

Masterprojekt: Modellierung und Wirtschaftlichkeitsanalyse einer Photovoltaik-Anlage für die Fachhochschule Gummersbach

B. Eng. Amin Boulassouak

Fachhochschule Köln, Masterprojekt WS/SS 13/14

Prof. Dr. Eberhard Waffenschmidt

Köln, Deutschland

amin.b@live.de

Abstract— Today the photovoltaic sector is facing huge challenges due to the high shortages of the EEG subsidy and the permanently increasing costs and reallocation charge. This makes an economically operating of PV systems by energy cooperatives (Energiegenossenschaft) strongly restricted. The solution would be the application of strategic models of marketing that can make PV systems profitable and restore their appeal to investors.

This masters project is engaged in modelling of a PV power plant to be set up on the roof of the University of Applied Sciences in Gummersbach, together with an appropriate design of its marketing concept, associated with an energy cooperative. The decisive factor is the own consumption of the solar electricity, since its productions costs are about 50% more cheaply than the electricity rate from the grid. Therefore the criteria: profitability, practicability and risk minimization will be discussed from the point of few of both, the energy cooperative and the University of A. S. Gummersbach.

The conclusion is that a PV park on the roof of the university can yield to save 165.915,84 € after an operation duration of 20 years for the benefit of the university, thanks to the almost 100% rate of own consumption. However, by an energy cooperative as the PV plant operator, a profitability rate of 12.7%, with a break-even point of 17 years would be achievable. By the end of this paper recommendations will be made to illustrate how to increase the profitability associated with a sooner break-even point for the benefit of the energy cooperative, and how to gain higher savings for the benefit of the consumer.

This masters project is worked out in corporation with B. Eng. Pascal Mattke. As this paper is primarily focused on bode subjects, the modelling of the PV park and the analyses of its profitability, Mr. Mattke is applied himself in a separate paper [1] to the investigation of the marketing models and to the explanation of the form of enterprise.

I. EINLEITUNG

Basierend auf den aktuellen ökonomischen und ökologischen Herausforderungen im Energiesektor hat die Stadt Köln, in Kooperation mit der RheinEnergie AG, eine

Plattform namens „Smart City Cologne“ ins Leben gerufen, mit dem Ziel durch unterschiedliche Projekte zum Klimaschutz und zur Energiewende beizutragen. Unter anderem umfassen diese Projekte:

- Förderung und Einsatz erneuerbarer Energien
- Aktivitäten zur Erreichung der CO₂-Reduzierungsverpflichtungen
- Einsatz der Elektromobilität im Gebiet der Stadt Köln
- Einsatz der „Smart Technik“ im Gebiet der Stadt Köln
- Aktivitäten zur Steigerung der Energieeinsparung und –Effizienz

Auf dieser Grundlage wurde die Neusser Straße in Köln-Nippes als Pilotprojekt zur „Klimastraße“ ernannt. Dort sollen die erwähnten Ziele, unter der Flagge des Smart City Cologne, gemeinschaftlich und intensiv umgesetzt werden. Gemeinschaftlich heißt, dass jeder eingeladen ist einen Beitrag zur nachhaltigen und umweltfreundlichen Energieversorgung zu leisten, ob Privatperson, Unternehmen, Verband oder Behörde. Zu diesem Zweck bieten sich Bürgerenergiegenossenschaften, als eine Form der Beteiligung, auf lokaler und regionaler Ebene, gut an.

Derartige Projekte (hierbei liegt der Fokus auf die Photovoltaik) sind jedoch, hinsichtlich deren Wirtschaftlichkeit, mit Herausforderungen verbunden, die eine rentable Umsetzung stark einschränken. PV-Anlagen auf angemieteten Dächern mittels Pachtzahlungen und Vollvergütung wirtschaftlich zu realisieren - wie es in der Vergangenheit jahrelang der Fall war - ist heute nicht mehr realisierbar. Dies ist insbesondere auf die hohen Kürzungen der Einspeisevergütung (nur noch 10,9 ct/kWh für Anlagen kleiner als 1000 kWp, Stand: Juli 2014) sowie die ständig steigende EEG-Umlage (6,24 ct/kWh, Stand: Juli 2014), bedingt durch das Marktintegrationsmodells EEG 04/2014,

zurückzuführen. Seit der EEG-Novelle 2014 wird sogar die EEG-Umlagen-Befreiung bzw. -Reduzierung auf Photovoltaikanlagen bei Eigenverbrauch, mit einer installierten Leistung größer als 10 kW aufgehoben. Die Konsequenz daraus ist ein starker Investitionsrückgang in PV-Anlagen und ein Auslaufen der traditionellen Dachpachtmodelle für Energiegenossenschaften.

Die Lösung wäre die Anwendung geeigneter strategischer Vermarktungs- und Betreibermodelle, die ein wirtschaftliches Betreiben von Photovoltaikanlagen ermöglichen und deren Attraktivität für Investoren wiederherstellen sollen. Insbesondere die beiden Vermarktungsmodelle „Eigenverbrauch“ [1] und „Vorort-Verbrauch durch Dritte“ [1] erweisen sich als vielversprechend und sollen folgende Vorteile mit sich bringen:

- Vermeidung der Netznutzungsentgelte
- Vermeidung bzw. Reduktion der EEG-Umlage
- Mindestens 100 Prozent Vergütung für Anlageneigentümer
- 20 Jahre Preisgarantie für Stromverbraucher (Bei Verbrauch durch Dritte)

Damit lassen sich hohe Kosteneinsparungen erzielen, die eine Steigerung der Rentabilität von PV-Anlagen ermöglichen. Dies führt oft zur Win-Win-Situation zwischen Anlagenbetreiber und Verbraucher.

Vor diesen Hintergründen beschäftigte sich M. Eng. Johannes Rullof, ein wissenschaftlicher Mitarbeiter des Institutes für Regenerative Energien der Fachhochschule Köln, im Rahmen seiner Masterarbeit, mit der Planung und Vermarktung einer Photovoltaik-Anlage in Verbindung mit einer Energiegenossenschaft als Anlagenbetreiber. Diese soll dann auf das Dach der Simon-Ustinov-Schule umgesetzt werden, welche sich auf der „Klimastraße“ befindet. Die Anlage wurde modelliert und ein entsprechendes Vermarktungsmodell erstellt.

