



Schlussbericht vom 21. Februar 2017

---

# Effizientes PV-Anlagenmonitoring mit aktuellen Wetterdaten



© BE Netz 2016



**Datum:** 21. Februar 2017

**Ort:** Bern

**Subventionsgeberin:**

Schweizerische Eidgenossenschaft, handelnd durch das  
Bundesamt für Energie BFE  
Pilot-, Demonstrations- und Leuchtturmprogramm  
CH-3003 Bern  
[www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

**Subventionsempfänger:**

Hochschule Luzern – Technik & Architektur  
Technikumstrasse 21, CH-6048 Horw  
[www.hslu.ch/technik-architektur](http://www.hslu.ch/technik-architektur)

**BE Netz AG**

Industriestrasse 4, CH-6030 Ebikon  
[www.benetz.ch](http://www.benetz.ch)

**Egon AG**

General Wille Strasse 59, CH-8706 Feldmeilen  
[www.egonline.ch](http://www.egonline.ch)

**Autoren:**

Lukas Kaufmann, Hochschule Luzern – Technik & Architektur, [lukas.kaufmann@hslu.ch](mailto:lukas.kaufmann@hslu.ch)  
Lukas Fleischli, BE Netz AG, [lukas.fleischli@benetz.ch](mailto:lukas.fleischli@benetz.ch)  
Sandra Stettler, EGON AG, [SandraStettler@egonline.ch](mailto:SandraStettler@egonline.ch)

**BFE-Programmleitung:** Yasmine Calisesi, [yasmine.calisesi@bfe.admin.ch](mailto:yasmine.calisesi@bfe.admin.ch)

**BFE-Projektbegleitung:** Stefan Nowak, [stefan.nowak@netenergy.ch](mailto:stefan.nowak@netenergy.ch)

**BFE-Vertragsnummer:** SI/501380-01

**Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.**

**Bundesamt für Energie BFE**

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen; Postadresse: CH-3003 Bern  
Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · [contact@bfe.admin.ch](mailto:contact@bfe.admin.ch) · [www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)



## Zusammenfassung

Das neu entwickelte Monitoringsystem der Firma EGON AG soll einen optimalen Betrieb von Photovoltaikanlagen ermöglichen. Anhand der Solarstrahlungsdaten eines Wetterdienstes berechnet es für jede Anlage täglich den Soll-Ertrag und vergleicht diesen mit dem tatsächlichen Ertrag. Anhand von statistischen Auswertungen dieses Soll/Ist-Vergleichs kann dieses System Störungen und Ertragseinbussen automatisch erkennen und dem Anlagenbetreiber melden.

In diesem Pilotprojekt hat die EGON AG zusammen mit der BE Netz AG und unter der Leitung des iHomeLab der Hochschule Luzern dieses Monitoringsystem auf mehreren Photovoltaikanlagen getestet und verbessert. Nach der Verbesserung der Soll-Berechnung erkennt das Monitoringsystem Störungen und Ertragseinbussen von grösser als 15% zuverlässig innerhalb weniger Tage. Hervorzuheben ist, dass es auch langsam zunehmende Ertragseinbussen durch Verschmutzung oder Grünbewuchs automatisch erkennt, wodurch es sich von anderen Monitoringsystemen abhebt. Das System soll in Zukunft für eine schnellere und präzisere Fehlererkennung weiter verbessert werden.

## Résumé

Le système de surveillance nouvelle de l'entreprise EGON AG était développé pour permettre un fonctionnement optimal des systèmes photovoltaïques. Sur la base des données de rayonnement solaire d'un service météorologique, il calcule tous les jours le rendement cible et la compare avec la production réelle. Basé sur une analyse statistique de cette comparaison, ce système peut détecter automatiquement les défauts et les pertes de production et informer l'exploitant du système.

Dans ce projet pilote, EGON AG en collaboration avec BE Netz AG, dirigé par l'iHomeLab de la Haute Ecole Spécialisée de Lucerne, ont testé et amélioré ce système de surveillance sur plusieurs systèmes photovoltaïques. Après avoir amélioré le calcul du rendement cible, le système de surveillance détecte les problèmes et les pertes de rendement de plus de 15% en quelques jours. Il est à souligner qu'il détecte automatiquement une perte lente et progressive du rendement causée par la contamination ou de la végétation verte. Ainsi, il se distingue des autres systèmes de surveillance. Le système sera amélioré dans le futur pour une détection d'erreur plus rapide et plus précis.

## Abstract

The newly developed monitoring system from EGON AG is intended to enable an optimal operation of photovoltaic plants. On the basis of the solar radiation data of a weather service, it calculates on a daily base the target production and compares it with the actual production. Based on statistical analysis of this comparison, the monitoring system can automatically detect faults and production losses and notify the plant operator.

In this pilot project, EGON AG together with BE Netz AG, headed by the iHomeLab of the Lucerne University of Applied Sciences, tested and improved this monitoring system on several photovoltaic plants. After improving the calculation of the target production, the monitoring system detects problems and production losses of greater than 15% accurately within a few days. It should be noted that it also detects slowly increasing production losses due to contamination or vegetation growth. This distinguishes the system from other monitoring systems. The system is to be further improved in the future for faster and more precise error detection.



# Inhaltsverzeichnis

<b>Abkürzungsverzeichnis .....</b>	<b>5</b>
<b>1 Ausgangslage.....</b>	<b>6</b>
<b>2 Ziel des Projekts.....</b>	<b>7</b>
<b>3 Grundlagen .....</b>	<b>8</b>
3.1 Aufbau der PV-Anlagen mit Monitoringsystem .....	8
3.2 Funktionsweise der Fehlererkennung im EGON-Monitoring .....	9
3.3 Verwendete PV-Anlagen.....	10
3.4 Einstrahlungssensoren.....	11
<b>4 Beurteilung der Soll-Berechnung.....</b>	<b>12</b>
4.1 Genauigkeit der Soll-Berechnung .....	12
4.2 Beurteilung von Abhängigkeiten .....	13
4.2.1 Zeitliche Abhängigkeit des relativen Fehlers .....	13
4.2.2 Standortabhängigkeit .....	13
4.2.3 Wetterabhängigkeit .....	14
4.3 Möglichkeiten zur Optimierung .....	15
4.4 Vergleich mit Strahlungssensor-Daten .....	16
<b>5 Test der Fehlererkennung .....</b>	<b>17</b>
5.1 PV-Anlagen mit echtem Fehler .....	17
5.1.1 PV-Anlage 12: Grünbewuchs.....	17
5.1.2 PV-Anlage 5: Technischer Defekt.....	18
5.2 Simulierte Anlagenfehler .....	19
5.2.1 Verschmutzung der PV-Module .....	19
5.2.2 Störung mit konstanter Ertragseinbusse.....	20
5.3 Optimierung: Sollwert Korrektur.....	22
5.3.1 PV-Anlagen mit echtem Fehler .....	22
5.3.2 Simulierte Anlagenfehler .....	23
<b>6 Diskussion &amp; Erkenntnisse.....</b>	<b>25</b>
6.1 Soll-Berechnung.....	25
6.2 Fehlererkennung .....	25
6.3 Vergleich mit herkömmlichen Monitoringsystemen .....	26
<b>7 Schlussfolgerungen.....</b>	<b>28</b>
<b>8 Ausblick .....</b>	<b>30</b>



## Abkürzungsverzeichnis

<b>Abkürzung</b>	<b>Begriff / Erklärung</b>
CSV	<i>Comma Separated Values</i> ; Dateiformat, insbesondere geeignet zur Speicherung von Messwerten.
GSM	<i>Global System for Mobile Communication</i> ; Standard für digitale Mobilfunknetze.
PV	Photovoltaik



# 1 Ausgangslage

Mit der Energiestrategie 2050 hat sich die Schweiz ambitionierte Ziele im Bereich der Stromproduktion mit Solarenergie gesetzt. Um diese Ziele zu erreichen, ist zusätzlich zum Kapazitätsausbau auch ein optimaler Betrieb der Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) notwendig. Um diesen sicherzustellen werden heute Monitoringsysteme eingesetzt, mit denen defekte Wechselrichter, sowie Ertragseinbussen der PV-Anlage erkannt werden sollen.

Die handelsüblichen Monitoringsysteme wie Solar-Log, SolarEdge, Maxweb oder vergleichbare Produkte berechnen anhand statistischer Langzeit-Wetterdaten die erwartete Energieproduktion. Treten im Vergleich der tatsächlichen Energieproduktion mit der erwarteten Energieproduktion grössere Abweichungen auf, kann dies auf Defekte, Verschmutzung oder Grünbewuchs hinweisen. Auf dem Monitoringsystem finden aber kein Soll/Ist-Vergleich und keine Interpretation der Messdaten statt. Dies müsste der Betreiber selbst, von Hand, durchführen. Ausserdem weisen die statistischen Langzeit-Wetterdaten auf Jahresbasis eine Unsicherheit von ca. 15% auf. In der Praxis werden deshalb meist nur gravierende Ertragseinbussen durch Grünbewuchs und Verschmutzung entdeckt und auch dies oft erst nach einem oder mehreren Jahren.

Das neu entwickelte Monitoringsystem EGON geht einen Schritt weiter. Es berechnet täglich den Soll-Ertrag anhand der Wetterdaten der letzten 24 Stunden und vergleicht diesen mit dem tatsächlichen Ertrag einer PV-Anlage. Mit Hilfe eines intelligenten Algorithmus können aus diesem Vergleich innert Tagesfrist Rückschlüsse auf Fehler auf der PV-Anlage gemacht werden.

Ein weiterer Vorteil gegenüber anderen Monitoringsystemen ist, dass für die Überwachung der PV-Anlagen ausser deren Energieproduktion keine weiteren Daten der PV-Anlage verwendet werden. So müssen weder die Strings noch die Wechselrichter mit zusätzlichen Sensoren überwacht werden, was den Installationsaufwand reduziert.



## 2 Ziel des Projekts

Aufgrund der Neuartigkeit fehlen Erfahrungen mit einem Monitoringsystem wie EGON. Deshalb soll der Prototyp des EGON-Systems auf PV-Anlagen mit unterschiedlicher Grösse und Ausrichtung getestet werden. Folgende Fragen sollen dabei geklärt werden können:

### **Wie genau ist die Berechnung des Soll-Ertrag? Kann/soll sie verbessert werden?**

Verschiedene Faktoren können die Genauigkeit der Soll-Berechnung beeinflussen. Es ist zu klären, welche Faktoren sich wie auf die Berechnung auswirken. Anhand der daraus gewonnenen Erkenntnisse sollen die Algorithmen zur Berechnung, sofern notwendig, optimiert werden.

Folgende Faktoren können die Genauigkeit der Soll-Berechnung beeinflussen:

- Wetterlage: An Tagen mit stark wechselnder Bewölkung ist die Soll-Berechnung deutlich weniger genau als an durchwegs sonnigen Tagen oder an Tagen mit konstanter Bewölkung.
- Geografische Distanz der PV-Anlage zur nächstgelegenen Wetterstation.
- Höhenunterschied der PV-Anlage zur nächstgelegenen Wetterstation.
- Temperaturunterschied zur nächstgelegenen Wetterstation
- Anlagenparameter wie Leistung, Ausrichtung, Aufständigung, Standort.
- Nahhorizont (Schattenwurf durch Bäume, Kamine in der näheren Umgebung).
- Degradation der Module und Komponenten.
- Wirkungsgrad der verschiedenen Komponenten.

