TEKO Schweizerische Fachschule

Diplomarbeit

Sonne, Strom, Wirtschaftlichkeit

PV-Anlage, Batteriespeicher und Elektroladestation im Mehrfamilienhaus – eine Investitionsanalyse für Liegenschaften im Kanton Luzern



Verfasser: Roman Schlatter

Lehrgang: Dipl. Energie- und Umwelttechniker HF

Klasse, Schule: L-TEU-23-Mi-a, TEKO Luzern

Dozent: Stefan Schmidt

Datum der Abgabe: 09.11.2026

Inhaltsverzeichnis

Management Summary 3
1 Ausgangslage 6
1.1 Projektidee 6
1.2 Projektziele 7
1.3 Methodik 7
1.4 Annahmen und Abgrenzungen 10
2 Photovoltaik Anlage 13
2.1 Aufbau und Auslegung 13
2.2 Kosten 15
2.3 Fördergelder 19
3 Batteriespeicher 22
3.1 Aufbau und Auslegung 22
3.2 Batterietypen 24
3.3 Kosten 27
3.4 Fördergelder 32
4 Elektroladestation 35
4.1 Aufbau und Auslegung 35
4.2 Kosten 37
4.3 Fördergelder 41
5 Kostenvergleich und Wirtschaftlichkeit 43
5.1 Gesamtkostenübersicht 43
5.2 Fördermittelübersicht 44
6 Amortisationsrechnung 45
6.1.1 Szenario A: Vergleich Amortisation mit/ohne Fördergelder 46
6.1.2 Szenario B: PV-Anlage und Elektroladestation ohne Batteriespeicher 47
6.1.3 Szenario C: PV-Anlage und Batteriespeicher ohne Elektroladestation 48
6.1.4 Szenario D: Nur PV-Anlage 49
7 Kapitalwertbetrachtung 50
8 Handlungsempfehlungen 56
9 Nachhaltigkeit 58
9.1 Einleitung 58

9.2 Lebenszyklusbetrachtung PV-Anlage....58
9.3 Lebenszyklusbetrachtung Batteriespeicher....60
9.4 Lebenszyklusbetrachtung Ladestation....62
9.5 Gesamtbilanz und ökologische Schlussfolgerung....63
10 Fazit....64
11 Lesson Learned....67
12 Selbstständigkeitserklärung....69
13 Anhang....70
13.1 Abkürzungsverzeichnis....70
13.2 Terminplan....72
13.3 Abbildungsverzeichnis....74
13.4 Literaturverzeichnis....75

Management Summary

Ausgangslage und Zielsetzung

Die vorliegende Diplomarbeit untersucht die wirtschaftliche Tragfähigkeit einer kombinierten Investition in eine Photovoltaikanlage, einen Lithium-Eisenphosphat-Batteriespeicher und eine Elektroladeinfrastruktur in einem Mehrfamilienhaus im Kanton Luzern. Als Referenzobjekt dient ein fiktives, aber realitätsnah dimensioniertes Mehrfamilienhaus mit sechs Wohneinheiten, Baujahr 2000, Flachdach und zwölf Garagenplätzen.

Angesichts steigender Energiepreise, gesetzlicher Anforderungen und der Energiestrategie 2050 des Bundes gewinnen erneuerbare Eigenversorgungsanlagen für Liegenschaftseigentümer im Kanton Luzern zunehmend an Bedeutung. Ziel der Arbeit ist es, auf Basis von Schweizer Marktdaten 2026, aktuellen Förderprogrammen und anerkannten Bewertungsmethoden eine fundierte und praxisnahe Entscheidungsgrundlage für Investoren und Verwaltungen zu schaffen.

Referenzobjekt und Systemdimensionierung

Das Referenzobjekt umfasst ein Mehrfamilienhaus mit sechs Wohneinheiten (3 x 3.5-Zi. / 3 x 4.5-Zi.), einem Flachdach mit 260 m² Grundfläche und einem Gesamtstromverbrauch von rund 27'600 kWh pro Jahr inklusive Luft-Wasser-Wärmepumpe. Die drei analysierten Systeme werden wie folgt dimensioniert:

- PV-Anlage: 19 kWp, Ost-West-Aufständerung, 45 monokristalline Module, Jahresertrag: ~17'100 kWh
- Batteriespeicher: 25 kWh LFP (Lithium-Eisenphosphat), AC-gekoppelt, Lebensdauer 16 Jahre
- Elektroladestation: 12 Parkplätze vollständig vorinstalliert, 6 Wallboxen 11 kW als Erstausstattung, dynamisches Lastmanagementsystem

Investitionskosten und Fördergelder

Die Bruttoinvestition für alle drei Systeme beläuft sich auf insgesamt CHF 99'710. Dank der vollständigen Inanspruchnahme aller verfügbaren Förderprogramme auf Bundes-, Kantons- und Gemeindeebene sowie der steuerlichen Abzugsfähigkeit als Liegenschaftsunterhalt reduziert sich die effektive Nettoinvestition erheblich:

- PV-Anlage: Brutto CHF 39'490 → effektiv CHF 15'060
- Batteriespeicher: Brutto CHF 30'540 → effektiv CHF 18'516
- Elektroladestation: Brutto CHF 29'680 → effektiv CHF 16'950
- Gesamte direkte Förderung: CHF 27'290 · Steuerliche Entlastung: CHF 22'336 · Total Entlastung: ~CHF 49'626

Wichtig: Der kantonale Förderbeitrag für den Batteriespeicher muss zwingend vor Baubeginn eingereicht werden. Für die Ladeinfrastruktur kann das Gesuch ausnahmsweise innerhalb von drei Monaten nach Inbetriebnahme gestellt werden.

Wirtschaftlichkeit: Amortisationsrechnung

Die statische Amortisationsrechnung basiert auf einem Strompreis von CHF 0.252/kWh (CKW 2026) und einer Einspeisevergütung von CHF 0.085/kWh. Bei einem Eigenverbrauchsanteil von 65 % (dank Batteriespeicher und Ladestation) beträgt die jährliche Gesamteinsparung CHF 3'310. Die Amortisationszeiten der vier Szenarien im Überblick:

- Szenario A (Vollausbau ohne Förderung): 30.1 Jahre
- Szenario A (Vollausbau mit Förderung): 15.4 Jahre → innerhalb der Systemlebensdauer
- Szenario B (PV + Ladestation ohne Batterie, mit Förderung): 12.2 Jahre
- Szenario D (nur PV, mit Förderung): 7.4 Jahre

Die Sensitivitätsanalyse zeigt: Steigt der Strompreis von CHF 0.25 auf CHF 0.35/kWh, verkürzt sich die Amortisationsdauer im geförderten Szenario von 15.4 auf 11.0 Jahre. Steigende Energiepreise verbessern die Wirtschaftlichkeit aller Szenarien erheblich.

Kapitalwertbetrachtung (NPV)

Die dynamische Kapitalwertbetrachtung erfolgt mit einem Kalkulationszinssatz von 3.0 % p.a. und systemspezifischen Betrachtungshorizonten (PV 25 J. / Batterie 16 J. / Ladestation 20 J.). Restwert je 5 % der Bruttoinvestition am Ende. Die Kapitalwerte im Überblick:

- PV-Anlage: NPV ohne Förderung +CHF 2'676 · mit Förderung +CHF 25'118
- Batteriespeicher: NPV ohne Förderung –CHF 17'751 · mit Förderung –CHF 5'727
- Elektroladestation: NPV ohne Förderung –CHF 10'970 · mit Förderung +CHF 1'760
- Gesamtsystem: NPV ohne Förderung –CHF 39'691 · mit Förderung +CHF 9'035

Die PV-Anlage ist das wirtschaftlich stärkste Element und erweist sich bereits ohne Förderung als vorteilhaft. Der Batteriespeicher weist isoliert betrachtet einen negativen Kapitalwert auf, übernimmt jedoch eine systemische Schlüsselrolle: Er erhöht den Eigenverbrauchsanteil von 32 auf 65 % und verbessert damit die Wirtschaftlichkeit der gesamten Anlage erheblich. Das Gesamtsystem erreicht mit vollständiger Förderausschöpfung einen positiven Kapitalwert von +CHF 9'035.

Nachhaltigkeit und Ökobilanz

Die Lebenszyklusbetrachtung ergibt: Die gesamten CO_2-Emissionen über den kompletten Lebenszyklus aller drei Systeme (Herstellung, Betrieb, Entsorgung) betragen rund 14'095 kg

CO_2-eq. Im gleichen Zeitraum vermeidet die Anlage rund 224 Tonnen CO_2-Äquivalente durch die Substitution von Netzstrom. Die ökologische Amortisationsdauer (Energy Payback Time) beträgt lediglich ca. 1.5 bis 2 Jahre – danach arbeitet die Anlage rein ökologisch im Plus.

Für die Elektroladestation ist der entscheidende Hebel der verwendete Ladestrom: Ein mit Schweizer PV-Strom geladenes Elektrofahrzeug verursacht rund 1–2 g CO_2 pro km, ein Benziner hingegen 130–170 g CO_2 pro km.

Kernergebnisse und Handlungsempfehlungen

Die Analyse führt zu sieben konkreten Handlungsempfehlungen für Liegenschaftseigentümer und Verwaltungen im Kanton Luzern:

- Vollausbau anstreben: Alle drei Systeme gemeinsam realisieren, sofern möglich.
- Ausschliesslich mit vollständiger Förderausschöpfung investieren: Auf Förderung zu verzichten bedeutet, rund 50 % der Investitionskosten zu verschenken.
- Gemeinsam planen spart Kosten: Simultane Installation aller Systeme vermeidet Mehrfachkosten.
- Fördergesuche rechtzeitig einreichen: Kantonaler Speicherförderantrag zwingend vor Baubeginn!
- Eigenverbrauch konsequent maximieren: Eigenverbrauch ist ~3x wertvoller als Einspeisung.
- Ladeinfrastruktur vollständig vorinstallieren, nachrüsten ist im Nachhinein teurer
- Steigende Strompreise als langfristige Absicherung verstehen: Jede selbst produzierte kWh schützt vor Strompreisrisiken.

Fazit

Die kombinierte Investition in PV-Anlage, Batteriespeicher und Elektroladestation stellt für Mehrfamilienhauseigentümer im Kanton Luzern unter der Voraussetzung vollständiger Förderausschöpfung eine wirtschaftlich sinnvolle, ökologisch vorteilhafte und zukunftssichere Investition dar. Die Gesamtinvestition amortisiert sich innerhalb von 15.4 Jahren, liegt damit klar innerhalb der technischen Lebensdauer der Systeme und erzielt einen positiven Kapitalwert von +CHF 9'035. Wer heute vorausschauend investiert, sichert sich Fördermittel, schützt sich vor Energiepreisrisiken und steigert den Marktwert seiner Liegenschaft nachhaltig.

1 Ausgangslage

1.1 Projektidee

Die Energiewende in der Schweiz schreitet mit grossem Tempo voran. Der Bund hat sich mit dem Energiegesetz und der Energiestrategie 2050 klare Ziele gesetzt: [1] Der Anteil erneuerbarer Energien soll massiv ausgebaut, der Energieverbrauch gesenkt und die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen schrittweise eliminiert werden. In diesem Zusammenhang gewinnen dezentrale Energieerzeugungsanlagen, insbesondere Photovoltaikanlagen, immer mehr an Bedeutung. Gleichzeitig steigt die Nachfrage nach Elektrofahrzeugen kontinuierlich, was den Bedarf an privater Ladeinfrastruktur deutlich erhöht. [2]

Mehrfamilienhäuser nehmen in dieser Entwicklung eine besondere Stellung ein. Sie verfügen in der Regel über ausreichend grosse Dachflächen, um leistungsstarke Photovoltaikanlagen zu installieren, und beherbergen gleichzeitig mehrere Haushalte, die gemeinsam von einer geteilten Infrastruktur profitieren können. Die Kombination aus einer PV-Anlage zur Stromerzeugung, einem Batteriespeicher zur lokalen Pufferung der produzierten Energie und einer Elektroladestation für die Bewohnerinnen und Bewohner stellt dabei einen besonders attraktiven Ansatz dar. Durch den gemeinsamen Eigenverbrauch des selbst erzeugten Stroms lassen sich die Energiekosten für alle Beteiligten spürbar senken.

Trotz dieses offensichtlichen Potenzials stehen viele Liegenschaftseigentümer und Verwaltungen vor einer grossen Herausforderung. Die Investitionskosten für eine solche Kombination sind erheblich und auf den ersten Blick schwer zu überblicken. Hinzu kommt, dass die Förderlandschaft in der Schweiz komplex aufgebaut ist. Auf Bundesebene existieren Programme wie die Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen über Pronovo, auf Kantonsebene gibt es zusätzliche Förderbeiträge, die je nach Kanton stark variieren. Für Eigentümer ohne technisches oder wirtschaftliches Fachwissen ist es nahezu unmöglich, sich in diesem Geflecht aus Förderprogrammen, Antragsvoraussetzungen und Berechnungsgrundlagen selbstständig zurechtzufinden.

Erschwerend kommt hinzu, dass eine fundierte Wirtschaftlichkeitsberechnung spezifisches Wissen über Strompreise, Eigenverbrauchsquoten, Einspeisevergütungen und Amortisationszeiträume erfordert. Ohne eine solche Berechnung ist es kaum möglich, eine rationale Investitionsentscheidung zu treffen. Viele potenzielle Investitionen scheitern daher nicht am grundsätzlichen Interesse, sondern schlicht an der fehlenden Transparenz und Entscheidungsgrundlage.

Genau hier setzt diese Diplomarbeit an. Anhand eines klar definierten fiktiven Referenzobjekts, einem typischen Mehrfamilienhaus im Kanton Luzern, werden die Investitionskosten für alle drei Systeme systematisch ermittelt, die verfügbaren Fördergelder auf Bundes- und Kantonsebene vollständig erfasst und eine nachvollziehbare Wirtschaftlichkeitsanalyse erstellt. Das Ziel ist es, eine praxisnahe, verständliche und vollständige Entscheidungsgrundlage zu schaffen, den Eigentümern und Verwaltungen von Mehrfamilienhäusern im Kanton Luzern als verlässliche Orientierungshilfe für eigene Investitionsentscheide dient.

1.2 Projektziele

Das übergeordnete Ziel dieser Diplomarbeit ist es, eine fundierte und praxisnahe Antwort auf die Frage zu liefern, ob und unter welchen Bedingungen die kombinierte Installation einer PV-Anlage, eines Batteriespeichers und einer Elektroladestation in einem Mehrfamilienhaus im Kanton Luzern wirtschaftlich sinnvoll ist. Dabei soll nicht nur eine theoretische Betrachtung erfolgen, sondern eine konkrete, nachvollziehbare Analyse auf Basis realer Marktpreise, aktueller Förderprogramme und eines definierten Referenzobjekts.

Das erste Teilziel umfasst die systematische Ermittlung der Investitionskosten. Für jedes der drei Systeme, also die Photovoltaikanlage, den Batteriespeicher und die Elektroladestation, werden die anfallenden Kosten einzeln erfasst und dokumentiert. Dabei werden sowohl die Kosten für die Geräte und Materialien als auch die Installationskosten berücksichtigt.

Das zweite Teilziel betrifft die vollständige Erfassung aller verfügbaren Fördermittel. Sowohl auf Bundesebene als auch auf Ebene des Kantons Luzern existieren verschiedene Förderprogramme, die eine solche Investition finanziell unterstützen können. Ziel ist es, alle zum Zeitpunkt der Abgabe gültigen und auf das Referenzobjekt anwendbaren Fördergelder vollständig zu recherchieren, zu dokumentieren und den jeweiligen Systemen zuzuordnen. Damit entsteht eine übersichtliche und aktuelle Fördermittelübersicht, die direkt für die Wirtschaftlichkeitsberechnung genutzt werden kann.

Das dritte Teilziel ist die Erstellung einer nachvollziehbaren Wirtschaftlichkeitsanalyse. Auf Basis der ermittelten Investitionskosten und der verfügbaren Fördergelder wird eine Amortisationsrechnung durchgeführt. Diese wird in zwei Szenarien dargestellt: einmal mit vollständiger Inanspruchnahme aller verfügbaren Fördergelder und einmal ohne jegliche Förderung. So wird transparent, welchen konkreten Einfluss die Förderprogramme auf die Rentabilität der Investition haben und ab welchem Zeitpunkt sich die Gesamtinvestition amortisiert.

Das vierte und abschliessende Teilziel ist die Formulierung einer praxisnahen Handlungsempfehlung. Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalyse sollen nicht nur als Zahlenwerk vorliegen, sondern in eine klare, verständliche Empfehlung für Liegenschaftseigentümer und Verwaltungen im Kanton Luzern überführt werden. Diese Empfehlung soll als direkte Entscheidungshilfe dienen und aufzeigen, unter welchen Voraussetzungen eine Investition in die beschriebene Kombination aus PV-Anlage, Batteriespeicher und Elektroladestation empfehlenswert ist.