Ziel dieses Masterprojektes ist es die Gründung einer Energiegenossenschaft, zwecks Umsetzung der von Johannes Rullof modellierten Photovoltaik-Anlage, mit dem dementsprechend entwickelten Vermarktungskonzept, auf das Dach der Simon-Ustinov-Schule.

Dieses Masterprojektes entstand in Kooperation mit B. Eng. Pascal Matke. Während dieses Projektbericht sich hauptsächlich mit den beiden Themen Anlagenmodellierung und der Wirtschaftlichkeitsanalyse der PV-Anlage beschäftigt, widmet sich Hr. Pascal Matke in einem separaten Bericht [1] der Untersuchung der Vermarktungsmodelle und der Unternehmensform zu.

II. ANLAGENMODELLIERUNG

A. Modellort

Wie einleitend erläutert, sei das Ziel dieses Projektes, die für das Dach der Simon-Ustinov-Schule in Köln-Nippes

modellierte Photovoltaik-Anlage, dem Konzept Herrn Rullofs entsprechend umzusetzen. Der erste Schritt hierbei wäre die Frage des Investors zu klären, bzw. Interessenten zu umwerben, zwecks Gründung der Energiegenossenschaft. Jedoch stellte sich schon zu Beginn des MA-Projektes heraus, dass das Dach der Schule bereits anderweitig vergeben wurde und somit nicht mehr für unsere Zwecke zur Verfügung stand. Damit war die speziell für das Dach erstellte Anlagenplanung zunichte und ein alternatives Dach musste zuerst gefunden werden.

Es wurde der erst erfolglose Versuch gestartet, über den Bereich für Gebäudewirtschaft der Stadt Köln an ein freies Dach zu gelangen. Dort werden freie Dächer öffentlicher Institutionen aufgeführt, die an Investoren zwecks Errichtung von PV-Anlagen vergeben werden können.

Des Weiteren stellte die FH-Köln in Deutz eine Alternativmöglichkeit dar. Zum einen bieten die freistehenden Hallendächer gute Voraussetzungen an, zum anderen ist der Energiebedarf der FH-Köln enorm und eine zusätzliche Entlastung durch selbsterzeugten PV-Strom würde gute Kosteneinsparungen mit sich bringen. Da jedoch in naher Zukunft zwei neue Blockheizkraftwerke in Einsatz kommen werden und ein baldiger Umzug in Planung ist, stellt die FH-Köln ebenfalls keine Option für unser Vorhaben dar. Stattdessen konnte in Erfahrung gebracht werden, dass die FH-Gummersbach ebenfalls einen hohen Energiebedarf aufweist und, dass eine entlastende PV-Anlage auf das Dach des Gebäudes erwünscht und in Planung sei. Demnach kann im Rahmen dieses Master-Projektes eine Photovoltaik-Anlage für das Dach der FH-Gummersbach projektiert werden. So wurde das einst für das Dach der Simon-Ustinov-Schule konzipierte Projekt komplett neugestaltet und auf die FH-Gummersbach zugeschnitten.

Abbildung 1 zeigt das Gebäudedach der FH-Gummersbach. Das Dach hat eine gesamt nutzbare Fläche von 3625 m² und ist mit seiner flachen Form und seiner Verschattungsfreien Lage besonders interessant für PV-Anlagen.



Abbildung 1: FH-Gummersbach aus der Vogelperspektive. [10]

B. Lastdaten

Wie von Herrn Pascal Matke in seinem Bericht erläutert[1] ist es desto wirtschaftlicher, je höher der Anteil an Eigenverbrauch sei. Das heißt, dass der selbsterzeugte Solarstrom möglichst zeitgleich selbstverbraucht werden sollte, damit die Kostenmarge zwischen Strom-Erzeugungskosten und -Bezugskosten möglichst ausgenutzt werden kann. Um zu bestimmen, welcher Anteil des erzeugten Stroms zeitgleich zur Deckung des Strombedarfs beitragen kann, sind zeitgleich hochaufgelöste Last- und PV-Profile erforderlich, die zueinander in Gegenüberstellung gebracht werden.

Das Jahreslastprofil 2013 der FH-Gummersbach wurde durch das Hochschulreferat 11 für Gebäudemanagement bereitgestellt. In der Abteilung 11.2 für technische Gebäudeautomation werden Stromverbrauchswerte in kWh, mit bis zu viertelstündlicher Auflösung erfasst und gespeichert. In Abbildung 2 ist das Jahreslastprofil für 2013 und in Abbildung 3 das Juni-Lastprofil desselben Jahres dargestellt.

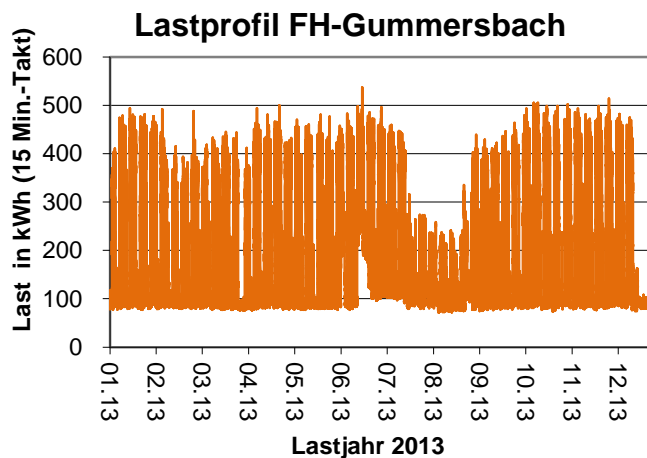


Abbildung 2: Jahreslastprofil 2013 der FH-GM. [11]