### **Wie kann die Erkennung von Defekten und anderen Ursachen für Ertragsausfälle verbessert werden?**

Verschiedene Ursachen führen zu unterschiedlichen Ertragsausfällen. Es soll geklärt werden, wie genau sich die unterschiedlichen Ursachen auf den Ertrag der PV-Anlagen auswirken und wie diese zuverlässiger erkannt werden können. Die Erkenntnisse daraus sollen eine Verbesserung der Algorithmen zur Fehlererkennung ermöglichen.

### **Wo sind die Grenzen des Systems?**

Es ist nicht bekannt, wie klein z.B. die Ertragsausfälle sein dürfen, um noch erkannt zu werden. Oder wie gross eine PV-Anlage sein darf, damit ein String-Ausfall noch detektiert werden kann. Diese Unklarheiten müssen beseitigt werden. Die Erkenntnisse daraus helfen auch, die folgende Frage zu beantworten.

### **Für welche Anlagen eignet sich dieses System? Für welche nicht?**

Lohnt sich die Installation eines EGON-Systems überhaupt für ganz kleine Anlagen? Wo ist die Grenze? Gibt es Lagen, Expositionen, an welchen sich ein EGON-System nicht lohnt?



## 3 Grundlagen

Im diesem Projekt werden sowohl PV-Anlagen verwendet, welche mit dem Monitoringsystem von EGON ausgerüstet sind, als auch solche, welche über ein Monitoringsystem von Solar-Log verfügen.

### 3.1 Aufbau der PV-Anlagen mit Monitoringsystem

Folgende Abbildung zeigt den Aufbau einer PV-Anlage welche mit dem Monitoringsystem von EGON ausgerüstet wurde.

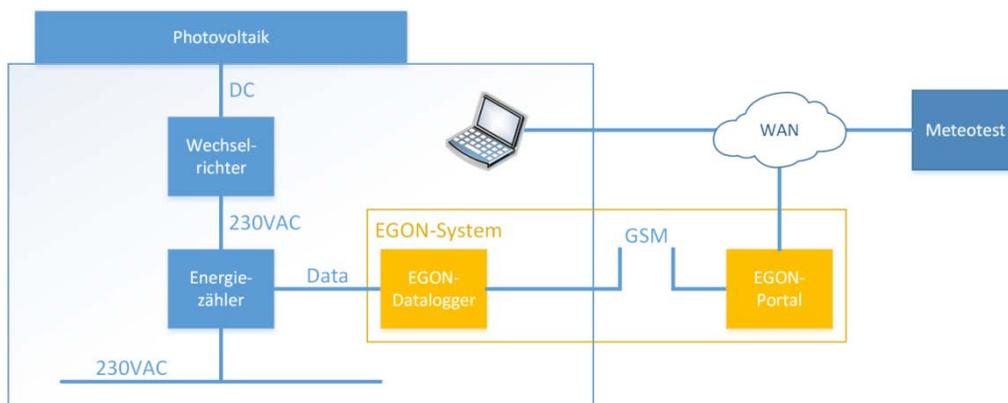


Abbildung 1: Übersicht Testsystem mit EGON-Monitoring

Ein Datenlogger zeichnet die Energieproduktion mit einer Auflösung von 15 Minuten auf und sendet die Daten an das EGON-Monitoring (z.B. per GSM). Aus diesen Daten wird auf dem EGON-Monitoring eine Ertragskurve zusammengestellt und für den Betreiber der PV-Anlage über das WAN/Internet zugänglich gemacht (siehe Abbildung 1, gelbe Balken).

Zusätzlich werden die Daten von PV-Anlagen mit einem bestehenden Solar-Log-Monitoringsystem auf das EGON-Monitoring gesendet. Die Systemübersicht dafür ist in Abbildung 2 dargestellt. Der Solar-Log-Datenlogger empfängt Messdaten vom Wechselrichter und sendet diese via GSM an das EGON-Monitoring.

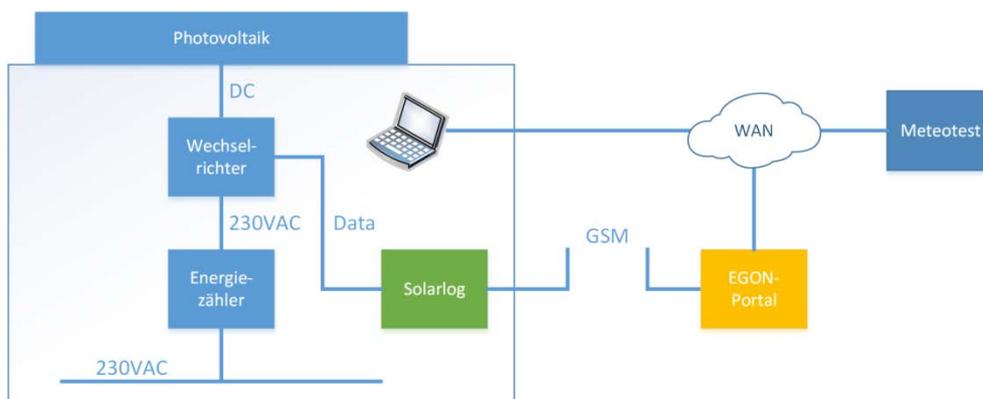


Abbildung 2: Übersicht Testsystem mit Solar-Log-Monitoring

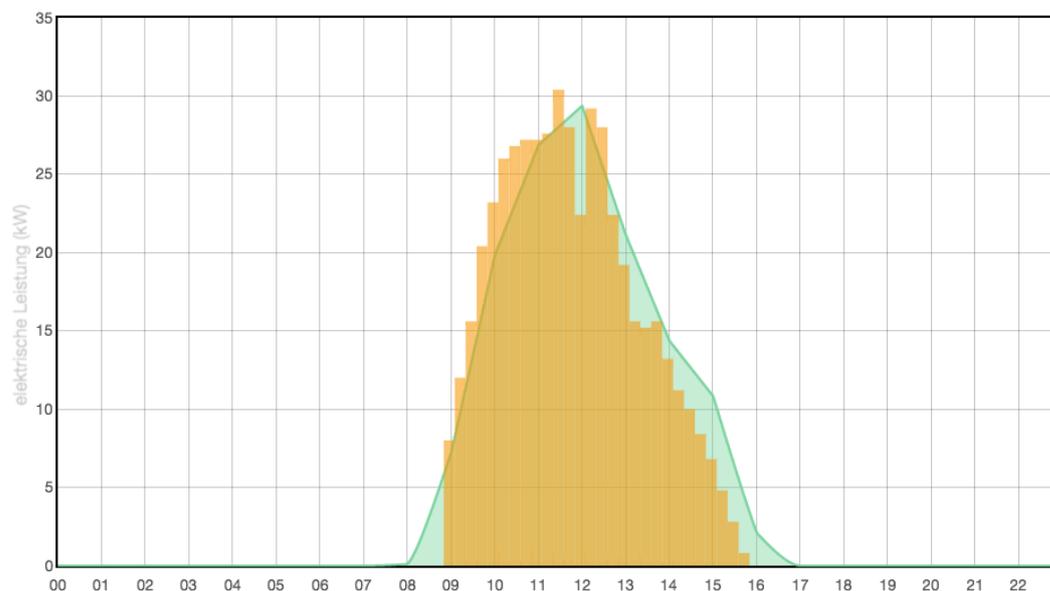


## 3.2 Funktionsweise der Fehlererkennung im EGON-Monitoring

Jeweils um 4 Uhr morgens erhält der Egon-Server von Meteotest die Solarstrahlungsdaten der letzten 24 Stunden. Diese Stundenwerte, kombiniert mit anlagespezifischen Grössen, werden verwendet, um den Soll-Ertrag für die entsprechende PV-Anlage zu berechnen (Siehe Abbildung 3, grüne Kurve). Auch hier beträgt die Auflösung 15 Minuten.

Die anlagespezifischen Grössen sind:

- Anlageparameter der PV-Anlage (Leistung, Ausrichtung, Neigung, Standort), aufteilbar in sechs Teilanlagen.
- Fernhorizont (Berücksichtigung der Fernverschattung am Standort der PV-Anlage).
- Wirkungsgrad der verschiedenen Komponenten (Wechselrichter, Module).



### Legende

- PV Soll-Ertrag (kW)
- PV-Ertrag (kW)

**Abbildung 3: Darstellung des PV-Ertrags über den Tag (Quelle: [www.egonline.ch](http://www.egonline.ch)).**

Anhand von statistischen Vergleichen von Soll- und Ist-Ertrag wird auf Fehler in der PV-Anlage zurückgeschlossen. Folgende Vergleiche werden dabei angestellt:

1. Liegt der Ist-Ertrag der letzten 24 Stunden mehr als 20% tiefer als der Soll-Ertrag?
2. Ist das Verhältnis Ist-Ertrag zu Soll-Ertrag des letzten Tages um mehr als zwei Standardabweichungen tiefer als in den letzten 30 Tagen? (Statistische Auswertungen der Tages-Erträge)
3. Ist das Verhältnis Ist-Ertrag zu Soll-Ertrag der letzten 30 Tage um mehr als 10% tiefer als in den letzten 30 bis 60 Tagen?
4. Ist das Verhältnis Ist-Ertrag zu Soll-Ertrag der letzten 30 Tage um mehr als 10% tiefer als in den letzten 365 bis 395 Tagen?



Sobald eine oder mehrere dieser Analysen einen Fehler erkennen, wird der Anlagenbetreiber per Email alarmiert.

Diese Funktionsweise soll anhand eines Beispiels erläutert werden:

Eine PV-Anlage mit zehn Strings wird mit dem EGON-System überwacht. Fällt nun ein einzelner String aus, kann dies anhand der sprunghaften Abnahme des Ist-Ertrags von 10% gegenüber der Soll-Produktion erkannt werden (Analyse 2, nach einigen Tagen auch Analyse 3 und 4). Innerhalb von 24 Stunden oder spätestens einigen Tagen kann der Defekt entdeckt und kurz daraufhin behoben werden.

Verschmutzung oder Grünbewuchs machen sich durch eine allmähliche Abnahme des Ist-Ertrags gegenüber dem Soll-Ertrag bemerkbar. Mit einem Soll/Ist-Vergleich alle 24 Stunden würde auch dieses Problem, aufgrund der charakteristischen Abnahme des Ist-Ertrags gegenüber dem Soll-Ertrag, schnell entdeckt. Da mit handelsüblichen Monitoringsystemen kein Soll/Ist-Vergleich stattfinden werden solche Fehler nur schwer und verspätet erkannt.

### 3.3 Verwendete PV-Anlagen

Um die Qualität der auf dem EGON-Monitoring durchgeführten Berechnung des täglichen Soll-Ertrags (Soll-Berechnung) und der Erkennung von Defekten und anderen Ursachen von Ertragsausfällen zu testen, werden die Ist- und Soll-Ertragsdaten von 17 PV-Anlagen verwendet. In Tabelle 1 sind alle diese PV-Anlagen in anonymisierter Form und ihre Eigenschaften aufgelistet (PV-Anlage 1 bis PV-Anlage 17). Diese 17 Anlagen wurden gewählt, da sie zum Zeitpunkt der ersten Tests bereits genügend Messdaten zur Verfügung stellten. Weitere PV-Anlagen, welche erst später in das EGON-Monitoring integriert wurden, wurden später für weitere Tests verwendet. Dabei handelt es sich um PV-Anlagen auf dem Gebiet der Gemeinde Ebikon (PV-Anlage 18 bis PV-Anlage 22).

