



Wie viel Photovoltaik verträgt das Verteilnetz?

Analyse zur PV-Regelung | Für eine Analyse wurden in einem Trafokreis fünf Sensoren in Verteilnetzkabinen und beim Trafo installiert und diverse Regelungen getestet. Das Resultat: Zusätzliche Regelungen ermöglichen zwar mehr PV im Netz, aber der Projektierungs-, Installations- und Betriebsaufwand ist hoch. Andere Massnahmen können sinnvoller sein.

MARKUS MARKSTALER, KEVIN FRICK, MICHAEL HÖCKEL

Zu Projektbeginn Anfang 2022 wurde ein Trafokreis im liechtensteinischen Verteilnetz ermittelt, bei dem hohe PV-Einspeisung zu einem Spannungsanstieg führte. Der vollflächige Smart-Meter-Rollout, der bereits im Jahr 2014 abgeschlossen wurde, ermöglichte mit den Netzbetriebsdaten den Betrieb eines rechenfähigen Netzmodells für das gesamte liechtensteinische Netz, das eine Analyse von Spannungs- und Leistungsverlauf in 15-Minuten-Auflösung erlaubt. Dies bildet eine ideale

Ausgangslage für vertiefte Analysen des Netzes.

Parameter des Trafokreises:

- Transformator: 400 kVA
 - Anzahl PV-Anlagen: 22
 - PV-AC-Nennleistung total: 390 kW
 - Anzahl Netzanschlüsse: 92
- Bei den Zählpunkten wurden der Verbrauch und die Produktion gemessen, d.h. die eingespeiste Energie ist nicht die PV-Produktion, sondern PV-Produktion abzüglich des Eigenverbrauchs. Dies führt zur folgenden Jahresdauerlinie in **Bild 1**.

Von den 22 PV-Anlagen wurden zwei trafoferne PV-Anlagen (57 kW, 28 kW) und eine trafo-nahe PV-Anlage (105 kW) mit einer Regelung ausgestattet. Somit stand die Hälfte der installierten PV-Leistung für eine Regelung zur Verfügung. An diesen drei Netzknoten, am Transformator und in einer Verteilkabine dazwischen wurden Spannungs- und Strommessgeräte installiert.

Im Sommer 2022 wurden bei hoher PV-Einspeisung verschiedene Regelszenarien durchgeführt:

- Regelung einer PV-Anlage oder aller drei PV-Anlagen,
- Spannungssenkung am Einspeisepunkt durch Blindleistungsbezug,
- Spannungssenkung am Einspeisepunkt durch Wirkleistungsreduktion,
- Regelung des Blindleistungsflusses am Transformator durch Regelung der PV-Anlagen,
- Regelung der Wirkleistungseinspeisung am Transformator durch Regelung der PV-Anlagen.

Zur Durchführung der Regelszenarien wurde ein minimaler Power Factor von 0,8 am Wechselrichter der PV-Anlagen eingestellt sowie eine Spannungsstatik ab 245 V (1,065 p.u.).

Die Messergebnisse zeigen, wie die Regelung funktioniert. Interessant waren die Ergebnisse zur Regelung der Blindleistung am Transformator auf $\cos\phi = 1$. Die Regelung der PV-Anlagen war am Morgen und Abend aktiv und nicht während der starken PV-Einspeisung über den Tag, da neben den drei geregelten PV-Anlagen die anderen PV-Anlagen im Trafokreis mit festem $\cos\phi = 0,95$ betrieben wurden und somit um die Mittagszeit sehr viel Blindleistung aufnehmen und die kapazitive Blindleistungserzeugung der Last kompensiert wird. Über die technischen Anschlussbedingungen (TAB) der LKW ist bei PV-Anlagen ein fester $\cos\phi = 0,95$ spannungssenkend vorgegeben.

Im Verteilnetz sind Erdkabel aus Kupfer verbaut. Ein fest eingestellter $\cos\phi = 0,95$ wirkt bei Kupferkabeln stärker als bei Aluminiumkabeln. Da Kupfer einen geringeren Widerstand als Aluminium hat, ist das Verhältnis X zu R bei Kupferkabeln höher.

Weitere Ergebnisse sind in **Tabelle 1** dargestellt.

Wie zu erwarten war, konnte eine gute Wirkung durch die Regelung einer einzelnen PV-Anlage im Netzabschnitt erreicht werden, wenn die zu regelnde PV-Anlage gross ist. Die Wirkleistungsreduktion ist aufgrund des Verhältnisses $R/X = 1,6$ wirksamer zur Spannungs- und Leistungssenkung als die Blindleistungsreduktion.

