

# Eigenverbrauch von PV-Energie

Rahmenbedingungen, Möglichkeiten und Grenzen

**DI(FH) Franz Jetzinger / Theresa Wohlmuth, BSC / Dr. Johannes Schmid**

Alpine-Energie Österreich GmbH  
Winetzhammerstraße 6, A-4030 Linz  
+43/732/90610-369, +43/732/90610445  
Franz.Jetzinger@alpine-energie.com  
www.alpine-energie.com

**Kurzfassung:** Diese Arbeit beschäftigt sich mit dem Eigenverbrauch von photovoltaisch generierter Energie. Dabei werden die Rahmenbedingungen, Möglichkeiten und Grenzen beleuchtet. Es werden die Begriffe Eigenverbrauchsquote, solarer Deckungsgrad und bilanzielle Eigendeckung erläutert. Eine Sensitivitätsanalyse zeigt, mit welchen Änderungen zu rechnen ist, wenn sich nachfolgende vier Rahmenbedingungen verändern: Ausrichtung des PV-Generators, Dimensionierung der PV-Anlage, Anpassung des Lastganges und Integration eines Speichers.

Dabei wird deutlich, dass die Anlagendimensionierung die größten Auswirkungen auf die EV-Quote und damit die Wirtschaftlichkeit der Anlage hat. Daher wird auch der Einsatz gesicherter Daten zur Dimensionierung, im Speziellen der Lastkurve, als sehr wichtig angesehen. Die Ergebnisse zeigen auch, dass nach erfolgter Dimensionierung die Steigerung der EV-Quote, je nach Maßnahme, nur in einem gewissen Bereich möglich ist.

Dieser Artikel basiert auf Arbeiten, die im Rahmen des kooperativen Forschungsprojektes „Vision Step I“ durchgeführt wurden (smartcityvillach.at). Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „SMART ENERGY DEMO – FIT for SET“ durchgeführt.

**Keywords:** Eigenverbrauch, Eigenverbrauchsquote, Solarer Deckungsgrad, Bilanzielle Eigendeckung, Lastprofil

## 1 Einleitung

Derzeit existieren in Österreich zwei unterschiedliche Modelle zur Förderung von photovoltaisch gewonnener Energie. Kleinanlagen bis 5kWp werden über Investitionsförderungen vom Klima- und Energiefonds (KLIEN) des Bundes, Länderförderungen und regionale Förderaktionen unterstützt. Anlagen größer 5kWp werden mittels Tarifförderungen in Kombination mit Investitionsförderungen seitens der OeMAG (Abwicklungsstelle für Ökostrom AG [1]) bedient.

Das Thema Eigenverbrauch war bei investitionsgeförderten Kleinanlagen hinsichtlich Anlagenwirtschaftlichkeit immer ein zentrales Thema. Neu ist nun, dass durch die rapide gesunkenen Fördertarife, auch bei größeren tarifgeförderten PV-Anlagen ebenso wie bei Kleinanlagen, der Eigenverbrauch für die Wirtschaftlichkeit der Anlage eine immer entscheidendere Rolle spielt. Nachfolgendes Beispiel soll diesen Zusammenhang verdeutlichen.

**Beispiel:** Wird eine PV-Anlage installiert, kann die generierte Energie aus der Photovoltaikanlage generell zu unterschiedlichen Konditionen verkauft werden. In Österreich gibt es für Photovoltaik im Jahr 2014 einen Fördertarif 12,5 Eurocent/kWh (ohne Berücksichtigung der Investitionsförderung). Wurde dieser beantragt, kann die gesamte Energie der PV-Anlage oder aber auch nur die Überschussenergie der OeMAG [1] geliefert werden. Diese Entscheidung wird vom Anlagenbetreiber getroffen und hängt im Wesentlichen vom Strompreis ab, den der Anlagenbetreiber als Kunde zu bezahlen hat. Liegt dieser Preis beispielsweise bei 18 Eurocent/kWh, so ist dieser um 5,5 Eurocent/kWh teurer als der Fördertarif. Demzufolge wird der Anlagenbetreiber als Quasikunde seiner eigenen Anlage auftreten und – so gut es geht - die generierte Energie seiner Anlage selbst verbrauchen.

Gibt es keinen Fördertarif, so können die Tarife, zu denen man die PV-Energie verkaufen kann, je nach Energieversorgungsunternehmen (EVU), ganz verschieden gestaltet sein [2]. Die EVU's knüpfen unterschiedlichste Bedingungen an deren Einspeisetarife. Voraussetzungen für den EVU-Einspeisetarif können daher beispielsweise sein:

- EVU nimmt nur von eigenen Stromkunden Energie ab
- Tarifierpassung kann in unterschiedlichen Zeitintervallen erfolgen (vierteljährlich, halbjährlich, jährlich, keine Anpassung...)
- Laufzeit des Tarifs
- Kauf und Bau der PV-Anlage über das entsprechende EVU
- ...