**Tabelle 1: Für die Tests verwendete PV-Anlagen**

PV-Anlage	Ausrichtung(en)	Höhe über NN	Installierte Peak-Leistung
PV-Anlage 1	Südwest	425 m	108.42 kW
PV-Anlage 2	Ost / West	745 m	316.42 kW
PV-Anlage 3	Nordwest-Südost	457 m	12.48 kW
PV-Anlage 4	Ost-West	491 m	100.52 kW
PV-Anlage 5	Diverse	440 m	299.74 kW
PV-Anlage 6	Diverse	1373 m	73.87 kW
PV-Anlage 7	Nord / Süd	450 m	80.60 kW
PV-Anlage 8	Flach	526 m	425.04 kW
PV-Anlage 9	Südost	295 m	288.08 kW
PV-Anlage 10	Diverse	468 m	77.74 kW
PV-Anlage 11	Ost / West	523 m	86.40 kW
PV-Anlage 12	Südwest	422 m	200.72 kW
PV-Anlage 13	Süd	579 m	9.10 kW
PV-Anlage 14	Flach	641 m	3.75 kW
PV-Anlage 15	Südost	500 m	55.00 kW
PV-Anlage 16	Südwest	510 m	63.21 kW
PV-Anlage 17	Ost / West	469 m	22.00 kW
PV-Anlage 18	Nordost	430 m	35.64 kW



PV-Anlage 19	Südwest	439 m	14.04 kW
PV-Anlage 20	Südost	480 m	4.68 kW
PV-Anlage 21	Südwest	500 m	10.26 kW
PV-Anlage 22	Ost / West	480 m	7.56 kW

### 3.4 Einstrahlungssensoren

Neben den Daten von Meteotest sind Einstrahlungssensoren, welche direkt bei den PV-Anlagen installiert werden, eine weitere Quelle für Solarstrahlungsdaten. Um abzuklären, ob sich diese Methode besser für die Soll-Berechnung eignet, wurden an zwei PV-Anlagen solche Sensoren installiert. Diese sind PV-Anlage 8 und PV-Anlage 15.



## 4 Beurteilung der Soll-Berechnung

Wie bereits erwähnt, wird die Qualität der Soll-Berechnung anhand der Ist- und Soll-Ertragsdaten von 17 PV-Anlagen beurteilt. Die Daten stammen alle aus dem Zeitraum vom 01.06.2016 bis 30.06.2016. Abhängig vom Monitoringsystem liegen die Ertragsdaten mit einer Auflösung von 5 Minuten oder 15 Minuten vor. Zusätzlich zu diesen Daten werden die Tages-Ist-Erträge und Tages-Soll-Erträge verwendet.

Für die Analysen mit SPSS und Excel werden die mittleren relativen Fehler von Soll-Ertrag zu Ist-Ertrag ermittelt, sowohl für die Tages-Daten, als auch für die kurzzeitigen Daten.

Die Beurteilung der Soll-Berechnung geschieht aufgrund des Tests auf Genauigkeit. Die Soll-Berechnung ist dann genau, wenn der tägliche relative Fehler jeder PV-Anlage nie mehr als  $\pm 20\%$  vom Mittelwert abweicht und über den ganzen Monat im Mittel weniger als  $\pm 5\%$  beträgt.

Zusätzlich wird überprüft, ob es kausale Zusammenhänge zwischen den relativen Fehlern und anderen Grössen, wie z.B. der Zeit, des Standorts oder der Ausrichtung bestehen. Ist dies der Fall, kann dies auf einen Fehler im Modell zur Soll-Berechnung hinweisen.

### 4.1 Genauigkeit der Soll-Berechnung

Abbildung 4 zeigt die relativen Fehler von Soll-Ertrag zu Ist-Ertrag der Tageserträge für die 17 getesteten PV-Anlagen.

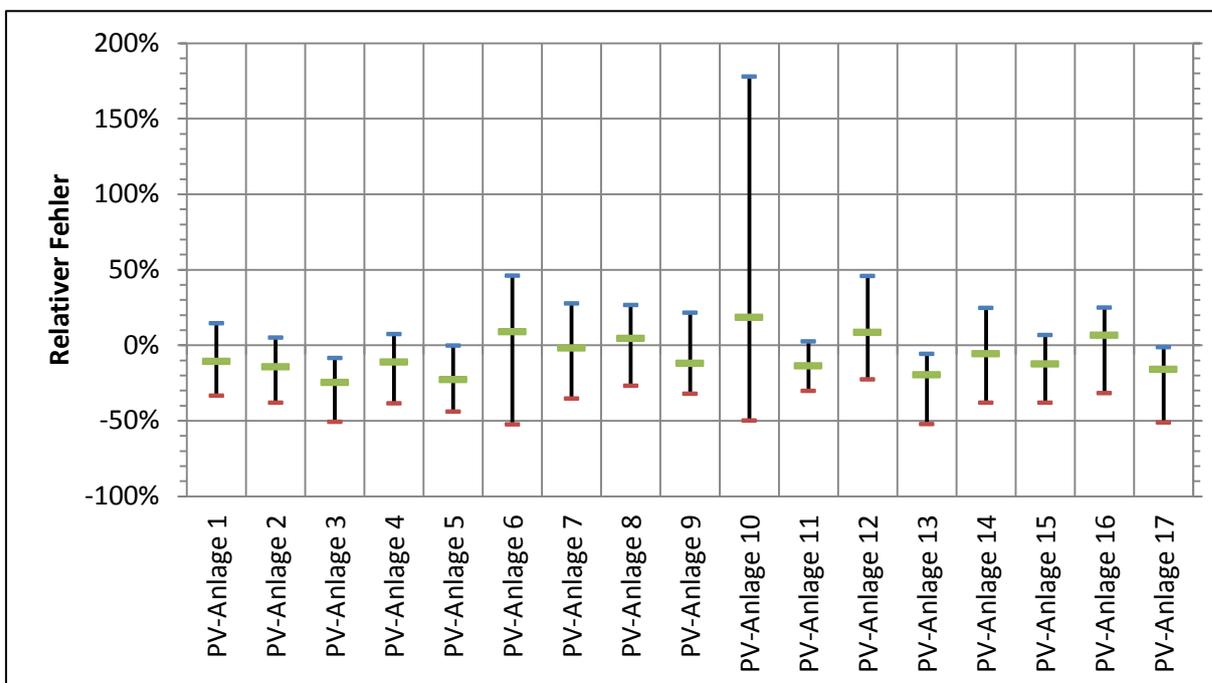


Abbildung 4: Relative Fehler der Tageserträge. Grün: Monats-Mittelwert, Blau: Maximum, Rot: Minimum.



Es zeigt sich, dass bei keiner der getesteten PV-Anlagen die Soll-Berechnung ausreichend genau ist. Bei einigen PV-Anlagen liegt zwar der Monats-Mittelwert im Bereich zwischen  $\pm 5\%$  (grüne Striche), jedoch haben alle PV-Anlagen maximale relative Fehler ausserhalb von  $\pm 20\%$ .

## 4.2 Beurteilung von Abhängigkeiten

### 4.2.1 Zeitliche Abhängigkeit des relativen Fehlers

Durch die grafische Auswertung der relativen Fehler der kurzzeitigen Ertragsdaten (5- bzw. 15-Minuten-Daten) lassen sich folgende Tendenzen feststellen:

- Der relative Fehler ist in den Abendstunden allgemein am grössten.
- In den Morgenstunden ist der relative Fehler eher negativ, in den Abendstunden eher positiv.
- Je kleiner der Ertrag ist, desto grösser ist der Betrag des relativen Fehlers.

Dies spricht dafür, dass die relativen Fehler der kurzzeitigen Ertragsdaten von der Tageszeit abhängig sind. Tatsächlich hat sich gezeigt, dass die Soll- und Ist-Ertragsdaten einen zeitlichen Versatz zueinander aufweisen. Über den ganzen Tage betrachtet wirkt sich diese jedoch nicht auf den relativen Fehler aus.

Des Weiteren wurde festgestellt und statistisch erwiesen, dass die relativen Fehler in den Morgen- und Abendstunden generell grösser sind. Die Vermutung liegt nun nahe, dass die Genauigkeit der Soll-Berechnung tagsüber – im getesteten Fall zwischen 09:30 Uhr und 17:30 Uhr – besser ist, als wenn die Werte vom Morgen und vom Abend hinzugenommen werden. Wird die Genauigkeit dieser Daten bestimmt, kann diese Vermutung jedoch nicht bestätigt werden.

### 4.2.2 Standortabhängigkeit

Es ist die Vermutung aufgekommen, dass der relative Fehler in der Soll-Berechnung abhängig von der Distanz zur nächstgelegenen Wetterstation ist. Die statistische Überprüfung dieser These hat jedoch ergeben, dass keinerlei Korrelation zwischen dem relativen Fehler und der Distanz zur nächstgelegenen Wetterstation besteht.

Eine weitere Vermutung ist, dass die Erträge oder die relativen Fehler von einander nahegelegenen (benachbarten) PV-Anlagen stark miteinander korrelieren. Ein Test mit PV-Anlagen auf dem Gebiet der Gemeinde Ebikon hat gezeigt, dass einige PV-Anlagen tatsächlich stark miteinander korrelieren, einige jedoch nur sehr wenig (siehe Abbildung 5). Wieso die Erträge dieser PV-Anlagen untereinander so gut korrelieren oder eben nicht konnte im Rahmen dieses Projekts jedoch nicht ergründet werden.



	PV-Anlage 1	PV-Anlage 3	PV-Anlage 12	PV-Anlage 15	PV-Anlage 18	PV-Anlage 19	PV-Anlage 20	PV-Anlage 21	PV-Anlage 22
PV-Anlage 1	1.0000								
PV-Anlage 3	0.9081	1.0000							
PV-Anlage 12	0.7321	0.6849	1.0000						
PV-Anlage 15	0.9945	0.8989	0.7291	1.0000					
PV-Anlage 18	0.5087	0.4765	0.4851	0.5042	1.0000				
PV-Anlage 19	0.9144	0.9988	0.6956	0.9074	0.4762	1.0000			
PV-Anlage 20	0.8092	0.7333	0.6501	0.7872	0.4112	0.7344	1.0000		
PV-Anlage 21	0.8555	0.7748	0.6689	0.8466	0.4326	0.7851	0.7401	1.0000	
PV-Anlage 22	0.9949	0.9023	0.7498	0.9916	0.5244	0.9078	0.8186	0.8479	1.0000

Abbildung 5: Korrelation der Erträge von Anlagen in der Gemeinde Ebikon.