Die in der Studie eingesetzte Lösung GridEye von Depsys ist nicht mehr am Markt. GridEye nutzt zur Regelung der PV-Anlagen im Netz gemessene Werte (**Bild 2**). Es ist jedoch keine direkte Regelung, da die Datenübertragung von den Messwerten zum Server und vom Server zum Wechselrichter zu

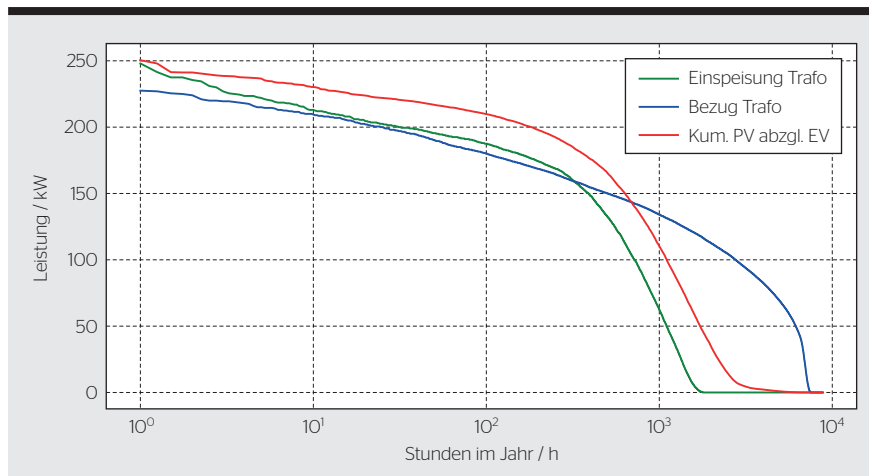


Bild 1 Jahresdauerlinie am Transformator. Grün: Einspeiseleistung. Blau: Bezugsleistung. Rot: kumulierte Leistung der Zählpunkte mit PV-Anlagen abzüglich des Eigenverbrauchs.

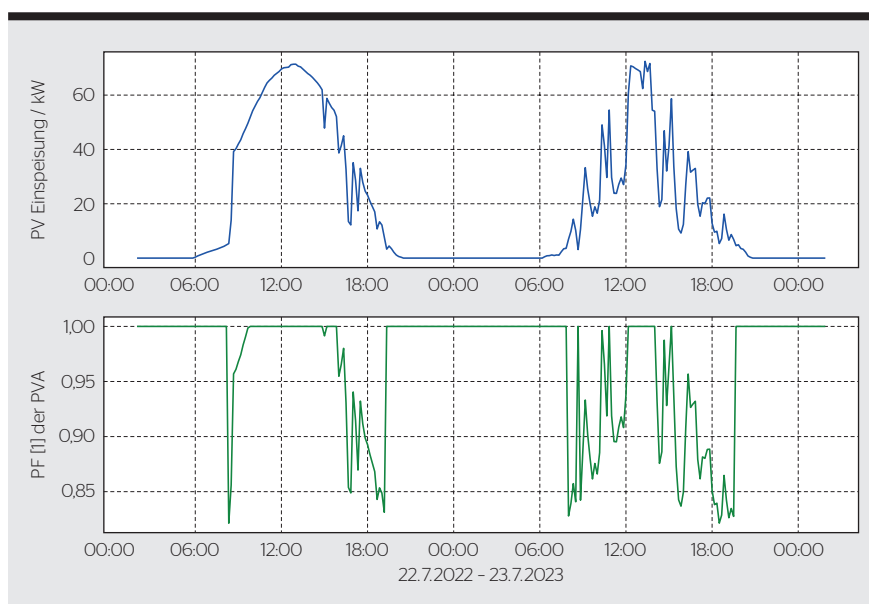


Bild 2 Einspeiseleistung der PV-Anlage, welche über GridEye angesteuert wird. Blindleistung wurde am Morgen und Abend bezogen, erkennbar am PF der geregelten PV-Anlagen.

lange dauert und die Dynamik des Wechselrichters zu gering ist. Ebenfalls entscheidend ist das Messintervall. Ein Intervall von zehn Minuten wurde gewählt. D.h. für eine Regelung ist eine Prognose der zukünftigen zu erwartenden Werte auf Basis der vergangenen Messwerte nötig. Die Prognose basiert auf einer reinen Zeitreihenstatistik (keine Verbrauchs- und Wetterprognosen), um nach aussen unabhängig zu sein. Die Messergebnisse der Regelung zeigten gute Resultate. Über den Prognose-Algorithmus kann die Ausfallsenergie berechnet werden, um eine Regelung eventuell zu entschädigen. Dies wurde in diesem Projekt nicht behandelt.