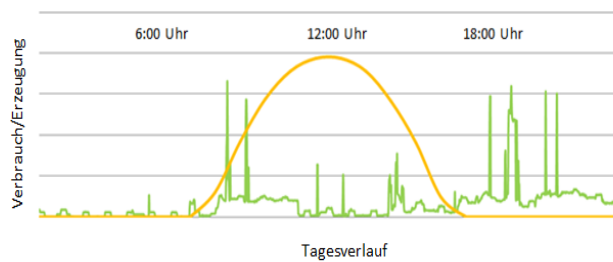
Liegt der Preis pro Kilowattstunde für den Anlagenbetreiber als Stromkunde bei 18 Eurocent/kWh und wird von einem EVU ein Einspeisetarif von 7 Eurocent/kWh geboten, liegt die Differenz bei 11 Eurocent/kWh. Der Anlagenbetreiber und gleichzeitiger Stromkunde wird also wiederum versuchen, so viel PV-Energie wie möglich selbst zu verbrauchen.

Wird die PV-Energie, um EVU-Bedingungen auszuweichen, zum Marktpreis an die OeMAG verkauft, dann werden für elektrische Energie derzeit 3,749 Eurocent/kWh (1. Quartal 2014) bezahlt [3]. Es wird wieder von 18 Eurocent/kWh für zugekaufte elektrische Energie ausgegangen. In diesem Fall tut sich eine Lücke von 14,25 Eurocent/kWh zwischen gelieferter Energie und gekaufter Energie auf. Es können also bei jeder selbst verbrauchten Kilowattstunde rund 14,25 Eurocent/kWh gewonnen werden.

Das Beispiel zeigt, dass unabhängig von der gewählten Variante eine Steigerung des Eigenverbrauchs zu einer Verbesserung der Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage führt. Je größer also die Differenz zwischen Bezugstarif und Einspeisetarif, desto wichtiger ist ein hoher Eigenverbrauch.

## 2 Charakteristische Größen zum Eigenverbrauch

Unter Eigenverbrauch versteht man jene Energiemenge [kWh], die von der PV-Anlage geliefert und direkt von den Verbrauchern vor Ort verbraucht werden kann. Aufgrund der zeitlichen Unterschiede zwischen Angebotskurve der PV-Anlage und Lastkurve der Verbraucher kann dieser Eigenverbrauch nicht beliebig gesteigert werden.



**Abbildung 1: Übersicht zu Ertragsgang und Lastgang**

Die Abbildung 1 zeigt beispielhaft den Tagesverlauf einer Angebotskurve einer PV-Anlage (gelb) und den Tagesverlauf einer Lastkurve eines Verbrauchers (grün). Ist die PV-Leistung größer als die augenblickliche Leistung der Verbraucher, kann diese überschüssige Leistung nicht für die eigenen Verbraucher genutzt werden.

Im Vorfeld eines Projektes sind bei der Berechnung des zu erwartenden Eigenverbrauchs die Daten zum Verbraucherlastprofil und zum Ertragsprofil der PV-Anlage sehr wichtig. Drei Begriffe prägen die Diskussion und werden daher kurz erläutert.

Die Eigenverbrauchsquote (1) ist der Quotient aus der direkt vor Ort genutzten Energie ( $E_{PV,EV}$  wird nicht ins öffentliche Netz eingespeist) und der gesamten Energie ( $E_{PV,tot}$ ) die von der PV-Anlage geliefert wird [4].

$$Eigenverbrauchsquote [\%] = \frac{E_{PV,EV} [kWh/a]}{E_{PV,tot} [kWh/a]} \cdot 100 [\%] \quad (1)$$

Im Gegensatz dazu wird beim solaren Deckungsgrad oder auch Autarkiegrad (2) die selbst genutzte Energie ( $E_{PV,EV}$ ) der PV-Anlage dividiert durch den gesamten Energiebedarf des Verbrauchers ( $E_{tot}$ ) [4].

$$Solarer Deckungsgrad [\%] = \frac{E_{PV,EV} [kWh/a]}{E_{tot} [kWh/a]} \cdot 100 [\%] \quad (2)$$

In der Vergangenheit wurden PV-Anlagen aus unterschiedlichen (fördertechnischen) Gründen auf die bilanzielle Eigendeckung ausgelegt. Bei der bilanzielle Eigendeckung wird die gesamte Energie ( $E_{PV,tot}$ ), die von der PV-Anlage geliefert wird, dividiert durch den gesamten Energiebedarf des Verbrauchers ( $E_{tot}$ ).

$$Bilanzielle Eigendeckung [\%] = \frac{E_{PV,tot} [kWh/a]}{E_{tot} [kWh/a]} \cdot 100 [\%] \quad (3)$$

