

OPTIMIERTE EINBINDUNG VON ENERGIESPEICHERN UND PHOTOVOLTAIK UNTER BERÜCKSICHTIGUNG VON DSM IN BÜROGEBÄUDEN

DI Markus PUCHEGGER¹

Kurzfassung

Diese Arbeit beschäftigt sich mit der optimierten Einbindung von Energiespeichern und Photovoltaik in Bürogebäuden unter Berücksichtigung von zeitlich variablen Stromtarifen und Demand Side Management. Durch den vermehrten Einsatz von fluktuierend erzeugenden, erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen sind zeitkritische Stromtarife für alle Endverbraucher zu erwarten. Im Zuge dessen wird das Zusammenspiel aus Erzeugungs- und Verbrauchscharakteristik unter Berücksichtigung von Speichern und der Ausnutzung von Lastverschiebungspotentialen für alle Stromkunden relevant. Aufgrund der auslaufenden Förderungen für PV-Strom ist zudem dem Eigenverbrauch von erzeugtem Strom eine hohe Bedeutung beizumessen.

Durch die neuen bzw. zu erwartenden Rahmenbedingungen am Energiemarkt ergeben sich nun verschiedene Herausforderungen. Diese bestehen unter anderem aus der Ausnutzung günstiger Strompreise unter Beachtung des Eigenverbrauchs von PV-Anlagen und der Dimensionierung von Speichern. Anhand eines Bürogebäudes werden hier die Auswirkungen unterschiedlicher Systemkonfigurationen und Betriebsweisen aufgezeigt.

Einleitung

Die Nutzung von PV-Strom ist durch sich ändernde Rahmenbedingungen derzeit einem Wandel unterworfen. Zur Stützung der Technologie bei der breiten Markteinführung wurden international unterschiedliche Förderinstrumente genutzt. Neben diversen Ausschreibungs- und Quotenmodellen spielten im deutschsprachigen Raum vor allem geförderte Einspeisetarife die Hauptrolle. Die anfangs vergüteten Einspeisetarife lagen hierbei meist über den Bezugspreisen von Strom (inkl. Netzentgelt und Gebühren) und führten somit hauptsächlich zu Anlagen mit Volleinspeisung, ein Eigenverbrauch des erzeugten Stroms war hier im Sinne der Rentabilität der Anlagen nicht sinnvoll. Dies galt für Anlagen in Deutschland, wo die Errichtung von Photovoltaikanlagen generell über Einspeisetarife gefördert wurde, ebenso wie für Anlagen in Österreich ab einer Größe von 5 kW_p. Für Anlagen unter dieser Größe wurde in Österreich eine Investitionsförderung nach installierter Leistung bezahlt, wobei hier ein hoher Eigenverbrauch aufgrund der niedrigen erzielbaren Preise bei der Überschusseinspeisung bereits wirtschaftliche Vorteile brachte. Mit dem Fallen der Einspeisetarife unter die Strombezugspreise ist nun aber auch bei tarifgeförderten Anlagen eine Maximierung des Eigenverbrauchs sinnvoll, weshalb dieser ein zentraler Punkt der Anlagenoptimierung geworden ist.

Da sich elektrische Energie nicht ohne Umwandlung (in z.B. chemische oder potentielle Energie) speichern lässt, muss stets ein Gleichgewicht zwischen der von den Kraftwerken gelieferten und der von den Verbrauchern benötigten Leistung vorhanden sein. Dies wird derzeit durch die Anpassung der Erzeugungsleistung an den momentanen Verbrauch gewährleistet. Dabei gilt es stets, temporär unterschiedliche Lasten abzudecken. Der vermehrte Einsatz von schwer regelbaren, meist von der Wetterlage abhängigen und in ihrer Erzeugung nicht ideal vorhersagbaren nachhaltigen Erzeugungsanlagen macht jedoch einen Paradigmenwechsel notwendig. Es ist davon auszugehen, dass bald nicht mehr alle Anpassungen auf der Erzeugerseite wirtschaftlich und technisch sinnvoll durchgeführt werden können. Somit gewinnt die Nutzung von elektrischen Lastverschiebungspotentialen an Bedeutung.

Dadurch und durch die breite Einführung intelligenter Messgeräte (Smart Meter) (BMWFJ, 2012) und somit der Lastgangmessung aller Endkunden ist zu erwarten, dass in Zukunft für alle Endverbraucher lastkritische und somit zeitlich variable Tarife zum Einsatz kommen werden. Dies wird auch in der Energieeffizienzrichtlinie der Europäischen Union aus dem Jahr 2012 (Europäisches Parlament,

¹ Fachhochschule Burgenland, Steinamangerstraße 21, 03357/45370-1341, 03357/45370-1011, markus.puchegger@fh-burgenland.at, www.fh-burgenland.at

2012), wo die Laststeuerung durch Reaktion der Endkunden auf Preissignale bzw. durch Gebäudeautomatisierung als wichtiges Instrument zur Verbesserung der Energieeffizienz beschrieben wird, gefordert. Da neben dem Gleichgewicht aus Erzeugung und Verbrauch die Kapazitäten des Stromnetzes eine prominente Rolle spielen, wird für diese Arbeit davon ausgegangen, dass zukünftige Stromtarife in allen Komponenten (Energie, Netzentgelte, Steuern und Abgaben) variabel sind.

Für die optimierte Einbindung von PV sind somit unterschiedliche Aspekte zu berücksichtigen. Der Bogen spannt sich von der Erzeugungskurve der PV-Anlage über die Verbrauchscharakteristik und der Ausnutzung von Lastverschiebungspotentialen bis hin bis zum Betrieb von Energiespeichern. Hierbei ist stets auf die momentanen Stromkosten (Netzzukauf oder Erzeugung PV) bzw. die erzielbare Einspeisevergütung zu achten. Anhand eines Bürogebäudes sollen in dieser Arbeit verschiedene Optimierungsansätze und deren Potential untersucht werden.

Leistungsbilanz

Die Leistungsbilanz für ein System mit elektrischen Verbrauchern, Erzeugern (hier PV) und einem elektrochemischen Energiespeicher lässt sich für einen beliebigen Zeitpunkt nach Gleichung 1 darstellen.

$$P_{Netz} = P_V - P_{PV} + P_{Sp} + P_{Sp-V} \quad (1)$$

| | |
|------------|--|
| P_{Netz} | Netzbezug bzw. Einspeisung [W] |
| P_V | Leistungsaufnahme der Verbraucher [W] |
| P_{PV} | Momentanleistung der PV-Anlage [W] |
| P_{Sp} | Leistungsaufnahme bzw. -abgabe des Speichers [W] |
| P_{Sp-V} | Momentane Verlustleistung des Speichers [W] |

Die vom Netz zu beziehende Leistung kann aus der Differenz der benötigten Leistung der Verbraucher, der momentanen Leistung der PV-Anlage und der vom Speicher aufgenommenen oder abgegebenen Leistung unter Berücksichtigung der Speicherverluste bestimmt werden. Hinsichtlich der Optimierung eines Objekts kann hierbei auf sämtliche Parameter der Bilanz Einfluss genommen werden bzw. bedingt eine optimierte Betriebsweise unter den beschriebenen Rahmenbedingungen auch eine Einbeziehung aller dieser Posten. Der Netzbezug (bzw. die Einspeisung) stellt hierbei die Summe der anderen Posten dar.