Für die Umsetzung der dynamischen Regelung war eine detaillierte Planung im gewünschten Netzabschnitt notwendig, um die Hardware und die Software für den Einsatz anpassen zu können. Dabei wurde geprüft, ob eine dynamische Regelung wirtschaftlich ist.

Statische Regelung

Die Wirtschaftlichkeit einer dynamischen Regelung kann über einen Vergleich mit einer alternativen Lösung, beispielsweise der statischen Regelung, beurteilt werden. Dafür wurden Messwerte von PV-Modulen des Solarmessstands der Ost - Ostschwei-

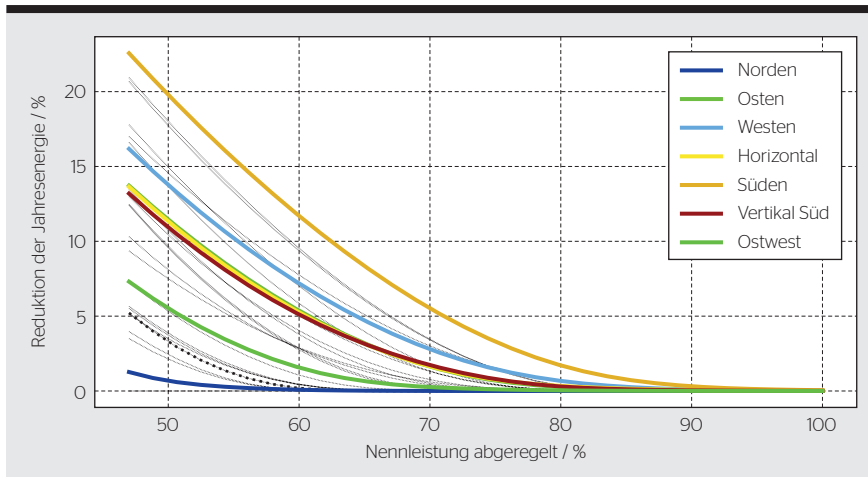


Bild 3 Abregelverluste.

PV-Messung 5-s-Werte ohne Eigenverbrauch bei unterschiedlicher Ausrichtung: dunkelblau: -13,2° Süden 35° Neigung, grün: -103,2° Osten 35° Neigung, hellblau: 76,8° Westen 35° Neigung, hellgelb: horizontal, dunkelgelb: -13,2° Süden 35° Neigung, rot: -13,2° Süden vertikal, hellgrün: gleiche Aufteilung auf 76,8° West und -103,2° Ost mit 35° Neigung. Graue Linien: 15-min-Werte von 22 PV-Anlagen mit Eigenverbrauch.

zer Fachhochschule in Buchs mit unterschiedlicher Ausrichtung ausgewertet. In **Bild 3** ist der Verlust der Jahresenergie in Abhängigkeit von der Abregelung bezogen auf die PV-Nennleistung dargestellt. Mit farbigen Linien wird die Abregelung ohne Eigenverbrauch bei unterschiedlichen Ausrichtungen gezeigt. Die grauen Linien zeigen die 22 PV-Anlagen im untersuchten Netzabschnitt mit Eigenverbrauch. Schwarzpunktiert ist der Einspeisepunkt der trafo nahen PV-Anlage mit 105 kW. Der Verlust bei Wirkleistungsabregelung auf 60% liegt bei optimaler Ausrichtung bei 12%. Er reduziert sich deutlich durch den Eigenverbrauch und bei nicht-optimaler Ausrichtung auf wenige Prozente.

Die Daten für die farbigen Linien entsprechen Messwerten im 5-s-Intervall und erfassen Leistungsspitzen, welche relevant sind zur Beurteilung der Abregelverluste. Die grauen Linien basieren auf 15-min-Mittelwerten, wodurch kurze Leistungsspitzen nicht erfasst wurden und die Werte etwas zu tief sind. Beim 15-Minutenmittel (graue Werte) reduziert sich die Abregelung um 1,3 Prozentpunkte.