1.3 Methodik

Die vorliegende Diplomarbeit folgt einem strukturierten und mehrstufigen Untersuchungsansatz, der quantitative Datenerhebung, ingenieurmässige Systemauslegung und betriebswirtschaftliche Analyse miteinander verbindet. Die gewählte Vorgehensweise orientiert sich an den Anforderungen einer praxisnahen Wirtschaftlichkeitsanalyse und stellt sicher, dass alle Ergebnisse nachvollziehbar, reproduzierbar und auf vergleichbare Objekte übertragbar sind.

Schritt 1: Literatur- und Marktrecherche

In einem ersten Schritt wird ein umfassender Überblick über das Themengebiet erarbeitet. Dazu werden einschlägige Fachliteratur, Branchenberichte, technische Datenblätter sowie aktuelle Publikationen von Swissolar,[7] dem Bundesamt für Energie (BAFU) und weiteren anerkannten Fachstellen gesichtet und ausgewertet. Parallel dazu erfolgt eine erste Sondierung der relevanten Förderprogramme auf Bundes- und Kantonsebene. Dieser Schritt dient der Schaffung einer fundierten Wissensbasis, auf welcher die nachfolgenden Arbeitsschritte aufbauen.

Schritt 2: Definition des Referenzobjekts und Systemauslegung

Im zweiten Schritt wird das fiktive Referenzobjekt definiert und die Dimensionierung aller drei Systeme vorgenommen. Als Referenzobjekt dient ein Mehrfamilienhaus mit sechs Wohneinheiten und einem Baujahr um das Jahr 2000, gelegen im Kanton Luzern. Die Wahl eines fiktiven, jedoch realitätsnah definierten Objekts ermöglicht eine einheitliche Berechnungsbasis und stellt die Übertragbarkeit der Ergebnisse auf vergleichbare Liegenschaften sicher.

Die Dimensionierung der Photovoltaikanlage erfolgt auf Basis der verfügbaren Dachfläche sowie des geschätzten Gesamtstromverbrauchs der sechs Haushalte. Der Batteriespeicher wird in Abhängigkeit der installierten PV-Leistung und der angestrebten Eigenverbrauchsquote ausgelegt, mit dem Ziel, einen möglichst hohen Anteil des selbst erzeugten Stroms im Gebäude zu nutzen. Die Dimensionierung der Elektroladestation basiert auf einer plausiblen Annahme zur Anzahl der Elektrofahrzeuge im Gebäude und berücksichtigt dabei sowohl den aktuellen Bedarf als auch die Möglichkeit einer späteren Erweiterung.

Schritt 3: Erhebung der Investitionskosten

Im dritten Schritt werden die Investitionskosten für alle drei Systeme systematisch erhoben. Die Investitionskosten werden für jedes System einzeln ausgewiesen und zu einem Gesamtinvestitionsvolumen zusammengeführt, das als Grundlage für die Wirtschaftlichkeitsanalyse dient.

Schritt 4: Fördermittelrecherche

Im vierten Schritt erfolgt die vollständige Erfassung aller verfügbaren Fördermittel. Auf Bundesebene werden insbesondere die Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen über Pronovo sowie weitere relevante Bundesbeiträge recherchiert. Auf Kantonsebene werden die Förderprogramme des Kantons Luzern, namentlich das Gebäudeprogramm sowie allfällige Beiträge regionaler Energieversorger, gesichtet und dem Referenzobjekt zugeordnet. Alle Förderdaten

beziehen sich auf den Stand zum Zeitpunkt der Abgabe dieser Arbeit. Allfällige Programmänderungen, die sich während der Bearbeitungszeit ergeben, werden im entsprechenden Kapitel explizit ausgewiesen und kommentiert.

Schritt 5: Wirtschaftlichkeitsanalyse
Im fünften Schritt wird auf Basis der erhobenen Kosten und der recherchierten Fördermittel eine Wirtschaftlichkeitsanalyse durchgeführt. Als primäre Berechnungsmethode kommt die statische Amortisationsrechnung zur Anwendung, da sie im Bereich von Immobilieninvestitionen weit verbreitet und für die Zielgruppe dieser Arbeit gut nachvollziehbar ist. Ergänzend wird eine vereinfachte Kapitalwertbetrachtung vorgenommen, um den langfristigen wirtschaftlichen Nutzen der Investition darzustellen. Die Analyse wird in zwei Szenarien durchgeführt: im ersten Szenario mit vollständiger Inanspruchnahme aller verfügbaren Fördergelder, im zweiten Szenario ohne jegliche Förderung. Zusätzlich werden Sensitivitätsbetrachtungen angestellt, welche die Auswirkungen veränderter Rahmenbedingungen wie Strompreisentwicklung, Einspeisevergütung und Eigenverbrauchsquote auf die Amortisationsdauer und Gesamtrentabilität aufzeigen.

Schritt 6: Synthese und Handlungsempfehlung

Im abschliessenden sechsten Schritt werden alle gewonnenen Erkenntnisse zusammengeführt, kritisch bewertet und interpretiert. Auf dieser Grundlage wird eine praxisnahe und fundierte Handlungsempfehlung formuliert, die Liegenschaftseigentümern und Verwaltungen im Kanton Luzern als verlässliche Orientierungshilfe für künftige Investitionsentscheide dienen soll.

1.4 Annahmen und Abgrenzungen

Die vorliegende Diplomarbeit basiert auf einem klar definierten fiktiven Referenzobjekt sowie auf einer Reihe von Annahmen, die zu Beginn der Arbeit festgelegt wurden. Diese Annahmen dienen dazu, die Analyse auf ein realistisches und repräsentatives Szenario zu fokussieren und gleichzeitig die Vergleichbarkeit und Nachvollziehbarkeit der Ergebnisse sicherzustellen. Abweichungen von diesen Annahmen können zu unterschiedlichen Ergebnissen führen und sind bei der Übertragung der Resultate auf andere Objekte zu berücksichtigen. So In etwa könnte das Referenzobjekt allerdings aussehen.



Abbildung 1, Potenzielles Aussehen des Objekts

Herleitung der Gebäudeabmessungen

Um die Abmessungen des Referenzobjekts möglichst realitätsnah zu definieren, wurden vergleichbare Mehrfamilienhäuser mit sechs Wohneinheiten im Kanton Luzern auf den Schweizer Immobilienplattformen Immoscout24[9] und Homegate[10] recherchiert und ausgewertet.

Auf Basis dieser Recherche und unter Berücksichtigung der definierten Wohnungsaufteilung von drei 3.5-Zimmer-Wohnungen mit je rund 80 m² und drei 4.5-Zimmer-Wohnungen mit je rund 110 m² ergibt sich eine angestrebte Gesamtwohnfläche von rund 570 m². Damit Treppenhäuser, Korridore, Technikräume und Aussenwände ebenfalls Platz finden, ist eine Bruttogeschossfläche von rund 260 m² pro Etage erforderlich. Das Referenzobjekt wird daher mit

einer Grundfläche von 20 m Länge und 13 m Breite, entsprechend 260 m², festgelegt. Diese Abmessungen sind für ein Mehrfamilienhaus mit sechs Wohneinheiten im Kanton Luzern und Baujahr 2000 realistisch.

Gebäude und Wohnungsaufteilung

Das Referenzobjekt ist ein Mehrfamilienhaus mit sechs Wohneinheiten, Baujahr 2000, gelegen im Kanton Luzern. Das Gebäude verfügt über ein Erdgeschoss sowie drei Obergeschosse, was einer typischen Gebäudehöhe von rund 12 m entspricht. Die Energiebezugsfläche berechnet sich aus der Grundfläche multipliziert mit der Anzahl Geschosse und beträgt somit 260 m² x 4 = 1'040 m², was für Förderanträge beim Gebäudeprogramm des Kantons Luzern relevant ist.

Die sechs Wohneinheiten teilen sich in drei 3.5-Zimmer-Wohnungen mit je rund 80 m² Wohnfläche sowie drei 4.5-Zimmer-Wohnungen mit je rund 110 m² Wohnfläche auf. Diese Kombination ist in Mehrfamilienhäusern des Baujahrs 2000 im Kanton Luzern weit verbreitet und bildet einen realistischen Querschnitt durch das typische Mietangebot dieser Gebäudekategorie.

Dachform und nutzbare PV-Fläche

Das Referenzobjekt verfügt über ein Flachdach. Diese Dachform wurde gewählt, da sie für Mehrfamilienhäuser des Baujahrs 2000 in der Zentralschweiz verbreitet ist und gleichzeitig optimale Voraussetzungen für die Installation einer Photovoltaikanlage bietet. Anders als bei einem Satteldach steht beim Flachdach grundsätzlich die gesamte Dachfläche zur Verfügung, und die PV-Module können in der optimalen Ausrichtung und Neigung von rund 10 bis 15 Grad nach Süden aufgeständert werden. Von der Bruttodachfläche von 260 m² werden technische Abstände zu Dachrändern, Abstandsflächen zwischen den Modulreihen sowie Flächen für Lüftungsanlagen und Dachaufbauten in Abzug gebracht. Die verbleibende nutzbare Nettofläche für die Photovoltaikanlage wird auf rund 200 bis 220 m² geschätzt. Die genaue Dimensionierung der PV-Anlage auf Basis dieser Fläche wird in Kapitel 2 detailliert beschrieben.

Parkplätze und Elektroladeinfrastruktur

Das Referenzobjekt verfügt über eine Einstellgarage mit insgesamt zwölf Garagenplätzen, wobei jeder der sechs Wohneinheiten zwei Garagenplätze zugeteilt sind.

Stromverbrauch

Gemäss den Erhebungen des Bundesamts für Energie sowie der Studie zum typischen Haushalt-Stromverbrauch in der Schweiz von S.A.F.E. [14] wird für eine 3.5-Zimmer-Wohnung im Mehrfamilienhaus ein typischer Jahresstromverbrauch von rund 2'500 kWh angenommen. Für eine 4.5-Zimmer-Wohnung wird ein Jahresverbrauch von rund 3'200 kWh angesetzt, da grössere Wohnflächen erfahrungsgemäss einen um 20 bis 30 Prozent höheren Stromverbrauch aufweisen. Diese Werte beziehen sich auf den reinen Haushaltstrom ohne elektrische Heizung, ohne Elektroboiler und ohne den Allgemeinstrom des Gebäudes. Letzterer wird separat

mit rund 1'500 kWh pro Jahr für das gesamte Gebäude berücksichtigt. Der Gesamtstromverbrauch des Referenzobjekts ergibt sich wie folgt:

3 x 2'500 kWh für die 3.5-Zimmer-Wohnungen ergibt 7'500 kWh, 3 x 3'200 kWh für die 4.5-Zimmer-Wohnungen ergibt 9'600 kWh, zuzüglich 1'500 kWh Allgemeinstrom resultiert ein Gesamtverbrauch des Referenzobjekts von 18'600 kWh pro Jahr.

Heizung und Warmwasser

Die Wärme- und Warmwasserversorgung des Referenzobjekts erfolgt über eine Luft-Wasser-Wärmepumpe, die für Mehrfamilienhäuser im Kanton Luzern eine zeitgemässe und weit verbreitete Lösung darstellt. Da die Wärmepumpe elektrisch betrieben wird, ist ihr Stromverbrauch ein relevanter Bestandteil des Gesamtstromverbrauchs des Gebäudes und wird in dieser Arbeit entsprechend berücksichtigt und in die Eigenverbrauchsberechnung der PV-Anlage einbezogen.

Der jährliche Stromverbrauch der Luft-Wasser-Wärmepumpe wird auf Basis des spezifischen Verbrauchswertes von 25 bis 35 kWh pro Quadratmeter Energiebezugsfläche berechnet, welcher gemäss aktuellen Schweizer Fachdaten von Viessmann[16], Vaillant[17] und dem Bundesamt für Energie für diesen Wärmepumpentyp gilt. Bei einer Energiebezugsfläche des Referenzobjekts von 1'040 m² sowie einer angenommenen Jahresarbeitszahl von 3.0, was einem typischen Wert für eine Luft-Wasser-Wärmepumpe in einem Bestandsgebäude des Baujahrs 2000 entspricht, ergibt sich ein jährlicher Stromverbrauch der Wärmepumpe von rund 9'000 kWh. Dieser Wert wird als konservative Durchschnittsannahme festgelegt und fliesst vollständig in die Gesamtbetrachtung des Stromverbrauchs ein.

Der vollständige Gesamtstromverbrauch des Referenzobjekts ergibt sich somit wie folgt:

3 x 2'500 kWh für die 3.5-Zimmer-Wohnungen ergibt 7'500 kWh, 3 x 3'200 kWh für die 4.5-Zimmer-Wohnungen ergibt 9'600 kWh, zuzüglich 1'500 kWh Allgemeinstrom und 9'000 kWh für die Luft-Wasser-Wärmepumpe resultiert ein Gesamtstromverbrauch des Referenzobjekts von 27'600 kWh pro Jahr.

2 Photovoltaik Anlage

2.1 Aufbau und Auslegung

Dachfläche und Ausgangsituation

Das Referenzobjekt verfügt über ein Flachdach mit einer Bruttodachfläche von 260 m², entsprechend den Gebäudeabmessungen von 20 m Länge und 13 m Breite. Das Gebäude ist in Nord-Süd-Richtung ausgerichtet, das heisst die Längsseite des Gebäudes verläuft von Nord nach Süd, während die Breitseite in Ost-West-Richtung zeigt. Diese Ausrichtung ist für die Wahl des Aufständerungssystems von entscheidender Bedeutung.

Wahl des Aufständerungssystems: Ost-West-Aufständerung

Für das Referenzobjekt wird eine Ost-West-Aufständerung gewählt. Dieses System hat sich auf Flachdächern als Standard etabliert und bietet gegenüber einer reinen Südausrichtung entscheidende Vorteile, insbesondere in Bezug auf die Flächennutzung und den Eigenverbrauch.

Bei einer Südausrichtung auf einem Flachdach muss zwischen den einzelnen Modulreihen ein grosser Abstand von 3 bis 4 Metern eingehalten werden, um eine gegenseitige Verschattung der Reihen bei tiefem Sonnenstand im Winter zu vermeiden. Dies führt dazu, dass auf der gleichen Dachfläche nur 40 bis 50 Prozent der Fläche effektiv mit Modulen belegt werden kann. Bei einer Ost-West-Aufständerung hingegen werden die Module in einer gegenläufigen Schmetterlingsanordnung aufgestellt, wobei je eine Hälfte nach Osten und die andere nach Westen ausgerichtet ist. Da sich die Module dabei gegenseitig kaum verschatten, ist nur ein minimaler Reihenabstand erforderlich. Auf der gleichen Dachfläche lassen sich dadurch deutlich mehr Module installieren. Zusätzlich erzeugt eine Ost-West-Anlage eine gleichmässigere Stromerzeugung über den gesamten Tagesverlauf, was den Eigenverbrauch des selbst produzierten Stroms erhöht und den Bedarf an Batteriespeicherkapazität senkt.

Der Neigungswinkel der Aufständerung wird mit 10 Grad festgelegt. Dieser Winkel stellt den optimalen Kompromiss zwischen Flächennutzung, Ertrag, Windlast und Selbstreinigungseffekt der Module dar und wird von Fachinstituten und Installationsbetrieben als Standard für Ost-West-Systeme auf Flachdächern empfohlen.

Abzugsflächen und nutzbare Nettodachfläche

Von der Bruttodachfläche von 260 m² können nicht alle Bereiche mit Modulen belegt werden. Die folgenden Abzüge sind technisch und normativ begründet und werden in der Planung berücksichtigt:

Entlang aller vier Dachränder wird ein umlaufender Sicherheitsabstand von 1.0 m eingehalten. Dieser Abstand dient mehreren Zwecken: Er schützt die Module vor erhöhten Windlasten, die am Dachrand besonders stark auftreten, er gewährleistet einen sicheren Wartungszugang rund um die gesamte Anlage und er entspricht den Empfehlungen gemäss den einschlägigen

Schweizer Normen für Flachdachanlagen. Der Abzug durch den umlaufenden Randstreifen berechnet sich wie folgt: Die nutzbare Länge reduziert sich von 20 m auf 18 m, die nutzbare Breite von 13 m auf 11 m, was eine verbleibende Innenfläche von 198 m² ergibt.

Zusätzlich sind auf dem Dach Flächen für technische Aufbauten freizuhalten. Dazu gehören der Lüftungsaustritt der Tiefgarage, die Abluftöffnungen der Sanitäranlagen sowie ein zentraler Revisionsschacht. Diese technischen Aufbauten belegen eine Fläche von schätzungsweise 12 m², die von der nutzbaren Fläche in Abzug gebracht wird.