#### 4.2.3 Wetterabhängigkeit

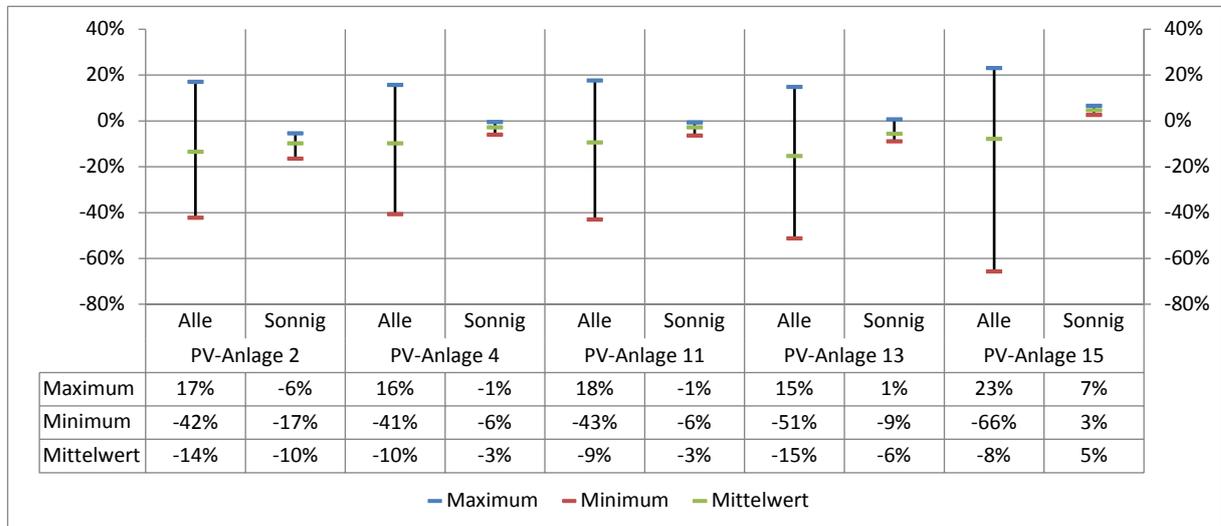
Im Laufe der Untersuchungen wurde festgestellt, dass der relative Fehler zwischen Soll- und Ist-Ertrag bei trübem oder stark wechselhaftem Wetter generell grösser ist als an sonnigen Tagen. Daraus wurden zwei Thesen abgeleitet:

1. Der relative Fehler ist kleiner, je grösser der Tagesertrag ist (da der Tagesertrag an sonnigen Tagen am grössten ist).
2. Der relative Fehler ist am kleinsten an durchgehend sonnigen Tagen.

Die statistische Analyse zeigt, dass für einige PV-Anlagen durchaus eine Abhängigkeit zwischen Tages-Ist-Ertrag und dem relativen Fehler besteht. Diese Abhängigkeit ist jedoch weder sehr gross, noch ist sie bei allen PV-Anlagen gegeben.

Es wird aber erwartet, dass an durchgehend wolkenlosen Tagen die Soll-Berechnung am genauesten ist, da dann die Sonnenstrahlung über eine grosse Fläche als einheitlich anzunehmen ist. Diese These wurde anhand fünf zufällig gewählter Anlagen für die Monate Juni bis September 2016 getestet.

Abbildung 6 zeigt eine Gegenüberstellung der relativen Fehler der Soll-Berechnung aller Tage und nur an wolkenlosen Tagen (Beschriftung „Sonnig“). Es ist zu sehen, dass die Soll-Berechnung an wolkenlosen Tagen überaus genau ist und lediglich einem kleinen Versatz unterliegt.



**Abbildung 6: Mittlere relative Fehler der Soll-Berechnung basierend auf den Tageserträgen an allen Tagen und nur an sonnigen Tagen.**

### 4.3 Möglichkeiten zur Optimierung

Es hat sich gezeigt, dass bei allen Anlagen ein Versatz zwischen Soll-Ertrag und Ist-Ertrag besteht. Dies kann dazu führen, dass entweder Fehler nicht erkannt werden (wenn der Soll-Ertrag zu tief ist) oder ein Fehler erkannt wird, wenn gar keiner vorliegt. Daher liegt es nahe, für eine bessere Fehlererkennung diesen Versatz zu korrigieren.

Bei einigen PV-Anlagen ergibt die Soll-Berechnung durchgehend einen zu tiefen Wert. Dies kann dazu führen, dass Ertragsausfälle erst sehr spät oder gar nicht entdeckt werden. Zudem ist so für den Kunden sofort ersichtlich, dass die Soll-Berechnung offensichtlich nicht korrekt funktioniert. Deshalb wird bei PV-Anlagen mit einem konstant zu tiefen Soll-Ertrag dieser Versatz durch die Einführung eines Korrekturfaktors auf dem EGON-Monitoring korrigiert. Im Moment wird dieser von Hand gesetzt, indem der mittlere Fehler über einen kurzen Zeitraum abgeschätzt wird. Die Problematik dahinter ist, dass sich dieser Versatz über die Zeit auch ändern kann. Daher kann dies nicht die endgültige Lösung für dieses Problem bedeuten.

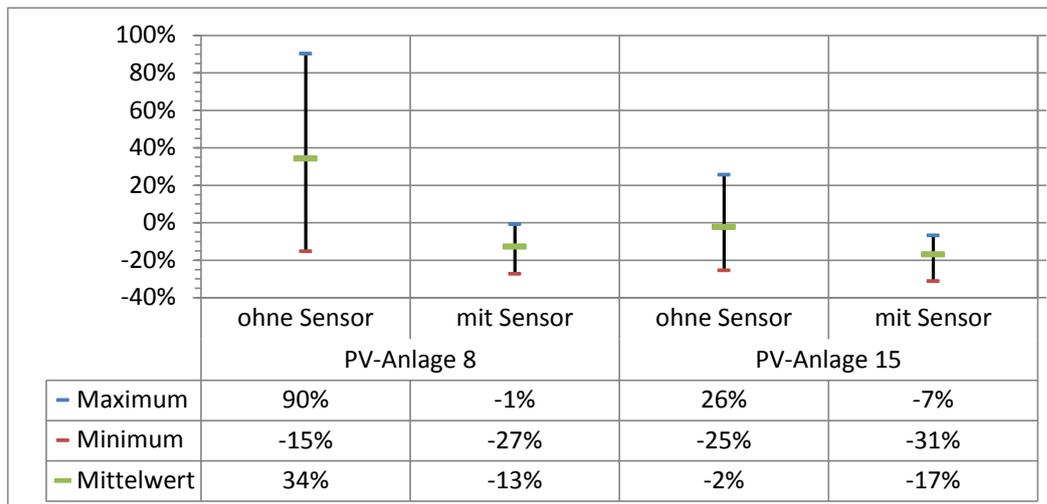
Weitere Möglichkeiten, die Soll-Berechnung zu optimieren wurden getestet, zeigten aber keine Verbesserung. So wurde versucht, anhand aller Anlagen in einer Region (hier Gemeinde Ebikon) auf das Soll einzelner Anlagen zu schliessen. Da jedoch die Erträge der einzelnen Anlagen zu wenig miteinander korrelieren, hat dies zu keiner Verbesserung geführt.

Es hat sich gezeigt, dass die Soll-Berechnung an durchgehend sonnigen Tagen massiv besser ist als im Durchschnitt. Da jedoch nur ein Bruchteil aller Tage durchgehend sonnig ist, wurde nicht weiter untersucht, wozu diese Tatsache nützlich sein könnte.



## 4.4 Vergleich mit Strahlungssensor-Daten

Die auf den Daten von Strahlungssensoren basierende Soll-Berechnung wird gleich getestet wie diejenige basierend auf Wetterdaten. Der Vergleich der relativen Fehler ist in Abbildung 7 zu sehen.



**Abbildung 7: Vergleich der relativen Fehler der Soll-Berechnung ohne und mit Strahlungssensor.**

Bei beiden Anlagen scheint die Soll-Berechnung anhand von Strahlungssensor-Daten eine grössere Genauigkeit zu besitzen als die Soll-Berechnung anhand von Wetterdaten. Es macht sich auch eine Tendenz sichtbar, dass in der Berechnung mit Strahlungssensordaten generell zu kleine Soll-Erträge berechnet werden.

Der Test mit SPSS ergibt, dass sich die relativen Fehler der Soll-Berechnung mit Strahlungssensoren signifikant von den relativen Fehlern der Soll-Berechnung anhand von Wetterdaten unterscheiden. Die Soll-Berechnung mit Strahlungssensoren ist somit nachweislich besser als mit Wetterdaten.



## 5 Test der Fehlererkennung

Auf der Grundlage von tatsächlich aufgetretenen und nachgestellten Anlagenfehlern, bzw. Ertragsausfällen werden die implementierten Fehlererkennungsmethoden getestet. Dabei werden die Ertragsdaten der entsprechenden PV-Anlagen in Excel importiert und dort mit den statistischen Auswertungen, wie sie auf dem EGON-Monitoring durchgeführt werden analysiert. Diese Auswertungen sind:

- **Auswertung 1:**  
Ist/Soll-Vergleich der letzten 24h. Ein Fehler wird ausgegeben, wenn der Ist-Ertrag mehr als 20% kleiner ist als der Soll-Ertrag. Durch diese Auswertung sollten alle Ertragsausfälle grösser 20% erkannt werden.
- **Auswertung 2:**  
Vergleich des Ist/Soll-Verhältnisses des letzten Tages mit den letzten 30 Tagen. Ein Fehler wird ausgegeben, wenn das Verhältnis von Ist-Ertrag zu Soll-Ertrag um mehr als zwei Standardabweichungen tiefer ist als der Mittelwert der letzten 30 Tage. Durch diese Auswertung sollten sprunghafte Abnahmen des Ist/Soll-Verhältnisses erkannt werden, auch wenn der Ertragsausfall noch kleiner als 20% ist, sofern die Soll-Berechnung genügend genau ist.
- **Auswertung 3:**  
Vergleich des Ist/Soll-Verhältnisses der letzten 30 Tage mit den 30 Tagen davor. Ein Fehler wird ausgegeben, wenn das Verhältnis von Ist-Ertrag zu Soll-Ertrag der letzten 30 Tage um mehr als 10% tiefer ist als in den 30 Tagen davor. Durch diese Auswertung werden langsame aber stetige Abnahmen des Ist-Ertrags gegenüber dem Soll-Ertrag erkannt.
- **Auswertung 4:**  
Vergleich des Ist/Soll-Verhältnisses der letzten 30 Tage mit dem gleichen Zeitraum vor einem Jahr. Ein Fehler wird ausgegeben, wenn das Verhältnis von Ist-Ertrag zu Soll-Ertrag der letzten 30 Tage um mehr als 10% tiefer ist als im gleichen Zeitraum vor 365 Tagen. Durch diese Auswertung werden ebenfalls langsame aber stetige Abnahmen des Ist-Ertrags gegenüber dem Soll-Ertrag erkannt.

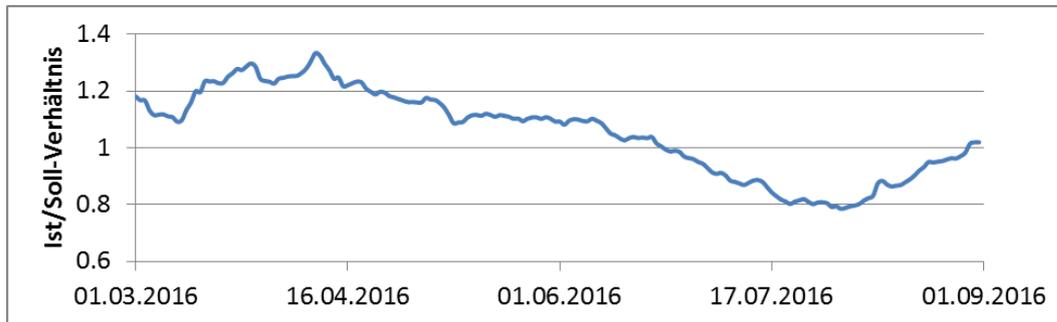
Auswertung 4 kann hier nicht getestet werden, da keine Tageserträge vorhanden sind, welche älter als 10 Monate sind.

### 5.1 PV-Anlagen mit echtem Fehler

Bei zwei PV-Anlagen ist es im Verlaufe des Projekts zu tatsächlichen Ertragsausfällen gekommen. Anhand dieser Fälle wurde die Fehlererkennung getestet.

#### 5.1.1 PV-Anlage 12: Grünbewuchs

Bei PV-Anlage 12 hat es im Verlaufe des Frühlings/Sommers 2016 starken Grünbewuchs gegeben (siehe Titelbild), was sich an einer stetigen Abnahme des Ist/Soll-Verhältnisses des Tagesertrags besonders ab Mitte Juni gezeigt hat (siehe Abbildung 8).