Wirtschaftlichkeit der dynamischen Regelung

Nun lässt sich die Wirtschaftlichkeit der dynamischen Regelung mit der statischen Regelung vergleichen. Wir gehen von folgenden Grössen aus:

- Eine statische Abregelung auf 60% führt zu 10% Energieverlust.
- Der Wert vom Strom wird mit 12 Rp/kWh angenommen.
- Die Hardware-Installation lag bei etwa 8000 CHF pro Sensor. Über zehn Jahre ergeben sich somit 800 CHF pro Sensor jährlich. Hinzu kommen jährliche Kosten für Software und Betrieb von 600 CHF pro Sensor. Dies ergibt 1400 CHF pro Jahr pro Sensor bzw. PV-Anlage. Mit 1400 CHF jährlich bei 12 Rp/kWh ergibt dies 12 MWh Energie, die pro Sensor gewonnen werden sollte. Dies wird mit den 10% Verlust beim statischen Abregeln gleichgesetzt und führt zu einer PV-Jahresproduktion von 120 MWh pro Sensor, was einer 120 kW PV-Anlage entspricht.

Kann nur die Hälfte der Wirkleistungsabregelung vermieden werden, da die Netzsituation im Trafokreis nicht mehr zulässt, so ist dynamisches Regeln bei 240 kW wirtschaftlich. Liegen die Abregelverluste bei 5% anstatt 10% aufgrund des Eigenverbrauchs oder nicht optimaler Ausrichtung, liegt die Wirtschaftlichkeit bei 480 kW.

Eine dynamische Regelung ist während der PV-Einspeisung bei sehr

Position	AC-Leistung	Einfluss P	Einfluss Q
Trafo nah	105 kW	0,27 V/kW	0,24 V/kVAR
Trafo fern	57 kW	0,52 V/kW	0,29 V/kVAR
Trafo fern	28 kW	0,42 V/kW	0,32 V/kVAR

Tabelle 1 Einflüsse der Wirk- und Blindleistungsregelung.

RÉSUMÉ

Combien de photovoltaïque le réseau de distribution peut-il supporter ?

Analyse de la régulation PV

Une analyse de la régulation statique et dynamique des installations photovoltaïques a été réalisée dans l'objectif de pouvoir évaluer la quantité de PV que le réseau de distribution existant peut supporter. Pour ce faire, cinq capteurs ont été installés dans un circuit de transformation – dans des cabines de réseau de distribution et au niveau du transformateur –, et diverses régulations ont été testées.

Résultat: la régulation dynamique constitue une solution économiquement raisonnable pour intégrer le PV dans le réseau existant, et convient aux grandes installations PV (de plusieurs centaines de kW) avec une faible consommation propre et une consommation simultanée dans le circuit

de transformation. Les régulations statiques à 60% et à $\cos\phi$ fixe constituent en revanche des mesures appropriées pour l'intégration d'installations PV dans le réseau existant sans extension du réseau. Le réseau considéré pour l'analyse est bien préparé pour l'extension complète du PV: il ne nécessite qu'un renforcement du transformateur. Le modèle de réseau utilisé rend de bons services pour évaluer les développements futurs au sein du réseau de distribution, mais il est également utile dans les activités opérationnelles quotidiennes, par exemple pour gagner du temps lors de l'évaluation des demandes de raccordement au réseau.

grossen PV-Anlagen (mehrere 100 kW) interessant, wenn der Eigenverbrauch klein und der Verbrauch via Netz hoch ist.

Berechnung PV-Vollausbau mit dem Netzmodell

Aufgrund der guten Ergebnisse des Netzmodells konnte für den Trafokreis ein PV-Vollausbau berechnet werden. An allen Gebäuden mit einem Zählpunkt wurde eine PV-Anlage modelliert, um die Auswirkungen im Netz zu ermitteln.

Die Grösse der PV-Anlagen für die einzelnen Gebäude wurde mit dem Solarkataster sonnendach.ch ermittelt. Für die Netzmodellierung wird nicht die Nennleistung über die gesamte Gebäudedachfläche berechnet, sondern die netzwirksame PV-Leistung. Die Berechnung der netzwirksamen Leistung erfolgt nach:

$$P_{\text{Netz}} = A \cdot \eta_{\text{Dach}} \cdot \eta_{\text{PV}} \cdot H_{\text{STC}} \cdot PR \cdot W_{\text{H}} / W_{\text{max}}$$

Wobei A die Teildachfläche ist, η_{Dach} die Reduktion aufgrund des Dachabschlusses und Dachaufbauten mit 80%, η_{PV} der PV-Modulwirkungsgrad mit 20%, H_{STC} mit 1 kW/m², PR der Performance Faktor mit 80% und W_{H} die Jahresstrahlungsenergie auf das Teildach ist, unter Berücksichtigung der Ausrichtung, Neigung und Abschattung. W_{max} entspricht der optimalen Jahresstrahlungsenergie von 1550 kWh/m². Teildachflächen mit einem Jahresstromertrag unter 580 kWh/kW werden nicht berücksichtigt. Es werden die einzelnen Teildächer betrachtet und pro Gebäude zusammengezählt.