Weiter ist bei einer Ost-West-Aufständerung zwischen den gegenläufigen Modulreihenpaaren ein minimaler Mittelgang für Wartung und Reinigung vorzusehen. Dieser Wartungskorridor wird mit einer Breite von 0.8 m und einer Länge von 18 m angenommen, was einer weiteren Abzugsfläche von rund 14 m² entspricht.

Die nutzbare Nettodachfläche für die Photovoltaikanlage ergibt sich somit wie folgt:

Bruttodachfläche 260 m², abzüglich umlaufender Randstreifen 62 m², abzüglich technische Aufbauten 12 m², abzüglich Wartungskorridor 14 m², ergibt eine nutzbare Nettodachfläche von 172 m².

Dimensionierung der PV-Anlage

Auf Basis der nutzbaren Nettodachfläche von 172 m² wird die installierbare Leistung der PV-Anlage berechnet. Bei einer Ost-West-Aufständerung mit 10 Grad Neigung werden gemäss aktuellen Schweizer Fachdaten rund 8 bis 10 m² Dachfläche pro kWp installierter Leistung benötigt. Für das Referenzobjekt wird ein Flächenbedarf von 9 m² pro kWp als Mittelwert angenommen.

Die installierbare Spitzenleistung berechnet sich somit als 172 m² dividiert durch 9 m²/kWp und ergibt eine Anlagenleistung von rund 19 kWp.

Als Modultyp werden monokristalline Solarmodule mit einer Nennleistung von je 420 Wp und einer Modulfläche von rund 1.75 m² x 1.13 m² verwendet. Dies entspricht einem aktuellen Standardmodul, das im Schweizer Markt weit verbreitet und gut verfügbar ist. Die Gesamtanzahl der Module berechnet sich als 19'000 Wp dividiert durch 420 Wp pro Modul und ergibt rund 45 Module, aufgeteilt in 22 Module nach Osten und 23 Module nach Westen ausgerichtet.

Erwarteter Jahresertrag

Für eine Ost-West-ausgerichtete PV-Anlage auf einem Flachdach im Kanton Luzern wird gemäss Swissolar und dem Bundesamt für Energie ein spezifischer Jahresertrag von rund 850 bis 950 kWh pro kWp angenommen. Im Vergleich zu einer optimalen Südausrichtung entspricht dies rund 85 bis 90 Prozent des maximal erzielbaren Ertrags, was durch die deutlich höhere Anzahl installierbarer Module auf der gleichen Fläche mehr als kompensiert wird.

Der erwartete Jahresenergieertrag der Anlage berechnet sich als 19 kWp multipliziert mit 900 kWh/kWp und ergibt einen Jahresenergieertrag von rund 17'100 kWh pro Jahr.

Dem Gesamtstromverbrauch des Referenzobjekts von 27'600 kWh pro Jahr steht damit eine PV-Eigenproduktion von 17'100 kWh gegenüber. Der selbst produzierte Strom deckt somit rund 62 Prozent des Gesamtverbrauchs ab, wobei der tatsächlich direkt nutzbare Eigenverbrauchsanteil ohne Batteriespeicher erfahrungsgemäss bei rund 30 bis 40 Prozent der Produktion liegt. Der Batteriespeicher, der in Kapitel 3 beschrieben wird, erhöht diesen Anteil deutlich.

2.2 Kosten

Die Kosten für eine Photovoltaikanlage setzen sich aus mehreren klar abgrenzbaren Positionen zusammen. Im Folgenden werden alle Kostenbestandteile einzeln erläutert, begründet und mit Schweizer Marktpreisen des Jahres 2026 belegt. Die angegebenen Preise basieren auf aktuellen Richtpreisen von CKW, [22] Energy Unlimited,[23] Solarheld.ch[24] sowie branchenüblichen Werten gemäss Swissolar und stellen für eine 19 kWp Anlage im Kanton Luzern realistische Mittelwerte dar. Verbindliche Preise ergeben sich aus individuellen Offerten von Fachbetrieben.

Position 1: Solarmodule

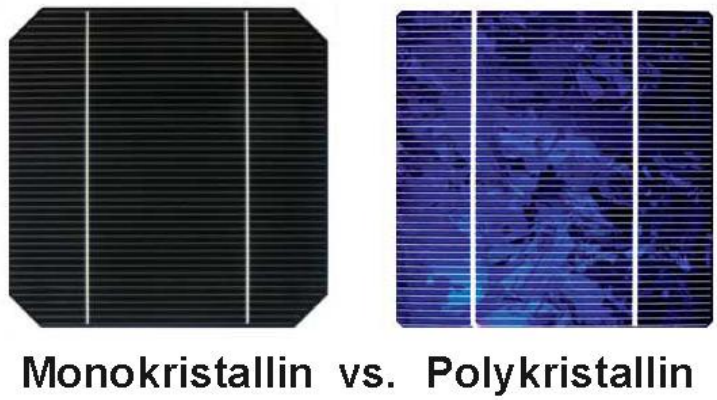


Abbildung 2, Solarmodule

Der Unterschied zwischen dem gegossenen Silizium von der polykristallinen Zelle und der gezüchteten Silizium monokristall Zelle besteht nicht nur im Aussehen. Das Aussehen unterschiedet sich, weil bei der polykristallinen Zelle viele Siliziumkristalle ungeordnet zusammenwachsen, während beim der monokristall Zelle ein einziger durchgehender Siliziumkristall gezüchtet wird. Der Wirkungsgrad beträgt der polykristallinen Zelle 15-18% und bei der monokristall Zelle liegt dieser bei 20-23%. Die polykristalline Zelle wird bei der Herstellung aus einfachem Silizium gegossen, wobei die monokristalline Zelle energie- und zeitintensiver gezüchtet wird. Deshalb ist die polykristalline Zelle auch günstiger.

Vergleich

Merkmal	Polykristallin	Monokristallin
Kristallstruktur	Viele kleine Kristalle, ungeordnet	Ein einziger durchgehender Kristall
Herstellung / Aufwand	Silizium wird gegossen / Geringer	Kristallzüchtung / Aufwändiger
Optik	Bläulich, unregelmässiges Muster	Einheitlich dunkel, abgeschrägte Ecken
Wirkungsgrad	15–18 %	20–23 %

Für das Referenzobjekt werden 45 monokristalline Hochleistungsmodule mit je 420 Wp Nennleistung verwendet. Monokristalline Module sind heute der Industriestandard für Neuinstallationen in der Schweiz. Sie zeichnen sich durch einen hohen Wirkungsgrad von 20 bis 22 Prozent, eine lange Lebensdauer von mindestens 25 bis 30 Jahren sowie eine lineare Leistungsgarantie des Herstellers aus, die einen maximalen Leistungsabfall von 0.5 Prozent pro Jahr garantiert. Der Marktpreis für Qualitätsmodule namhafter Hersteller liegt im Schweizer Markt 2026 bei rund CHF 180 bis 220 pro Modul inklusive Lieferung.

45 Module x CHF 200.00 = CHF 9'000.00

Position 2: Wechselrichter

Der Wechselrichter wandelt den von den Solarmodulen erzeugten Gleichstrom in netzkonformen Wechselstrom um. Für eine Ost-West-Anlage ist zwingend ein Wechselrichter mit mindestens zwei unabhängigen MPP-Trackern (Maximum Power Point Tracker) einzusetzen, da die Ost- und die Westseite jeweils unterschiedliche Ertragsprofile aufweisen und separat geregelt werden müssen. Für eine 19 kWp Anlage wird ein dreiphasiger String-Wechselrichter eines namhaften Herstellers wie Fronius, SMA oder Huawei eingesetzt. Der Preis für ein geeignetes Gerät dieser Leistungsklasse liegt im Schweizer Fachhandel 2026 bei CHF 2'500 bis 3'500.

1 Wechselrichter = CHF 3'000.00

Position 3: Montagesystem und Aufständerung

Da es sich um ein Flachdach mit Ost-West-Aufständerung handelt, wird ein ballastiertes Montagesystem verwendet, das ohne Dachdurchdringung auskommt und die Dachhaut schützt. Die Aufständerungsgestelle aus verzinktem Aluminium oder Stahl werden mittels Betonplatten als Ballast auf dem Dach beschwert. Der Ballast ist so berechnet, dass die Anlage den in der Zentralschweiz geltenden Windlastnormen gemäss SIA 261 standhält. Für eine 19 kWp Ost-West-Anlage werden rund 45 Aufständerungseinheiten benötigt. Der Preis für das Montagesystem inklusive Ballastierungsmaterial liegt bei CHF 150 bis 200 pro Modul.

45 Einheiten x CHF 170.00 = CHF 7'650.00

Position 4: Gleichstromverkabelung (DC)

Die DC-Verkabelung verbindet die einzelnen Solarmodule untereinander sowie mit dem Wechselrichter. Verwendet werden UV- und witterungsbeständige Solarkabel mit einem Querschnitt von 4 bis 6 mm², die für den Aussenbereich zugelassen sind. Für 45 Module auf einer Dachfläche von 172 m² werden schätzungsweise 180 bis 220 Meter DC-Kabel benötigt, zuzüglich Steckverbinder, Kabelkanäle und Befestigungsmaterial.

Pauschal DC-Verkabelung inkl. Material = CHF 1'800.00

Position 5: Wechselstromverkabelung (AC) und Elektroanschluss

Die AC-Verkabelung verbindet den Wechselrichter mit dem Unterverteiler im Gebäude. Da es sich um ein Mehrfamilienhaus handelt, ist ein dreiphasiger Anschluss über alle drei Phasen des Hausanschlusses erforderlich. Zusätzlich muss der bestehende Zählerschrank für den Anschluss der PV-Anlage und die Messung der Einspeisung angepasst werden. Dies umfasst den Einbau eines bidirektionalen Smartmeters durch den zuständigen Netzbetreiber (CKW im Kanton Luzern), die Anpassung des Unterverteilers sowie die Verlegung der AC-Zuleitung vom Dach in den Technikraum.

Elektroanschluss, Zählerschrank, Smartmeter = CHF 3'500.00

Position 6: Montagearbeit Solarinstallateur

Die Montage der Anlage auf dem Flachdach wird durch ein Solarinstallationsunternehmen aus der Region Luzern ausgeführt. Für eine 19 kWp Ost-West-Flachdachanlage mit 45 Modulen ist erfahrungsgemäss ein Aufwand von 3 bis 4 Arbeitstagen mit einem 3-köpfigen Montageteam zu veranschlagen. Der branchenübliche Stundenansatz für Solarinstallateure in der Zentralschweiz liegt 2026 bei CHF 110 bis 135 pro Stunde. Für das Referenzobjekt werden 3 Mitarbeiter à 3 Tage à 8 Stunden, also 72 Mannstunden, zu einem Ansatz von CHF 120 pro Stunde veranschlagt.

72 Stunden x CHF 120.00 = CHF 8'640.00

Position 7: Gerüst und Absturzsicherung

Arbeiten auf dem Flachdach erfordern gemäss Schweizer Arbeitssicherheitsvorschriften (SUVA) geeignete Absturzsicherungen. Für ein Flachdach in der entsprechenden Höhe wird ein mobiles Geländersystem bzw. ein Randschutzgerüst rund um die Dachfläche erstellt. Die Kosten für Gerüst und Absturzsicherung bei einer Flachdachanlage dieser Grösse in der Zentralschweiz sind geringer als bei Schrägdachanlagen.

Gerüst und Absturzsicherung Flachdach = CHF 2'200.00

Position 8: Planung, Projektierung und Baubewilligung

Vor der Installation ist eine technische Planung durch den Installationsbetrieb erforderlich. Diese umfasst die Dachaufnahme, die Stringplanung, die Statikprüfung des Daches für die Ballastlast sowie die Erstellung der Installationsdokumentation. Zusätzlich ist im Kanton Luzern für PV-Anlagen auf Mehrfamilienhäusern in der Regel eine Meldung bei der Gemeinde einzureichen, in bestimmten Schutzzonen auch eine vereinfachte Baubewilligung. Die Kosten für Planung, Dokumentation und Behördenanmeldung werden pauschal veranschlagt.

Planung, Projektierung, Baubewilligung = CHF 2'500.00

Position 9: Monitoring-System und Inbetriebnahme

Nach der Installation wird die Anlage durch den Installateur in Betrieb genommen, alle Parameter werden eingestellt und die Funktion wird geprüft. Ein webbasiertes Monitoring-System des Wechselrichterherstellers wird aktiviert, das dem Eigentümer jederzeit Auskunft über die aktuelle Produktion, den Eigenverbrauch und die Einspeisung gibt. Ebenfalls inbegriffen ist die Erstanmeldung beim Netzbetreiber CKW für die Einspeisung ins Netz.

Monitoring, Inbetriebnahme, Netzanmeldung = CHF 1'200.00

Gesamtkostenübersicht PV-Anlage

Position	*Beschreibung*	*Kosten (CHF)*
1	45 Solarmodule monokristallin 420 Wp	9'000
2	Wechselrichter 20 kW, 3-phasig, 2 MPP	3'000
3	Montagesystem Ost-West Aufständerung inkl. Ballast	7'650
4	DC-Verkabelung inkl. Material	1'800
5	AC-Anschluss, Zählerschrank, Smartmeter	3'500
6	Montagearbeit Solarinstallateur 72 Std.	8'640

7	Gerüst und Absturzsicherung	2'200
8	Planung, Projektierung, Baubewilligung	2'500
9	Monitoring, Inbetriebnahme, Net-zanmeldung	1'200
Gesamtkosten		**39'490**

Die Gesamtkosten von rund CHF 39'500 für eine 19 kWp Ost-West-Flachdachanlage entsprechen einem spezifischen Investitionsaufwand von rund CHF 2'079 pro kWp. Dieser Wert liegt innerhalb der aktuellen Schweizer Marktbandbreite von CHF 1'800 bis 2'300 pro kWp für Anlagen dieser Grössenklasse und ist damit als realistisch und branchenüblich zu bezeichnen.

2.3 Fördergelder

Für die Photovoltaikanlage des Referenzobjekts stehen Fördergelder auf drei Ebenen zur Verfügung: Bundesebene über Pronovo, [25] Kantonsebene über das Förderprogramm des Kantons Luzern sowie Gemeindeebene über die Stadt Luzern. Alle Angaben beziehen sich auf den Stand der Förderprogramme zum Zeitpunkt der Abgabe dieser Arbeit, Juli 2026. Da Förderbeiträge regelmässig angepasst werden, empfiehlt es sich, die aktuell gültigen Tarife vor der Antragstellung direkt bei den zuständigen Stellen zu verifizieren.

Ebene 1: Bundesförderung – Einmalvergütung (EIV) über Pronovo AG

Das wichtigste und volumenmässig bedeutendste Förderprogramm für Photovoltaikanlagen in der Schweiz ist die Einmalvergütung des Bundes, kurz EIV. Sie wird im Auftrag des Bundes durch die Pronovo AG, eine Tochtergesellschaft von Swissgrid, verwaltet und ausbezahlt. Die EIV ist ein einmaliger Investitionsbeitrag, der nach der Inbetriebnahme der Anlage beantragt wird und grundsätzlich jeder neuen netzgekoppelten Photovoltaikanlage in der gesamten Schweiz offensteht.

Da die Anlage des Referenzobjekts eine Leistung von 19 kWp aufweist und damit unter der Grenze von 100 kWp liegt, fällt sie in die Kategorie der kleinen Einmalvergütung, kurz KLEIV. Bei der KLEIV ist der Eigenverbrauch des selbst produzierten Stroms ausdrücklich zulässig und erwünscht.

Die KLEIV setzt sich aus zwei Komponenten zusammen:

Der Grundbeitrag beträgt pauschal CHF 350 pro Anlage, unabhängig von der installierten Leistung.

Der Leistungsbeitrag beträgt für Anlagen bis 30 kWp CHF 360 pro kWp installierter Leistung. Da die Anlage des Referenzobjekts mit 19 kWp vollständig unter dieser Grenze liegt, wird der volle Leistungsbeitrag von CHF 360 pro kWp gewährt.

Die Berechnung der KLEIV für das Referenzobjekt ergibt sich wie folgt:

Grundbeitrag CHF 350 + (19 kWp x CHF 360) = CHF 350 + CHF 6'840 = CHF 7'190

Die Anmeldung erfolgt nach der Inbetriebnahme der Anlage über das Kundenportal von Pronovo unter kundenportal.pronovo.ch. Der Installationsbetrieb übernimmt in der Regel die Einreichung der Unterlagen. Mit einer Bearbeitungszeit von 3 bis 6 Monaten bis zur Auszahlung ist zu rechnen. Die Einmalvergütung qualifiziert sich als Kostenausgleichszahlung und wird ohne Mehrwertsteuer ausbezahlt.