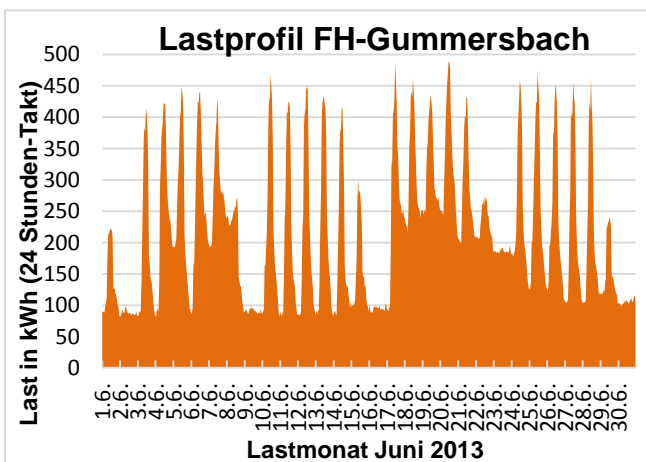


Abbildung 3: Monatslastprofil Juni 2013 der FH-GM.[11]

Die Unregelmäßigkeit des Jahreslastprofils, im Intervall Juli bis Sept., ist auf den geringeren Verbrauch während den Semesterferien zurückzuführen. Ähnliches gilt für das Juniprofil, bei dem klare Unterschiede zwischen Wochen- und Wochenendtage erkennbar sind.

Der Gesamtjahresverbrauch im Jahr 2013 betrug **1.564.652 kWh/a.**

C. Anlagenausrichtung

Es wurden zwei unterschiedliche Ausrichtungsvarianten untersucht. Auf deutschen Flachdächern werden stets eine Ausrichtung nach Süden und ein Anstellwinkel von 35° angestrebt. Und tatsächlich verspricht diese Konfiguration den höchsten spezifischen Ertrag (kWh/kWp). Betrachtet man allerdings weitere Auslegungskriterien, so wird deutlich, dass in vielen Fällen eine andere Anlagenkonfiguration sinnvoller sein kann. Vermehrt werden Solaranlagen auf Flachdächern zu je 50% nach Osten und Westen ausgerichtet, wobei der Neigungswinkel lediglich 15° beträgt. Solche Systeme haben zwar in der Regel einen geringeren spezifischen Ertrag, sie spielen ihre Vorteile aber in anderen Bereichen aus:

- Der Mittagspeak in der solaren Stromerzeugung wird abgeflacht und in die Morgen- und Abendstunden verschoben, was wiederum dem Eigenverbrauch zu Gute kommt.
- Durch die geringere Eigenverschattung der Module können auf derselben Fläche sehr viel mehr Module installiert werden.
- Durch den flacheren Anstellwinkel können sehr viel niedrigere Windlasten angesetzt werden, die in einer starken Material- und damit Kosteneinsparung resultieren.

So wurde im Rahmen des Masterprojekts auch die Variante Ost-/Westausrichtung simuliert. Eine derartige Aufständigung ist beispielhaft in Abbildung 4 dargestellt. Abbildung 5 zeigt den entsprechenden Leistungsverlauf im Vergleich zur Südausrichtung.



Abbildung 4: Beispiel für Ost-/Westaufständigung.

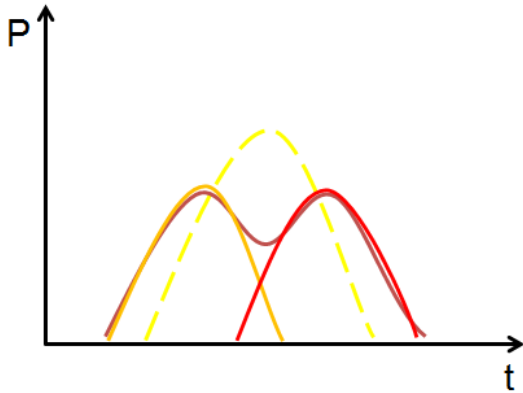


Abbildung 5: Standardanlage in Gelb und Ost/Westanlage in Rot.

Da im Fall der FH-Gummersbach die Verbrauchswerte jedoch weit größer sind als eine PV-Anlage bei Vollbelegung des Daches jemals erzeugen könnte, wurde die herkömmliche und Leistungseffektivere Südausrichtung beibehalten. Denn anhand der Simulationen stellte sich bei beiden Ausrichtungsvarianten heraus, dass der erzeugte Solarstrom zu 100% am Campus in Gummersbach verbraucht werden kann. Die Simulation ergab auch, dass die spezifische Leistung [kWp/m²] mit der Südaufständerung höher sei und somit sich ein besseres Kosten-/Leistungsverhältnis erzielen lässt, als mit der Ost/West-Aufständerung. Aus den Gründen wurde die Entscheidung auf die Südaufständerung gefällt.

D. Modulation mit PV-Sol

Die Modulation des PV-Systems wurde mit der Simulationssoftware PV-Sol durchgeführt. Anhand der dieser Arbeit zugrundeliegenden Gebäudepläne konnte die zu belegende Fläche maßstabgetreu nachgebildet werden.

Um realistische Ergebnisse zu erzielen wurden die in den Plänen deklarierten Sperrflächen ebenfalls berücksichtigt. In Abbildung 6 ist modulierte PV-Anlage auf das nachgebildete Gebäudedach visualisiert:

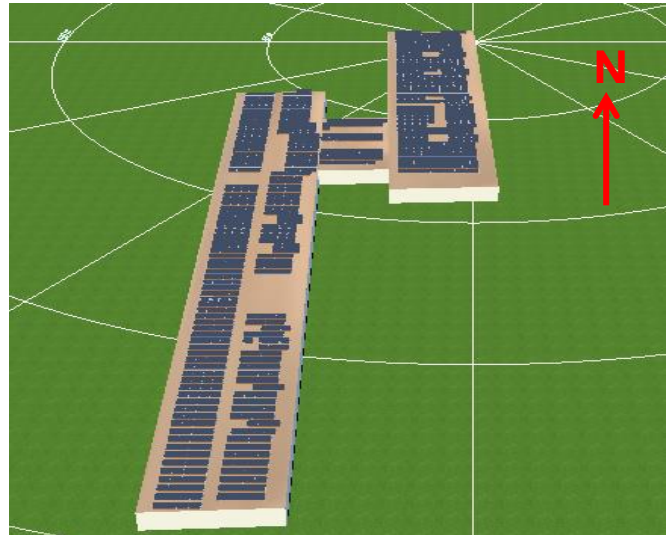


Abbildung 6: Maßstabgetreue Visualisierung der PV-Anlage mit PV-Sol.