### 3 Steigerung des Eigenverbrauchs

Im Wesentlichen gibt es vier unterschiedliche Maßnahmen, die zu einer Steigerung des Eigenverbrauchs führen können und die nachfolgend genauer diskutiert werden:

- Dimensionierung der PV-Anlage
- Ausrichtung des PV-Generators
- Anpassung des Lastgangs (DSM - Demand Side Management)
- Integration eines Speichers

#### 3.1 Dimensionierung der Anlage

Wie schon unter Punkt 2 angesprochen, wurden PV-Anlagen oftmals mittels bilanzieller Eigendeckung dimensioniert. Abbildung 2 zeigt die gegenläufige Entwicklung von

Eigenverbrauchsquote und solarer Deckungsrate bei steigender PV-Leistung und gleichbleibender Lastkurve. Zur Erstellung des Diagramms wurde das Lastprofil einer Raststätte auf Basis von 15-Minutenwerten herangezogen. Die Ertragsdaten der PV-Anlage wurden mittels Simulation ebenfalls auf Basis von 15-Minutenwerten ermittelt. Das Diagramm liefert einerseits die maximal mögliche Anlagenleistung der PV-Anlage bei 100% Eigenverbrauchsquote und andererseits einen guten Überblick bei welcher Anlagenleistung welche EV-Quoten erzielbar sind.

Am Beispiel einer Raststätte mit einem Energiebedarf von 850MWh zeigt Abbildung 2 unterschiedliche Dimensionierungsmöglichkeiten:

- Mit einer PV-Anlagengröße von 800kWp können 850MWh produziert werden. Bei 100% bilanzieller Eigendeckung liegt damit die EV-Quote bei ca. 37%. Es kann also nur etwa ein Drittel der gelieferten PV-Energie selbst verbraucht werden.
- Demgegenüber steht eine Anlagengröße von 120kWp. Diese liefert ca. 126MWh bei einer EV-Quote von 100%. Die bilanzielle Eigendeckung liegt dabei allerdings lediglich bei 15%. Dieser Fall soll in weiterer Folge genauer untersucht werden.

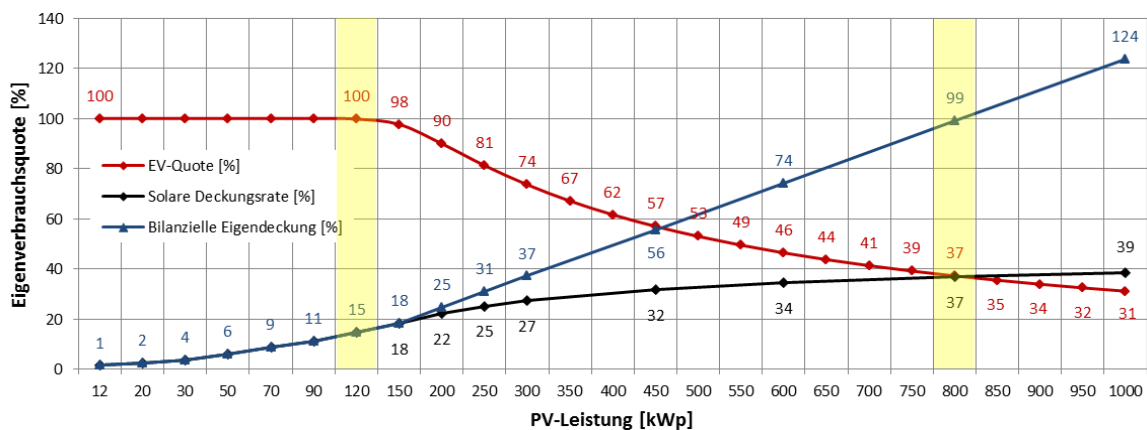


Abbildung 2: Dimensionierung der PV-Anlage (Energiebedarf: 850MWh, Lastprofil: 15-Minutenwerte) unter Berücksichtigung der EV-Quote, des solaren Deckungsgrades und der bilanziellen Eigendeckung

Abbildung 3 zeigt nun im Detail den Tagesverlauf der Ertragskurve der PV-Anlage (gelbe untere Linie) und den Tagesverlauf der Lastkurve (schwarze obere Linie) des Verbrauchers auf Basis von 15-Minutenwerten. Da die EV-Quote bei 100% liegt, bleibt die Ertragskurve zu jedem Zeitpunkt unter der Lastkurve des Verbrauchers.