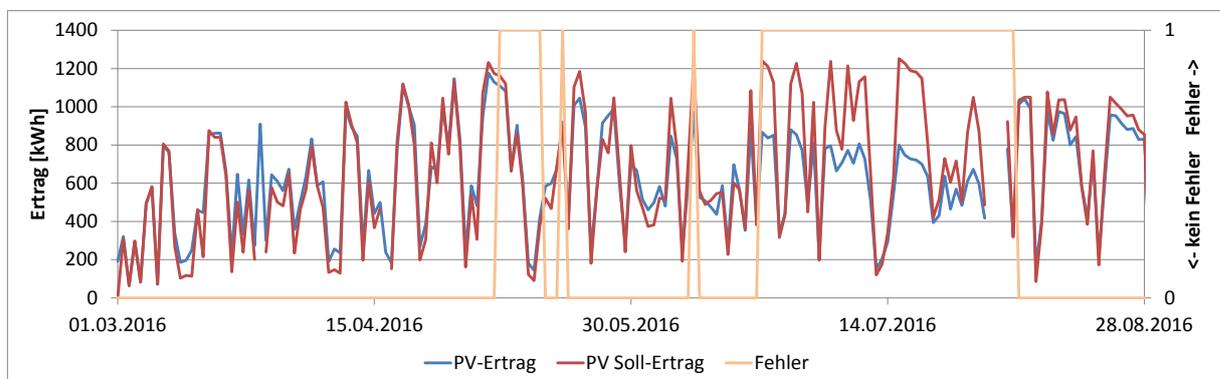


**Abbildung 8: Entwicklung des Ist/Soll-Verhältnisses (30-Tage-Mittel) der PV-Anlage 12.**

Es wurde erwartet, dass der Ertragsausfall vor allem durch die Auswertung 3 ab der zweiten Junihälfte erkannt wird. An den sonnigen Tagen, also wenn der Ertrag hoch ist, sollte der Ertragsausfall auch durch Auswertung 1 erkannt werden. Die Auswertung 2 sollte in diesem Fall keine Fehler liefern.

Der genaue Zeitpunkt, wann die Auswertungen bei idealer Soll-Berechnung ansprechen sollten, kann nicht ermittelt werden.

Wie erwartet zeigt sich, dass der Grünbewuchs vor allem an den Tagen mit eher hohem Ertrag erkannt wird. Es zeigt sich auch, dass ab der zweiten Junihälfte die Fehlererkennung, in diesem Fall Auswertung 3, wie erwartet auf die Ertragseinbußen anspricht.



**Abbildung 9: Kombiniertes Ergebnis der Auswertungen 1, 2 und 3 auf die PV-Anlage 12 für die Zeit von März bis August 2016.**

### 5.1.2 PV-Anlage 5: Technischer Defekt

Bei der PV-Anlage 5 ist am 27. September ein technischer Defekt aufgetreten, welcher zu starken Ertragseinbußen geführt hat. Dies offenbarte sich in einem schlagartigen Abfall des Soll-Ist-Verhältnisses.

Es wurde erwartet, dass die Auswertungen 1 und 2 sofort ansprechen und einen Fehler ausgeben. Dauert der Anlagenfehler genügend lange an, sollte auch die Auswertung 3 ansprechen.

In Abbildung 10 ist zu sehen, dass die Auswertungen sofort auf die auftretende Störung reagieren und einen Fehler ausgeben.

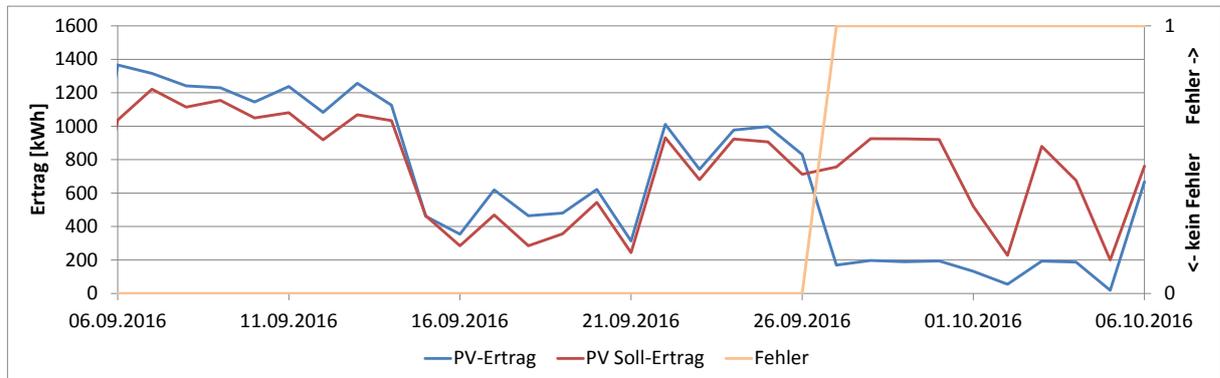


Abbildung 10: Kombiniertes Ergebnis der Auswertungen 1, 2 und 3 auf die PV-Anlage 5 für die Zeit vom 6. September bis am 6. Oktober 2016.

## 5.2 Simulierte Anlagenfehler

Zusätzlich zu den realen Anlagenfehlern wurden zwei weitere Anlagenfehler simuliert. Dazu wurden die Ertragsdaten von fünf PV-Anlagen in Excel so manipuliert, als lägen Anlagenfehler bzw. Ertragsausfälle vor. Danach wurde mit den Auswertungen kontrolliert, ob der Fehler erkannt wird. Zur Kontrolle, ob tatsächlich die simulierten Fehler erkannt werden, wurden parallel dazu die Originaldaten ausgewertet.

### 5.2.1 Verschmutzung der PV-Module

Im ersten Fall wurde die Verschmutzung der PV-Module simuliert. Dabei wurde von einer täglichen Abnahme des Ist-Ertrags um 1% gegenüber dem wahren Ertrag ab dem 7. August während 40 Tagen ausgegangen. Danach würde die Verschmutzung entfernt (am 16. September). Im Gegensatz zu Grünbewuchs sollte sich die Verschmutzung bei sonnigem Wetter gleich auswirken wie bei trübem Wetter. Und zwar wurde von einer langsamen aber stetigen Abnahme des Verhältnisses zwischen Ist- und Soll-Ertrag ausgegangen. Bei einer idealen Soll-Berechnung müsste die Auswertung die in Abbildung 11 dargestellten Ergebnisse liefern.

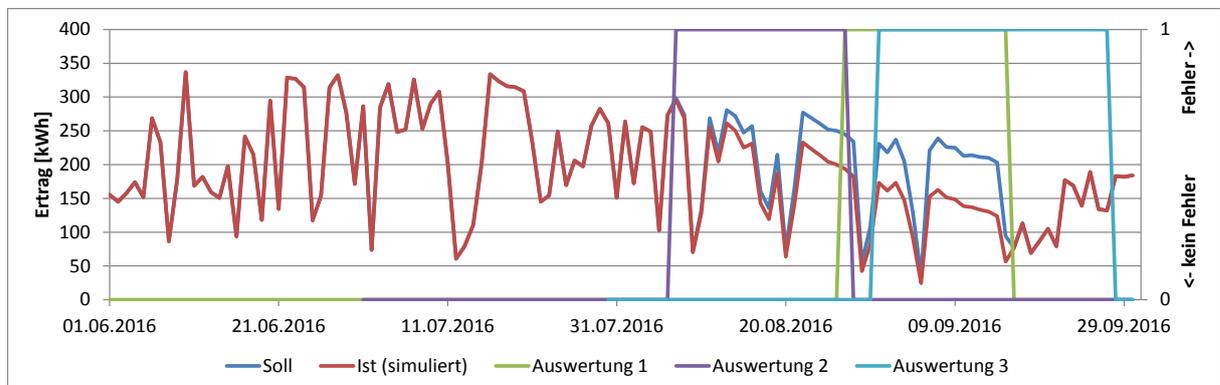
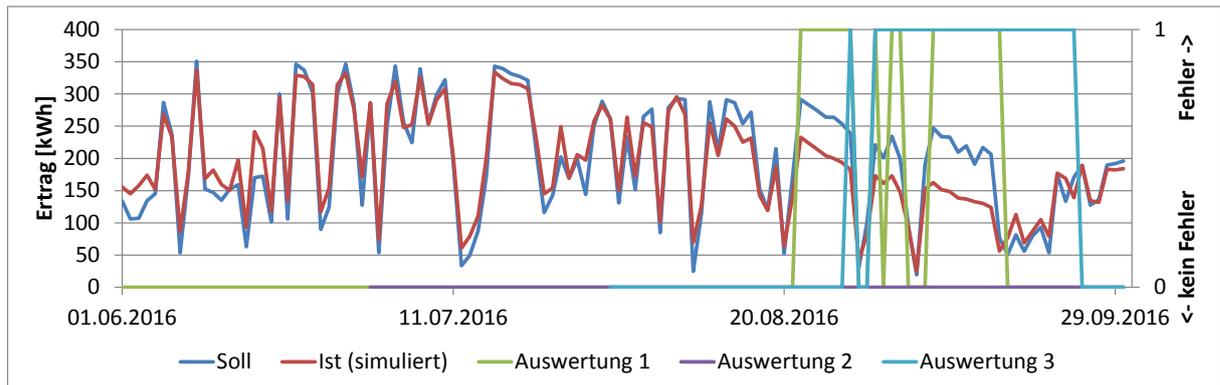


Abbildung 11: Fehlererkennung bei Ertragseinbusse durch Verschmutzung bei idealer Soll-Berechnung. Nimmt eine der Auswertungen den Wert 1 an, weist das auf einen Fehler hin.



Es wurde erwartet, dass in der Realität vor allem Auswertung 1 und 3 auf den Fehler ansprechen werden. Da die Standardabweichung des Ist/Soll-Verhältnisses in der Realität nie gleich null sein wird, wird in diesem Fall Auswertung 2 wohl nicht ansprechen.

Die folgende Abbildung zeigt das Ergebnis der Auswertungen der simulierten Verschmutzung am Beispiel der PV-Anlage 15.



