, dass wir die entstehende Prozesswärme der Sabatier-Reaktion wiederverwenden können, ergibt sich ein Netto-Energieaufwand von ca. 920 kJ/mol CH₄. Pro kg CH₄ sind das 57.500 kJ oder 16 kWh.

Zum Vergleich: Der Heizwert von Methan, 36 MJ/m³, entspricht etwa 750 kJ/mol, der Gesamtprozess hätte also einen (maximalen) Wirkungsgrad von ca. $750/920 = 80 \%$. Unter realen Bedingungen wird dies auf ca. 60% reduziert, weil bei der Wasser-Dissoziation unvermeidliche Energie-Verluste auftreten. Dabei haben wir angenommen, dass uns die Reaktions-Ausgangsstoffe Wasser und CO₂ ohne zusätzlichen Energieaufwand zur Verfügung stehen.

²⁵ Moleküle sind chemisch miteinander verbundene Atome, das H₂O-Molekül etwa besteht aus zwei H-Atomen (Wasserstoffatomen) und einem O-Atom (Sauerstoffatom).

Woher kommt das CO₂?

Für einen Kubikmeter CH₄ benötigt man auch einen Kubikmeter CO₂. Wird CO₂ aus der Luft gewonnen, ist dies ein energieaufwändiger Prozess, der zusätzlich etwa 76 kJ/mol (0,48 kWh/m³) erfordert (vgl. Kap. 31). Günstiger ist es, das Abgas-CO₂ aus bestehenden Anlagen zu verwenden. Beim Betrieb von Biogasanlagen fällt CO₂ als Nebenprodukt ab. Es bietet sich daher an, Methanisierungswerke an Biogasanlagen anzugliedern. Biogasanlagen, die das Biogas reinigen und ins Gasnetz speisen, sind besonders geeignet, da dort der Einspeisepunkt bereits vorhanden ist. Zusätzlich erforderlich ist lediglich ein CO₂-Zwischenspeicher, in dem das CO₂ lagert, bis ein Strom-Überangebot zu seiner Methanisierung genutzt werden kann. Im Biogas sind etwa 25% CO₂ vorhanden, das ausgewaschen wird, wenn das Biogas ins Gasnetz eingespeist werden soll. Solche Anlagen mit Biogasaufbereitung gibt es derzeit etwa 50 in Deutschland, mit einer mittleren Biomethan-Outputleistung von insgesamt 50.000 m³ pro Stunde.

5000 m³ CH₄ pro Stunde werden in der größten derzeit laufenden Biogasaufbereitungsanlage Deutschlands erzeugt. Für die 200 TWh aus Tabelle I.1 sind 20.000 Millionen m³ Methan erforderlich. Um sie innerhalb eines Sommerhalbjahres zu erzeugen, wären etwa 900 Anlagen dieser Leistung erforderlich. Weil für diese Menge Biogasanlagen die Anbauflächen der Energiepflanzen nicht ausreichen, müsste bei einem so großen Anlagenpark sicherlich der größte Teil der Methanerzeugung nicht mehr über Biomasse, sondern über elektrische Methanisierung erfolgen.

Die vorhandenen Erdgas-Speicher in Deutschland haben eine Kapazität von ca. 19 Milliarden m³, etwa 25% des derzeitigen nationalen Jahres-Gasverbrauches. Der Heizwert von Methan liegt bei 36 MJ/m³ (entspricht 10 kWh/m³), damit ergibt sich eine Lagerkapazität von 190 TWh oder 2400 kWh pro Person. Das korrespondiert perfekt mit der benötigten Größenordnung, die wir oben mit 200 TWh abgeschätzt haben.

Methan hat gegenüber anderen denkbaren chemischen Energieträgern einen entscheidenden Vorteil: Es ist „wie Erdgas“. Wir können es in bestehende Erdgasleitungen einspeisen, problemlos mit fossilem Erdgas mischen und es rein oder gemischt in bestehenden Erdgas-Heizungen, -Motoren oder -BHKWs verwenden. Damit kann es – praktisch zum Nulltarif – die bestehende nationale Gasversorgungs- und Speicher-Infrastruktur verwenden.