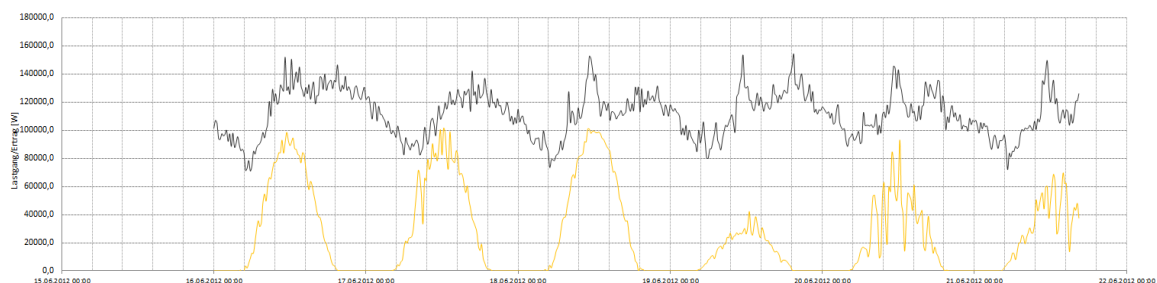
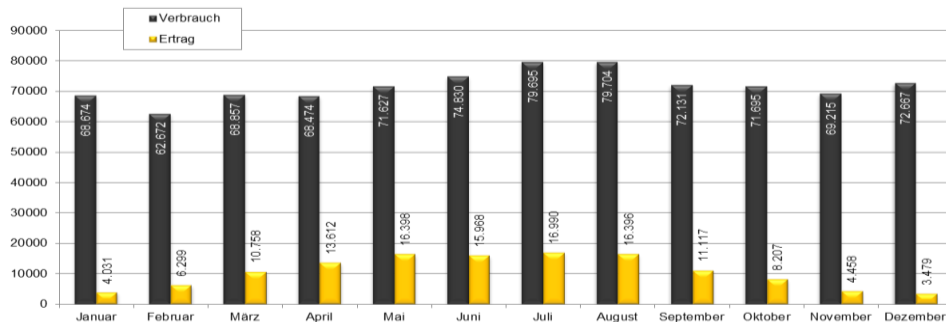


Abbildung 3: Ertragskurve und Lastkurve im Tagesverlauf über den Zeitraum von 16.06.2013 bis 22.06.2013 (Energiebedarf: ~850MWh, Leistung der PV-Anlage: 120kWp, Ertrag der PV-Anlage: 126.000kWh)

Welchen monatlichen Anteil die damit generierte PV-Energie am gesamten elektrischen Energiebedarf hat, zeigt Abbildung 4. Selbst im Juni oder Juli erreicht der Anteil von PV-Energie lediglich ca. 20% des monatlichen Bedarfs.



**Abbildung 4: Monatsertrag und Monatsverbrauch über ein Jahr (Energiebedarf: ~850MWh, Leistung der PV-Anlage: 120kWp, Ertrag der PV-Anlage: 126.000kWh)**

Am Beispiel der Raststätte zeigt sich, dass im Verhältnis zum elektrischen Energiebedarf nur relativ kleine PV-Anlagen die 100% EV-Quote (= wirtschaftliches Optimum bei fehlender oder niedriger Tarifförderung) erreichen können.

Es zeigt sich außerdem, dass das Vorhandensein einer Lastkurve, für diese Art der Dimensionierung, notwendig ist. Bei einem ungünstigeren Lastprofil (größere Lasten nachts, beispielsweise einer Bäckerei) würde die PV-Anlagengröße zudem noch weiter sinken. Es ist also je nach Lastkurve zu entscheiden, wie groß die PV-Anlage theoretisch werden kann oder soll. Wie weit man sich von der EV-Quote=100% entfernt und welche Auswirkungen das auf die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage hat, hängt dann von der Höhe des Bezugstarifs und der Höhe des Einspeisetarifs ab.

### 3.2 Ausrichtung des PV-Generators

Wie in Abbildung 1 ersichtlich, hat die Tagesertragskurve einer optimal ausgerichteten PV-Anlage an einem wolkenlosen Tag ihr Maximum um die Mittagszeit. Demgegenüber steht die Lastkurve, die auch in den Morgen- und Abendstunden Spitzen aufweist. Durch Ost- bzw. Westausrichtung der Anlage kann in den Morgen- und Abendstunden PV-Energie hinzugewonnen werden. Die Kombination beider Ausrichtungen (Ost-West-Anlagen) hat gegenüber einer Süd-Anlage nun den Vorteil, dass morgens und abends mehr Energie geliefert wird und dass sich der Ertragsgang der PV-Anlage besser dem Lastprofil eines Verbrauchers annähert. Allerdings führt diese Kombination zu Einbußen um die Mittagszeit.

Zur besseren Verständlichkeit wurde eine PV-Anlage im kleinen Leistungsbereich simuliert. Dabei wurden jeweils für eine Südanlage (4kWp) und eine Ost-West-Anlage (2kWp/2kWp) die Neigungswinkel der Anlage von 0° bis 90° verändert und die entsprechenden Erträge ermittelt (siehe Abbildung 5). Der maximal mögliche Ertrag wird bei Südausrichtung und 35° Modulneigung erzielt. Dieser Ertrag wird bei der prozentualen Darstellung in Abbildung 6 auf 100% gesetzt. Alle Abweichungen (=Verluste) werden auf diese 100% bezogen. Das Diagramm zeigt, dass sich die Ertragsverluste der Ost-West-Anlage bei einer Aufstellung von 35° auf ca. 20,5% belaufen.