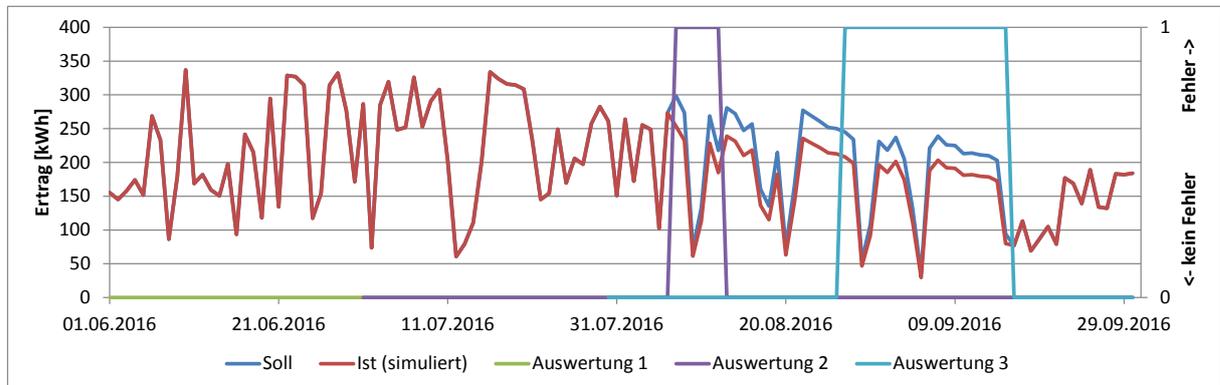
**Abbildung 12: Ergebnis der Auswertungen 1, 2 und 3 für die PV-Anlage 15 für die simulierte Verschmutzung.**

Durchschnittlich werden die Ertragseinbussen durch Verschmutzung nach 18 Tagen erkannt. Dass diese nicht sofort erkannt werden, hat folgende Gründe:

- Damit Auswertung 1 auf die Ertragseinbussen anspricht, müssen diese bei einem optimalen Ist/Soll-Verhältnis von 1.0 mindestens 20% betragen. Je nachdem, ob das Ist/Soll-Verhältnis bei einer PV-Anlage generell grösser oder kleiner 1.0 ist, spricht Auswertung 1 später, bzw. früher an.
- Da die 30-Tage-Standardabweichung des Ist/Soll-Verhältnisses immer recht gross ist (bei den verwendeten Daten im Durchschnitt zwischen 0.14 und 0.26), spricht die Auswertung 2 nur dann an, wenn ein Fehler einen grossen, sprunghaften Abfall des Ist/Soll-Verhältnisses verursacht. In den allermeisten Fällen spricht dann aber auch die Auswertung 1 an. Da in diesem Beispiel das Ist/Soll-Verhältnis, ausser bei einem Monitoring-Problem nicht, sprunghaft abfällt, spricht Auswertung 2 wie erwartet nicht auf die Ertragseinbussen durch Verschmutzung an.
- Auswertung 3 reagiert, wie bereits erwähnt, immer mit einer gewissen zeitlichen Verzögerung. Dann aber scheint diese Auswertung zuverlässig auf die Ertragseinbussen anzusprechen.

### 5.2.2 Störung mit konstanter Ertragseinbusse

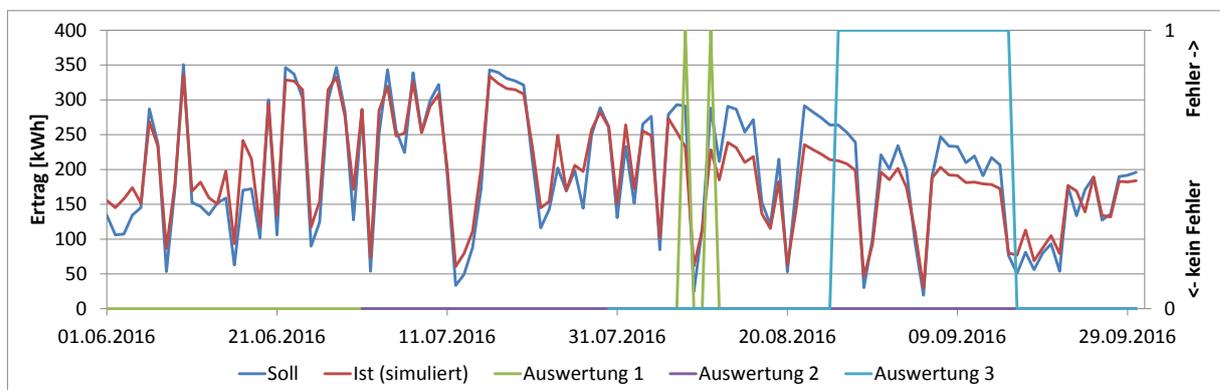
Im zweiten Fall wurden Störungen (im Wechselrichter oder String-Ausfall) simuliert, welche konstante Ertragseinbussen von 15%, 10% bzw. 5% ab dem 7. August zur Folge haben. Nach 40 Tagen, am 16. September, würden die Störungen jeweils wieder behoben. Bei einer idealen Soll-Berechnung müsste die Auswertung das in Abbildung 13 dargestellte Ergebnis liefern.



**Abbildung 13: Fehlererkennung bei konstantem Ertragsausfall von 15% bei idealer Soll-Berechnung. Nimmt eine der Auswertungen den Wert 1 an, weist das auf einen Fehler hin.**

In der Realität hingegen wurde für 15% und 10% Ertragseinbuße erwartet, dass nur die Auswertung 3 auf den Fehler anspricht. Dies heisst, dass der Fehler erst mit einer gewissen Verzögerung erkannt wird. Wenn das Ist/Soll-Verhältnis aufgrund schlechter Soll-Berechnung genügend tief ist, kann vereinzelt auch Auswertung 1 ansprechen. Damit Auswertung 2 tatsächlich anspricht, müsste die Standardabweichung des Ist/Soll-Verhältnis im Normalfall sehr tief sein. In der Realität ist diese aber zu hoch, sodass Auswertung 2 wahrscheinlich nie ansprechen wird.

Die folgende Abbildung zeigt die Ergebnisse der Auswertungen des simulierten Anlagenfehlers mit einer konstanten Ertragseinbuße von 15% wiederum am Beispiel der PV-Anlage 15.



**Abbildung 14: Ergebnis der Auswertungen 1, 2 und 3 für die PV-Anlage 15 für den simulierten Anlagenfehler mit 15% Ertragseinbuße.**

Es zeigt sich, dass wie erwartet der Fehler erst mit einer gewissen Verzögerung erkannt wird und zwar:

- Nach rund 14 Tagen bei 15% Ertragseinbuße.
- Nach rund 24 Tagen bei 10% Ertragseinbuße.
- Eine Ertragseinbuße von 5% wird nur gerade bei zwei PV-Anlagen und erst nach mehr als 30 Tagen erkannt.



## 5.3 Optimierung: Sollwert Korrektur

Es wurde vorgeschlagen, vorläufig für PV-Anlagen mit einem konstant zu tiefen Sollwert, eine Sollwert-Korrektur mit einem konstanten Faktor einzuführen. In diesem Abschnitt soll nun gezeigt werden, ob diese Sollwert-Korrektur zu einer besseren Fehlererkennung führt.

Die Berechnung des Korrekturfaktors geschieht dabei nach folgender Regel:

- Mittleres Soll/Ist-Verhältnis für einen bestimmten Zeitraum ermitteln.
- Tages-Sollwerte so anpassen, dass das Soll/Ist-Verhältnis in diesem Zeitraum genau 1 ergibt.

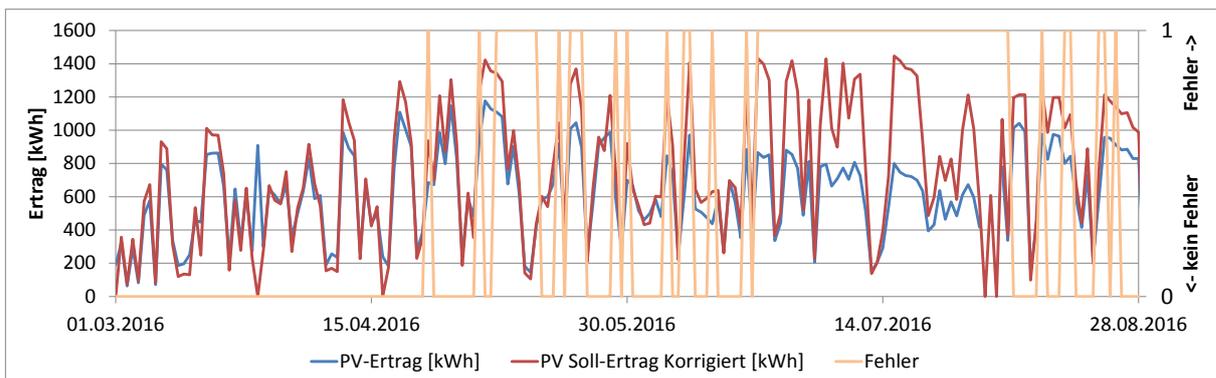
Nach dieser Sollwert-Korrektur wurden wiederum die Auswertungen mit Excel durchgeführt.

Für alle Tests wird erwartet, dass die Auswertung 1 nun sensitiver ist und mehr Fehler erkennt als zuvor. Da sich mit der Sollwert-Korrektur vor allem das mittlere Ist/Soll-Verhältnis ändert, die Standardabweichung jedoch nur gering, wird erwartet, dass sich die Ergebnisse von Auswertung 2 nicht ändern. Die Ergebnisse von Auswertung 3 sollten sich ebenfalls nicht ändern, da dort nur langzeitliche Veränderungen des Ist/Soll-Verhältnisses betrachtet werden. Diese ändern sich mit der Sollwert-Korrektur nicht.

### 5.3.1 PV-Anlagen mit echtem Fehler

#### 5.3.1.1 PV-Anlage 12: Grünbewuchs

Das Soll/Ist-Verhältnis lag bei der PV-Anlage 12 für die Monate Februar bis und mit April bei durchschnittlich 0.86. Wird davon ausgegangen, dass die PV-Anlage in dieser Zeit korrekt lief, war die Soll-Berechnung im Schnitt 14% zu tief. Das Ergebnis der Auswertung nach der Sollwert-Korrektur ist in folgender Abbildung zu sehen.



**Abbildung 15: Ergebnis der Auswertungen 1, 2 und 3 auf die PV-Anlage 12 für die Zeit von März bis August 2016 mit korrigierten Sollwerten.**

Wird das Ergebnis nach der Sollwert-Korrektur mit dem Ergebnis vor der Sollwert-Korrektur (Abschnitt 5.1.1) verglichen, dann zeigt sich, dass wesentlich mehr Fehler angezeigt werden und die Auswertungen bereits früher auf die Ertragsausfälle reagieren.



### 5.3.1.2 PV-Anlage 5: Technischer Defekt

Das Soll/Ist-Verhältnis lag bei der PV-Anlage 5 für die Monate Juli und August bei durchschnittlich 0.84. Wird davon ausgegangen, dass die PV-Anlage in dieser Zeit korrekt lief, war die Soll-Berechnung im Schnitt 16% zu tief.

Wird das Ergebnis nach der Sollwert-Korrektur (siehe Abbildung 16) mit dem Ergebnis vor der Sollwert-Korrektur (Abschnitt 5.1.2) verglichen, dann zeigt sich kein Unterschied.

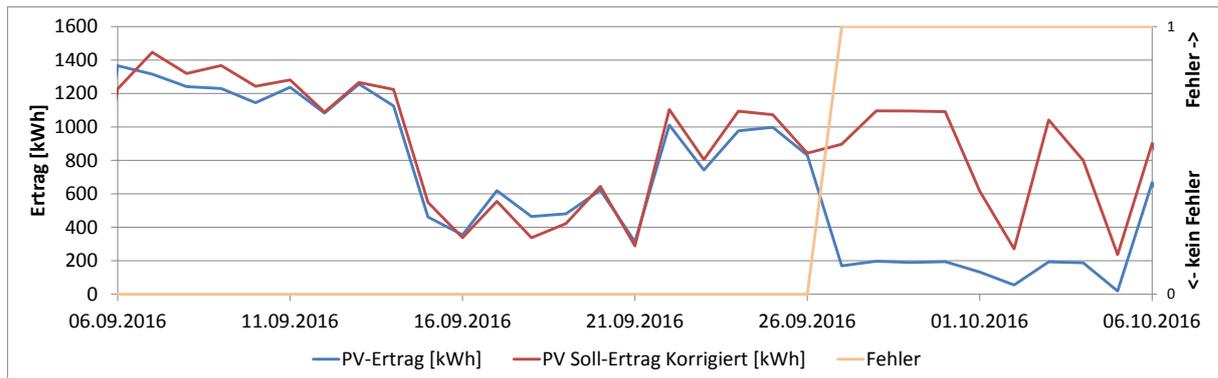


Abbildung 16: Kombiniertes Ergebnis der Auswertungen 1, 2 und 3 auf die PV-Anlage 5 für die Zeit vom 28. August bis am 6. Oktober 2016 mit korrigierten Sollwerten.