Die Gesamtleistung der Verbraucher ergibt sich aus der Summe der Momentanleistungen sämtlicher im Objekt vorhandener Verbraucher. Nach Brauner et al. (2007) können diese hinsichtlich ihres Lastverschiebungspotentials in drei Kategorien eingeteilt werden. Bei Geräten, die einen Energiespeicher nutzen können, ist es oftmals möglich, elektrische Leistungsaufnahme zeitlich zu verschieben, ohne dafür den Nutzen des Geräts zu beeinträchtigen. Kühlaggregate können beispielsweise innerhalb eines Temperaturfensters hinsichtlich ihrer Leistungsaufnahme zeitlich variabel betrieben werden. Applikationen, deren Einsatz zeitlich unkritisch ist, bieten eine weitere Möglichkeit, DSM-Maßnahmen umzusetzen. Es ist hier oft nur wichtig, dass zu einem bestimmten Zeitpunkt ein Ergebnis vorliegt (Geschirr ist am nächsten Morgen gewaschen), nicht jedoch wann der Vorgang, der zum Ziel führt, passiert. Es ist allerdings zu beachten, dass auf die Nutzeranforderungen Rücksicht zu nehmen ist. Wird ein Geschirrspüler beispielsweise in der Gastronomie im Dauerbetrieb eingesetzt, so ist er nicht dieser Kategorie zuzurechnen. Verbraucher, deren Funktion in enger Verbindung mit dem Einsatzzeitpunkt steht, sind für Lastverschiebungsmaßnahmen ungeeignet (z.B. Beleuchtung). Effizienzmaßnahmen haben aber auch bei diesen Verbrauchern einen Einfluss auf das Lastverhalten des Gesamtsystems.

Im Betrieb ist die Erzeugungsleistung der PV-Anlage hauptsächlich von der Wetterlage (solare Einstrahlung, Temperatur) abhängig. Ein wesentlicher Einfluss auf die zeitliche Erzeugungscharakteristik von PV-Anlagen wird jedoch bereits auch während in der Planung einer Anlage gesetzt. Hier hängt die spätere Erzeugungscharakteristik zum einen von der Anlagengröße ab, die Ausrichtung der Anlage ist jedoch ein weiterer wichtiger Einflussfaktor. Abbildung 1 zeigt den Vergleich des Erzeugungsverlaufs von verschiedenen ausgerichteten Anlagen an einem Beispieltag (Frühlingsbeginn). Es ist deutlich erkennbar, dass Südanlagen eine ausgeprägte Mittagsspitze besitzen und bei Ost-Westanlagen ein

deutlich flacherer Verlauf erkennbar ist. Während die Spitze bei nach Osten ausgerichteten Anlagen in den Vormittag verschoben ist, tritt sie bei westlich ausgerichteten Anlagen erst am Nachmittag auf. Geht man davon aus, dass man Flachdächer bei Ost-Westanlagen und fallenden Modulpreisen aufgrund geringerer gegenseitiger Abschattung mit doppelter Modulfläche ausstatten kann, so ergibt sich der dargestellte Verlauf der doppelten Belegung mit einer ebenfalls ausgeprägten Mittagsspitze.

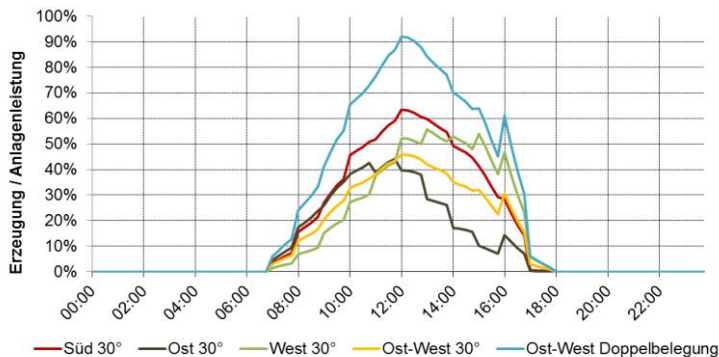


Abbildung 1: Vergleich PV

Elektrochemische Speicher können benutzt werden, um den momentan nicht von den Verbrauchern benötigten durch die PV-Anlage erzeugten Strom für einen späteren Zeitpunkt zu speichern. Da ein Speicherzyklus stets auch mit Verlusten behaftet ist, ist hier auch eine Verlustleistung zu berücksichtigen. Bei der Berücksichtigung von Speichern in der Leistungsbilanz ist stets auf dessen Eigenschaften hinsichtlich maximaler Leistungsaufnahme / -abgabe bzw. nutzbaren Energieinhalt zu achten. Diese Parameter werden im Wesentlichen – ähnlich wie bei der PV-Anlage bereits im Planungsstadium festgelegt.

Gemäß dem Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz erfolgt die Abrechnung von leistungsabhängigen Netzentgelten anhand von viertelstündlichen Mittelwerten (EIWOG, 2010). Aufgrund dessen erfolgt die weitere Betrachtung sämtlicher Erzeugungs- und Verbrauchslastgänge ebenfalls auf Viertelstundenbasis, die Leistungsbilanz aus Gleichung 1 kann auf die Energiebilanz (Gleichung 2) erweitert werden.

$$E_{Netz,i} = E_{V,i} - E_{PV,i} + E_{Sp,i} + E_{Sp-V,i} \quad (2)$$

| | |
|--------------|--|
| $E_{Netz,i}$ | Netzbezug bzw. Einspeisung im Intervall i [kWh] |
| $E_{V,i}$ | Strombezug der Verbraucher im Intervall i [kWh] |
| $E_{PV,i}$ | Erzeugung der PV-Anlage im Intervall i [kWh] |
| $E_{SP,i}$ | Energieabgabe / -aufnahme des Speichers im Intervall i [kWh] |
| $E_{SP-V,i}$ | Speicherverluste im Intervall i [kWh] |

Fiktiver Strompreis

Die Stundenpreise des Stroms an der Österreichischen Strombörse EXAA sind als Arbeitspreise zu verstehen, die als Kalkulationsgrundlage für Stromversorger (EVUs) dienen können. Von den Endkunden sind zudem noch Netzgebühren, Steuern und sonstige Abgaben zu entrichten. Da in dieser Arbeit von einer Strompreisbildung ausgegangen wird, die in allen Komponenten (Arbeitspreis, Leistungspreis sowie Steuern und Abgaben) variabel ist, erfolgen die Untersuchungen anhand der Börsenstrompreise. Da es sich hier nur um eine Preiskomponente handelt, ist die Aussage über den tatsächlichen Strompreis bzw. die Kosten nicht zulässig, Veränderungen können aber miteinander ins Verhältnis gesetzt werden. Es wurden die Börsenstrompreise des Jahres 2011 nach EXAA (2012) verwendet.