Ebene 2: Kantonale Förderung – Kanton Luzern

Der Kanton Luzern investiert im Jahr 2026 6 Millionen Franken in Massnahmen aus dem Gebäudeprogramm des Bundes, ergänzt durch kantonale Mittel im Rahmen des Klima- und Innovationsgesetzes. Das Förderprogramm des Kantons Luzern richtet sich primär an energetische Gebäudesanierungen und Haustechnikmassnahmen. Für Photovoltaikanlagen als solche besteht auf Kantonsebene Luzern kein separater direkter Förderbeitrag, da die PV-Förderung auf Bundesebene über Pronovo abgewickelt wird.

Der Kanton Luzern bietet jedoch im Zusammenhang mit einer PV-Anlage folgende indirekte Unterstützung: Erstens wird der GEAK Plus, ein umfassender Gebäudeenergieausweis der Kantone, für Mehrfamilienhäuser mit CHF 3'500 bis CHF 5'000 gefördert, sofern er im Zusammenhang mit einer Gesamtsanierung oder einer energetischen Massnahme erstellt wird. Dieser ist zwar keine direkte PV-Förderung, kann aber als Planungsgrundlage für eine Kombination aus Gebäudesanierung und PV-Installation genutzt werden. Zweitens werden Batteriespeicher, die in Kombination mit einer PV-Anlage installiert werden, durch das kantonale Förderprogramm unterstützt, was in Kapitel 3.3 detailliert beschrieben wird.

Ebene 3: Kommunale Förderung – Stadt Luzern

Die Stadt Luzern bietet über die kantonale Förderung hinaus eigene Förderbeiträge für Photovoltaikanlagen an. Diese Förderung richtet sich nach dem revidierten Bau- und Zonenreglement der Stadt Luzern von 2022 und der Klima- und Energiestrategie, welche die Stimmberechtigten im gleichen Jahr mit deutlicher Mehrheit angenommen haben.[27]

Für Photovoltaikanlagen im Stadtgebiet Luzern gelten folgende kommunale Förderbeiträge:

Der Grundbeitrag der Stadt Luzern beträgt CHF 100 pro m² installierter Modulfläche, sofern die Mindestleistung von 100 Wp pro m² eingehalten wird. Bei einer Modulfläche von rund 88 m² für 45 Module à 1.134 m² x 1.722 m² ergibt sich ein kommunaler Förderbeitrag von:

88 m² x CHF 100 = CHF 8'800

Zusätzlich bietet die Stadt Luzern einen Zuschlag von CHF 300 pro kWp für blendarme Module, sofern eine Blendwirkung nachgewiesen wird. Da die Ost-West-Aufständerung auf einem Flachdach in bestimmten Situationen Blendwirkung erzeugen kann, ist dieser Zuschlag zu prüfen. Dieser Bonus wird in der vorliegenden Berechnung nicht berücksichtigt, da er von einem Einzelnachweis abhängt.

Hinweis: Die kommunale Förderung gilt für das Stadtgebiet Luzern. Für Gemeinden im Kanton Luzern ausserhalb der Stadt gelten eigene kommunale Programme, die auf energiefranken.ch abgerufen werden können.

Ebene 4: Steuerliche Abzugsfähigkeit

Neben den direkten Förderbeiträgen können die Investitionskosten für eine Photovoltaikanlage in der Schweiz steuerlich geltend gemacht werden. Investitionskosten in energiesparende Massnahmen und erneuerbare Energien sind im Kanton Luzern als werterhaltende Liegenschaftskosten abzugsfähig. Bei einem angenommenen Grenzsteuersatz von 25 bis 30 Prozent für eine Liegenschaftsgesellschaft ergibt sich auf die nach Abzug der EIV verbleibenden Investitionskosten eine steuerliche Entlastung von schätzungsweise:

Nettoinvestition nach EIV: CHF 39'490 minus CHF 8'800 = CHF 30'690
Steuerliche Entlastung bei 27.5% Grenzsteuersatz = CHF 8'440

Die steuerliche Abzugsfähigkeit ist kein direkter Förderbeitrag, reduziert jedoch die effektive Nettoinvestition erheblich und ist für die Wirtschaftlichkeitsberechnung in Kapitel 5 relevant.

Gesamtübersicht Fördergelder PV-Anlage

Ebene	*Förderprogramm*	*Förderstelle*	*Betrag (CHF)*
Bund	KLEIV Grundbeitrag	Pronovo AG	350
Bund	KLEIV Leistungsbeitrag 19 kWp x CHF 360	Pronovo AG	6'840
Kanton	GEAK Plus (optional, MFH)	Kanton Luzern	3'500–5'000
Gemeinde	Grundbeitrag CHF 100/m² (79 m²)	Stadt Luzern	8'800
Total direkte Förderung (ohne GEAK Plus)			**15'990**
Steuerabzug		Steuerverwaltung	8'440
Effektive Gesamtentlastung			**24'430**

Die Gesamtinvestition von CHF 39'490 reduziert sich nach Abzug aller direkten Fördergelder auf eine Nettoinvestition von CHF 23'500. Unter Berücksichtigung der steuerlichen Entlastung beläuft sich die effektive Nettoinvestition für die Photovoltaikanlage auf rund CHF 15'060.

3 Batteriespeicher

3.1 Aufbau und Auslegung

Ausgangslage und Zielsetzung

Die Photovoltaikanlage des Referenzobjekts produziert gemäss Kapitel 2.1 einen jährlichen Energieertrag von rund 17'100 kWh. Der Gesamtstromverbrauch des Gebäudes beträgt 27'600 kWh pro Jahr. Ohne Batteriespeicher kann ein grosser Teil des tagsüber produzierten Solarstroms nicht direkt genutzt werden, da der Verbrauch in einem Mehrfamilienhaus erfahrungsgemäss vor allem morgens, abends und nachts anfällt, wenn die PV-Anlage wenig oder gar keinen Strom produziert. Ohne Speicher liegt der direkt nutzbare Eigenverbrauchsanteil bei lediglich 25 bis 35 Prozent der PV-Produktion. Der überschüssige Strom wird zu einer tiefen Einspeisevergütung von rund 6 bis 8.5 Rappen pro kWh ins Netz abgegeben, während gleichzeitig teurer Netzstrom zu 25 bis 35 Rappen pro kWh bezogen wird.

Der Batteriespeicher hat die Aufgabe, den tagsüber überschüssig produzierten Solarstrom zwischenzuspeichern und ihn in den Abend- und Nachtstunden sowie an verbrauchsstarken Morgenstunden den Bewohnern zur Verfügung zu stellen. Damit steigt der Eigenverbrauchsanteil auf 60 bis 75 Prozent der PV-Produktion, was die Wirtschaftlichkeit der Gesamtanlage erheblich verbessert.

Dimensionierung des Batteriespeichers

Für die Dimensionierung des Batteriespeichers werden zwei anerkannte Faustregeln aus dem Swissolar-Merkblatt Nr. 13 herangezogen und auf das Referenzobjekt angewendet.

Die erste Faustregel orientiert sich an der PV-Anlagenleistung und besagt, dass pro kWp installierter PV-Leistung rund 1.0 bis 1.5 kWh Speicherkapazität vorgesehen werden soll. Bei einer Anlagenleistung von 19 kWp ergibt sich damit eine empfohlene Speicherkapazität von 19 bis 28.5 kWh.

Die zweite Faustregel orientiert sich am Jahresstromverbrauch und empfiehlt rund 1 kWh Speicherkapazität pro 1'000 kWh Jahresverbrauch. Bei einem Gesamtverbrauch des Referenzobjekts von 27'600 kWh ergibt sich damit eine empfohlene Kapazität von rund 27.6 kWh.

Beide Faustregeln weisen in die gleiche Richtung und empfehlen für das Referenzobjekt eine Speicherkapazität im Bereich von 20 bis 30 kWh. Eine Überdimensionierung des Speichers ist zu vermeiden, da zusätzliche Kapazität ab einem bestimmten Punkt keinen wirtschaftlichen Mehrwert mehr erzeugt, wenn der Speicher nicht täglich vollständig be- und entladen werden kann.

Für das Referenzobjekt wird eine nutzbare Speicherkapazität von 25 kWh festgelegt. Diese Grösse wurde aus den folgenden Überlegungen gewählt:

Sie deckt den abendlichen und nächtlichen Strombedarf des Gebäudes von rund 3 bis 4 kWh pro Wohneinheit zuverlässig ab. Sie ist gross genug, um auch an teilbewölkten Tagen mit reduzierter PV-Produktion einen sinnvollen Puffer bereitzustellen. Sie ist gleichzeitig nicht

überdimensioniert, da eine deutlich grössere Kapazität die Amortisationszeit unverhältnismässig verlängern würde. Und sie lässt sich mit marktgängigen modularen Speichersystemen in einem oder zwei Einheiten realisieren, was die Installation und spätere Erweiterung vereinfachten.

Technische Eckdaten des Batteriespeichers

Für die weitere Berechnung werden folgende technische Eckdaten festgelegt:

Die nutzbare Kapazität beträgt 25 kWh. Der Wirkungsgrad (Round-Trip-Efficiency) liegt bei 92 bis 95 Prozent, was bedeutet, dass von 100 eingespeicherten kWh rund 92 bis 95 kWh wieder nutzbar entnommen werden können. Die Lebensdauer beträgt mindestens 6'000 Ladezyklen, was bei einem täglichen Ladezyklus einer Betriebsdauer von über 16 Jahren entspricht, womit der Speicher die Lebensdauer der PV-Anlage von 25 bis 30 Jahren zumindest zur Hälfte begleitet. Die jährliche Kapazitätsdegradation liegt bei 1 bis 2 Prozent pro Jahr. Die optimale Betriebstemperatur liegt zwischen 15 und 25 Grad Celsius, was einem üblichen Technikraum im Kellergeschoss des Referenzobjekts entspricht. Das System wird als AC-gekoppelter Speicher ausgeführt, da dies die grösste Flexibilität bei der Systemintegration bietet und eine Nachrüstung an die bestehende PV-Anlage vereinfacht.

Systemintegration und Steuerung

Der Batteriespeicher wird über ein intelligentes Energiemanagementsystem (EMS) gesteuert, das die Lade- und Entladezyklen in Abhängigkeit der aktuellen PV-Produktion, des Gebäudeverbrauchs und des Ladezustands des Speichers automatisch optimiert. Das EMS priorisiert dabei stets den Eigenverbrauch und lädt den Speicher nur dann aus dem Netz, wenn dies aus wirtschaftlichen Gründen sinnvoll ist. In Kombination mit der Elektroladestation, die in Kapitel 4 beschrieben wird, kann das EMS auch die Ladezeiten der Elektrofahrzeuge in Abhängigkeit der PV-Produktion und des Speicherzustands steuern, was den Eigenverbrauch weiter erhöht.

3.2 Batterietypen

Auf dem Schweizer Markt sind im Jahr 2026 im Wesentlichen drei relevante Batterietechnologien für stationäre Hausspeicher verfügbar. Im Folgenden werden diese kurz vorgestellt und bewertet, bevor der Entscheid für das Referenzobjekt begründet wird.

Technologie 1: Lithium-Eisenphosphat (LFP)[34]

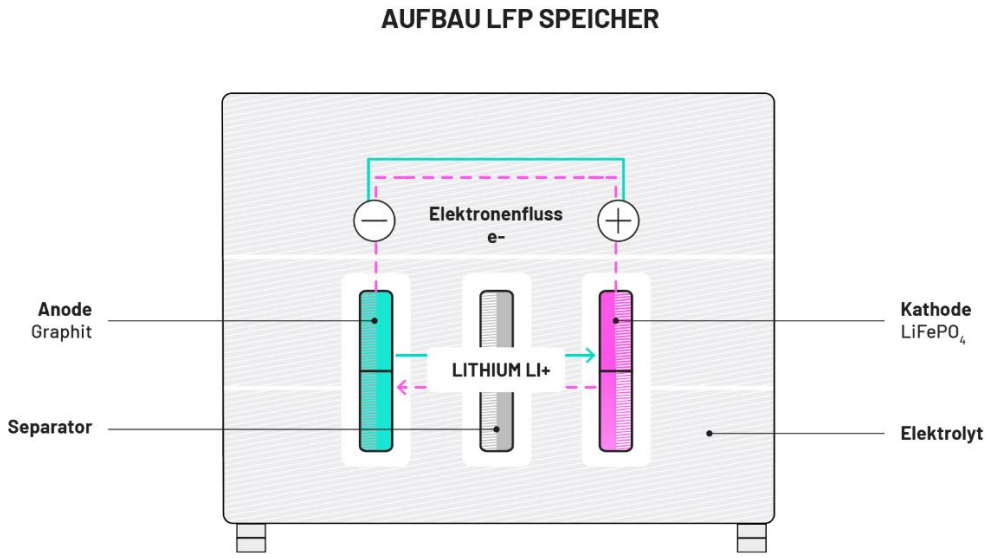


Abbildung 3, Aufbau LFP Speicher

Der LFP-Speicher basiert auf dem Prinzip der Lithium-Ionen-Interkalation: Beim Ladevorgang wandern Lithium-Ionen (Li+) durch den Elektrolyten von der Kathode ($LiFePO_4$) zur Graphit-Anode, wo sie eingelagert werden. Beim Entladen kehren die Ionen den Weg um, und Elektronen fliessen über den externen Stromkreis als nutzbarer Gleichstrom. Die stabile Kristallstruktur des Eisenphosphats verhindert unkontrollierte Reaktionen und erklärt die hohe thermische Stabilität sowie die lange Zyklenlebensdauer dieser Technologie.

Die Lithium-Eisenphosphat-Technologie, kurz LFP ($LiFePO_4$), ist im Jahr 2026 der anerkannte Industriestandard für stationäre Hausspeicher in der Schweiz und Europa. Die Kathode besteht aus Eisenphosphat, einem kobaltfreien, thermisch robusten und chemisch stabilen Material.

Die wichtigsten Vorteile von LFP sind die ausserordentlich hohe Zyklenfestigkeit von 6'000 bis 10'000 Ladezyklen, was einer kalendarischen Lebensdauer von 20 bis 25 Jahren entspricht. Hinzu kommt eine sehr hohe thermische Stabilität, die das Risiko eines unkontrollierten Wärmedurchgehens (Thermal Runaway) praktisch ausschliesst und LFP damit zur sichersten Lithium-Ionen-Technologie macht. Die jährliche Kapazitätsdegradation ist mit 1 bis 2 Prozent

sehr gering, der Wirkungsgrad liegt bei 92 bis 95 Prozent und die Materialien sind kobaltfrei, was sowohl ökologische als auch ethische Vorteile gegenüber anderen Lithium-Technologien mit sich bringt. Die Preise sind 2026 auf rund CHF 500 bis 700 pro kWh Speicherkapazität gesunken.

Zu den Nachteilen von LFP zählen die im Vergleich zu NMC etwas geringere Energiedichte von 150 bis 180 Wh/kg, was bedeutet, dass LFP-Speicher bei gleicher Kapazität etwas grösser und schwerer sind. Dies ist für eine Kellerinstallation im Mehrfamilienhaus jedoch von untergeordneter Bedeutung.

Technologie 2: Lithium-Nickel-Mangan-Kobalt (NMC)

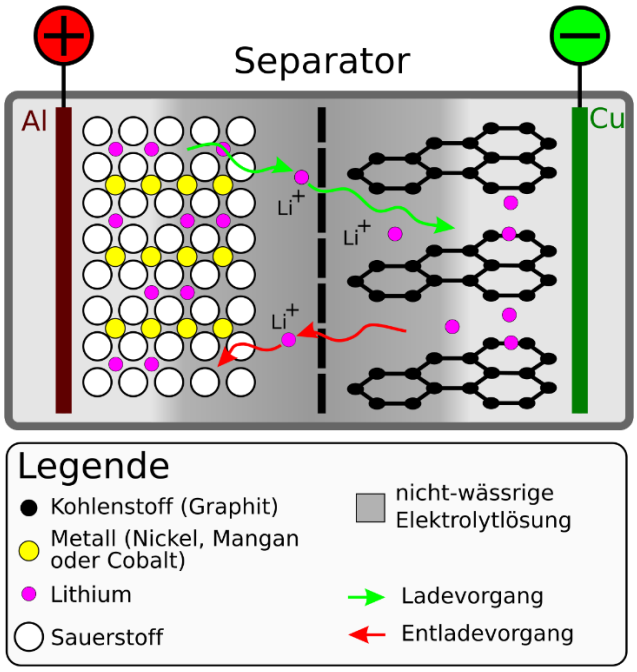


Abbildung 4, Aufbau NMC-Speicher

Der NMC-Speicher funktioniert ebenfalls nach dem Lithium-Ionen-Interkalationsprinzip, wobei die Kathode aus einer Mischung von Nickel, Mangan und Kobalt besteht und eine deutlich höhere Energiedichte als LFP erreicht. Beim Ladevorgang wandern die Lithium-Ionen durch den nicht-wässrigen Elektrolyten zur Graphit-Anode (Kupfer-Kollektor), beim Entladen zurück zur Aluminium-seitig kontaktierten NMC-Kathode. Die Kombination der drei Metalle erhöht zwar die Energiedichte, bringt jedoch ein erhöhtes Thermal-Runaway-Risiko und den Einsatz von Kobalt als kritischem Rohstoff mit sich.