### 5.3.2 Simulierte Anlagenfehler

Analog zu den echten Fehlern wurden auch bei den simulierten Fehlern die Auswertungen mit den korrigierten Sollwerten durchgeführt.

#### 5.3.2.1 Verschmutzung der PV-Module

Einen grossen Unterschied zur Auswertung ohne Sollwert-Korrektur besteht unter der Betrachtung der kombinierten Ergebnisse in den folgenden Abbildungen nicht. Doch auch hier ergibt die Auswertung 1 wie erwartet mehr Fehler als mit den originalen Sollwerten. Häufig gehen diese aber in den Ergebnissen der Auswertung 3 unter. Allgemein werden von der Auswertung 1 mehr Fehler an einzelnen Tagen erkannt. Besonders auffällig ist dies bei der PV-Anlage 15 (Abbildung 17). Dies hat zur Folge, dass der Ertragsausfall durch die Verschmutzung generell früher detektiert wird. Durchschnittlich geschieht dies nach 13 Tagen, also fünf Tage früher als ohne die Sollwert-Korrektur.

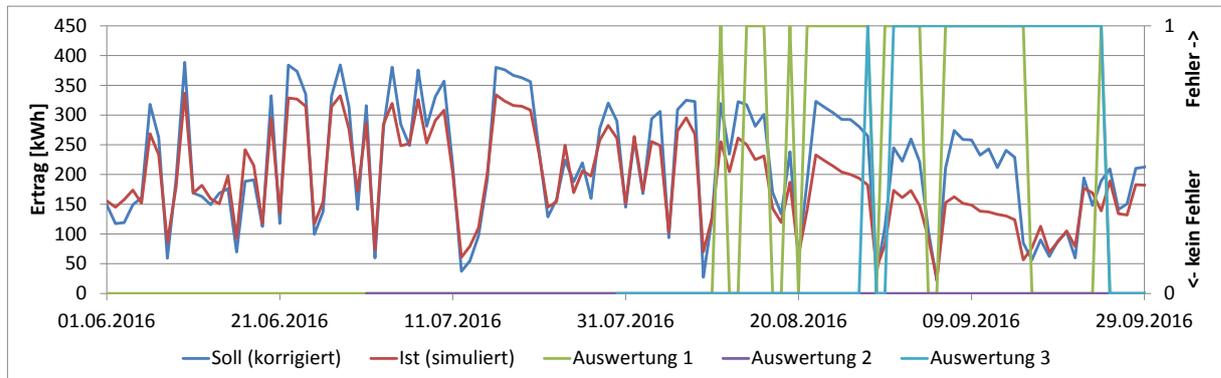


Abbildung 17: Ergebnis der Auswertungen 1, 2 und 3 für die PV-Anlage 15 für die simulierte Verschmutzung mit korrigierten Sollwerten.

### 5.3.2.2 Störung mit konstanter Ertragseinbusse

Bei einer konstanten Ertragseinbusse von 15% wird der Fehler bereits nach durchschnittlich 3 Tagen entdeckt, bei 10% nach 7 Tagen. Bei der Auswertung ohne die korrigierten Sollwerte brauchte es noch durchschnittlich 14 Tage bzw. 25 Tage (siehe Abschnitt 5.2.2). Dies ist wiederum darauf zurückzuführen, dass die Auswertung 1 nun wesentlich sensibler reagiert. Anzumerken bleibt, dass bei einer idealen Soll-Berechnung die Auswertung 1 in beiden Fällen eigentlich gar nicht ansprechen dürfte. Interessant ist, dass die Auswertungen nun bei 5% Ertragseinbusse bei allen PV-Anlagen ansprechen. Dies aber meist nur an den Tagen, an welchen das Ist/Soll-Verhältnis bereits ohne Fehler nur noch knapp über 80% liegt.

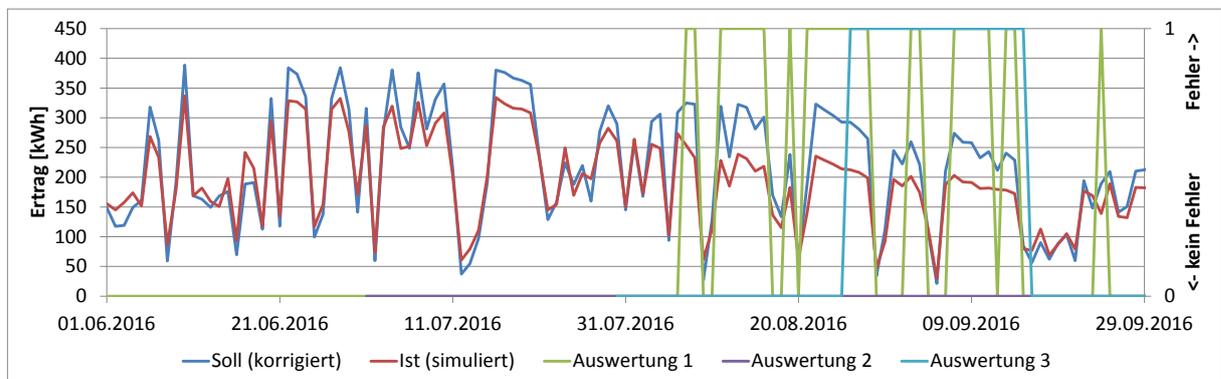


Abbildung 18: Ergebnis der Auswertungen 1, 2 und 3 für die PV-Anlage 15 für den simulierten Anlagenfehler mit 15% Ertragsausfall mit korrigierten Sollwerten.



## 6 Diskussion & Erkenntnisse

### 6.1 Soll-Berechnung

Wie in Abschnitt 4.1 gezeigt, erfüllt die Soll-Berechnung nicht die Anforderungen an die Genauigkeit wie es für eine gute Fehlererkennung nötig wäre. Ein Vergleich zeigt zwar, dass die Soll-Berechnung der Tagesproduktion etwas präziser zu sein scheint als wenn anhand der 5- bzw. 15-Minuten-Werte gerechnet wird, doch reicht auch dies nicht aus, um die Anforderungen an die Genauigkeit zu erfüllen.

Weiter haben die Auswertungen in Abschnitt 4.2 gezeigt, dass die Qualität der Soll-Berechnung verschiedene Abhängigkeiten aufweist.

Es konnte gezeigt werden, dass die Genauigkeit der Soll-Berechnung tageszeitliche Abhängigkeiten zeigt. Für eine Optimierung kann dieser Fakt jedoch nicht verwendet werden.

Die These, dass sich der relative Fehler vergrössert, je grösser die Distanz zur nahegelegenen Wetterstation ist, konnte widerlegt werden. Auch konnte nicht gezeigt werden, dass die Erträge oder die Fehler von sich nahegelegenen PV-Anlagen generell miteinander korrelieren. Somit wird es wohl nicht möglich sein, die Soll-Berechnung eine PV-Anlage anhand des Ertrags von nahegelegenen PV-Anlagen durchzuführen. Trotzdem kann versucht werden, für die Fehlererkennung auf einer PV-Anlage die Korrelation mit anderen PV-Anlagen hinzuzuziehen, dann nämlich, wenn diese Korrelation sehr gross ist, wie dies zum Beispiel bei den Anlagen PV-Anlage 15 und PV-Anlage 1 der Fall ist.

Es konnte gezeigt werden, dass der relative Fehler der Soll-Berechnung durchaus Wetterabhängig ist und bei bewölktem Himmel grösser ist als bei sonnigem Wetter. Sollten also die Tage mit durchgehend sonnigem Wetter für eine genauere Fehlererkennung verwendet werden, muss auf dem EGON-Monitoring ein Algorithmus implementiert werden, welcher diese Tage automatisch erkennt.

Die in Abschnitt 4.3 beschriebenen Möglichkeiten zur Optimierung der Soll-Berechnung sind die einzigen, welche im Moment zu einer tatsächlichen Verbesserung führen können. Es hat sich gezeigt, dass die Genauigkeit der Soll-Berechnung vor allem von der Genauigkeit der von Meteotest gelieferten Strahlungswerte abhängt. Die Frage, ob und wie diese verbessert werden können, liegt nicht im Rahmen dieses Projekts.

In Abschnitt 4.4 konnte gezeigt werden, dass die Soll-Berechnung anhand von Strahlungssensoren, welche bei der PV-Anlage montiert werden, viel präzisere Werte liefert als die Soll-Berechnung anhand der Wetterdaten. Es scheint jedoch noch einen negativen Versatz zu geben, dessen Ursache anhand der Daten nicht erklärt werden kann.

### 6.2 Fehlererkennung

Es konnte gezeigt werden, dass durch die auf dem EGON-Monitoring durchgeführten Auswertungen des Ist/Soll-Verhältnisses die Anlagenfehler und Ertragseinbussen tatsächlich erkannt werden können. Besonders mit Auswertung 3 können sich langsam entwickelnde, schwer erkennbare Ertragseinbussen durch Grünbewuchs und Verschmutzung gut erkannt werden. Auswertung 1 liefert grundsätzlich auch verlässliche Ergebnisse, spricht aber auch dann an, wenn durch ein Monitoring-Problem zu wenig Ertrag aufgezeichnet wurde oder die Soll-Berechnung einfach zu hoch war.



Es hat sich aber auch gezeigt, dass bei der aktuellen Genauigkeit der Soll-Berechnung die Auswertung 2 keinen zusätzlichen Nutzen liefert. Eigentlich dazu gedacht, kurzzeitige Veränderungen des Ist/Soll-Verhältnisses schnell zu entdecken, spricht diese Auswertung im Moment nur dann an, wenn das Ist/Soll-Verhältnis einen so grossen, negativen Sprung macht, dass auch Auswertung 1 anspricht. Im Moment bringt Auswertung 2 nur dann einen zusätzlichen Nutzen, wenn sich zwei Fehler überlagern. Also dann, wenn zum Beispiel aufgrund von Grünbewuchs Auswertungen 1 und 3 bereits einen Fehler ausgeben und nun ein Fehler einen noch grösseren Ertragsausfall verursacht (z.B. Wechselrichter- oder String-Ausfall). Dieser neue Fehler könnte nun nur noch durch Auswertung 2 entdeckt werden.

Das Problem der Fehlererkennung ist, dass sie nicht optimiert werden kann, solange die Soll-Berechnung keine verlässlicheren Werte liefert. Würde nämlich die Sensitivität der Fehlererkennung erhöht werden, würde häufig ein Fehler angegeben werden wo schlichtweg die Soll-Berechnung zu ungenau war.

Durch die Sollwert-Korrektur mit einem konstanten Faktor werden Fehler augenscheinlich früher erkannt als ohne Sollwert-Korrektur. Es besteht dafür vermehrt das Risiko, Fehler zu sehen, wo gar keine Fehler sind. Vor allem aber dann wird es kritisch, wenn sich der mittlere Fehler der Soll-Berechnung über die Zeit ändert (z.B. abhängig von der Jahreszeit). So kann ein Korrekturfaktor von 0.2 für den Sommer gut sein, ob dieser dann auch für die kalte Jahreszeit zutrifft, ist aber ungewiss.

Die Auswertung mit der Sollwert-Korrektur hat gezeigt, dass nicht überall dort, wo Auswertung 1 einen Fehler erkennt, auch tatsächlich ein Fehler vorliegt. Es zeigt aber, dass eine Häufung von Fehlerausgaben bei der Auswertung 1 auf ein Problem mit der PV-Anlage hindeutet. Dies könnte in Zukunft im EGON-Monitoring berücksichtigt werden.