Multipliziert man den Netzbezug jedes Intervalls mit dem jeweiligen fiktiven Strompreis und bildet die Summe, so erhält man die fiktiven Stromkosten eines Zeitraums, wobei in dieser Arbeit jeweils ein Jahr betrachtet wird. Dividiert man diesen Wert durch den gesamten Netzbezug, so erhält man den durchschnittlichen fiktiven Strompreis des Jahres. (Gleichung 3).

$$P_{f,a} = \frac{\sum E_{Netz,i} \cdot P_{f,i}}{E_{Netz,a}} \quad (3)$$

- $P_{f,a}$ durchschnittlicher fiktiver Strompreis eines Jahres [ct/kWh]
 $P_{f,i}$ fiktiver Strompreis des Intervalls [ct/kWh]
 $E_{Netz,a}$ gesamter Netzbezug des Jahres [kWh]

Ziel ist es nun einerseits, den Eigenverbrauch an PV Strom aufgrund des im Vergleich zur Vergütung höheren Bezugspreises zu maximieren, andererseits aber auch Strom zu Zeiten niedriger (fiktiver) Strompreise zu beziehen. Hierbei können stets die beschriebenen Parameter aus Gleichung 1 optimiert werden (Leistungsaufnahme der Verbraucher, Erzeugung der PV-Anlage, Leistungsaufnahme bzw. -abgabe des Speichers).

Das Bürogebäude

Für die Untersuchungen wurde ein Standardbürogebäude mit drei Etagen definiert. Dabei weist jede Etage den gleichen Grundriss gemäß Abbildung 2 auf. Die Etagen bestehen jeweils aus einem Großraumbüro und mehreren Einzel- bzw. Gruppenbüros, einer Teeküche sowie Verkehrsflächen (Stiegenhaus, Gang). Die U-Werte der nicht transparenten Hüllflächen wurden mit 0,15 W/m²K, die der Fenster mit 0,7 W/m²K und einem Flächenanteil von 60 % der Fassadenfläche angesetzt. Für das Büro wurde ein Fünftagesbetrieb mit einer Betriebszeit von 08:00 – 16:30 und einer halben Stunde Mittagspause vorausgesetzt.

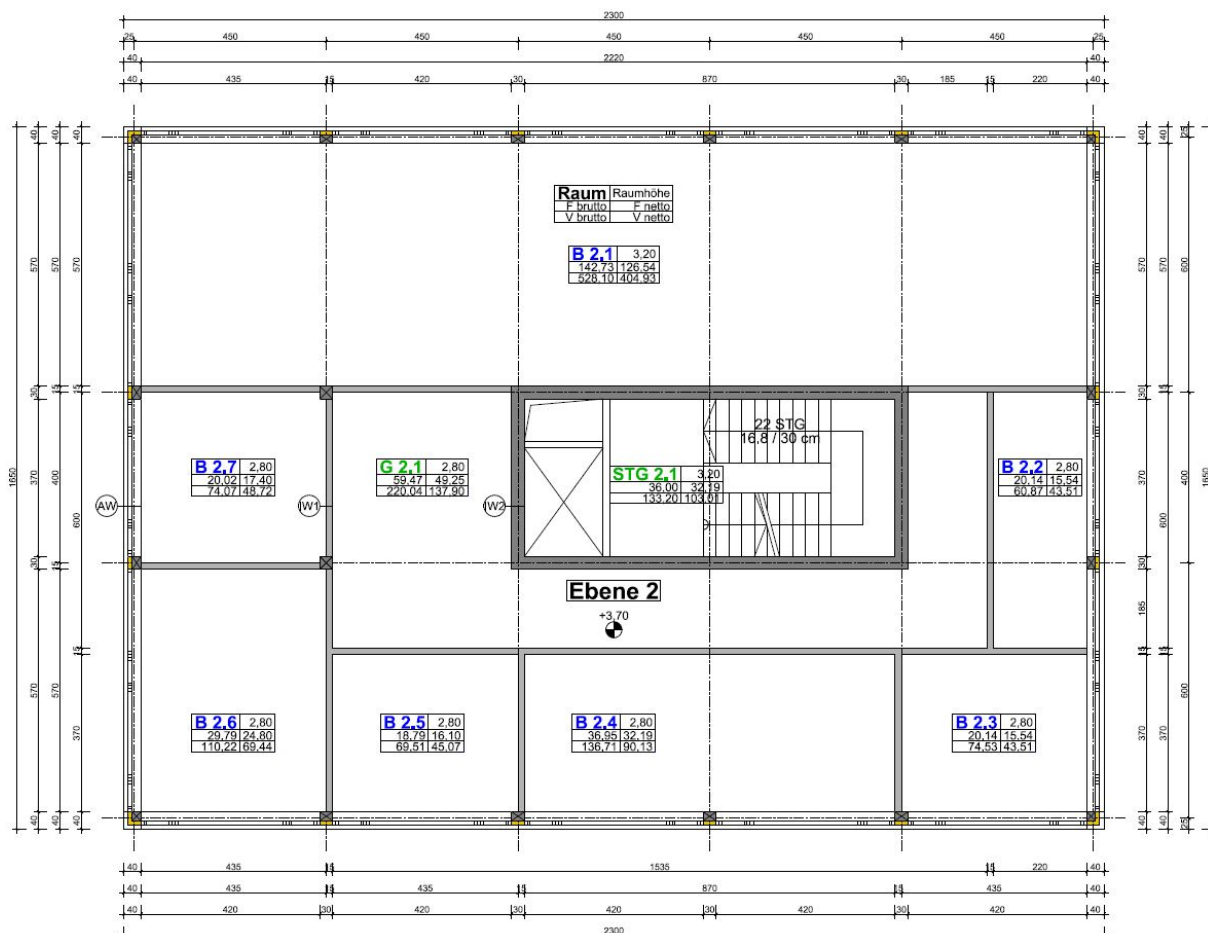


Abbildung 2: Grundriss Gebäude (Stumpf, 2011)

Hinsichtlich der Verbraucher wurden zwei Varianten untersucht: Die Variante A repräsentiert ein Bürogebäude, bei dem nach Möglichkeit Verbraucher ohne Lastverschiebungspotential verwendet werden

(z.B. Desktops statt Laptops). Die Wärmebereitstellung erfolgt über einen nicht elektrisch betriebenen Wärmeerzeuger, im Sommer erfolgt keine Kühlung. Bei Variante B wurden, wo möglich, Geräte mit Lastverschiebungspotential ausgewählt. Die Arbeitsplätze sind mit Laptops ausgestattet, die einen Akku als internen Speicher nutzen können. Die Wärmebereitstellung wird zudem in hohem Maß durch elektrische Energie (Luft-Wasser-Wärmepumpe) bewerkstelligt und das Gebäude im Sommer durch eine Kompressionskältemaschine gekühlt.