Auf der zur Verfügung stehenden Dachfläche konnten insgesamt 1055 Module des Herstellers SunPower, mit einer Leistung von jeweils 320W aufgestellt werden. Ausgewählt wurde dieser Modultyp aufgrund seines hohen Wirkungsgrades und der hohen Qualität des Herstellers.

Abbildung 7 zeigt den entsprechenden Verschaltungsplan des PV-Systems, mit fünf Teilgeneratoren.



Abbildung 7: PV-Sol-Verschaltungsplan des PV-Systems.

Die Anzahl der Module je String und Generator sind ebenfalls im Verschaltungsplan deklariert. Verschaltet wurden die Teilgeneratoren mit insgesamt 18-SMA-Wechselrichter, mit 9kW, 12kW und 20KW Leistung.

Um den tatsächlichen Anteil des Eigenverbrauchten Solarstromes zu ermitteln ist ein Gesamtzähler vorgesehen, der die gesamte Erzeugung erfasst (Zähler Links). Ein Zweirichtungszähler misst den eingespeisten überschüssigen Anteil, der nicht eigenverbraucht werden kann (Zähler Rechts und Mitte). Die Differenz der beiden Zählungen gibt den Wert des Eigenverbrauchs aus Solarer Erzeugung an.

E. Ergebnisse

Das Resultat der Simulation des PV-Systems ist exemplarisch für eine Juniwoche (10. – 16. Juni) in Abbildung 8 graphisch dargestellt. Dabei bildet der orangene Hintergrund den Strombedarf der FH-Gummersbach, während der blau Vordergrund den erzeugten Solarstrom darstellt. Ähnliches gilt für das gesamte Jahr.

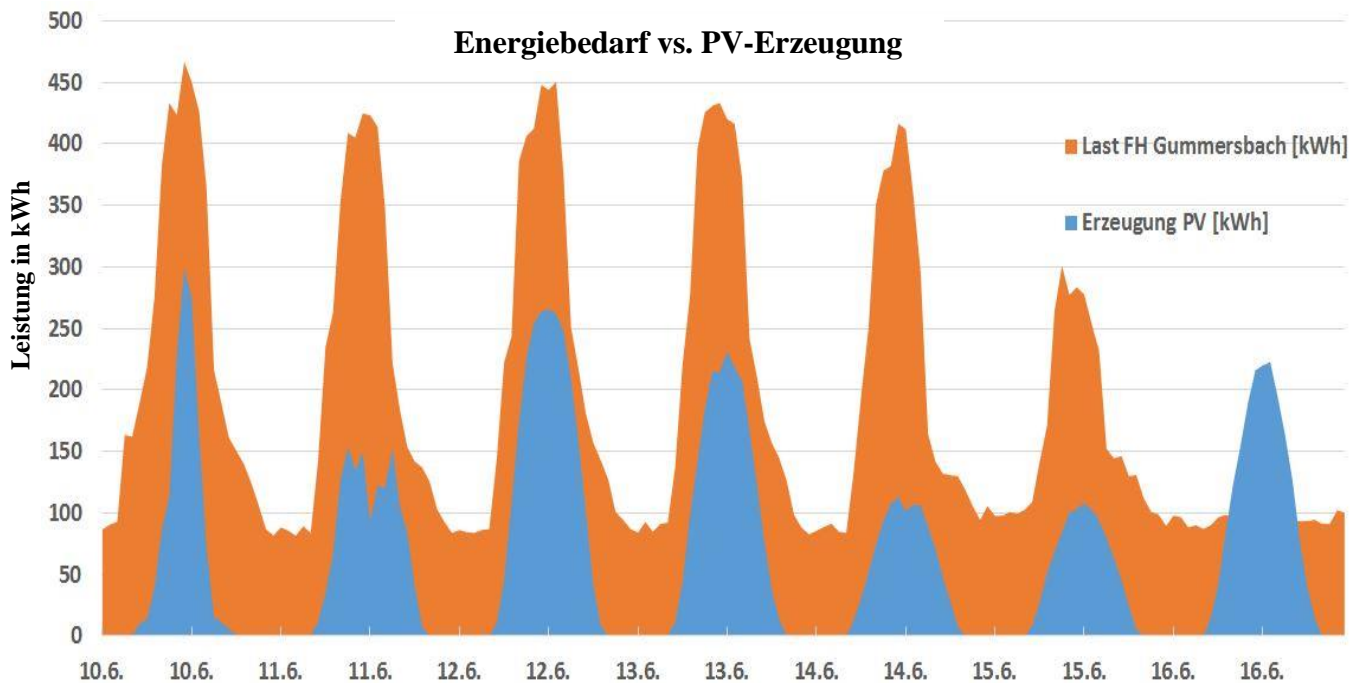


Abbildung 8: Gegenüberstellung von Jahres-Energiebedarf und -PV-Erzeugung, exemplarisch für eine Juni-Woche (10. - 16. 6.).

Auffällig ist, dass fast die gesamte Erzeugung vom Bedarfsvolumen umschlossen wird. Das heißt, dass der erzeugte Solarstrom fast gänzlich eigenverbraucht wird, bis auf einen einzigen Leistungspeak, der am 16. Juni (Sonntag) übersteht. Der höchste Leistungspeak wurde am 10.6. (Montag) mit ca. 300 kWh registriert, während der Bedarfspeak die 450 kWh-Marke überschreitet. Der restliche Strombedarf, der nicht durch Solarstromerzeugung gedeckt werden kann, wird vom öffentlichen Netz bezogen.

Technisch gesehen könnte ein Speicher eingesetzt werden, um den überschüssigen Anteil der PV-Erzeugung bedarfsgerecht zu verschieben und somit den Eigenverbrauchsanteil auf 100% zu steigern. Da Speicherelemente jedoch verhältnismäßig teuer sind, ist es wirtschaftlicher darauf zu verzichten und den überschüssigen Anteil der Erzeugung stattdessen ins allgemeine Netz

einzuspeisen, trotz geringer Einspeisevergütung von lediglich ca. 30% der Strombezugskosten aus dem Netz.