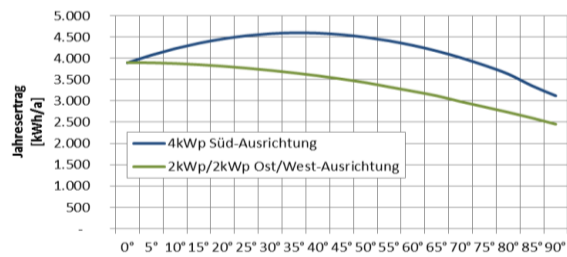


Abbildung 5: Jahresertrag Süd- versus Ost-Westanlage in Abhängigkeit des Neigungswinkels

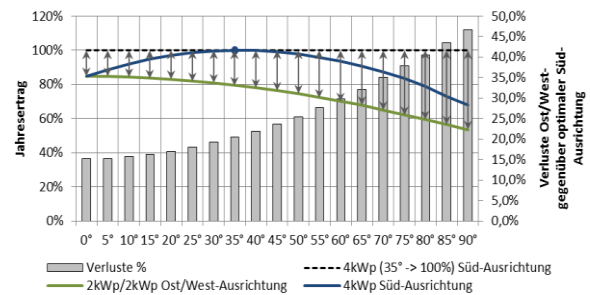


Abbildung 6: Prozentuale Ertragseinbußen durch Ost-West-Ausrichtung

Die nachfolgende Abbildung 7 zeigt ein Feld von Eigenverbrauchsquoten eines Haushalts bei optimaler Neigung und Südausrichtung (linkes Diagramm) und ein Feld von Eigenverbrauchsquoten mit geänderter Ausrichtung (Ost-West-Ausrichtung). Die Ergebnisse entstammen einer Simulation, bei der die EV-Quote bei Änderung des Haushaltsstromverbrauchs und Änderung der PV-Anlagengröße ermittelt wurde.

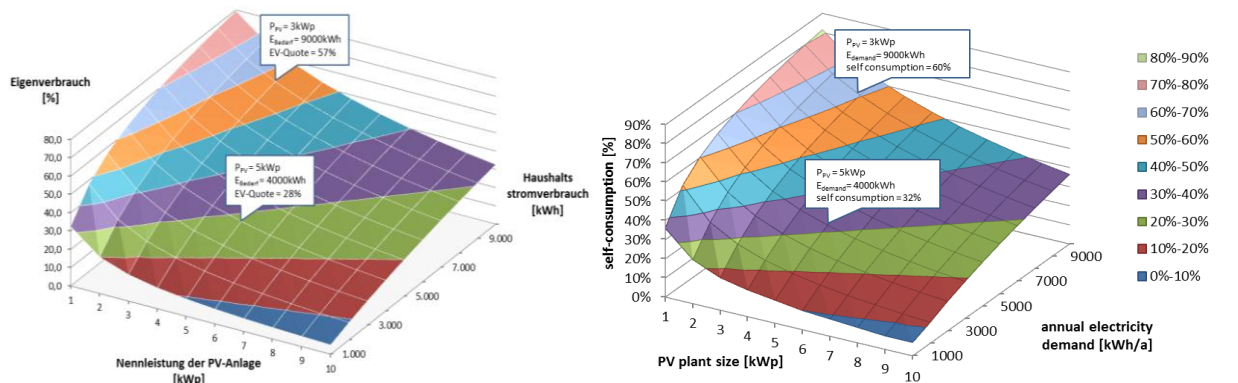


Abbildung 7: Eigenverbrauchsquote in Abhängigkeit der Anlagengröße des Haushaltsstromverbrauchs und der Nennleistung der PV-Anlage (links Südausrichtung:  $P_{PV}=5\text{kWp}$ ;  $E_{Bedarf}=4000\text{kWh}$ ; EV-Quote=28%, rechts Ost/West-Ausrichtung:  $P_{PV}=5\text{kWp}$ ;  $E_{Bedarf}=4000\text{kWh}$ ; EV-Quote=32%)

Zur besseren Vergleichbarkeit werden exemplarisch zwei Anlagenauslegungen je Diagramm (Abbildung 7 links und rechts) herausgegriffen. Da die Ertragskurve der Ost-West-PV-Anlage mittags flacher und in den Morgen- und Abendstunden breiter ist, kommt es zu einer absoluten Verbesserung der EV-Quote – in den beiden Fällen - um ca. 3 - 4%.

Wiederum gilt es abzuwägen, ob die Energieertragsverluste der Ost-West-Ausrichtung durch die Erhöhung der EV-Quote kompensiert werden können. Dies ist wiederum abhängig von der Höhe des Bezugstarifs und der Höhe des Einspeisetarifs.