Erstellung der Energiebilanzen

Die Lastgänge der einzelnen Verbraucher in der jeweiligen Gebäudeausstattung wurden anhand von Literaturdaten in Kombination mit dem Nutzerverhalten (sowie teilweise den Wetterdaten) erstellt. Das Nutzerverhalten, insbesondere die Anwesenheit der Nutzer an ihren Büroarbeitsplätzen, wurde anhand einer Zufallsmatrix simuliert und für alle Lastgangvarianten gleich angesetzt. Als Wahrscheinlichkeitsfaktoren für diese Matrix dienten ebenfalls Werte aus der Literatur. So wurde beispielsweise für die Anwesenheitszeit eines Benutzers in einem Einzelbüro der Faktor 0,7 (DIN 18599-10, 2007) angesetzt. Das bedeutet, dass der Nutzer 70 % seiner Arbeitszeit in seinem Büro verbringt und somit die dort vorhandene Infrastruktur nutzt. Außerhalb dieser Zeit können sich die Verbraucher abhängig von der Tageszeit bzw. der Geräteeinstellungen entweder im ausgeschalteten, in einem Modus verringerter Leistungsaufnahme (Sleep-Modus) oder weiter im eingeschalteten Modus befinden. Die thermische Gebäudesimulation wurde anhand des Wetterdatensatzes und der bauphysikalischen Parameter des Bürogebäudes mittels dem Gebäudesimulationstool TRNSYS 16 simuliert (Inschlag, 2011). Der elektrische Lastgang des gesamten Gebäudes ergibt sich aus der Summe der Lastgänge der Einzelverbraucher.

Exemplarisch wird die Vorgehensweise für die Beleuchtung eines Einzelbüros dargestellt. Die Mindestbeleuchtung von Räumen wird in DIN 18599-10 (2007) geregelt. Die Normarbeitsplatzbeleuchtung in Büroräumen beträgt beispielsweise 500 lx. Als Ausgangswert dient die elektrische Bewertungsleistung der Beleuchtung. Sie stellt die gesamte elektrische Anschlussleistung der Beleuchtungsanlage im jeweiligen Berechnungsbereich dar und wird spezifisch in W/m^2 angegeben. Bei besonders effizienten Konzepten kann dieser Wert um die $8 W/m^2$ (Juwi, 2008) liegen. Um die natürliche Beleuchtungsstärke in einem Gebäude ermitteln zu können, ist der Tageslichtquotient hilfreich. Dieser ist definiert durch das Verhältnis der Beleuchtungsstärke in einem Punkt einer Ebene im Gebäude zur Horizontalbeleuchtungsstärke bei unverbauter Himmelskugel (DIN 18599-4, 2007). Der Tageslichtquotient kann als Durchschnittswert für einen Raum (eine Regelzone) mit Hilfe von Lichtsimulationssoftware (hier Dialux 4.9) ermittelt werden. Die Horizontalbeleuchtungsstärke bei unverbauter Himmelskugel lässt sich näherungsweise von der Globalstrahlung durch Multiplikation mit dem Faktor 125 ableiten (Heimrath, 2009). Die Effizienz der Beleuchtungsregelung wird schließlich nach DIN 18599-4 (2007) noch durch einen Faktor berücksichtigt. Dieser bestimmt bei Abwesenheit der Nutzer bzw. bei ausreichender Versorgung mit Tageslicht die Wahrscheinlichkeit, mit der die Beleuchtung außer Betrieb gesetzt wurde. So unterscheiden sich beispielsweise die Faktoren für manuelle Lichtsteuerung und Steuerung über Anwesenheitssensoren. Es wurde zudem festgelegt, dass wenn die Beleuchtung vom Nutzer einmal ausgeschaltet wurde, diese erst bei nicht ausreichender natürlicher Beleuchtung wieder aktiviert wird. Das jeweils betrachtete Viertelstundenintervall wird also durch das vorige Intervall beeinflusst. Durch diese Angaben kann die elektrische Leistungsaufnahme für jedes Viertelstundenintervall bestimmt werden.

Die Stromerzeugung durch die PV-Anlage wurde mittels des Wetterdatensatzes und der Simulationssoftware Greenius 3.6.0 durchgeführt. Da die Software nur Werte in Stundenaufösung berechnet, wurden die errechneten Werte dann innerhalb der jeweiligen Stunden anhand des Verhältnisses der Globalstrahlung wieder auf Viertelstundenwerte umgerechnet. Es wurden Anlagen mit einem Neigungswinkel von 30° in Süd, Ost- und Westausrichtung sowie in Ost-Westausrichtung simuliert.

Ausgehend von den zuvor erwähnten Parametern wurde untersucht, welche Auswirkungen durch unterschiedliche Auslegung von PV-Anlagen sowie der Nutzung von Lastverschiebungspotentialen auf die Auslegung von Energiespeichern zu erwarten sind.

Standardlastgänge

Als Standardlastgänge wurden elektrische Lastgänge des Bürogebäudes der Variante A und B ohne Nutzung von Lastverschiebungspotentialen und elektrochemischen Speichern erstellt. Die Leistung der PV-Anlage beträgt 20 kW_p. Abbildung 3 zeigt dabei die Lastgänge eines Werktags im Winter mit einer nach Süden ausgerichteten PV-Anlage. Es ist einerseits zu erkennen, dass zu keinem Zeitpunkt Strom in das öffentliche Netz eingespeist wird, andererseits der Stromverbrauch – ebenso wie die PV-Erzeugung - aber hauptsächlich in Zeiten hoher fiktiver Strompreise fällt.

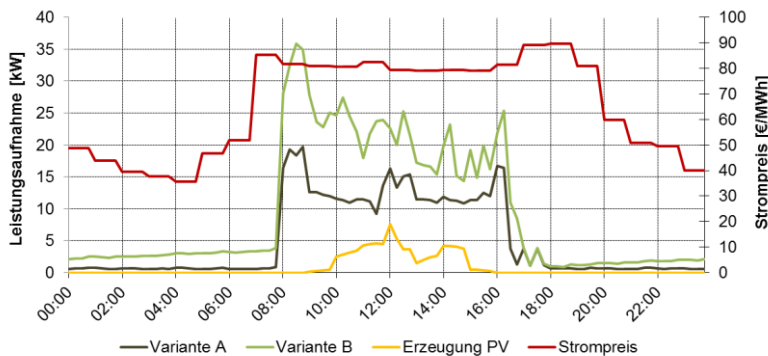


Abbildung 3: Standardlastgänge Winter (Daten aus Inschlag, 2011 und EXAA, 2012)

Im Sommer stellt sich die Situation etwas differenzierter dar. Während aufgrund der aktiven Gebäudekühlung bei Variante B kaum Strom in das öffentliche Netz eingespeist wird, sind bei Variante A bereits große Überschüsse an PV-Strom vorhanden, die aber zu Zeiten hoher fiktiver Strompreise auftreten (Abbildung 4). Es ist jedoch zu erwähnen, dass ein erheblicher Anteil der Einspeisung auch den betriebsfreien Tagen (Wochenende, Feiertage) entsteht.