NMC-Batterien waren lange Zeit der Marktstandard für Hausspeicher und werden auch 2026 noch von einzelnen Herstellern in Premiumspeichern eingesetzt. Der Hauptvorteil von NMC ist die höhere Energiedichte von 200 bis 250 Wh/kg, wodurch NMC-Speicher bei gleicher Kapazität kompakter und leichter sind.

Die Nachteile überwiegen für den Anwendungsfall eines stationären Mehrfamilienhaus-Speichers jedoch deutlich. NMC erreicht nur 3'000 bis 5'000 Ladezyklen, die jährliche Degradation liegt bei 2.5 bis 4 Prozent, das Thermal-Runaway-Risiko ist höher und erfordert aufwendigere Sicherheitssysteme. Zudem enthält NMC Kobalt, dessen Abbau aus ökologischen und sozialen Gesichtspunkten kritisch bewertet wird. Der Preis liegt mit CHF 700 bis 900 pro kWh über dem von LFP.

Technologie 3: Blei-Säure Batterie

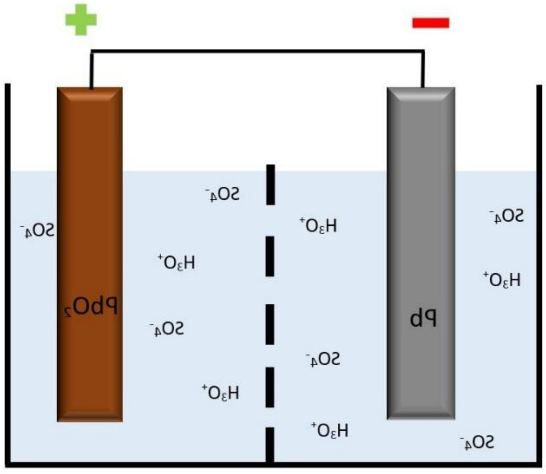


Abbildung 5, Aufbau Blei-Säure Batterie

Die Blei-Säure-Batterie besteht aus Bleielektroden (Anode: Blei, Kathode: Bleidioxid), die in verdünnte Schwefelsäure als Elektrolyt getaucht sind. Beim Entladen reagiert das Blei mit der Schwefelsäure zu Bleisulfat und gibt dabei Elektronen als nutzbaren Strom ab; beim Laden kehrt sich diese chemische Reaktion um.

Blei-Säure-Akkumulatoren sind die älteste verfügbare Technologie und kommen 2026 für Neuinstallationen in Kombination mit PV-Anlagen im Wohnbereich praktisch nicht mehr in Frage. Die Zyklenfestigkeit liegt bei lediglich 500 bis 1'500 Zyklen, der Wirkungsgrad bei nur 70 bis 80 Prozent und die nutzbare Kapazität ist auf 50 bis 70 Prozent der Nennkapazität begrenzt.

Salzwasser-Speicher (Natriumionen-basiert) sind eine ökologisch interessante Nischentechnologie ohne giftige Schwermetalle, sind jedoch im Jahr 2026 für stationäre Grossspeicher im Mehrfamilienhaus noch nicht marktreif und werden in dieser Arbeit nicht weiter berücksichtigt.

Vergleich

Merkmal	Lithium-Eisenphosphat (LFP)	Lithium-Nickel-Mangan-Kobalt (NMC)	Blei-Säure und Salzwasser
Zyklenfestigkeit	6`000 – 10`000	3`000 – 5`000	500 - 1`500
Wirkungsgrad	92 – 95%	93 – 96%	70 – 80%
Kosten pro kWh	CHF 500 – 700	CHF 700 - 900	CHF 600 - 900

Entscheid für das Referenzobjekt

Für das Referenzobjekt wird klar die LFP-Technologie gewählt. Die Begründung ergibt sich unmittelbar aus dem Anforderungsprofil eines Mehrfamilienhauses:

Ein Mehrfamilienhaus-Speicher wird täglich be- und entladen, oft über mehrere Jahrzehnte. Die hohe Zyklenfestigkeit von LFP ist daher ein entscheidendes Kriterium. Da der Speicher in einem bewohnten Gebäude mit sechs Wohnparteien installiert wird, ist die thermische Sicherheit von höchster Priorität. Das Kobaltfrei-Argument entspricht dem Nachhaltigkeitsanspruch, der mit einer Investition in erneuerbare Energie verbunden ist. Und schliesslich bieten führende Hersteller wie BYD, Sungrow oder Fronius für LFP-Systeme Herstellergarantien von 10 Jahren und Kapazitätsgarantien von mindestens 70 Prozent nach 6'000 Zyklen, was für Eigentümer und Verwaltungen eine wichtige Planungssicherheit darstellt.

Die Wahl eines modularen LFP-Systems erlaubt zudem eine spätere Erweiterung der Speicherkapazität ohne vollständigen Systemtausch, was die langfristige Investitionssicherheit erhöht.

3.3 Kosten

Die Kosten für einen Batteriespeicher setzen sich ähnlich wie bei der PV-Anlage aus mehreren klar abgrenzbaren Positionen zusammen: dem Speichersystem selbst, dem Energiemanagementsystem, der Installation und den elektrischen Anschlussarbeiten. Die nachfolgenden Preise basieren auf aktuellen Schweizer Marktpreisen des Jahres 2026 aus Quellen wie Runer Solar, Suche-Solarfirma.ch, Solarmotion AG und CKW und stellen für ein 25 kWh LFP-System im Kanton Luzern realistische Mittelwerte dar.

Position 1: Batteriespeicher-System 25 kWh LFP

Das Kernelement der Investition ist das Batteriespeichersystem selbst. Für das Referenzobjekt wird ein modulares LFP-Speichersystem mit einer nutzbaren Kapazität von 25 kWh gewählt. Auf dem Schweizer Markt werden solche Systeme von führenden Herstellern wie BYD, Huawei, Sungrow oder Fronius angeboten und sind als vollständige Einheit inklusive integriertem Batteriemanagementsystem (BMS), Gehäuse und Kommunikationsschnittstelle erhältlich.

Das BMS überwacht und steuert jeden einzelnen Zellverbund, schützt die Batterie vor Überladung, Tiefentladung und Überhitzung und kommuniziert mit dem Energiemanagementsystem des Gebäudes.

Der Marktpreis für ein LFP-Speichersystem dieser Grössenklasse liegt im Schweizer Markt 2026 bei CHF 700 bis 900 pro kWh nutzbarer Kapazität für das Gerät inklusive BMS und Gehäuse. Für das 25 kWh System wird ein Mittelwert von CHF 800 pro kWh angenommen.[40]

25 kWh x CHF 800.00 = CHF 20'000.00

Position 2: Hybrid-Wechselrichter

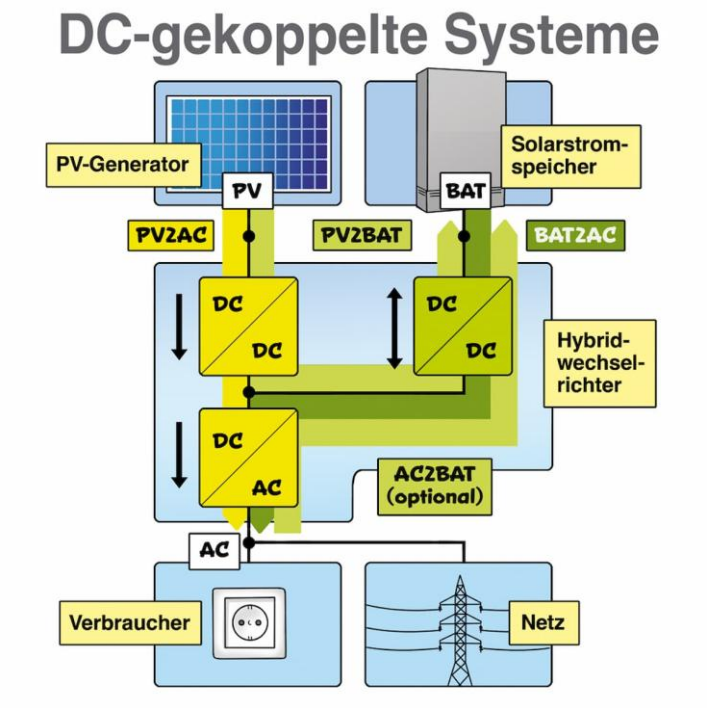


Abbildung 6, Funktion Hybrid Wechselrichter

Der Hybrid-Wechselrichter bildet die zentrale Steuereinheit zwischen PV-Generator, Batteriespeicher, Verbrauchern und dem öffentlichen Netz. Er vereint zwei DC/DC-Wandler sowie einen DC/AC-Wandler in einem einzigen Gerät: Der erste DC/DC-Wandler regelt den Stromfluss des PV-Generators, während der zweite DC/DC-Wandler bidirektional den Batteriespeicher steuert und sowohl das Laden als auch das Entladen ermöglicht. Der gemeinsame DC/AC-Wandler wandelt den Gleichstrom aus PV-Anlage und Batterie in Wechselstrom um und speist diesen direkt in das Hausnetz zu den Verbrauchern ein oder gibt überschüssige Energie ins öffentliche Netz ab.

Für eine 19 kWp Anlage mit 25 kWh Speicher wird ein dreiphasiger Hybrid-Wechselrichter der Leistungsklasse 20 kW benötigt. Der Aufpreis gegenüber einem Standard-Wechselrichter, der bereits in Kapitel 2 einkalkuliert wurde, beträgt für diese Leistungsklasse:

Aufpreis Hybrid-Wechselrichter gegenüber Standard = CHF 2'000.00

Position 3: Energiemanagementsystem (EMS)

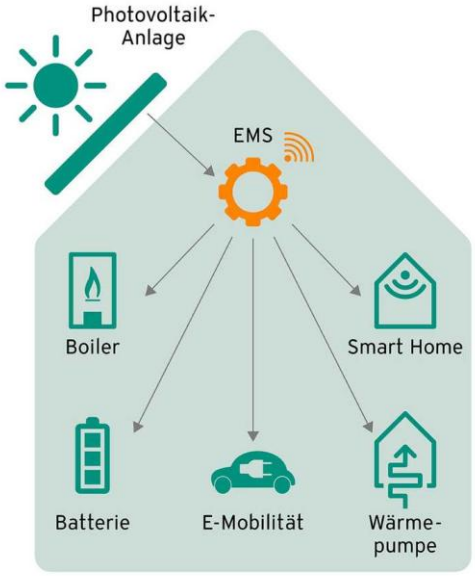


Abbildung 7, Erklärung EMS

Das Energiemanagementsystem koordiniert das Zusammenspiel zwischen PV-Anlage, Batteriespeicher, Wärmepumpe und in Kapitel 4 beschriebener Elektroladestation. Es optimiert in Echtzeit die Lade- und Entladezyklen des Speichers in Abhängigkeit der aktuellen PV-Produktion, des Gebäudeverbrauchs und der Tarife des Netzbetreibers. Moderne EMS-Systeme sind webbasiert und ermöglichen dem Eigentümer oder der Verwaltung eine lückenlose Übersicht über Produktion, Eigenverbrauch, Einspeisung und Speicherstatus über eine App oder ein Webportal.

EMS inkl. Visualisierung und App-Anbindung = CHF 1'500.00

Position 4: DC- und AC-Verkabelung Speicher

Die elektrische Verbindung zwischen Batteriespeicher, Hybrid-Wechselrichter und dem Unterverteiler des Gebäudes erfordert eine fachgerechte Verkabelung. Da der Speicher im Kellergeschoss des Referenzobjekts installiert wird und der Wechselrichter ebenfalls im Technikraum platziert ist, sind die Leitungswege kurz. Die Verkabelung umfasst die DC-Verbindung zwischen Speicher und Wechselrichter sowie die AC-Anbindung an den Unterverteiler inklusive Schutzschalter und Sicherungselemente.

Verkabelung und elektrische Schutzeinrichtungen = CHF 1'200.00

Position 5: Montage und Installation

Die Installation des Batteriespeichers im Kellergeschoss des Referenzobjekts umfasst die Anlieferung und Positionierung der Speichereinheit, die mechanische Wandmontage oder Standmontage, die elektrischen Anschlussarbeiten sowie die Inbetriebnahme und Konfiguration des Systems inklusive Parametrierung des BMS und des EMS. Für eine 25 kWh Einheit ist erfahrungsgemäss ein Aufwand von 1.5 bis 2 Arbeitstagen mit einem 2-köpfigen Team aus Solarinstallateur und Elektriker zu veranschlagen. Der branchenübliche Stundenansatz in der Zentralschweiz liegt bei CHF 120 pro Stunde.

2 Mitarbeiter x 2 Tage x 8 Stunden x CHF 120.00 = CHF 3'840.00

Position 6: Brandschutz und Sicherheitsinstallation

Da der Batteriespeicher in einem bewohnten Mehrfamilienhaus installiert wird, sind gemäss den Schweizer Brandschutznormen der VKF (Vereinigung Kantonaler Feuerversicherungen) zusätzliche Brandschutzmassnahmen erforderlich. Dazu gehören ein geeigneter, belüfteter Aufstellungsort im Keller, eine feuerhemmende Abtrennung des Technikraums sowie ein Brandmelder im Speicherraum. Diese Massnahmen sind nicht nur normativ vorgeschrieben, sondern auch eine Voraussetzung für die Gebäudeversicherung.

Brandschutzinstallation und Sicherheitsmassnahmen = CHF 1'200.00

Position 7: Inbetriebnahme, Dokumentation und Einweisung

Nach der Installation wird das Gesamtsystem aus PV-Anlage und Batteriespeicher gemeinsam in Betrieb genommen, alle Parameter werden optimiert und die Funktion wird geprüft. Der Eigentümer oder die Hausverwaltung wird in die Bedienung des EMS eingewiesen. Die vollständige Installationsdokumentation wird erstellt und dem Eigentümer übergeben, was unter anderem für die Gebäudeversicherung und allfällige spätere Förderanträge benötigt wird.

Inbetriebnahme, Dokumentation und Einweisung = CHF 800.00

Gesamtkostenübersicht Batteriespeicher

Position	*Beschreibung*	*Kosten (CHF)*
1	LFP-Batteriespeicher 25 kWh inkl. BMS	20'000
2	Aufpreis Hybrid-Wechselrichter	2'000
3	Energiemanagementsystem (EMS)	1'500
4	DC- und AC-Verkabelung Speicher	1'200
5	Montage und Installation 32 Std.	3'840
6	Brandschutz und Sicherheitsinstallation	1'200
7	Inbetriebnahme, Dokumentation, Einweisung	800
Gesamtkosten		**30'540**

Die Gesamtkosten von rund CHF 30'500 für ein 25 kWh LFP-Speichersystem entsprechen einem spezifischen Investitionsaufwand von rund CHF 1'220 pro kWh nutzbarer Speicherkapazität. Dieser Wert liegt innerhalb der aktuellen Schweizer Marktbandbreite von CHF 900 bis 1'300 pro kWh für schlüsselfertig installierte Systeme dieser Grössenklasse und ist damit als realistisch und branchenüblich zu bezeichnen.

3.4 Fördergelder

Die Förderlandschaft für Batteriespeicher unterscheidet sich grundlegend von jener für Photovoltaikanlagen. Während PV-Anlagen auf Bundesebene durch die Einmalvergütung (EIV) über Pronovo klar und einheitlich gefördert werden, ist die Situation bei Batteriespeichern deutlich komplexer und weniger grosszügig.

Ebene 1: Bundesebene, keine direkte Speicherförderung

Auf Bundesebene existiert im Jahr 2026 kein eigenständiges Förderprogramm für stationäre Batteriespeicher im Wohnbereich. Die Pronovo AG, die im Auftrag des Bundes die Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen verwaltet, gewährt keine separaten Beiträge für Batteriespeicher, die in Kombination mit einer PV-Anlage installiert werden. Dies ist eine wesentliche Abgrenzung gegenüber der PV-Förderung und sollte bei der Investitionsplanung klar berücksichtigt werden.

Das neue Stromversorgungsgesetz (StromVG), das ab 2026 vollständig in Kraft getreten ist, schafft jedoch neue indirekte Anreize für Batteriespeicher: Strom, der in einem Batteriespeicher zwischengelagert und anschliessend ins Netz eingespeist wird, soll ab 2026 rückvergütet werden dürfen, sofern zuvor Strom aus dem Netz bezogen wurde. Dies eröffnet mittel- bis langfristig neue Erlöspotenziale, ist jedoch zum Zeitpunkt der Abgabe dieser Arbeit noch nicht vollständig umgesetzt und wird deshalb in der Wirtschaftlichkeitsberechnung in Kapitel 5 nicht berücksichtigt.