### 3.3 Anpassung des Lastgangs (DSM – Demand Side Management)

Mittels intelligenter Regelung werden Verbraucher (z.B. im Haushalt: Elektroboiler, Waschmaschine, Trockner) zu Zeiten hoher Sonneneinstrahlung eingeschaltet.

Gerade die thermische Nutzung bzw. Speicherung von PV-Energie kann hierbei in Zukunft eine große Rolle spielen. Es handelt sich hierbei um sehr einfache Systeme, beispielsweise um das Zuschalten eines Heizelements oder einer Wärmepumpe zur Warmwasserbereitung. Bei der zusätzlichen thermischen Nutzung von PV-Energie sind EV-Quoten bis zu 90% möglich [5]. Aus wirtschaftlicher Sicht spielen zusätzlichen zu den Tarifen die Kosten für die Wärme die entscheidende Rolle. Beispielsweise liegen die Kosten der Warmwasser-

bereitung mit unterschiedlichen Energieträgern für Erdgas bei 7,15 Eurocent/kWh, für Öl bei 9,21 Eurocent/kWh und für Pellets bei 5,54 Eurocent/kWh [6]. Für den Anlagenbetreiber oder Investor stellt sich die Frage, welche Differenz sich zwischen dem Einspeisetarif und dem Wärmepreis ergibt.

Als zusätzlicher elektrischer Verbraucher zur Erhöhung der EV-Quote muss auch die Elektromobilität erwähnt werden. Sofern das Elektroauto tagsüber intelligent geladen wird, spielt es die gleiche Rolle wie ein großer elektrochemischer Speicher.

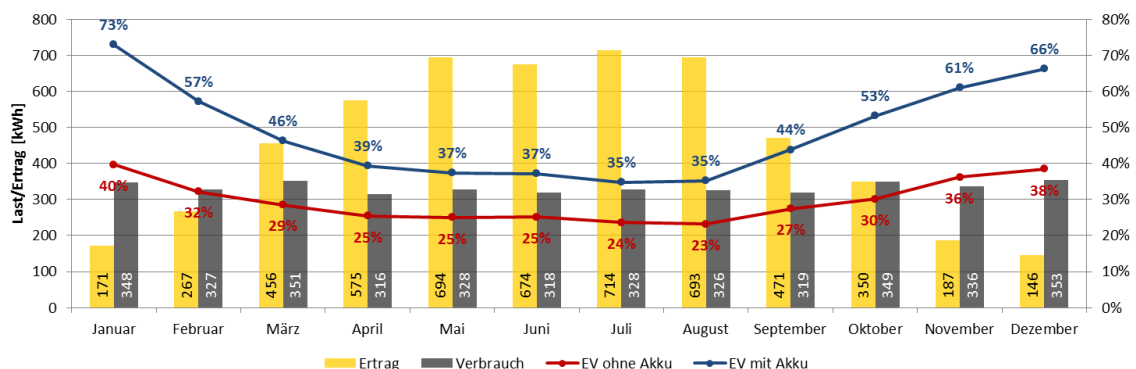
Gibt es keine Möglichkeiten zur thermischen Nutzung oder ist kein Elektroauto vorhanden, können auch noch andere Verbraucher im Haushaltsbereich zur Anpassung des Lastganges herangezogen werden. Derzeit gibt es aber nur wenige Geräte (Geschirrspüler, Waschmaschine und Trockner, ...) die beispielsweise von einem Smart Meter angesprochen werden können. In Zukunft könnten diese Geräte aber verstärkt zum Einsatz kommen und über ein Smart Home System könnten diese Verbraucher gezielt zu und abgeschaltet werden. Wie hoch die Steigerung des Eigenverbrauchs damit ausfallen könnte hängt stark vom Nutzerverhalten ab und wird hier nicht bewertet.

### 3.4 Integration eines Speichers

Durch die Integration eines netzparallelen Speichers kann die Quote für den Eigenverbrauch nochmals erhöht werden. Dabei ist zu beachten, dass zu klein dimensionierte Speicher die Eigenverbrauchsquote nur geringfügig erhöhen und zu groß dimensionierte Speicher werden einen großen Teil des Jahres an der unteren Grenze der Ladung (leer) betrieben werden [7].

Anhand von vier Beispielen soll die Problematik der Speicherintegration und der damit einhergehenden Eigenverbrauchserhöhung veranschaulicht werden. Die nachfolgenden Abbildungen zeigen die Eigenverbrauchsquote im Jahresverlauf. Für die Simulationen wurde ein Lithium-Ionen-Akku gewählt, weil dieser in der Mehrheit der angebotenen Komplettsysteme installiert ist [8].

Ausgehend vom typischen Verbrauch eines Haushalts (4000kWh/Jahr) und der maximal möglichen PV-Anlage nach Klien-Förderung (5kWp) [9] wird in Abbildung 8 die Erhöhung der EV-Quote bei einer Speichergröße von 10,8kWh (nutzbare Akkukapazität) gezeigt.