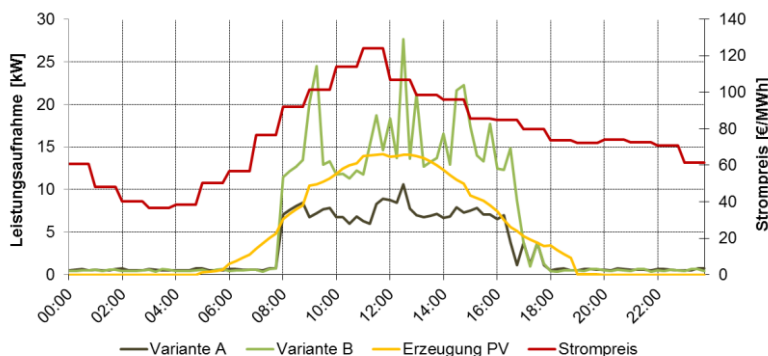


Abbildung 4: Standardlastgänge Sommer (Daten aus Inschlag, 2011 und EXAA, 2012)

Anhand der Zeitreihen lassen sich nun Aussagen über die durchschnittlichen fiktiven Stromkosten treffen. Ohne Berücksichtigung der PV-Anlage liegen diese bei beiden Varianten bei rund 8 ct/kWh (Variante A: 7,95 ct; Variante B: 7,98 ct). Da die Strompreise zur Tageszeit und somit bei Zeiten hoher PV-Erzeugung meist höher sind als nachts, hat die PV-Anlage eine dämpfende Wirkung auf den Strompreis. Tabelle 1 zeigt die fiktiven Kosten der Varianten unter der Berücksichtigung unterschiedlich ausgerichteter PV-Anlagen. Zudem ist dargestellt, wie viel PV-Strom jeweils zu welchem fiktiven Durchschnittspreis eingespeist wird. Neben der Minderung der Kosten die durch die Reduzierung des Energieeinkaufs ist somit in Stromnetzen mit variablen Stromtarifen ein Zusatznutzen durch die zeitlich günstig gelegene Erzeugung zu erwarten. Bei größeren Anlagen (hier 40 kW_p) steigt zwar der Anteil der Einspeisung an, gleichzeitig erhöht sich aber auch die fiktive Einspeisevergütung.

Tabelle 1 Übersicht Standardlastgänge

| | Keine PV | 20 kW _p Süd | 20 kW _p Ost | 20 kW _p West | 20 kW _p Ost-West | 40 kW _p Ost-West |
|---|----------|---------------------------|--------------------------------|----------------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| fiktiver Strompreis Gebäudevariante A [ct/kWh] | 7,95 | 7,37 | 7,48 | 7,46 | 7,46 | 7,14 |
| fiktiver Strompreis Gebäudevariante B [ct/kWh] | 7,98 | 7,58 | 7,68 | 7,66 | 7,68 | 7,21 |
| Erzeugung PV [kWh] | | 20.000 | 15.542 | 18.125 | 16.834 | 33.667 |
| Einspeisung Variante A [kWh] | - | 7.723 (38,6 %) | 5.346 (34,4 %) | 6.913 (38,1 %) | 5.834 (34,7 %) | 18.688 (55,5 %) |
| Einspeisung Variante B [kWh] | - | 6.215 (31,1 %) | 4.740 ⁱ (30,5 %) | 5.499 (30,3 %) | 5.019 (29,8 %) | 13.884 (41,2 %) |
| Fiktive Einspeisevergütung Variante A [ct/kWh] | - | 7,96 | 7,85 | 7,78 | 7,81 | 8,17 |
| Fiktive Einspeisevergütung Variante B [ct/kWh] | - | 7,64 | 7,63 | 7,54 | 7,59 | 7,83 |

Optimierte Lastgänge

Ausgehend von den Standardlastgängen erfolgt eine Untersuchung zu den Auswirkungen der Nutzung des Lastverschiebungspotentials der Verbraucher auf die Strompreise und die Einspeisung durch die PV-Anlagen.

Bei Variante A können nur die Potentiale von Kühlschränken und Geschirrspülern ausgenutzt werden. Zudem wird die Warmwasserzirkulationspumpe außerhalb der Betriebszeit des Gebäudes abgestellt. Bei der Beleuchtung wurde effiziente Regelung vorausgesetzt, wodurch nur die Differenz zwischen der natürlichen Beleuchtung und der Normbeleuchtung geliefert werden muss. Abbildung 5 und Abbildung 6 zeigen die Auswirkungen dieser Maßnahmen auf den Lastgang für den Winter- und Sommerfall in Verbindung mit einer 20 kW_p PV-Anlage mit südlicher Ausrichtung.

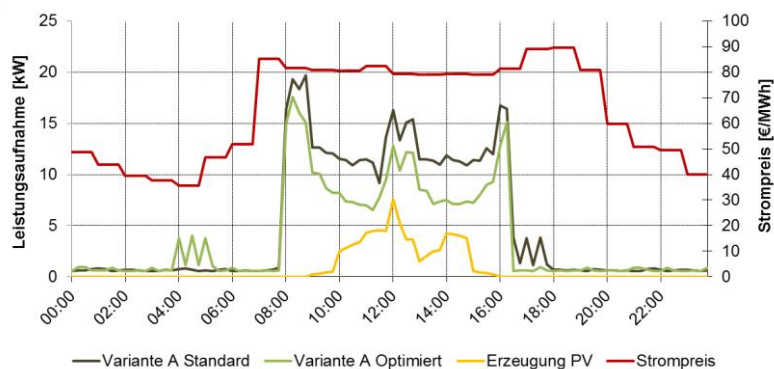


Abbildung 5: Optimierter Lastgang Variante A Winter (Daten aus Inschlag, 2011 und EXAA, 2012)

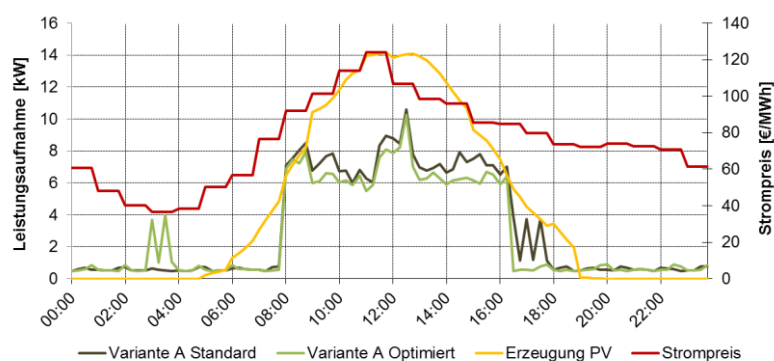


Abbildung 6: Optimierter Lastgang Variante A Sommer (Daten aus Inschlag, 2011 und EXAA, 2012)

Im dargestellten Winterfall ist trotz der Lastverschiebung bzw. die Effizienzmaßnahme bei der Beleuchtung keine Einspeisung vorhanden, während sich die Einspeisung im Sommerfall durch die Lastverschiebung erhöht.