## 6.3 Vergleich mit herkömmlichen Monitoringsystemen

Das EGON-Monitoring unterscheidet sich von herkömmlichen Monitoringsystemen wie z.B. Solar-Log oder SolarEdge in zwei grundlegenden Punkten:

- Herkömmliche Monitoringsysteme verzichten auf die Soll-Berechnung aufgrund standortgenauer aktueller Wetterdaten. Entsprechend wird keine Alarmierung abgesetzt, wenn der Ertrag der PV-Anlage zu tief ist.
- Herkömmliche Monitoringsysteme erhalten Fehlermeldungen des Wechselrichters und Detaildaten jedes Wechselrichters, wie z.B. Spannung, Strom, Temperatur etc. Das EGON-Monitoring verzichtet auf diese Daten.

Bei der Fehlererkennung ergeben sich für beide Monitoringsysteme Vor- und Nachteile:

Für PV-Anlagen mit bis zu 5 Wechselrichtern kann das EGON-Monitoring einen Wechselrichterausfall auf Tagesbasis erfahrungsgemäss problemlos erkennen. Die Tests haben gezeigt, dass dies sogar bei 6 bis 7 Wechselrichtern möglich sein müsste (15% Ertragsausfall). Für die allermeisten PV-Anlagen in der Schweiz ist es mit dem EGON-Monitoring somit möglich, einen Wechselrichterausfall schnell zu erkennen, ohne die Wechselrichter-Fehlermeldungen zu erhalten. Bei Anlagen mit mehr Wechselrichtern hingegen sind herkömmliche Systeme im Vorteil.

Zusätzlich erkennt das EGON-Monitoring auch Fehler wie z.B. Grünbewuchs. Solche Fehler, die nicht zu einer Störungsmeldung bei einem Wechselrichter führen, werden von herkömmlichen Systemen



nicht erkannt. Im Winter bietet das EGON-Monitoring ausserdem auch Schneefall-Daten an. Damit wird ersichtlich, ob eine Ertragsreduktion aufgrund von Schneebedeckung oder aufgrund eines Anlagenfehlers entsteht. Herkömmliche Systeme bieten keine Informationen zur Schneebedeckung an.

Bei der Fehlersuche bieten herkömmliche Systeme mehr Möglichkeiten für Fachpersonen. Denn diese können Detaildaten zu den Wechselrichtern anbieten. Dies ist gegenüber dem EGON-Monitoring ein Vorteil.

Gleichzeitig ist es aber ein grosser Vorteil des EGON-Monitorings, dass es lediglich mit den Daten der Gesamtproduktion auskommt. So kann z.B. bei Anlagen mit Lastgangmessung komplett auf ein zusätzliches Monitoring-Gerät verzichtet werden. Für PV-Anlagen ab 30 kW ist eine Lastgangmessung in der Schweiz obligatorisch. Das EGON-Monitoring übernimmt die Lastgangmessdaten des Elektrizitätswerks. Dies wurde zum Beispiel bereits für die CKW umgesetzt. Für den Anlagenbetreiber bietet dies eine deutliche Kosteneinsparung: Er kann somit auf den Kauf und die Installation eines Datenloggers, die Datenübertragungskosten und die Wartung des Geräts verzichten.

Da das EGON-Monitoring nicht vom Wechselrichter abhängig ist, führt auch ein Wechselrichter-Austausch nicht zu Folgekosten beim Monitoring. Bei herkömmlichen Monitoringsystemen muss bei einem Austausch des Wechselrichters teilweise auch die Software des Datenloggers angepasst werden.

Von den Kunden wird zusätzlich zur Fehlererkennung vor allem der Monatsbericht als Hauptargument für das EGON-Monitoring angegeben. Dieser zeigt den monatlichen, strahlungskorrigierten Soll-Ertrag an. Dies ist eine Auswertung, die bisher von vielen Betreibern aufwändig von Hand erstellt wird.



## 7 Schlussfolgerungen

Folgend werden die in der Zielsetzung gestellten Fragen beantwortet.

### **Wie genau ist die Berechnung des Soll-Ertrag?**

Der berechnete Soll-Ertrag ist im Mittel 6% zu tief gegenüber dem Ist-Ertrag. Er zeigt deutliche Schwankungen um durchschnittlich  $\pm 30\%$  um den Mittelwert. Nur in wenigen Extremfällen zeigen sich teilweise grosse Abweichungen zum tatsächlichen Ist-Ertrag. An durchgehend sonnigen Tagen hingegen ist die Berechnung des Soll-Ertrags überaus präzise, die Schwankungen sind dann kleiner als  $\pm 5\%$ .

### **Kann/soll sie verbessert werden?**

Es würde sich durchaus lohnen die Soll-Berechnung zu verbessern, da dadurch auch die Erkennung von Ertragsausfällen verbessert würde. Dies hat bereits die statische Versatz-Korrektur gezeigt. Ertragsausfälle wurden dadurch wesentlich früher erkannt. Wie die Soll-Berechnung weiter verbessert werden könnte wurde zwar untersucht, eine anwendbare Lösung wurde aber noch nicht gefunden. Der einzige im Moment bekannte Weg zur Steigerung der Genauigkeit der Soll-Berechnung führt über genauere Strahlungsdaten. Um herauszufinden, wie dies ohne die Installation von teuren Strahlungssensoren möglich ist, sind weitere Untersuchungen notwendig.

Die Erkenntnisse aus diesem Projekt zeigen unterschiedliche mögliche Lösungsansätze auf:

- Vergleich mit benachbarten Anlagen. Unter bestimmten Bedingungen eignet sich der Ertrag benachbarter Anlagen besser als Referenzwert, als der aus Strahlungsdaten ermittelte Soll-Ertrag.
- Einsatz von Strahlungssensoren bei den Anlagen. Die zwei eingesetzten Strahlungssensoren zeigten eine höhere Genauigkeit als die Strahlungsdaten von Meteotest. Strahlungssensoren sind aber sowohl in der Anschaffung wie auch im Unterhalt sehr teuer. Deshalb steht dieser Lösungsansatz nicht im Fokus.

### **Wie kann die Erkennung von Defekten und anderen Ursachen für Ertragsausfälle verbessert werden?**

Zur Verbesserung dieser Erkennung mit den bestehenden Methoden müsste zuerst die Berechnung des Soll-Ertrags verbessert werden. Dann könnte die Erkennung sensibler eingestellt werden, ohne dass zu viele „Fehlalarme“ ausgelöst würden. Dies würde eine noch frühere Erkennung von Ertragsausfällen mit sich ziehen.

Dieses Projekt hat gezeigt, dass an sonnigen Tagen die Soll-Berechnung genügend genau ist. Es müsste untersucht werden, ob bestimmte Auswertungen an sonnigen Tagen sensibler eingestellt werden könnten (z.B. Auswertung 1).

Durch alternative Methoden, welche nicht so sehr von der Genauigkeit der Soll-Berechnung abhängig sind, könnte die Erkennung durchaus noch verbessert werden.

### **Wo sind die Grenzen des Systems?**

Das EGON-Monitoring stösst dann an seine Grenzen, wenn Ertragsausfälle erkannt werden sollen, welche innerhalb des Fehlers der Soll-Berechnung liegen. Im Moment ist die Auswertung darauf eingestellt, Ertragsausfälle von 10% und mehr zu erkennen. Dies funktioniert, wie sich gezeigt hat,



recht gut. Wird die Auswertung sensitiver eingestellt, z.B. um Ertragsausfälle ab 5% zu erkennen, werden bei der aktuellen Genauigkeit der Soll-Berechnung zu viele Fehlalarme ausgelöst.

Auch hat sich gezeigt, dass ein technischer Defekt, wie zum Beispiel ein Wechselrichterausfall, welcher einen Ertragsausfall von weniger als 20% verursacht, nicht sofort erkannt wird. Hier gibt es eine Verzögerung von einigen Tagen.

### **Für welche Anlagen eignet sich dieses System? Für welche nicht?**

Es hat sich gezeigt, dass sich das System für nahezu alle PV-Anlagen eignet. Für einige ist jedoch die Soll-Berechnung ausgesprochen ungenau, weshalb es auch schwierig ist, Ertragsausfälle richtig zu erkennen. Eine dieser PV-Anlagen ist zum Beispiel die PV-Anlage 6. Sie ist die einzige der untersuchten Anlagen, welche in den Alpen und über 1000 m.ü.M. liegt. Daraus zu schliessen, dass sich für Standorte in den Alpen oder über 1000 m.ü.M. das EGON-Monitoring nicht eignet wäre aber falsch. Hier wäre eine genauere Untersuchung notwendig.

Da nur Ausfälle ab 10% erkannt werden, wird bei Grossanlagen, welche über mehr als zehn Wechselrichter verfügen, die Erkennung von Ausfällen einzelner Wechselrichter schwierig. Daher eignet sich das EGON-Monitoring bei solchen PV-Anlagen im Moment lediglich zur Erkennung von anderen Ursachen wie Verschmutzung oder Grünwuchs.

### **Vergleich mit herkömmlichen Monitoringsystemen**

Für Anlagen mit bis zu fünf Wechselrichtern bietet das EGON-Monitoring im Vergleich zu herkömmlichen Systemen eine ebenso gute Erkennung von Wechselrichterausfällen. Zusätzlich bietet es noch eine Absicherung gegen weitere Fehlerquellen wie z.B. Grünbewuchs. Bei Anlagen mit Lastgangmessung ist das EGON-Monitoring ausserdem mit Abstand kostengünstiger als herkömmliche Systeme, da komplett auf Messgeräte vor Ort verzichtet werden kann.

Für Anlagen mit mehr als fünf Wechselrichtern ist das EGON-Monitoring eher als Zusatzsystem zu einem herkömmlichen Monitoringsystem geeignet. Dies wird von vielen Kunden von EGON AG bereits so genutzt: Die PV-Anlage ist mit einem herkömmlichen Solar-Log- oder SolarEdge-Monitoring ausgestattet. Die Ertragsdaten werden zusätzlich an das EGON-Monitoring übertragen. So profitiert der Betreiber zusätzlich von der Soll/Ist Auswertung und den Monatsberichten vom EGON-Monitoring. Trotzdem kann er die detaillierten Messwerte jedes Wechselrichters ansehen, falls ein Fehler aufgetreten ist.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass sich das EGON-Monitoring durchaus für die Erkennung von Defekten und anderen Ursachen für Ertragsausfälle auf PV-Anlagen eignet. Eine Optimierung ist aber sicher wünschenswert und sinnvoll.



## 8 Ausblick

Die Zusammenarbeit zwischen Hochschule Luzern, EGON und BE Netz wird mit dem Abschluss dieses Projekts voraussichtlich nicht enden. Vielmehr sind im Verlaufe des Projekts weitere Fragestellungen und Ideen entstanden, welche in einem möglichen Folgeprojekt bearbeitet werden. Diese sind unter anderem:

- Verbesserung der Soll-Berechnung mit dem Vergleich von benachbarten PV-Anlagen
- Erarbeitung / Findung eines sehr günstigen, universellen, einfach zu installierenden Systems zur Datenerfassung
- PV-Ertragsprognosen für die nächsten Stunden und Tage im Hinblick auf die Netzstabilität und die Planbarkeit der Stromproduktion.
- Verbesserung der Soll-Berechnung und der Fehlererkennung mit alternativen Methoden, zum Beispiel mit Methoden des Maschinellen Lernens und der Künstlichen Intelligenz.

Die genauen Fragestellungen und insbesondere die Business Cases müssen zuerst aber noch ermittelt werden.