**Abbildung 8: Eigenverbrauchserhöhung durch Integration eines Speichers ( $P_{PV}=5kWp$ ;  $E_{\text{Bedarf}}=4000kWh$ , nutzbare Akkukapazität=10,8kWh, Jahres-EV-Quote von 27,1% auf 43,0%)**

Die EV-Quote erhöht sich in Abbildung 8 von 27% auf 43%, also um 16% (umgerechnet etwa 850kWh/a) absolut.



In nachfolgender Abbildung 9 wurde die nutzbare Speicherkapazität halbiert und mit 5,4kWh angenommen, alle anderen Parameter wurden nicht geändert. Es ergibt sich eine deutlich geringere Steigerung von etwa 8,5% absolut (umgerechnet etwa 460kWh/a).

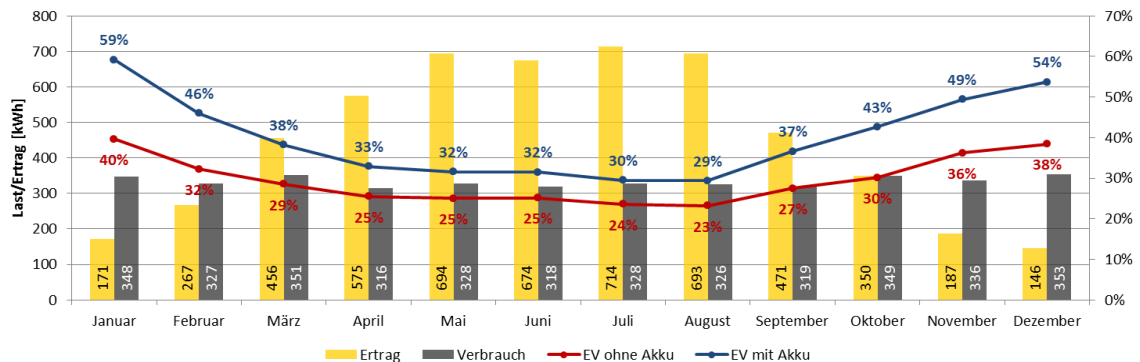


Abbildung 9: Eigenverbrauchserhöhung durch Integration eines Speichers ( $P_{PV}=5kWp$ ;  $E_{Bedarf}=4000kWh$ , nutzbare Akkukapazität=5,4kWh, Jahres-EV-Quote von 27,1% auf 35,7%)

Wieder ausgehend vom typischen Verbrauch eines Haushalts (4000kWh/a), nun aber mit verringerter PV-Anlagenleistung (3kWp), wird in Abbildung 10 die Erhöhung der EV-Quote bei einer Speichergöße von 10,8kWh (nutzbare Akkukapazität) gezeigt.

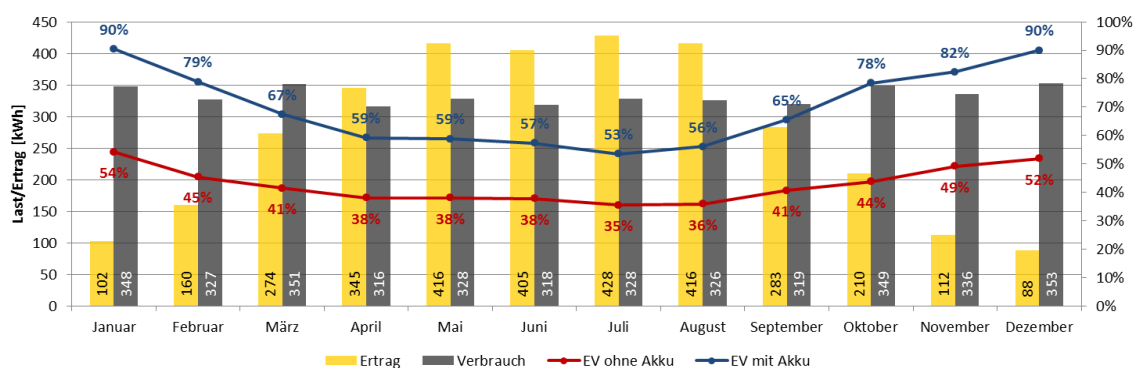


Abbildung 10: Eigenverbrauchserhöhung durch Integration eines Speichers ( $P_{PV}=3kWp$ ;  $E_{Bedarf}=4000kWh$ , nutzbare Akkukapazität=10,8kWh, Jahres-EV-Quote von 39,9% auf 63,8%)

Die EV-Quote bei kleinerer PV-Anlage (3kWp) erhöht sich von etwa 40% auf 64%, also um ca. 24% (umgerechnet 1295kWh/a) absolut.