Neben den Optimierungen der Variante A kommt bei Variante B noch die Ausnutzung der Speicherkapazität der Laptops hinzu. Zudem wird nach Bukvic-Schäfer (2007) die thermische Speicherkapazität des Gebäudes ausgenutzt. In der Heizperiode wird das Gebäude außerhalb der Betriebszeiten auf ein höheres Temperaturniveau gebracht, wodurch eine niedrigere Leistungsaufnahme während der Hochtarifzeiten tagsüber bewirkt wird. Während der Kühlperiode erfolgt der Vorgang umgekehrt, nachts wird gekühlt, um die Leistung tagsüber reduzieren zu können. Abbildung 7 und Abbildung 8 zeigen die Auswirkungen dieser Maßnahmen für einen Winter- und Sommertag.

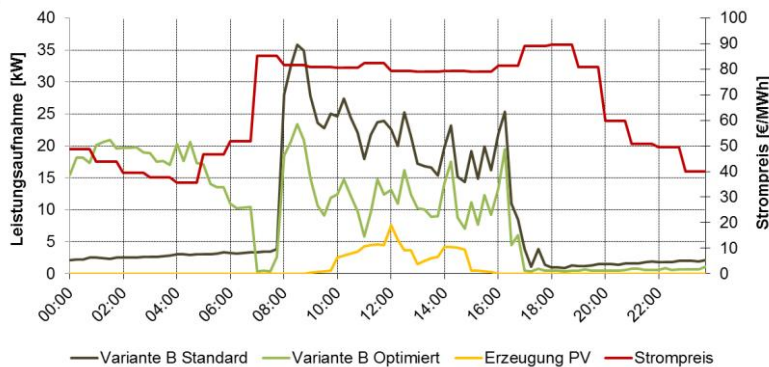


Abbildung 7: Optimierter Lastgang Variante B Winter (Daten aus Inschlag, 2011 und EXAA, 2012)

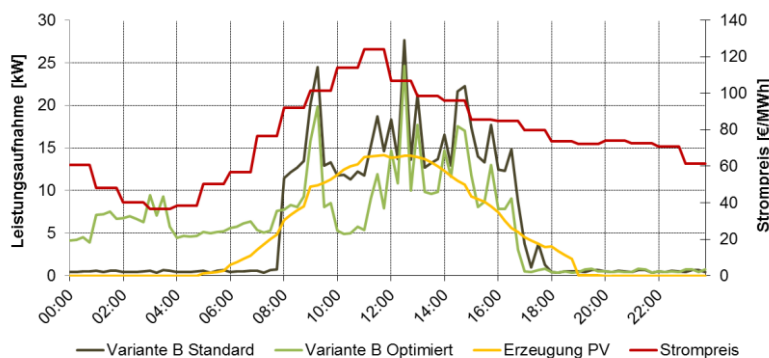


Abbildung 8: Optimierter Lastgang Variante B Sommer (Daten aus Inschlag, 2011 und EXAA, 2012)

Auch hier ist im Winterfall keine zusätzliche Einspeisung durch die Lastverschiebungsmaßnahmen zu erkennen, im Sommerfall erhöht sich dieser jedoch aufgrund der partiellen Verschiebung der Kühllast in die Nacht.

Der Gesamtverbrauch gegenüber der Standardvariante (38.405 kWh/a) ändert sich bei der optimierten Variante (37.791 kWh/a) nur gering. Dabei überlagern sich zwei Effekte, einerseits ergibt sich durch die Effizienzmaßnahmen bei der Beleuchtung eine Senkung des Verbrauchs. Durch die höheren Wärmeverluste des Gebäudes bedingt durch die höheren Temperaturdifferenzen bei der Vorheiz- und Vorkühlstrategie steigt andererseits der Stromverbrauch der Klimatisierung von ursprünglich 18.720 kWh/a auf 22.442 kWh/a. Durch die günstigeren Verbrauchszeiten sinken jedoch die jährlichen fiktiven Stromkosten der Klimatisierung von € 1.514,- auf € 1.416,- (ohne Berücksichtigung der PV-Anlage). Insgesamt steigen die sowohl die Einspeisung als auch der fiktive Preis der Einspeisung an, die fiktiven Preise des Strombezugs hingegen fallen (vgl. Tabelle 2).

Tabelle 2 Übersicht Optimierte Lastgänge*

| | Keine PV | 20 kW _p Süd | 20 kW _p Ost | 20 kW _p West | 20 kW _p Ost-West | 40 kW _p Ost-West |
|---|----------------------|---|---|---|---|--|
| fiktiver Strompreis Gebäudevariante A [ct/kWh] | 7,75 <i>-0,20</i> | 6,85 <i>-0,52</i> | 7,02 <i>-0,46</i> | 6,98 <i>-0,48</i> | 6,98 <i>-0,48</i> | 6,54 <i>-0,60</i> |
| fiktiver Strompreis Gebäudevariante B [ct/kWh] | 6,67 <i>-1,31</i> | 5,69 <i>-1,89</i> | 5,92 <i>-1,76</i> | 5,81 <i>-1,85</i> | 5,85 <i>-1,83</i> | 5,22 <i>-1,99</i> |
| Erzeugung PV [kWh] | - | 20.000 | 15.542 | 18.125 | 16.834 | 33.667 |
| Einspeisung Variante A [kWh] | - | 8.834 <i>+1.111</i> (44,2 %) <i>(+5,6 %)</i> | 6.007 <i>+662</i> (38,7 %) <i>(+4,3 %)</i> | 7.986 <i>+1.073</i> 44,1 % <i>(+6,0 %)</i> | 6.718 <i>+884</i> (39,9 %) <i>(+5,2 %)</i> | 20.580 <i>+1.892</i> (61,1 %) <i>(+5,6 %)</i> |
| Einspeisung Variante B [kWh] | - | 7.277 <i>+1.062</i> (36,4 %) <i>(+5,3 %)</i> | 5.162 <i>+422</i> (33,2 %) <i>(+2,7 %)</i> | 6.477 <i>+978</i> (35,7 %) <i>(+5,4 %)</i> | 5.627 <i>+608</i> (33,4 %) <i>(+3,6 %)</i> | 17.132 <i>+3.248</i> (50,9 %) <i>(+9,7 %)</i> |
| Fiktive Einspeisevergütung Variante A [ct/kWh] | - | 8,04 <i>+0,08</i> | 7,94 <i>+0,09</i> | 7,85 <i>+0,07</i> | 7,89 <i>+0,06</i> | 8,21 <i>+0,04</i> |
| Fiktive Einspeisevergütung Variante B [ct/kWh] | - | 7,93 <i>+0,29</i> | 7,92 <i>+0,29</i> | 7,75 <i>+0,21</i> | 7,82 <i>+0,23</i> | 8,17 <i>+0,34</i> |

*kursiv die Veränderung zum Standardlastgang

Es kann daher die Aussage getroffen werden, dass durch die Implementierung von elektrischem Lastmanagement, welches sich lediglich an den Strombezugspreisen orientiert, einerseits der durchschnittliche Strombezugspreis und der Eigenverbrauchsanteil des PV-Stroms sinken, andererseits aber der erzielbare Strompreis des eingespeisten PV-Stroms steigt.