Anhand der Simulation konnten folgende Ergebnisse erzielt werden:

- PV-Gesamtleistung: 337 kWp (bei 1055 Modulen x 320 W)
- PV-Jahresertrag: 292 900 kWh/a
- Spezifischer PV-Jahresertrag: 870 kWh/kWp
- Netzeinspeisung: 23 800 kWh/a
- Eigenverbrauch: 269 100 kWh/a
- Eigenverbrauchsanteil: 91,9 %
- Autarkiegrad: 17,2% (bei 1.564.652 kWh/a Gesamtbedarf)

Es lässt sich feststellen, dass fast 20% des Jahresbedarfs durch die PV-Anlage gedeckt werden kann. Der Eigenverbrauchsanteil von 91,9 % bestätigt die Richtigkeit der Entscheidung, auf einen kostspieligen Speicher zu verzichten, da lediglich ein vernachlässigbarer Anteil solarer Erzeugung in das Netz eingespeist wird.

III. WIRTSCHAFTLICHKEITSANALYSE

In diesem Berichtabschnitt sollen die Gewinne und Vorteile, sowohl für die Energiegenossenschaft, als Anlagenbetreiber, als auch für die Fachhochschule Gummersbach, als Gebäudebesitzer, veranschaulicht werden. Eine ausführliche Wirtschaftlichkeitsanalyse wurde anhand einer Excel-Programmierung durchgeführt.

A. Das Vermarktungsmodell

Um ein wirtschaftliches Betreiben einer Photovoltaikanlage, trotz den erschwerten Marktbedingungen gewährleisten zu können, ist eine strategische Anwendung eines Vermarktungsmodells unabdinglich. Allein durch Volleinspeisung in das allgemeine Netz gegen Einspeisevergütung, wäre ein finanzielles Scheitern schon vorprogrammiert, wie einleitend erläutert.

Eine ausführliche Vorstellung der möglichen Vermarktungs- und Verbrauchs-Modelle, mit ausführlicher Erläuterung der jeweiligen Vor- und Nachteile, ist von Herrn Pascal Mattke dokumentiert [1]. Darauf basierend bietet sich für dieses Projekt die Vor-Ort-Vermarktung, als meist geeignetes Vermarktungsmodell an. Dieses ist in seiner Konstellation in Abbildung 9 dargestellt:

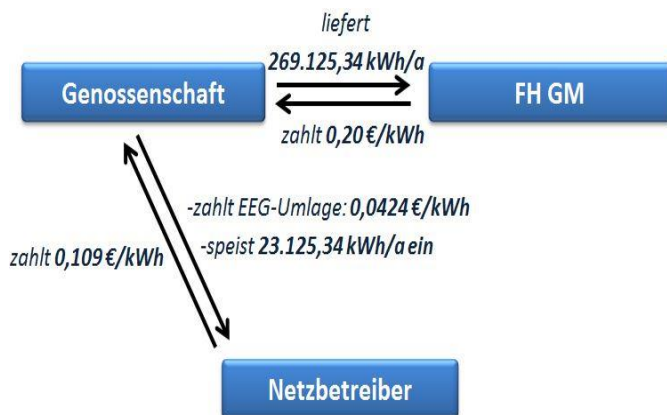


Abbildung 9: Vor-Ort-Vermarktungsmodell, EEG-Stand: Juli 2014.

Daraus lässt sich ableiten, dass der Anteil der PV-Stromerzeugung, der in Eigenverbrauch umgesetzt werden kann (269 125,35 kWh/a) an die FH-Gummersbach, gegen Vergütung (0,2 €/kWh) geliefert wird. Der festgelegte Lieferpreis orientiert sich nach den Stromgestehungskosten, deren Kalkulation im Folgenden erläutert wird.

Der überschüssige Anteil der PV-Erzeugung wird in das allgemeine Netz eingespeist und mit 0,109 €/kWh vergütet (EEG-Vergütung). Die angegebenen Stromertragsmengen basieren auf den im vorigen Kapitel ermittelten Simulationsergebnissen.

Vorteilhaft bei diesem Vermarktungsmodell ist die Stromlieferung in räumlicher Nähe, mit Verzicht auf die Netzdurchleitung. Dadurch entfallen die Netznutzungskosten sowie jegliche Umlagen, die mit der Netzdurchleitung in Verbindung treten, inklusive Stromsteuer. Die Stromsteuer ist laut § 9 (1) bei Anlagen ab 2MW fällig. Darüber hinaus reduziert sich, nach §§ 37 (2) und 39 (3) EEG 2012, die EEG-Umlage um 2ct auf 4,24ct/kWh, da beim dargestellten Modell der EEG-Tatbestand Stromlieferung an Dritte vorliegt. Es sei an dieser Stelle jedoch darauf hingewiesen, dass diese Regelung sich seit der EEG-Novelle Aug. 14 geändert hat, näheres dazu im Anschluss unter Fazit.

Die EEG-Umlage wird in den Stromgestehungskosten mit aufgeführt und muss vom Anlagenbetreiber an den zuständigen Netzbetreiber abgeführt werden.

Die erwähnten Kosteneinsparungen können einen Beitrag zur Gewinnsteigerung zu Gunsten der Genossenschaft als Anlagenbetreiber. Für die FH-Gummersbach, als Verbraucher würde sich ein günstiger Lieferpreis über 20Jahren, entweder fest oder dynamisch an den Netzbezugpreis orientiert, ergeben.

B. Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten geben Auskunft über den Gesamtaufwand je kWh und werden berechnet, indem die Summe der jährlichen Investitions- und Betriebskosten durch den jährlichen Energieertrag dividiert wird. Danach orientiert sich der Mindestverkaufspreis je Kilowattstunde des erzeugten Solarstroms. Eine angemessene Festlegung des Lieferpreises ist entscheidend für die Amortisierbarkeit der PV-Anlage innerhalb der angenommenen Laufzeit. Die angenommene Laufzeit wird auf 20 Jahre festgelegt, da das EE-Gesetz in seiner Fassung die Einspeisevergütung für PV-Anlagen über 20 Jahren garantiert. Alles was darüber hinaus noch erzeugt wird bringt zusätzliche Gewinne für den Anlagenbetreiber.