Wasserstoff als Windgas

In kleineren Mengen ist es möglich, statt des Methans das einfacher zu erzeugende Wasserstoffgas aus dem ersten Schritt (Gleichung (1)) direkt ins Erdgasnetz als Beimischung einzuspeisen. Nach derzeitiger Fassung des deutschen Einspeiserechts dürfen dem Erdgas bis zu 5% Wasserstoff zugemischt sein. Greenpeace Energy, ein Unternehmen, das die Gaserzeugung aus EE-Strom propagiert, sieht darin eine Übergangstechnologie zur Methanisierung, mit der man schnell erste Strom-zu-Gas-Konverteranlagen ans Netz bringen kann.

Anmerkungen und Literaturhinweise

Seite

- 353 die Wintermonate sind um etwa ein Drittel ertragreicher:** Quelle: Sensfuß et al. [6f3gt4e] **75% des solaren Jahresertrags wird an Sommertagen erwirtschaftet:** Diese Daten habe ich meiner eigenen PV-Anlagenauswertung entnommen. Die Werte gelten bei Südausrichtung mit 30 Grad Modulneigung. Wählt man eine steilere Modulaufstellung, wird der Winterertrag erhöht und der Sommerertrag dafür geschmälert werden. Auch ein jahreszeitliches oder tägliches Nachführen der Module erhöht den Winterertrag überproportional.
- 355 Sabatier-Prozess:** „Die Gewinnung von EE-Methan hat einen Wirkungsgrad von 50 bis 64 Prozent.“ Quelle: <http://www.heise.de/tp/blogs/2/149678>.
ein Mol: Ein Mol Wasserstoffgas (H₂) wiegt etwa 2 g, ein Mol Sauerstoff O₂ wiegt 16 g. Übrigens nimmt ein Mol jedes (idealen) Gases bei Normalbedingungen (d.h. 0 °C, 100 kPa) ein Volumen von ca. 22 Litern ein, 45 Mol sind etwa 1 m³. Mit dieser Zahl lassen sich viele Dichten von Gasen abschätzen, wenn man deren chemische Formel (und die zugehörigen Atomgewichte) kennt: Beispiel Methan: Ein Mol CH₄ wiegt grob 12g(C) + 4 · 1g(H) = 16g, für die Dichte schätzen wir daraus 16 · 45 = 720 g/m³ ab (exakter Wert: 717,5 g/m³ [6ukpw7o]).
- 356 Im Biogas sind etwa 25% CO₂ vorhanden:** Quelle: [6jxx79e]
- 356 Anlagen zur Biogasaufbereitung gibt es derzeit etwa 50 in Deutschland:** „In Deutschland sind derzeit (April 2010) etwa 33 Anlagen zur Biomethanherzeugung mit Kapazitäten zwischen 148 m³ und 5000 m³ pro Stunde in Betrieb. Zum Jahresende wird erwartet, dass rund 50 Anlagen insgesamt schätzungsweise 50.000 m³ Biomethan stündlich in das Netz einspeisen. Erklärtes Ziel der Bundesregierung ist es, dass in Deutschland bis zum Jahr 2020 etwa 6 Milliarden m³ Biomethan pro Jahr erzeugt werden. Dies entspricht der Kapazität von rund 1200 bis 1800 Biomethananlagen.“ Quelle: Wikipedia, Stichwort Biogasaufbereitung.
- 356 Greenpeace Energy:** siehe <http://www.greenpeace-energy.de/windgas.html>. Wird der Wasserstoff mit 70% Effizienz aus Windstrom gewonnen und dieser Wasserstoff als Gas-Beimengung mit einem Wirkungsgrad von 55% in Gaskraftwerken rückverstromt, erhält man einen Gesamtwirkungsgrad des Speicherzyklus von knapp 40%. Für die Methanisierung schätzten wir den Wirkungsgrad auf ca. 60% ab, nach Rückverstromung erhält man eine Zyklus-Effizienz von 33% für Methan.

Weitere Links zum Thema Wasserstoffherzeugung:

<http://www.hydrogeit.de/wasserstoff.htm>

http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/efchp_hydrogen1.pdf

[http://www.linde-gas.de/international/web/lg/de/like35lgde.nsf/repositorybyalias/wasserstoff_technologie1/\\$file/Technologie1.pdf](http://www.linde-gas.de/international/web/lg/de/like35lgde.nsf/repositorybyalias/wasserstoff_technologie1/$file/Technologie1.pdf)

<http://www.internetchemie.info/news/2010/oct10/wasserstoff-herstellung.html>