Speicher

Anhand der bisherigen Untersuchungen gibt es nun unterschiedliche Ansätze zur Speicherauslegung. Einerseits soll der erzeugte PV-Strom nach Möglichkeit wie zuvor beschrieben nicht ins Netz eingespeist, sondern im Gebäude genutzt werden. Hier gilt es einerseits zu beachten, dass an Betriebstagen im Sommer PV-Strom ins Netz eingespeist wird, welcher nach Möglichkeit vor Ort verbraucht werden soll. Andererseits entstehen vor allem an betriebsfreien Tagen (Wochenende, Feiertage) PV-Überschüsse, die nicht direkt als Eigenverbrauch genutzt werden können. Weiters kann durch die Nutzung von Speichern auch eine Überbrückung der hochpreisigen Tarifzeiten möglich werden. Im Folgenden sollen diese Auslegungskriterien überprüft werden. Als hochpreisige Tarifzeiten wird hierbei analog zu den Netzentgelten die Zeit von 06:00 bis 22:00 angesetzt (SNT-VO, 2010). Die Vorgehensweise wird für die PV-Anlage mit einer Anlagenleistung von 20 kW_p und südlicher Ausrichtung gezeigt, kann aber auch analog bei anderen Anlagenkonfigurationen angewendet werden. Abbildung 9 zeigt die tägliche Einspeisung von PV Strom für alle Betriebstage geordnet nach der Größe.

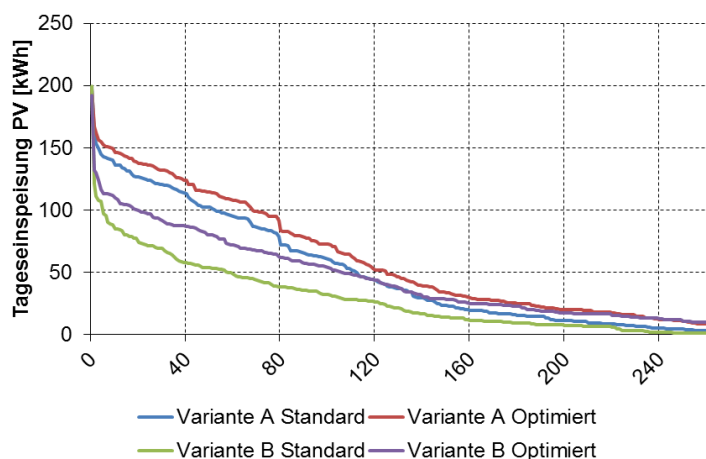


Abbildung 9: Tägliche Einspeisung PV

Es ist zu sehen, dass an den meisten Tagen bei allen Varianten eine Einspeisung erfolgt. Um diese gänzlich zu vermeiden wäre ein nutzbarer Speicherinhalt von ~200 kWh notwendig. Andererseits kann man aus dem Diagramm ablesen, an wie vielen Tagen man bei den jeweiligen Varianten mit einer Speichergröße kleiner 200 kWh eine Einspeisung in Kauf nehmen würde und wie hoch diese Einspeisung wäre. Es ist zu erkennen, dass die Kurven durch die Lastverschiebungsmaßnahmen nach oben verschoben werden, somit größere Speicher notwendig wären.

Abbildung 10 zeigt die Einspeisung der PV-Anlage für die einzelnen Wochenenden (Freitag 17:00 bis Montag 06:00) ebenfalls nach Werten geordnet. Es ist zu erkennen, dass sich die Kurven überlappen, da sich das Verbrauchsverhalten der Varianten außerhalb der Betriebstage kaum unterscheidet. Vergleicht man die Tageseinspeisung aus Abbildung 9 mit der Wochenendeinspeisung, so ist zu erkennen, dass ein Speicher für die Eigennutzung der am Wochenende eingespeisten Energie in etwa doppelt so groß sein müsste, als bei der Nutzung der täglich eingespeisten Energiemenge. Somit sinkt der Einfluss der Lastverschiebungsmaßnahmen bei entsprechender Speicherauslegung zur Nutzung der Wochenenderzeugung.

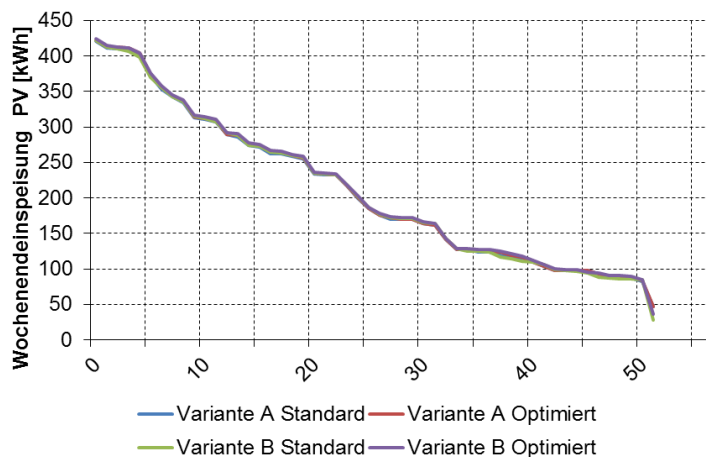


Abbildung 10: Wochenendeinspeisung PV

Speicher können zudem genutzt werden, um die Hochtarifzeiten (hier 06:00 bis 22:00) zu überbrücken und die niedrigeren Strompreise in der Nacht zu nutzen. Abbildung 11 zeigt den jeweiligen täglichen Stromverbrauch während der Hochtarifzeit. Durch die Erzeugung der PV-Anlage sind hier auch negative Werte vorhanden, es ist jeweils nur die Residuallast zu berücksichtigen. Es ist zu erkennen, dass hier bei den Standardvarianten jeweils größerer Speicherbedarf besteht, als bei den optimierten Varianten. So beträgt der maximale Tagesverbrauch während der Hochtarifzeit bei der Standardvariante B 208 kWh, bei der optimierten Variante lediglich 144 kWh. Andererseits müsste man mit einem nutzbaren Speicherinhalt von 50 kWh bei der optimierten Variante B nur an 40 Tagen Strombezug zu Hochtarifzeiten zulassen, während bei der Standardvariante rund 100 Tage betroffen wären.