Die Investitions- und Betriebskosten beinhalten sowohl die Gesamtkosten der PV-Anlage, als auch Gründungs- und laufende Kosten der Genossenschaft. Die Investitionskosten der PV-Anlage werden spezifisch bemessen und belaufen sich auf 1400 €/kWp. Dieser Wert enthält sämtliche Kosten der Komponenten und Installation der Anlage. Bei 337 kWp Gesamtleistung ergibt sich eine einmalige Investition von 471 800 €. In Tabelle 1 sind die jährlichen Kosten über die Gesamtlaufzeit, jedoch aus Platzgründen nur für das erste Jahr aufgeschlüsselt dargestellt. In den Folgejahren 2-20 entfallen die einmaligen Kosten (gelbhervorgehoben). Die laufenden Kosten bleiben jedoch unverändert.

TABELLE 1: KOSTENKALKULATION FÜR DAS ERSTE JAHR.

Jahr			1
Genossenschaft	Gründung	Beratung/Gutachten	1.500 €
		Notar	300 €
	laufende Kosten	Jahresbeitrag	100 €
		Prüfung	500 €
PV Anlage	Fixkosten	Investition (Material/Montage)	471.800 €
		MwSt. von Invest	89.642 €
	laufende Kosten	Versicherung	4.718 €
		Instandhaltung	
		Reparaturen	
		Einspeisemanagement	
Summe			569.260 €

Dabei wird von 100% Eigenkapital ausgegangen, weshalb auch die Energiegenossenschaft gegründet wird. Die lineare Abschreibung über die angenommene Laufzeit wird für PV-Anlagen auf 5% festgelegt und beträgt jährlich 23590€.

Tabelle 2 zeigt die jährliche Kalkulation der Stromgestehungskosten für die ersten beiden Jahre dargestellt. Die Kalkulation der Jahre 3 – 20 ist identisch mit denen des zweiten Jahres. Dabei wurde mit und ohne Rücksichtnahme auf die EEG-Umlage gerechnet, lediglich um die Auswirkung dieser, auf die Stromgestehungskosten zu verdeutlichen.

TABELLE 2: KALKULATION DER STROMGESTEHUNGSKOSTEN.

Jahr	1	2
Erzeugte Energie [kWh]	292.880,05	292.880,05
Anteil FH Verbrauch [kWh]	269.125,34	269.125,34
Anteil Netzeinspeisung [kWh]	23.754,72	23.754,72
Kosten	Kosten pro Jahr	Kosten pro Jahr
Abschreibungen	23.590,00 €	23.590,00 €
Genossenschaft	2.400,00 €	100,00 €
		800,00 €
Betriebskosten	4.718,00 €	4.718,00 €
Einspeisemanagement	700,00 €	700,00 €
Finanzierungskosten (Zinsen)	0,00 €	0,00 €
EEG Umlage [4,24ct/kWh]	11.410,91 €	11.410,91 €
Summe der Kosten	42.818,91 €	41.318,91 €
Stromgestehungskosten ohne EEG-Umlage	0,11 €	0,10 €
Stromgestehungskosten mit EEG-Umlage	0,15 €	0,14 €

C. Cash-Flow-Untersuchung

Nach Ermittlung der Stromgestehungskosten (14ct/kWh) kann nun der Solarstrom-Lieferpreis festgelegt werden. Dabei ist zu beachten, dass für die Fachhochschule Köln kein regulärer Strombezugspreis aus dem öffentlichen Netz von aktuell fast ca. 30ct gilt, sondern lediglich 19ct (Brutto). Daher muss der Solarstrom-Lieferpreis so festgelegt werden, dass er einerseits ausreichend Rendite für die Genossenschaft generiert, andererseits soll er unter dem zuzahlenden Strombezugspreis aus dem öffentlichen Netz sein, so dass die FH ausreichend Kosteneinsparung erzielen kann. Somit wird der Lieferpreis auf 20ct/kWh angesetzt.

Die Cash-Flow-Untersuchung ist in Tabelle 3 aufgestellt. Dabei beinhaltet der jährliche Umsatz die Einnahmen durch den Eigenverbrauch (20ct/kWh) vergütet und die Einnahmen durch die Einspeisung in das öffentliche Netz (10,9ct/kWh). Die Beträge der ersten drei Jahre weichen etwas ab.

TABELLE 3: CASH-FLOW-UNTERSUCHUNG.

Umsatz (Eigenverbrauch)	53.825,07 €
Umsatz (Einspeisung)	2.589,26 €
Umsatz Gesamt/a	56.414,33 €
– laufende Kosten	41.718,91 €
Gewinn (Brutto)	3.976,69 €
– Steuern	1.186,05 €
Dividende (Netto-Gewinn + Abschreibung)	26.380,64 €

Die abzuführenden Steuern umfassen folgende Bestandteile:

- Umsatzsteuer (19%)
- Körperschaftsteuer (15%)
- Gewerbesteuer (3,5% x 350% Hebesatz)
- Solidaritätszuschlag (5,5)

Nach Abzug der laufenden Kosten und Steuern resultiert eine jährliche Dividende i. H. v. 26.380,64 €. Diese beinhaltet die Rückgewinnung der jährlichen Abschreibung von 5%. Damit lässt sich eine jährliche Rendite von 0,61%, bzw. eine Eigenkapitalrendite über 20 Jahren von 12,77% (60.248,86 €) erwirtschaften. Die geringausgefallene Rendite ist auf die hohen Stromgestehungskosten zurückzuführen, insbesondere verursacht durch die hohen Belastungen durch die EEG-Umlage sowie die Gründungs- und laufenden Kosten der Energiegenossenschaft. Ab dem 21. Betriebsjahr, nach Vollendung der Abschreibung, ist jedoch ein deutlicher Anstieg der Rendite, auf 33,47% nach fünf Jahren, prognostiziert.