Ebene 2: Kantonale Förderung, Kanton Luzern[42]

Der Kanton Luzern gewährt im Rahmen seines kantonalen Energieförderprogramms kantonale Zusatzbeiträge für Batteriespeicher, die in Kombination mit einer Photovoltaikanlage installiert werden. Dieser Beitrag wird über das kantonale Energieförderprogramm des Amts für Umwelt und Energie (UWE) des Kantons Luzern abgewickelt. Das Förderprogramm des Kantons Luzern läuft ohne wesentliche Änderungen bis Ende 2026 weiter.

Gemäss aktuellen Angaben der SM Tech GmbH, einem spezialisierten Solarinstallationsbetrieb im Kanton Luzern, sowie der Plattform solar-kanton-luzern.ch gewährt der Kanton Luzern für Batteriespeicher in Kombination mit einer PV-Anlage einen kantonalen Zusatzbeitrag. Da die genaue Höhe dieses Beitrags abhängig von der Speicherkapazität und dem jeweiligen Programmjahr ist und direkt beim Amt für Umwelt und Energie des Kantons Luzern zu verifizieren ist, wird für die Wirtschaftlichkeitsberechnung dieser Arbeit ein konservativer Ansatz von CHF 200 pro kWh nutzbarer Speicherkapazität angenommen, was dem harmonisierten Fördermodell der Kantone (HFM) entspricht.

Für das Referenzobjekt mit 25 kWh Speicherkapazität ergibt sich damit ein kantonaler Förderbeitrag von:

25 kWh x CHF 200.00 = CHF 5'000.00

Wichtiger Hinweis: Das Fördergesuch muss zwingend vor Baubeginn beim Amt für Umwelt und Energie des Kantons Luzern eingereicht werden. Eine nachträgliche Antragstellung ist nicht möglich.

Ebene 3: Kommunale Förderung

Auf kommunaler Ebene bestehen im Kanton Luzern vereinzelte Förderprogramme für Batteriespeicher. Diese sind jedoch nicht flächendeckend und variieren stark je nach Standortgemeinde. Die Stadt Luzern verweist auf ihrer offiziellen Webseite auf die kantonalen und nationalen Förderprogramme als primäre Anlaufstelle.[47] Allfällige kommunale Zusatzförderungen sind direkt bei der zuständigen Gemeindeverwaltung oder über die Plattform energiefranken.ch zu erfragen. Da das Referenzobjekt an einem nicht genau definierten Standort im Kanton Luzern liegt, wird eine kommunale Förderung in der Wirtschaftlichkeitsberechnung nicht einkalkuliert, jedoch als möglicher Zusatzbeitrag erwähnt.

Ebene 4: Steuerliche Abzugsfähigkeit

Analog zur Photovoltaikanlage sind auch die Investitionskosten für den Batteriespeicher im Kanton Luzern steuerlich abzugsfähig. Ein Batteriespeicher, der zusammen mit einer PV-Anlage auf einem bestehenden Gebäude installiert wird, gilt als Energiesparmassnahme und ist auf Bundes- und Kantonsebene als Liegenschaftsunterhalt vom steuerbaren Einkommen abzugsfähig. Bei einem angenommenen Grenzsteuersatz von 27.5 Prozent für eine Liegenschaftsgesellschaft und einer Nettoinvestition nach kantonalem Förderbeitrag von CHF 25'540 ergibt sich eine steuerliche Entlastung von:

CHF 25'540 x 27.5% = CHF 7'024

Gesamtübersicht Fördergelder Batteriespeicher

Ebene	*Förderprogramm*	*Förderstelle*	*Betrag (CHF)*
Bund	Keine direkte Speicher-förderung	Pronovo AG	0
Kanton	Kantonaler Zusatzbeitrag Speicher 25 kWh x CHF 200	Kanton Luzern	5'000
Gemeinde	Je nach Standortge-meinde (nicht einkalkuliert)	Kanton Luzern	3'500–5'000
Total direkte Förde-rung (ohne GEAK Plus)			**5'000**
Steuerabzug geschätzt 27.5%		Steuerverwaltung	7'024
Effektive Gesamtent-lastung			**12'024**

Die Gesamtinvestition von CHF 30'540 für den Batteriespeicher reduziert sich nach Abzug der kantonalen Förderung auf eine Nettoinvestition von CHF 25'540. Unter Berücksichtigung der steuerlichen Entlastung ergibt sich eine effektive Nettoinvestition für den Batteriespeicher von rund CHF 18'516.

4 Elektroladestation

4.1 Aufbau und Auslegung

Ausgangslage und Zielsetzung

Das Referenzobjekt verfügt gemäss Kapitel 1.4 über eine Einstellgarage mit zwölf Garagenplätzen, wobei jeder der sechs Wohneinheiten zwei Plätze zugeteilt sind. Mit dem kontinuierlich wachsenden Anteil von Elektrofahrzeugen an den Neuzulassungen in der Schweiz sowie dem in Vorbereitung befindlichen gesetzlichen «Recht auf Laden», welche Mieterinnen und Mieter künftig einen rechtlich gesicherten Zugang zu Ladeinfrastruktur gewähren soll, ist die Frage der Ladeinfrastruktur für Mehrfamilienhäuser nicht mehr optional, sondern eine strategische Notwendigkeit. Eine vorausschauende Investition in eine skalierbare Grundinfrastruktur schützt den Eigentümer vor teuren Nachrüstungen und erhöht gleichzeitig den Wert und die Attraktivität der Liegenschaft.

Ziel der Ladeinfrastruktur des Referenzobjekts ist es, allen zwölf Garagenplätzen eine zukunftssichere, skalierbare und intelligent gesteuerte Lademöglichkeit zur Verfügung zu stellen, die sowohl den aktuellen Bedarf der Bewohnerinnen und Bewohner abdeckt als auch mit dem Batteriespeicher und der PV-Anlage aus Kapitel 2 und 3 intelligent vernetzt ist.

Systemkonzept: Gesamtlösung statt Einzellösungen

Gemäss dem Merkblatt SIA 2060, das die verbindlichen Richtlinien für die Planung und Ausrüstung von Gebäuden mit Ladeinfrastruktur in der Schweiz definiert, sowie den Empfehlungen von CKW und Swiss eMobility sind Einzellösungen in Garagen für Mehrfamilienhäuser heute nicht mehr zukunftsfähig und durch Vorgaben des Verteilnetzbetreibers stark eingeschränkt. Als Standard hat sich eine Gesamtlösung etabliert, die auf einer einmaligen Grundinstallation mit zentralem Verteiler, Flachbandkabelvorinstallation zu allen Parkplätzen, einem intelligenten dynamischen Lastmanagementsystem sowie smartfähigen Wallboxen basiert. Diese Lösung ist modular und skalierbar, was bedeutet, dass nicht zwingend von Anfang an alle zwölf Parkplätze mit einer Wallbox ausgerüstet werden müssen, die Vorinstallation jedoch so ausgelegt wird, dass eine spätere Nachrüstung ohne teure Umbauten möglich ist.

Für das Referenzobjekt wird folgendes zweistufiges Konzept gewählt:

In der ersten Stufe wird die vollständige Grundinfrastruktur für alle zwölf Garagenplätze installiert. Dazu gehören der zentrale Ladeinfrastrukturverteiler, die Vorverkabelung zu allen zwölf Parkplätzen, das dynamische Lastmanagementsystem sowie die Anbindung an das Energiemanagementsystem der PV-Anlage und des Batteriespeichers. In der zweiten Stufe werden zunächst sechs Wallboxen installiert, eine pro Wohneinheit, was einer realistischen Anfangsauslastung entspricht. Die restlichen sechs Anschlüsse sind vollständig vorinstalliert und können jederzeit ohne bauliche Eingriffe mit einer weiteren Wallbox bestückt werden, sobald die Nachfrage der Bewohnerinnen und Bewohner steigt.



Abbildung 8, Mögliches aussehen Elektroladestation

Auf der Abbildung ist das Flachbandkabel gut ersichtlich. Bei Bedarf ist es am einfachsten und günstigsten dies problemlos zu erweitern und eine Ladestation bei einem weiteren Parkplatz zu installieren.

Technische Auslegung

Als Ladeleistung pro Wallbox wird 11 kW (dreiphasig, 16 A) gewählt. Diese Leistungsklasse ist die am häufigsten verwendete für Heimladestationen in der Schweiz, da sie einerseits eine komfortable Ladezeit von 4 bis 6 Stunden für ein typisches Elektrofahrzeug mit 60 bis 80 kWh Batteriekapazität ermöglicht und andererseits unter der Genehmigungspflicht von 22 kW liegt, was den administrativen Aufwand erheblich reduziert. Wallboxen bis 11 kW sind in der Schweiz zwar meldepflichtig, aber nicht genehmigungspflichtig. Die Meldung erfolgt durch den konzessionierten Elektriker beim Netzbetreiber CKW.

Das dynamische Lastmanagementsystem überwacht den Gesamtstromverbrauch im Gebäude in Echtzeit und verteilt die verfügbare Anschlussleistung automatisch auf die aktiven Ladepunkte. So wird eine Überlastung des Hausanschlusses zuverlässig verhindert, ohne dass eine teure Erhöhung der Netzanschlussleistung notwendig wird. Die maximale gleichzeitige Ladeleistung aller Wallboxen wird durch das Lastmanagement auf die verfügbare Reservekapazität des Hausanschlusses begrenzt.[51]

Die Wallboxen werden über das Energiemanagementsystem aus Kapitel 3 mit der PV-Anlage und dem Batteriespeicher vernetzt. Das EMS steuert die Ladezeiten der Elektrofahrzeuge bevorzugt in jene Tagesstunden, in denen die PV-Anlage einen Überschuss produziert und der Batteriespeicher bereits geladen ist. Dadurch wird der Eigenverbrauch des selbst produzierten Solarstroms weiter erhöht und der Bezug von teurem Netzstrom reduziert.

Die Stromabrechnung erfolgt verursachergerecht über MID-konforme geeichte Zähler in jeder Wallbox, kombiniert mit einem zentralen Abrechnungssystem. Die Bewohnerinnen und Bewohner identifizieren sich über eine RFID-Karte oder eine Smartphone-App und erhalten monatlich eine transparente Abrechnung des bezogenen Ladestroms, getrennt vom Haushaltsstrom der Wohnung.

Rechtliche Grundlagen und Normen

Die Installation der Ladeinfrastruktur erfolgt gemäss folgenden verbindlichen Normen und Vorschriften: dem Merkblatt SIA 2060 für die Infrastruktur für Elektrofahrzeuge in Gebäuden, der Niederspannungs-Installationsnorm SN 411000 (NIN) von Electrosuisse sowie den Anschlussbedingungen des Netzbetreibers CKW. Sämtliche Installationsarbeiten dürfen ausschliesslich durch konzessionierte Elektroinstallateure ausgeführt werden.

4.2 Kosten

Die Kosten für eine Ladeinfrastruktur in einem Mehrfamilienhaus gliedern sich klar in zwei Bereiche: die Grundinfrastruktur, welche von der Eigentümerschaft getragen wird und allen Parkplätzen zugutekommt, sowie die individuellen Wallboxen, die je nach Bedarf der einzelnen Wohneinheiten installiert werden. Die nachfolgenden Preise basieren auf aktuellen Schweizer Marktpreisen des Jahres 2026 aus Quellen wie CKW, Carify, Ofri.ch und Solarmotion und stellen für eine Ladeinfrastruktur mit zwölf Parkplätzen im Kanton Luzern realistische Mittelwerte dar.

Position 1: eMobility-Checkup und Planung

Vor der Installation einer Ladeinfrastruktur in einer Einstellgarage mit mehreren Parkplätzen empfiehlt sich gemäss Swiss eMobility und CKW die Durchführung eines eMobility-Checkups durch einen zertifizierten Fachbetrieb. Dieser umfasst eine Begehung vor Ort, die Analyse der vorhandenen Hausanschlussleistung, einen Vorgehensvorschlag sowie eine Grobkostenschätzung. Der Checkup bildet die Grundlage für die gesamte Planung und verhindert kostspielige Fehler bei der Umsetzung. Energie Wasser Bern, CKW und vergleichbare Schweizer Energieversorger bieten diesen Checkup zu einem Pauschalpreis an.

eMobility-Checkup und Planungskosten = CHF 1'500.00

Position 2: Zentraler Ladeinfrastrukturverteiler

Das Herzstück der Grundinfrastruktur ist der zentrale Ladeinfrastrukturverteiler, der in der Einstellgarage des Referenzobjekts installiert wird. Dieser Verteiler übernimmt die elektrische Einspeisung für alle zwölf Ladepunkte, integriert das dynamische Lastmanagementsystem sowie die Kommunikationsschnittstelle zum Energiemanagementsystem der PV-Anlage und des Batteriespeichers. Der Verteiler wird ab dem bestehenden Hausanschluss mit einer eigenen

Zuleitung erschlossen, die für die Vollauslastung aller zwölf Ladepunkte ausreichend dimensioniert ist.

Zentraler Ladeinfrastrukturverteiler inkl. Zuleitung = CHF 4'500.00

Position 3: Flachbandkabel-Vorinstallation zu allen 12 Parkplätzen

Die Vorverkabelung aller zwölf Garagenplätze mittels Flachbandkabel ist das Kernelement einer skalierbaren Ladeinfrastruktur gemäss Merkblatt SIA 2060. Das Flachbandkabel wird entlang der Garagenwände zu allen zwölf Parkplätzen verlegt und ermöglicht es, jederzeit ohne Stemmarbeiten oder Wanddurchbrüche eine weitere Wallbox zu aktivieren. Bei zwölf Parkplätzen auf einer Fläche von rund 130 m² Garagen-Grundfläche werden schätzungsweise 80 bis 100 Meter Flachbandkabel sowie entsprechende Befestigungsmaterial, Abzweigdosen und Kanäle an jedem Stellplatz benötigt.

Flachbandkabel-Vorinstallation 12 Parkplätze inkl. Material = CHF 2'500.00

Position 4: Dynamisches Lastmanagementsystem

Das dynamische Lastmanagementsystem ist bei einer Anlage mit zwölf potenziellen Ladepunkten in einem Mehrfamilienhaus nicht optional, sondern technisch zwingend erforderlich. Es überwacht den Gesamtstromverbrauch des Gebäudes in Echtzeit und verteilt die verfügbare Anschlussleistung automatisch und intelligent auf alle aktiven Ladepunkte. Ohne ein solches System müsste die Hausanschlussleistung kostenpflichtig erhöht werden, was gemäss CKW schnell CHF 15'000 bis CHF 100'000 kosten kann. Das System kommuniziert über das OCPP-Protokoll mit den Wallboxen und ist vollständig in das Energiemanagementsystem der PV-Anlage integriert, wie in Kapitel 3 beschrieben.

Dynamisches Lastmanagementsystem inkl. Software und Anbindung EMS = CHF 3'500.00

Position 5: Abrechnungssystem mit RFID und App

Da in einem Mehrfamilienhaus mehrere Parteien die Ladeinfrastruktur nutzen, ist eine verursachergerechte Abrechnung des bezogenen Ladestroms zwingend. Das Abrechnungssystem erfasst jeden Ladevorgang über MID-konforme geeichte Zähler in jeder Wallbox, weist ihn der jeweiligen Wohneinheit zu und erstellt monatliche Abrechnungen. Die Identifikation der Nutzerinnen und Nutzer erfolgt über RFID-Karten oder eine Smartphone-App. Das System ist cloudbasiert und ermöglicht der Eigentümerschaft oder Verwaltung eine lückenlose Übersicht über alle Ladevorgänge und Energiebezüge.

Abrechnungssystem inkl. RFID-Karten, App, Ersteinrichtung = CHF 2'500.00

Position 6: Sechs Wallboxen 11 kW (Erstausstattung)



Abbildung 9, Wallbox

In der ersten Ausbaustufe werden für sechs der zwölf Parkplätze je eine smartfähige Wallbox mit 11 kW Ladeleistung installiert, eine pro Wohneinheit. Die Wallboxen verfügen über einen integrierten MID-konformen Stromzähler, eine RFID-Zugangskontrolle, eine App-Schnittstelle sowie die Fähigkeit zum PV-Überschussladen in Kombination mit dem Energiemanagementsystem. Der Marktpreis für eine smartfähige 11-kW-Wallbox namhafter Hersteller wie ABB, Wallbe, Webasto oder Juice Technology liegt im Schweizer Markt 2026 bei CHF 800 bis CHF 1'200 pro Gerät.