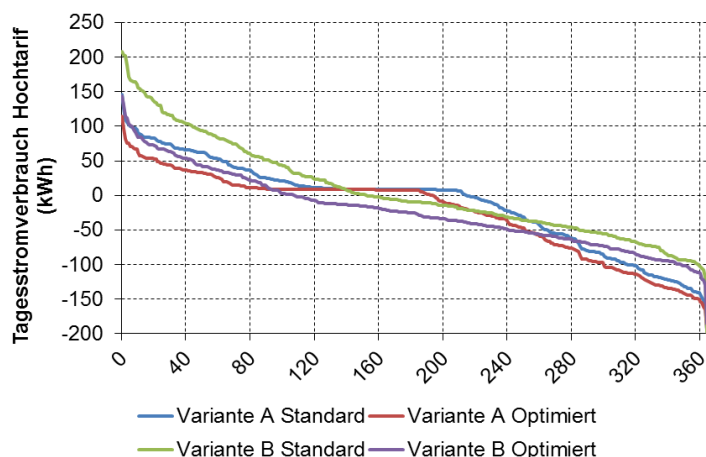


Abbildung 11: Stromverbrauch Hochtarif - Variantenvergleich

Es bleibt zu erwähnen, dass die PV-Erzeugung den Strombezug zu Hochtarifzeiten senkt. Es ist zu erkennen, dass durch den Einsatz von PV einerseits die maximalen Tagesverbräuche zur Hochtarifzeit sinken. Andererseits sind die Kurven auch steiler, was bei Auslegung des Speichers unterhalb der maximalen Tagesverbräuche zusätzlich dazu führt, dass an weniger Tagen zur Hochtarifzeit Strom bezogen werden muss als ohne PV-Anlage.

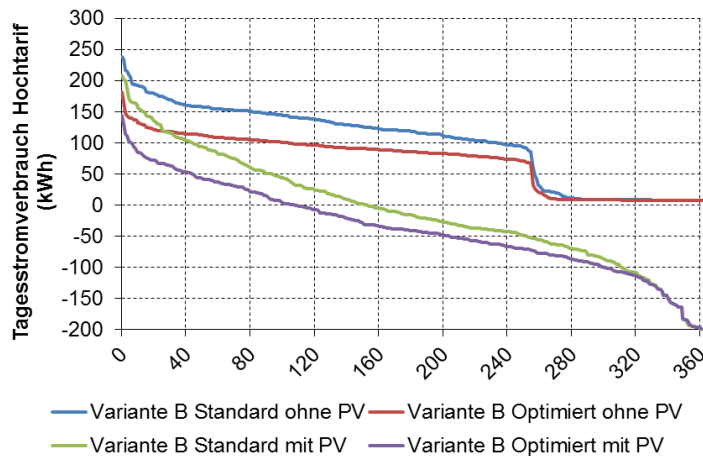


Abbildung 12: Stromverbrauch Hochtarif – Vergleich PV

Zusammenfassung

Durch den Wandel des Strommarktes (zeitvariable Tarife) und das Auslaufen der PV-Förderungen ist die Nutzung von PV-Strom derzeit einem Wandel unterworfen. Durch die neuen Rahmenbedingungen entstehen neue Möglichkeiten der Optimierung von Strom nutzenden Systemen. Bereits in der Auslegung der PV-Anlage kann auf die künftige Verbrauchscharakteristik Rücksicht genommen werden. Die Verbrauchskurve von Bürogebäuden zeigt in der Regel eine große zeitliche Korrelation mit der Erzeugungskurve von PV-Anlagen, wobei hier die Ausrichtung kaum Auswirkungen auf die Eigenverbrauchsquote, sehr wohl aber auf den Energieertrag hat. Bei anderen Gebäuden (z.B. Halbtagschulen) könnte aber durch nach Osten ausgerichtete Anlagen eine Verschiebung des Erzeugungsmaximums in die Vormittagsstunden und somit durchaus ein höherer Eigenverbrauch erzielt werden. Andererseits bezieht das Gebäude hauptsächlich zu Zeiten hoher Strompreise elektrische Energie. Die Einbindung von PV-Anlagen sowie die Nutzung von Lastverschiebungspotentialen kann hier – abhängig von der Ausstattung des Gebäudes – erhebliche Energiebezugsmengen in die Zeit günstigerer Stromtarife schieben. Es ist hier jedoch auf die Auswirkungen auf den Eigenverbrauch der PV-Anlage zu achten. Elektrochemische Speicher können in Systemen mit Erzeugungsanlagen und variablen Stromtarifen synergetisch genutzt werden. Der Eigenverbrauch von PV-Anlagen kann erhöht werden, andererseits können aber auch Zeiten hoher Strompreise überbrückt werden. Dabei kann der Speicher durch die PV-Anlage kleiner dimensioniert werden. Der größte Speicherbedarf wird beim untersuchten Objekt durch die PV-Erzeugung an den Wochenenden bei gleichzeitig geringem Strombedarf generiert.

Literatur

BMWFJ (2012): Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung; Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend; §1; Wien

Brauner, G., Einfalt, A., Poepl, G. & Tiefgraber D. (2007): Balancing of fluctuating Regenerative Generation by DSM; 19th International Conference on Electricity Distribution; Paper 832; Wien

Bukvic Schäfer, A. (2007): Lastmanagement – Nutzung der Thermischen Kapazität von Gebäuden als nichtelektrischer Energiespeicher in elektrischen Versorgungsnetzen; Universität Kassel; Kassel

DIN 18599-4 (2007): Energetische Bewertung von Gebäuden - Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung - Teil 4: Nutz- und Endenergiebedarf für Beleuchtung; Deutsches Institut für Normung e.V.; Berlin

DIN 18599-10 (2007): Vornorm Energetische Bewertung von Gebäuden - Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung – Teil 10: Nutzungsrandbedingungen, Klimadaten; Deutsches Institut für Normung e.V.; Berlin

EIWOG (2010): Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010 und Energiecontrol-Gesetz; § 17; Wien

Europäisches Parlament (2012): Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates zur Energieeffizienz; §§ 44-45; Straßburg

EXAA (2012): EXAA Spotpreise 2011; http://www.exaa.at/market/historical/austria_germany/ aufgerufen am 12.04.2012 um 19:00; Energy Exchange Austria GmbH; Wien

Heimrath, R. (2009): Einführung TRNSYS; TU Graz; Graz

Inschlag, F. (2011): Simulation des energetischen Verhaltens von Bürogebäuden mittels TRNSYS. Ausgabedatei, FH Burgenland, Pinkafeld

Juwi (2008): Das Energieeffizienteste Bürogebäude der Welt – Sonderheft zum Neubau der Firmenzentrale in Wörrstadt; juwi Holding AG; Wörrstadt; Deutschland

SNT-VO (2010): Systemnutzungstarife-Verordnung der Energie-Control Kommission 2010; § 7; Wien

tumpf, W. (2011): Gebäudeplan des Standardgebäudes; CAD-Plan; FH Burgenland; Pinkafeld