D. Anlagenamortisation

Nach Gegenüberstellung der jährlichen Rückflüsse und der Gesamtinvestition kann die Amortisationszeit der PV-Anlage bestimmt werden. Nachfolgende Abbildung 10 zeigt, dass der Break-Event-Point nach ca. 17 Jahren erreichbar wäre. Der plötzliche Knick zu Beginn der Laufzeit wird durch die Mehrwertsteuer verursacht, die auf die Beschaffungskosten der Anlage fallen. Diese wird jedoch, nach der Steuerregelung für das angewendete Vermarktungsmodell „Verbrauch durch Dritte“, schon im zweiten Jahr gänzlich abgesetzt.

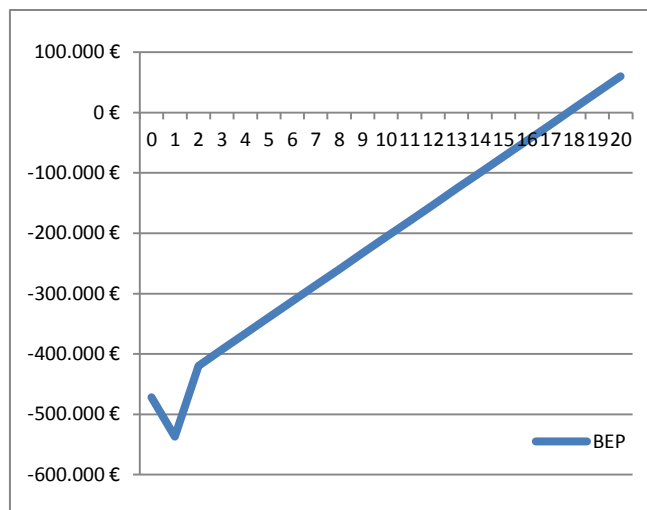


Abbildung 10: Amortisationsdauer der PV-Anlage.

Zwar lässt sich die PV-Anlage innerhalb der angenommenen Betriebsdauer amortisieren, jedoch erst nach 17 Jahren, was auf schlechter Wirtschaftlichkeit der Anlage hindeutet. Aufgrund dessen wurde die Cash-Flow-Untersuchung erneut durchgeführt, diesmal jedoch mit einer dynamischen Festsetzung des Stromlieferpreises. Das heißt, dass der Stromlieferpreis sich permanent dem Strombezugspreis aus dem öffentlichen Netz anpasst, dieser wiederum ist mit einem Preissteigerungsfaktor von 2% prognostiziert. Das Resultat ist eine minimale Erhöhung der Eigenkapitalrendite auf 16,45% zu Gunsten der Genossenschaft als Investor. Eine signifikante Verkürzung der Amortisationsdauer konnte jedoch nicht erzielt werden. Begründen lässt sich das, nach wie vor, mit den hohen Kostenbelastungen durch die EEG-Umlage sowie die hohen Unternehmenskosten. Darüber hinaus würde die dynamische Lieferpreisanpassung der FH erhebliche Einsparungsverluste von 21,1% über die Betriebsdauer bringen. Daher sollte von der dynamischen Methodik Abstand gehalten werden.

E. Ersparnis der Fachhochschule

In Abbildung 11 sind die kumulierten Einsparungen, bzw. die kumulierten Mehrabgaben der Fachhochschule dargestellt. Bei einem Netzstrombezugspreis von 19ct/kWh und einem Solarstromlieferpreis von 20ct/kWh hat die Fachhochschule in den ersten 3-4 Jahren geringe Mehrausgaben zu verzeichnen, dafür wird der festgelegte Solarstromlieferpreis über die 20 jährige Betriebsdauer garantiert. Bei einem jährlichen Kostensteigerungsfaktor der Strombezugskosten aus dem öffentlichen Netz von 2% steigen diese ab dem vierten Betriebsjahr über den Solarstrompreis, sodass die Fachhochschule durch den Verbrauch des Solarstroms Stromkosten einsparen kann. Die Einsparung beträgt demnach nach 20 Jahren 165.915,84 €.

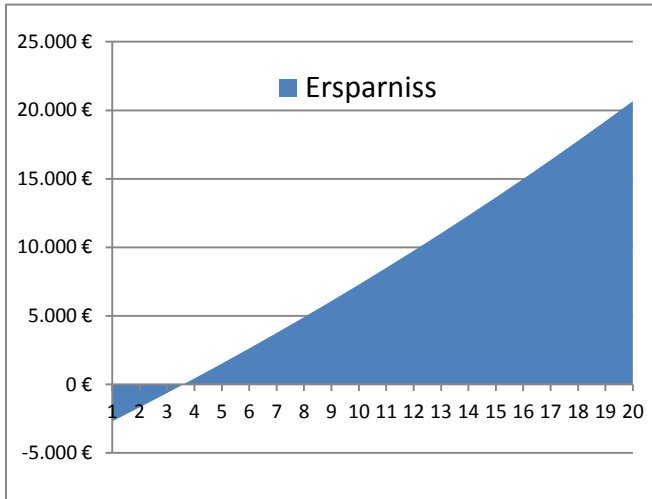


Abbildung 11: Kumulierte Einsparung/Mehrausgaben der FH-Gummersbach.

IV. FAZIT UND AUSBLICK

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass bei ausreichenden Finanzmitteln die Investition in die modellierte Photovoltaikanlage für das Dach der Fachhochschule Gummersbach, gekoppelt mit hohem Anteil an Direktverbrauch vor Ort, in jedem Fall als wirtschaftlich und empfehlenswert eingestuft werden kann. Besonders interessant dabei ist die hohe Kosteneinsparung, die mit dem Verzicht auf die Netzdurchleitung verbunden ist.