Die Reduktion macht aus heutiger Sicht Sinn, ist aber für eine zukünftige Betrachtung kritisch zu hinterfragen. Wenn die Gesellschaft das Dach als Produktionsfläche für Eigenstrom sieht, kann sich die Baukultur zur Dachbauweise ändern und es wird auf solare Produktion optimiert.

In der Netzmodellierung des Trafokreises zeigt sich bei PV-Vollausbau mit den Reduktionsfaktoren eine Trafobelastung von 225% und eine Spannungsanhebung bis max. 8,5%, welche unterhalb der 10%-Grenze liegt. Die Berechnung ergibt zudem eine Überlastung von zwei Kabeln in der Nähe des Transformators.

Die 3-%-Regel der TRBNr DACHCZ

Die genauen Berechnungen zur Spannungsanhebung durch PV-Anlagen beim Trafokreis mit dem Netzmodell zeigen gut, warum die 3%-Regel der TRBNr DACHCZ [1] in der Planungsphase sinnvoll ist. Die berechneten Spannungen unterschreiten an den Übergabestellen in jedem Lastfall den 100%-Grenzwert von 1,1 p.u. gemäss EN 50160. Würde man für die Niederspannung 2% mehr, also eine Spannungsanhebung von 5% zulassen, könnte man je nach Netzknoten 20-40% mehr PV-Leistung erlauben. Allerdings wird, unter der Annahme, dass der Ortsnetztransformator auf der MS-Seite mit 1 p.u. versorgt wird, für einzelne Übergabestellen eine Spannung von 1,08 p.u. berechnet. Wenn man eine zusätzliche Spannungsanhebung im Mittelspannungsnetz (gemäss TRBNr DACHCZ 2%) berücksichtigt, wäre die Spannungsreserve zum Grenz-

wert 1,1 p.u. aufgebraucht. Es wäre mit Grenzwertverletzungen an einzelnen Übergabestellen oder Abschaltungen von PV-Anlagen zu rechnen.

Fazit

Die dynamische Regelung ist eine wirtschaftlich sinnvolle Möglichkeit zur Integration von PV ins bestehende Netz und geeignet für grosse PV-Anlagen (mehrere 100 kW) mit geringem Eigenverbrauch und zeitgleichem Verbrauch im Trafokreis. Die statische Regelung auf 60% und fester $\cos\phi$ sind geeignete Massnahmen zur Integration von PV-Anlagen ins bestehende Netz ohne Netzausbau. Das betrachtete Netz ist für den PV-Vollausbau gut vorbereitet, es benötigt nur eine Verstärkung des Transformators. Das Netzmodell leistet gute Dienste zur Beurteilung von zukünftigen Entwicklungen im Verteilnetz, ist aber auch im operativen Tagesgeschäft nützlich, beispielsweise bei zeitsparenden Beurteilungen von Netzanschlussgesuchen.

Referenz

[1] Technische Regeln zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen, 3. Ausgabe, 2021.

Autoren

Markus Markstaler ist Projektleiter Dezentrale Elektrische Energieversorgung an der OST.
→ OST, 9471 Buchs
→ markus.markstaler@ost.ch

Kevin Frick ist Projektgenieur bei den Liechtensteinschen Kraftwerken.
→ LKW, LI-9494 Schaan
→ kevin.frick@lkw.li

Prof. **Michael Höckel** ist Dozent für Energiesysteme an der BFH.
→ BFH, 2503 Biel
→ michael.hoeckel@bfh.ch

Dieses Projekt wurde durch die Energiekommission Liechtenstein gefördert.

Inventsys

Genug von Listen-Wirrwarr, Papierkram oder komplizierten Tools?

Digitale Instandhaltung für Ihre Strom-Anlagen

- ✓ Für ESTI-Besuche ohne Zusatzaufwand: Checklisten für die Arbeits- und Objektsicherheit, geprüft von electrosuisse und in der Praxis
- ✓ Speziell entwickelt für die tägliche Arbeit im Feld und im Büro, keine IT-Vorkenntnisse nötig

ELEKTRON

Jetzt mit Schnittstelle zu Interact City – noch einfachere Wartung Ihrer Leuchten von ELEKTRON

Für kleine und mittlere Versorger



Jetzt unverbindliche Präsentation vereinbaren

Ihr Ansprechpartner: Daniel Stocker, +41 (0)79 332 95 78, daniel.stocker@inventsys.ch, www.inventsys.ch