6 Wallboxen x CHF 1'000.00 = CHF 6'000.00

Position 7: Montage und Installation

Die Installation der Grundinfrastruktur sowie der sechs Wallboxen wird durch einen konzessionierten Elektroinstallationsbetrieb aus der Region Luzern ausgeführt. Alle Installationsarbeiten erfolgen gemäss der Niederspannungs-Installationsnorm SN 411000 (NIN) sowie dem Merkblatt SIA 2060. Für die Grundinfrastruktur mit Verteiler, Flachbandkabel und Lastmanagementsystem ist ein Aufwand von rund 3 Arbeitstagen mit einem 2-köpfigen Team zu veranschlagen. Die Installation der sechs Wallboxen erfordert zusätzlich rund 1 Arbeitstag. Der branchenübliche Stundenansatz für Elektroinstallateure in der Zentralschweiz liegt 2026 bei CHF 120 pro Stunde.

4 Tage x 2 Mitarbeiter x 8 Stunden x CHF 120.00 = CHF 7'680.00

Position 8: Anmeldung beim Netzbetreiber CKW und Inbetriebnahme

Jede Wallbox sowie die gesamte Ladeinfrastruktur müssen beim zuständigen Netzbetreiber CKW angemeldet werden. Da die Gesamtleistung der Anlage über 11 kW liegt, ist neben der Meldepflicht auch eine Genehmigung durch CKW erforderlich. Der Installateur übernimmt die Einreichung der technischen Anschlussgesuche und Installationsanzeigen. Nach der Genehmigung erfolgt die vollständige Inbetriebnahme aller Systeme, die Parametrierung des Lastmanagements und die Einweisung der Eigentümerschaft.

Anmeldung CKW, Inbetriebnahme, Dokumentation, Einweisung = CHF 1'500.00

Gesamtkostenübersicht Elektroladestation

Position	*Beschreibung*	*Kosten (CHF)*
1	eMobility-Checkup und Planung	1'500
2	Zentraler Ladeinfrastrukturverteiler inkl. Zuleitung	4'500
3	Flachbandkabel-Vorinstallation 12 Parkplätze	2'500
4	Dynamisches Lastmanagementsystem inkl. EMS-Anbindung	3'500
5	Abrechnungssystem RFID und App	2'500
6	6 Wallboxen 11 kW smartfähig inkl. Zähler	6'000
7	Montage und Installation 64 Std.	7'680
8	Anmeldung CKW, Inbetriebnahme, Dokumentation	1'500
Gesamtkosten		**29'680**

Die Gesamtinvestition von rund CHF 29'680 umfasst eine vollständig vorinstallierte und skalierbare Grundinfrastruktur für alle zwölf Parkplätze sowie die sofortige Erstausstattung mit sechs smartfähigen Wallboxen. Der spezifische Investitionsaufwand pro Parkplatz beträgt rund CHF 2'474, was für eine schlüsselfertige Gesamtlösung mit Lastmanagement, Abrechnungssystem und PV-Integration im Kanton Luzern als realistisch und branchenüblich zu bezeichnen ist.

4.3 Fördergelder

Die Förderung von Ladeinfrastruktur in Mehrfamilienhäusern ist im Kanton Luzern im Jahr 2026 auf zwei Ebenen organisiert: der kantonalen Ebene über die Dienststelle Umwelt und Energie (UWE) des Kantons Luzern sowie der kommunalen Ebene über die Stadt Luzern. Auf Bundesebene existiert keine einheitliche nationale Förderung für private Ladeinfrastruktur.

Ein wichtiger Hinweis vorab: Im Gegensatz zu den meisten anderen kantonalen Förderprogrammen kann das Fördergesuch für Ladeinfrastruktur im Kanton Luzern ausnahmsweise auch nach der Fertigstellung der Installation eingereicht werden, und zwar innerhalb von drei Monaten nach Inbetriebnahme. Dies erleichtert die Planung erheblich, da nicht zwingend vor Baubeginn ein Gesuch gestellt werden muss.

Ebene 1: Bundesebene – keine direkte Förderung

Auf Bundesebene besteht im Jahr 2026 kein einheitliches nationales Förderprogramm für private Ladeinfrastruktur in Mehrfamilienhäusern. Das Bundesamt für Energie hatte entsprechende Programme geprüft, das Bundesparlament hatte diese Pläne jedoch in der Frühjahrssession 2024 gestrichen. Die Förderung liegt damit vollständig bei den Kantonen und Gemeinden.

Ebene 2: Kantonale Förderung – Kanton Luzern

Der Kanton Luzern fördert die Basisinfrastruktur für Elektromobilität in bestehenden Mehrparteiengebäuden mit mindestens drei Wohneinheiten über die Dienststelle Umwelt und Energie (UWE).[61] Das Förderprogramm wurde per 01.01.2026 angepasst. Der bisherige Förderbetrag von CHF 400 pro Parkplatz aus den Vorjahren wurde dabei überarbeitet.

Gemäss dem aktuellen Stand 2026, bestätigt durch CKW sowie ewl Energie Wasser Luzern, gelten für das Referenzobjekt folgende kantonale Förderbeiträge für die Basisinfrastruktur:

Für die ersten 10 Parkplätze: CHF 350 pro Parkplatz.
Für Parkplätze 11 bis 50: CHF 200 pro Parkplatz.
Ab 51 Parkplätzen: CHF 100 pro Parkplatz.

Das Referenzobjekt verfügt über 12 Parkplätze. Die kantonale Förderung berechnet sich damit wie folgt:

10 Parkplätze x CHF 350 = CHF 3'500
2 Parkplätze x CHF 200 = CHF 400
Kantonale Förderung total = CHF 3'900

Förderberechtigt ist die Basisinfrastruktur gemäss SIA 2060, also die Grundinstallation inklusive Zuleitung, Flachbandkabel, Verteiler und Lastmanagementsystem. Die einzelnen Wallboxen sind nicht direkt förderberechtigt. Das Fördergesuch wird nach Fertigstellung der Installation über das Gesuchsportal des Kantons Luzern auf uwe.lu.ch eingereicht.

Ebene 3: Kommunale Förderung – Stadt Luzern

Die Stadt Luzern hat per Anfang 2026 ihr Förderprogramm für Elektromobilität deutlich ausgebaut und die Beiträge erhöht. Die städtische Förderung wird zusätzlich zur kantonalen Förderung ausbezahlt. Eine Doppelförderung ist in diesem Fall ausdrücklich erlaubt und erwünscht. Das kantonale Fördergesuch muss jedoch zuerst erfasst werden, damit die städtische Förderung ausgelöst werden kann.

Für die Basisinfrastruktur in Projekten mit bis zu 50 Parkplätzen beteiligt sich die Stadt Luzern mit bis zu CHF 800 pro Parkplatz an den Kosten. Gemäss der offiziellen Webseite der Stadt Luzern gelten für die Basisinfrastruktur folgende Beitragssätze:

Für die ersten 50 Parkplätze: CHF 200 pro Parkplatz.
Ab 51 Parkplätzen: CHF 100 pro Parkplatz.

Zusätzlich besteht laut Medienmitteilung der Stadt Luzern vom Februar 2026 ein erhöhter kombinierter Förderbetrag von bis zu CHF 800 pro Parkplatz für Projekte bis 50 Parkplätze, wenn kantonale und städtische Beiträge zusammengezählt werden.

Für das Referenzobjekt mit 12 Parkplätzen ergibt sich die städtische Förderung wie folgt:

12 Parkplätze x CHF 200 = CHF 2'400

Hinweis: Das Referenzobjekt liegt an einem nicht genau definierten Standort im Kanton Luzern. Die städtische Förderung gilt ausschliesslich für Projekte auf dem Stadtgebiet Luzern. Für Gemeinden ausserhalb der Stadt sind die kommunalen Förderprogramme direkt bei der zuständigen Gemeindeverwaltung oder über energiefranken.ch zu erfragen. Die städtische Förderung wird für das Referenzobjekt als Beispielberechnung aufgeführt.

Ebene 4: Gesetzliche Neuerung – Pflicht zur Ladeinfrastruktur ab August 2026[66]

Ein wichtiger Kontext für die Investitionsentscheidung ist die per 1. August 2026 in Kraft tretende Änderung des Parkplatzreglements der Stadt Luzern. Danach müssen neue und sanierte Parkplätze für Bewohnende verbindlich mit einer Ladeinfrastruktur gemäss Ausbaustufe C1 ausgerüstet werden. Wer heute freiwillig investiert, kommt damit einer gesetzlichen Verpflichtung zuvor und sichert sich gleichzeitig die aktuellen Fördergelder, die bei einer späteren Pflichterfüllung möglicherweise nicht mehr in gleichem Umfang zur Verfügung stehen.

Ebene 5: Steuerliche Abzugsfähigkeit

Die Investitionskosten für die Ladeinfrastruktur eines Mehrfamilienhauses sind im Kanton Luzern steuerlich als Liegenschaftsunterhalt abzugsfähig, sofern die Installation als werterhaltende Massnahme qualifiziert. Bei einem angenommenen Grenzsteuersatz von 27.5 Prozent und einer Nettoinvestition nach direkter Förderung von CHF 23'380 ergibt sich eine steuerliche Entlastung von:

CHF 23'380 x 27.5% = CHF 6'430

Gesamtübersicht Fördergelder Elektroladestation

Ebene	*Förderprogramm*	*Förderstelle*	*Betrag (CHF)*
Bund	Keine direkte Speicher-förderung		0
Kanton	Basisinfrastruktur 10 PP x CHF 350 + 2 PP x CHF 200	Kanton Luzern	3'900
Stadt	Basisinfrastruktur 12 PP x CHF 200 (nur Stadtgebiet)	Stadt Luzern	2'400
Total direkte Förde-rung			**6'300**
Steuerabzug geschätzt 27.5%		Steuerverwaltung	6'430
Effektive Gesamtent-lastung			**12'730**

Die Gesamtinvestition von CHF 29'680 für die Elektroladestation reduziert sich nach Abzug der direkten kantonalen Förderung auf eine Nettoinvestition von CHF 25'780. Unter Berücksichtigung der städtischen Förderung und der steuerlichen Entlastung ergibt sich eine effektive Nettoinvestition von rund CHF 16'950.

5 Kostenvergleich und Wirtschaftlichkeit

5.1 Gesamtkostenübersicht

In diesem Kapitel werden die in den Kapiteln 2, 3 und 4 einzeln ermittelten Investitionskosten für die Photovoltaikanlage, den Batteriespeicher und die Elektroladestation zusammengeführt und in einer Gesamtübersicht dargestellt. Ziel ist es, dem Eigentümer des Referenzobjekts eine klare und vollständige Übersicht über die gesamte Investition sowie die verfügbaren Fördergelder und deren Wirkung auf die effektive Nettoinvestition zu geben.

Investitionskosten der drei Systeme

Die drei Systeme verursachen folgende Bruttoinvestitionskosten:

System	**Bruttoinvestition (CHF)**
PV-Anlage 19 kWp (Kapitel 2.2)	39'490
Batteriespeicher 25 kWh LFP (Kapitel 3.3)	30'540
Elektroladestation 12 PP / 6 Wallboxen (Kapitel 4.2)	29'680
Total Bruttoinvestition	**99'710**

Die Gesamtbruttoinvestition für alle drei Systeme beträgt rund CHF 99'700. Diese Summe stellt die vollständige Investition dar, bevor jegliche Fördergelder oder steuerliche Entlastungen berücksichtigt werden.

5.2 Fördermittelübersicht

Die nachfolgende Übersicht fasst alle in dieser Arbeit recherchierten und auf das Referenzobjekt angewendeten Fördermittel vollständig zusammen, geordnet nach System und Förderebene. Sie dient als kompakte Referenz für Liegenschaftseigentümer und Verwaltungen, die eine vergleichbare Investition im Kanton Luzern planen.

Übersicht aller Fördergelder

System	*Förderprogramm*	*Förderstelle*	*Betrag (CHF)*
PV-Anlage	KLEIV Grundbeitrag	Pronovo AG	350
PV-Anlage	KLEIV Leistungsbeitrag 19 kWp x CHF 360	Pronovo AG	6'840
PV-Anlage	Grundbeitrag CHF 100 / m² (88 m² Modulfläche)	Stadt Luzern	8'800
Batteriespeicher	Kantonaler Zusatzbeitrag 25 kWh x CHF 200	Kanton Luzern	5'000
Elektroladestation	Basisinfrastruktur 10 PP x CHF 350 + 2 PP x CHF 200	Kanton Luzern	3'900
Elektroladestation	Basisinfrastruktur 12 PP x CHF 200	Stadt Luzern	2'400
Totale direkte Förderung			**27'290**
Steuerliche Gesametentlastung			**22'336**
Totale Entlastung			***49'626***

Ergänzend zu den direkten Fördergeldern können sämtliche Investitionskosten aller drei Systeme im Kanton Luzern steuerlich als Liegenschaftsunterhalt geltend gemacht werden. Bei einem angenommenen Grenzsteuersatz von 27.5 Prozent ergibt sich eine steuerliche Gesamtentlastung von CHF 22'336.

6 Amortisationsrechnung

Die Amortisationsrechnung berechnet, nach wie vielen Jahren die Gesamtinvestition durch die jährlich erzielten Einsparungen und Einnahmen vollständig zurückgeflossen ist. Als Berechnungsmethode wird die statische Amortisationsrechnung angewendet, da sie für Investitionsentscheide im Immobilienbereich weit verbreitet und für die Zielgruppe dieser Arbeit direkt nachvollziehbar ist. Ergänzend werden Sensitivitätsbetrachtungen angestellt, welche die Auswirkungen veränderter Rahmenbedingungen auf die Amortisationsdauer aufzeigen.

Grundlagen der Berechnung

Für die Amortisationsrechnung werden folgende Kennzahlen verwendet, die in den vorangehenden Kapiteln erarbeitet wurden:

Strompreis CKW 2026 für Privatkunden: CHF 0.252 pro kWh
Einspeisevergütung CKW 2026: CHF 0.085 pro kWh
Jährlicher PV-Energieertrag: 17'100 kWh
Eigenverbrauchsanteil mit Batteriespeicher und Ladestation: 65 Prozent
Direkt eigenverbrauchter PV-Strom: 11'115 kWh pro Jahr
Ins Netz eingespeister PV-Strom: 5'985 kWh pro Jahr

Hinweis zum Einspeisevergütungstarif: Die CKW vergütet eingespeisten Solarstrom gemäss dem vierteljährlich festgelegten Referenzmarktpreis des Bundesamts für Energie. Gemäss aktuellen Angaben von CKW und Zentralplus liegt die Vergütung für Anlagen unter 30 kWp im Versorgungsgebiet CKW bei rund 8 bis 10 Rappen pro kWh. Für diese Berechnung wird ein konservativer Ansatz von CHF 0.085 pro kWh verwendet.

Einsparung durch Eigenverbrauch des PV-Stroms

Der direkt selbst verbrauchte PV-Strom von 11'115 kWh pro Jahr muss nicht mehr aus dem Netz bezogen werden. Die Einsparung entspricht dem Netzbezugspreis von CHF 0.252 pro kWh: 11'115 kWh x CHF 0.252 = CHF 2'801 pro Jahr

Einnahmen aus der Einspeisung von überschüssigem PV-Strom

Der nicht selbst verbrauchte Anteil von 5'985 kWh pro Jahr wird ins Netz der CKW eingespeist und zu CHF 0.085 pro kWh vergütet: 5'985 kWh x CHF 0.085 = CHF 509 pro Jahr

Gesamte jährliche Einsparung

Einsparung	**kWh pro Jahr**	**CHF pro Jahr**
Eigenverbrauch PV-Strom	11'115	2'801
Einspeisevergütung	5'985	509
Total	**17100**	**3'310**

6.1.1 Szenario A: Vergleich Amortisation mit/ohne Fördergelder

Im Szenario A, wenn keine Fördergelder und keine steuerliche Entlastung berücksichtigt werden, bleibt die Investitionsbasis von CHF 99'710.

Amortisationsdauer = CHF 99'710 ÷ CHF 3'310= 30.1 Jahre

Werden die effektive Nettoinvestition nach Abzug aller direkten Fördergelder und der steuerlichen Entlastung betrachtet, bleiben Investitionskosten von CHF 50'984.