In nachfolgender Abbildung 11 wurde die Speicherkapazität erneut mit 5,4kWh angenommen. Es ergibt sich eine Steigerung von ca. 14% absolut (umgerechnet 755kWh/a).

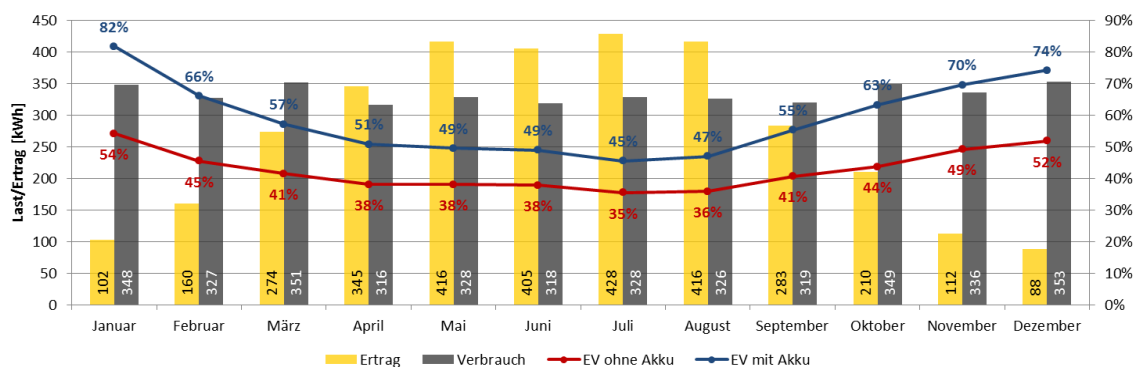


Abbildung 11: Eigenverbrauchserhöhung durch Integration eines Speichers ( $P_{PV}=3kWp$ ;  $E_{Bedarf}=4000kWh$ , nutzbare Akkukapazität=5,4kWh, Jahres-EV-Quote von 39,9% auf 53,9%)



## 4 Fazit

Die durchgeführten Simulationen zu den unterschiedlichen Maßnahmen zur Steigerung der EV-Quote zeigen, dass die EV-Quote prinzipiell bei der Dimensionierung festgelegt wird.

Da es bei kleinen Verbrauchern in den meisten Fällen nicht möglich ist die PV-Anlagenleistung derart zu reduzieren, dass die 100% EV-Quote erreicht wird, kann mit anderen Maßnahmen eine weitere Steigerung erreicht werden. Diese Erhöhungen, die mittels Ausrichtung, DSM oder Speicherintegration erreicht werden können, sind stark abhängig von den Rahmenbedingungen vor Ort. Die Tarifsituation, die Entwicklungen auf dem Wärmemarkt, die Lastkurve, aber vor allem die Investitionsbereitschaft des Anlagenbetreibers oder Investors entscheiden über den Einsatz der angesprochenen Maßnahmen bzw. Kombinationen dieser.

Bei größeren Verbrauchern im Gewerbebereich sind ein Analyse der Lastkurve und eine darauffolgende Anlagendimensionierung vorteilhaft. Damit kann die Größe der Anlage dem wirtschaftlichen Optimum angenähert oder individuell den Kundenwünschen (z.B. hohe solare Deckungsrate) angepasst werden.

## 5 Literaturverzeichnis

- [1] „OeMAG - Abwicklungstelle für Ökostrom AG,“ [Online]. Available: <http://www.oem-ag.at/de/foerderung/photovoltaik/>. [Zugriff am 21 Jänner 2014].
- [2] „Bundesverband Photovoltaik,“ [Online]. Available: <http://www.pvaustria.at/meine-pv-anlage/strom-verkaufen/>. [Zugriff am 28 Jänner 2014].
- [3] „Energie-Control-GmbH (E-Control),“ [Online]. Available: <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/oeko-energie/marktpreis>. [Zugriff am 29 Jänner 2014].
- [4] U. H. Ralf Haselhuhn, Photovoltaische Anlagen, Berlin: DGS-Berlin, 2012.
- [5] V. Quaschnig, Regenerative Energiesysteme - Technologie, Berechnung, Simulation, München: Hanser Verlag, 2013.
- [6] „Institut für Wärme und Oeltechnik,“ [Online]. Available: <http://www.iwo-austria.at/nc/konsumenten/heizkosten/energiepreisinformation.html>. [Zugriff am 29 Jänner 2014].
- [7] T. Wohlmuth, F. Jetzinger und J. Schmid, „Integration and Operation of Storages (WP6 – Vision Step I),“ ALPINE-ENERGIE Österreich GmbH, Linz, 2013.
- [8] T. Wohlmuth, „Batteriespeicher im Netzparallelbetrieb,“ Bachelorarbeit FH OÖ, Wels, 2012.
- [9] „Klima- und Energiefonds,“ [Online]. Available: <http://www.klimafonds.gv.at/>. [Zugriff am 30 Jänner 2014].