Die resultierenden hohen Stromgestehungskosten sind - abgesehen von den Anlagenkosten - zum einen auf die hohen Eigenkosten der Genossenschaft, zum anderen auf die hohe Belastung durch die EEG-Umlage, trotz Reduzierung zurückzuführen. Dadurch wäre die Anlage mit einer Eigenkapitalrendite von 12,7% erst nach 17 Jahren amortisierbar. Darüber hinaus sieht die seit dem 1. August 2014 wirksame EEG-Novelle eine Erhöhung der EEG-Umlage bei Eigenverbrauch auf 40% und bei Verbrauch durch Dritte auf 100%. Um die PV-Anlage dennoch zukünftig wirtschaftlich betreiben zu können ist eine Erhöhung des Solarstromlieferpreises an die FH auf mindestens 22ct/kWh erforderlich, da die Anlage sonst nicht innerhalb der angenommenen Betriebslaufzeit von 20 Jahren amortisierbar wäre.

Aus Sicht der FH-Gummersbach empfiehlt es sich daher, ohne die Unterstützung einer Energiegenossenschaft in die modellierte PV-Anlage zu investieren. Dadurch reduzieren sich die Kosten auf ein Minimum und der erwirtschaftete Gewinn kommt der FH gänzlich zu Gute. Nachteil dabei ist der erhöhte Betriebsrisiko und die fehlende technische Betreuung.

Aus Sicht der Energiegenossenschaft als Anlagenbetreiber wäre es erst dann ein lukratives Geschäft, wenn weitere Projekte parallel umgesetzt werden würden. Dadurch relativieren sich die Unternehmenskosten. Noch attraktiver wären Projekte im privaten Sektor (Miethäuser,

Straßenverbund), wo der öffentliche Strombezugspreis mit fast 30ct/kWh weit höher liegt als bei Großabnehmern wie die FH und somit der Solarstromlieferpreis verhältnismäßig höher angesetzt werden kann. Dadurch kann eine höhere Rendite und ein früheres Break-Event-Point realisiert werden.

Ein kooperatives Betreiben von PV-Anlagen zwischen einer Genossenschaft und einem Großabnehmer als Verbraucher, wie die Fachhochschule, wird dennoch nicht dauerhaft unwirtschaftlich bleiben. Denn ein wesentlicher Faktor der dies stark beeinflusst ist die Anlageninvestition, die aktuell auf ca. 1400€/kWp geschätzt ist. Dieser war vor wenigen Jahren weit höher und fällt rapide. Grund sind niedrigere Herstellungskosten durch höhere Stückzahlen in der Produktion und verbesserte Fertigungstechniken. Da auch der Wirkungsgrad der Solarmodule stetig anstieg, reduzierte sich auch die benötigte Fläche pro Kilowattstunde Leistung. Abbildung 12 zeigt die durchschnittliche Preisentwicklung für den Endkunden seit 2006. Es ist also zu erwarten, dass in naher Zukunft der Preisfaktor unter der 1000€/kWp-Marke fällt und somit auch die Stromgestehungskosten attraktive Dimensionen annehmen. Und dies während die Strombezugskosten aus dem öffentlichen Netz zu gleich rapide steigen. Mit anderen Worten, ist es nur eine Frage der Zeit bis die aktuellen unangenehmen Umstände überwunden sind und die Photovoltaik wieder der Favorit Deutschlands wird.

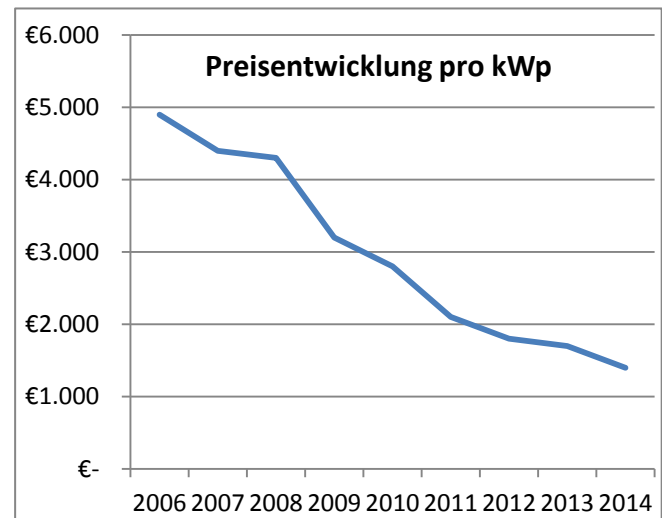


Abbildung 12: Entwicklung des Durchschnittlichen Endkundenpreis pro kWp für Aufdachanlagen. [12]

Abschließend ist zu erwähnen, dass aufgrund des Aufwandes, der mit der Festlegung des geeigneten Modellortes verbunden war, das Ziel dieses Masterprojektes, nämlich die Gründung einer Energiegenossenschaft und die Umsetzung der von Johannes Rulof geplanten PV-Anlage, aus zeitlichen Gründen nicht realisiert werden konnte. Dennoch wird ausblicklich die Umsetzung der neumodellierten PV-Anlage energisch empfohlen.

REFERENZEN

- [1] B. Eng. Pascal Mattke; „Vermarktungsmöglichkeiten für Strom zum Eigen- oder Direktverbrauch aus Photovoltaikanlagen in Deutschland“; FH-Köln/Masterprojekt 2013/2014
- [2] M. Eng. Johannes Rulof; „Optionen für Energiegenossenschaften im Innenstadtbereich“ MA-Arbeit 2013
- [3] EEG-Novelle:
<https://www.muenchen.ihk.de/de/innovation/Anhaenge/empfehlungen-von-bsw-solar-und-dihk-zum-eigenverbrauch.pdf>
- [4] Prof. Dr. Ulrich Daldrup; „Business Administration and Economics“ Cologne University of Applied Sciences ITT; Lecture WS 2013/14
- [5] Herbold, Thoraf; Legal Update - Das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014; Köln, 08.08.2014
- [6] Fraunhofer ISE; Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien; Freiburg, November 2013
- [7] <http://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/wirtschaftlichkeit/einspeiseverguetung>
- [8] <http://www.wie-energiesparen.info/fakten-wissen/der-strompreis-wie-setzt-er-sich-zusammen>
- [9] <http://terrasolar.de/index.php/flachdach-aufstaenderungen-ow>
- [10] <http://www.bing.de/karten>
- [11] FH-Köln, Hochschulreferat 11: “Lastgang Elektrische Energie 2013”
- [12] <http://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/kosten/preisentwicklung>