Amortisationsdauer = CHF 50'984 ÷ CHF 3'310= 15.4 Jahre

Übersicht Amortisationsszenarien

	Ohne Förderung	**Mit Förderung**
Investitionsbasis CHF	99'710	50'984
Jährliche Einsparung CHF	3'310	3'310
Amortisationsdauer Jahre	30.1	15.4

Sensitivitätsbetrachtung

Die statische Amortisationsrechnung basiert auf konstanten Rahmenbedingungen. In der Praxis können sich diese Bedingungen verändern. Die folgende Sensitivitätsbetrachtung zeigt, wie sich veränderte Strompreise auf die Amortisationsdauer im geförderten Szenario A auswirken:

Strompreis	**Jährliche Einsparung (CHF)**	**Amortisation (Jahre)**
CHF 0.21 / kWh (–17%)	2'764	18.4
CHF 0.25 / kWh (Basiswert)	3'310	15.4
CHF 0.30 / kWh (+19%)	3'972	12.8
CHF 0.35 / kWh (+39%)	4'634	11.0

Die Sensitivitätsbetrachtung zeigt deutlich: Steigen die Strompreise weiter an, was angesichts der allgemeinen Marktentwicklung und der Tariferhöhung um 19 Prozent für 2026 plausibel ist, verkürzt sich die Amortisationsdauer erheblich. Bereits bei einem Strompreis von CHF 0.30 pro kWh reduziert sich die Amortisationsdauer im geförderten Szenario auf rund 12.8 Jahre, bei CHF 0.35 pro kWh sogar auf 11 Jahre. Dies verdeutlicht, dass steigende Strompreise die Wirtschaftlichkeit der Investition signifikant verbessern und die Abhängigkeit vom Netzbezug durch eine hohe Eigenverbrauchsquote zunehmend an Bedeutung gewinnt. Es entsteht eine extreme Differenz der Amortisierungsdauer von 59.8%. Dadurch ist einer der grössten und gleich auch unberechenbarsten Hebel ganz eindeutig aufgezeigt.

6.1.2 Szenario B: PV-Anlage und Elektroladestation ohne Batteriespeicher

Szenario B betrachtet die Kombination einer Photovoltaikanlage mit einer Elektroladestation, jedoch ohne den Einsatz eines Batteriespeichers. In diesem Szenario wird der produzierte Solarstrom direkt im Gebäude genutzt oder ins Netz eingespeist; eine zeitliche Verschiebung des Stromangebots durch einen Speicher ist nicht möglich. Der Eigenverbrauchsanteil liegt ohne Batteriespeicher erfahrungsgemäss bei lediglich 25 bis 35 Prozent der PV-Produktion, da der Grossteil des Solarstroms tagsüber anfällt, der Verbrauch der Bewohner jedoch hauptsächlich morgens, abends und nachts liegt.

Kosten PV Anlage und Elektroladestation

Position	**Exkl. Förderung (CHF)**	**Inkl. Förderung (CHF)**
PV-Anlage 19 kWp	39'490	15'976
Elektroladestation 12 PP / 6 Wallboxen	29'680	16'256
Total Bruttoinvestition	**69'170**	**32'232**

Die Gesamtbruttoinvestition für die PV-Anlage (19 kWp) und die Elektroladestation (12 Parkplätze, 6 Wallboxen) beläuft sich auf CHF 69'170. Nach Abzug aller direkten Fördergelder (EIV Pronovo CHF 7'190, kommunale PV-Förderung Stadt Luzern CHF 8'800, kantonale und kommunale Ladeinfrastrukturförderung CHF 6'300) sowie der steuerlichen Entlastung von rund 27.5 Prozent auf die verbleibende Nettoinvestition reduziert sich die effektive Nettoinvestition auf rund CHF 32'232.

Amortisationsrechnung Szenario B

	Ohne Förderung	**Mit Förderung**
Investitionsbasis (CHF)	69'170	32'232
Jährliche Einsparung (CHF)	2'650	2'650
Amortisationsdauer (Jahre)	26.1	12.2

Die jährliche Einsparung in Szenario B berechnet sich aus dem direkt nutzbaren Eigenverbrauch des PV-Stroms (rund 4'275 kWh pro Jahr bei einem Eigenverbrauchsanteil von 25 Prozent) zu einem angesetzten Netzstrompreis von CHF 0.25 pro kWh sowie aus der Einspeisevergütung des überschüssigen Stroms (rund 12'825 kWh zu CHF 0.075 pro kWh) und einem Anteil des EV-Eigenverbrauchs über die Ladestation. Die resultierende jährliche Einsparung beträgt rund CHF 2'650. Ohne Fördergelder ergibt sich eine Amortisationsdauer von 26.1 Jahren; mit vollständiger Inanspruchnahme aller Fördergelder und der steuerlichen Entlastung

reduziert sich diese auf 12.2 Jahre, was innerhalb der technischen Lebensdauer beider Systeme liegt.

6.1.3 Szenario C: PV-Anlage und Batteriespeicher ohne Elektroladestation

Szenario C kombiniert die PV-Anlage (19 kWp) mit einem Lithium-Eisenphosphat-Batteriespeicher (25 kWh LFP) und verzichtet auf die Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge. Dieses Szenario entspricht einem verbreiteten Anwendungsfall in Mehrfamilienhäusern, in denen noch keine Elektrofahrzeuge vorhanden sind, der Eigenverbrauch jedoch maximiert werden soll.

Kostenposition	**Betrag in CHF**
PV-Anlage 19 kWp	39'490
Batteriespeicher 25 kWh LFP (inkl. Hybrid-WR)	30'540
Investitionskosten brutto	70'030
Einmalvergütung PV (BFE/Swissolar 2025)	17'952
Förderbeitrag Batteriespeicher (ProKilowatt 2025)	9'169
Förderbeitrag Kanton Luzern	7'500
Investitionskosten netto (nach Förderung)	**35'409**

Ertragsberechnung und jährliche Einsparung

Durch den Batteriespeicher erhöht sich der Eigenverbrauchsanteil von 30 auf 65 Prozent, da überschüssiger Solarstrom tagsüber zwischengespeichert und in den Abendstunden genutzt werden kann. Die Einspeisemenge reduziert sich entsprechend, während der direkte Netzstrombezug deutlich sinkt.

	Wert
Jahresproduktion PV	17'100 kWh
Eigenverbrauchsanteil (mit Speicher)	65 %
Eigenverbrauch (kWh)	11'115 kWh
Einspeisung ins Netz (kWh)	5'985 kWh
Einsparung Eigenverbrauch (CHF 0.252/kWh)	CHF 2'801
Einspeisung (CHF 0.085/kWh)	CHF 509
Jährliche Gesamteinsparung	**CHF 3'310**

	Ohne Förderung	Mit Förderung
Investitionskosten (CHF)	70'030	35'409
Jährliche Einsparung (CHF)	3'310	3'310
Amortisationsdauer (Jahre)	**21.2**	**10.7**

Szenario C belegt, dass der Batteriespeicher zwar die Investitionskosten erhöht, gleichzeitig aber den Eigenverbrauch und damit die jährlichen Einsparungen deutlich steigert. Die Amortisationsdauer mit Förderung beträgt rund 10.7 Jahre und liegt damit zwischen Szenario D (7.4 Jahre) und Szenario A mit Vollausbau (15.4 Jahre). Für Eigentümer ohne unmittelbaren Bedarf an einer Ladeinfrastruktur stellt Szenario C eine wirtschaftlich gut begründbare Option dar.

6.1.4 Szenario D: Nur PV-Anlage

Szenario D betrachtet die Investition in eine Photovoltaikanlage mit einer Leistung von 19 kWp als isolierte Massnahme, ohne Batteriespeicher und ohne Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge. Dieses Szenario dient als Referenzpunkt und zeigt, welchen wirtschaftlichen Mehrwert die Kombination mit einem Batteriespeicher beziehungsweise einer Ladestation erzeugt.

Kostenposition	Betrag (CHF)
PV-Anlage 19 kWp	39'490
Einmalvergütung PV	17'952
Förderbeitrag Kanton Luzern	4'500
Investitionskosten netto (nach Förderung)	**17'038**

Ertragsberechnung und jährliche Einsparung

Die PV-Anlage erzeugt gemäss Standortbewertung jährlich rund 17'100 kWh Solarstrom. Ohne Batteriespeicher beträgt der Eigenverbrauchsanteil erfahrungsgemäss 25 bis 35 Prozent; für die Berechnung wird ein mittlerer Eigenverbrauchsanteil von 30 Prozent verwendet. Der verbleibende Anteil wird zu den aktuellen CKW-Einspeisetarifen ins Netz eingespeist.

	Ohne Förderung	Mit Förderung
Investitionskosten (CHF)	39'490	17'038
Jährliche Einsparung (CHF)	2'310	2'310
Amortisationsdauer (Jahre)	**17.1**	**7.4**

Szenario D zeigt, dass eine reine PV-Anlage ohne Förderung eine Amortisationsdauer von rund 17 Jahren aufweist. Mit Fördergeldern von Bund und Kanton reduziert sich die Amortisationsdauer auf rund 7 Jahre. Im Vergleich zu Szenario A (Vollausbau, 15.4 Jahre mit Förderung) ist Szenario D kurzfristig attraktiver, bietet jedoch weder die Flexibilitätsvorteile eines Batteriespeichers noch die Erträge aus der Ladeinfrastruktur.

7 Kapitalwertbetrachtung

Ergänzend zur statischen Amortisationsrechnung wird nachfolgend eine dynamische Kapitalwertbetrachtung (Net Present Value, NPV) durchgeführt. Diese Methode berücksichtigt den zeitlichen Wert des Geldes und gibt an, ob eine Investition über die gesamte Nutzungsdauer unter Einbezug eines Kalkulationszinssatzes einen positiven oder negativen Vermögensbeitrag leistet. Ein positiver Kapitalwert bedeutet, dass die Investition die Kapitalkosten vollständig deckt und darüber hinaus einen wirtschaftlichen Mehrwert generiert.

Vereinfacht: Der Kapitalwert zeigt, ob eine Investition über ihre gesamte Laufzeit mehr Geld einbringt als sie kostet. Wenn der Wert positiv ist, lohnt sie sich, wenn negativ, ist die Investition nicht Lohnenswert. Zukünftige Einnahmen werden dabei abgezinst, weil CHF 100 heute mehr wert sind als CHF 100 in 10 Jahren.

Die Berechnung erfolgt für jedes System einzeln sowie für die Gesamtinvestition. Da jedes System eine unterschiedliche technische Lebensdauer aufweist, wird der jeweilige Betrachtungshorizont systemspezifisch festgelegt: 25 Jahre für die PV-Anlage, 16 Jahre für den Batteriespeicher sowie 20 Jahre für die Ladestation. Der Kalkulationszinssatz beträgt einheitlich 3,0 Prozent pro Jahr. Als Restwert werden jeweils 5 Prozent der Bruttoinvestition am Ende des Betrachtungszeitraums angenommen. Die jährlichen Einsparungen werden als konstant angesetzt, da keine Strompreissteigerung unterstellt wird.

Berechnungsgrundlage und Formel

Der Kapitalwert (NPV) berechnet sich nach folgender Formel, wobei die jährliche Annuität als konstant angenommen wird (kein Strompreiswachstum):

$$\text{Barwert} = \text{Annuität} \times [(1 - (1 + i)^{-n}) / i] + \text{Restwert} \times (1 + i)^{-n}$$

$$\text{NPV} = \text{Barwert} - \text{Anfangsinvestition}$$

Parameter	**Wert**
Kalkulationszinssatz (i)	3,0 % pro Jahr
Betrachtungshorizont PV-Anlage	25 Jahre
Betrachtungshorizont Batteriespeicher	16 Jahre
Betrachtungshorizont Ladestation	20 Jahre
Restwert am Ende	5 % der Bruttoinvestition
Strompreisentwicklung	konstant (0 % p.a.)
Strompreis 2026	CHF 0.252 / kWh
Einspeisevergütung 2026	CHF 0.085 / kWh

Kapitalwertbetrachtung PV-Anlage

Die PV-Anlage erzeugt jährlich rund 17'100 kWh Strom. Ohne Batteriespeicher liegt der direkte Eigenverbrauchsanteil bei rund 32 Prozent der Produktion, entsprechend 5'472 kWh. Der verbleibende Anteil von 11'628 kWh wird ins Netz eingespeist und zu CHF 0.085 pro kWh vergütet. Die jährliche Gesamteinsparung der PV-Anlage allein berechnet sich wie folgt:

Komponente	**kWh / Jahr**	**CHF / Jahr**
Eigenverbrauch (32 % von 17'100 kWh)	5'472	1'379
Einspeisevergütung (11'628 kWh × CHF 0.085)	11'628	988
Jährliche Gesamteinsparung PV		**2'367**

Der Barwert aller diskontierten Einsparungen der PV-Anlage über 25 Jahre beträgt CHF 41'223. Zuzüglich des diskontierten Restwerts von CHF 943 ergibt sich ein Gesamtbarwert von CHF 42'166.

Kennzahl	**Ohne Förderung**	**Mit Förderung**
Bruttoinvestition	CHF 39'490	CHF 39'490
Direkte Fördergelder (KLEIV + Stadt Luzern)	—	CHF 15'990
Steuerliche Entlastung (27.5 %)	—	CHF 6'452
Effektive Nettoinvestition	CHF 39'490	CHF 17'048
Barwert Einsparungen (25 J. / 3 %)	CHF 41'223	CHF 41'223
Barwert Restwert (5 %)	CHF 943	CHF 943
Gesamtbarwert	CHF 42'166	CHF 42'166
Kapitalwert (NPV)	**+CHF 2'676**	**+CHF 25'118**

Die PV-Anlage erzielt bereits ohne Förderung einen positiven Kapitalwert von +CHF 2'676. Mit Förderung und Steuerentlastung steigt der Kapitalwert auf +CHF 25'118. Dies bedeutet, dass die PV-Anlage unter beiden Szenarien ihre Kapitalkosten von 3 Prozent pro Jahr vollständig deckt und darüber hinaus einen wirtschaftlichen Mehrwert generiert. Die PV-Anlage ist das wirtschaftlich robusteste Element der Gesamtinvestition.

Kapitalwertbetrachtung Batteriespeicher

Der Batteriespeicher erhöht den Eigenverbrauchsanteil des PV-Stroms von 32 Prozent auf 65 Prozent der Jahresproduktion. Dieser Mehrertrag von 33 Prozentpunkten entspricht 5'643 kWh, die nicht mehr zu 8.5 Rappen ins Netz eingespeist, sondern zu 25.2 Rappen selbst verbraucht werden. Die Einsparung pro umgeleiteter Kilowattstunde beträgt somit 16.7 Rappen. Der Batteriespeicher wird auf 16 Jahre Betriebsdauer bei täglichem Ladezyklus berechnet, was 6'000 garantierten Ladezyklen bei LFP-Technologie entspricht.

Komponente	**kWh / Jahr**	**CHF / Jahr**
Zusätzlicher Eigenverbrauch durch Speicher (33 % von 17'100)	5'643	
Einsparung je kWh (CHF 0.252 – CHF 0.085)		CHF 0.167
Jährliche Einsparung Batteriespeicher	**5'643**	**CHF 942**

Der Barwert aller diskontierten Einsparungen des Batteriespeichers über 16 Jahre beträgt CHF 11'837. Zuzüglich des diskontierten Restwerts von CHF 952 ergibt sich ein Gesamtbarwert von CHF 12'789.

Kennzahl	**Ohne Förderung**	**Mit Förderung**
Bruttoinvestition	CHF 30'540	CHF 30'540
Kantonale Förderung (25 kWh × CHF 200)	—	CHF 5'000
Steuerliche Entlastung (27.5 %)	—	CHF 7'024
Effektive Nettoinvestition	CHF 30'540	CHF 18'516
Barwert Einsparungen (16 J. / 3 %)	CHF 11'837	CHF 11'837
Barwert Restwert (5 %)	CHF 952	CHF 952
Gesamtbarwert	CHF 12'789	CHF 12'789
Kapitalwert (NPV)	**–CHF 17'751**	**–CHF 5'727**

Der Batteriespeicher weist unter beiden Szenarien einen negativen Kapitalwert auf. Ohne Förderung beträgt dieser –CHF 17'751, mit Förderung und Steuerentlastung verbessert sich der Wert auf –CHF 5'727. Der Speicher amortisiert seine Kapitalkosten innerhalb der Betriebsdauer von 16 Jahren nicht vollständig. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Einsparung durch erhöhten Eigenverbrauch allein – ohne unterstellte Strompreissteigerung – die hohen Anschaffungskosten einer 25-kWh-LFP-Einheit nicht vollständig kompensiert.

Wichtig ist jedoch: Der Batteriespeicher erhöht den Eigenverbrauchsanteil des Gesamtsystems von 32 auf 65 Prozent und schafft damit die Grundlage für den wirtschaftlichen Betrieb der Ladestation. Zudem eröffnet das neue Stromversorgungsgesetz zukünftige Erlöspotenziale durch netzdienliche Speichernutzung, die in der vorliegenden konservativen Berechnung

nicht berücksichtigt sind. Der negative Kapitalwert ist daher als konservative Untergrenze zu verstehen.

Kapitalwertbetrachtung Elektroladestation

Die Elektroladestation ermöglicht es, den überschüssigen Solarstrom direkt für das Laden der Elektrofahrzeuge der Bewohnerinnen und Bewohner zu nutzen. Bei sechs Wohneinheiten und je einem Elektrofahrzeug pro Haushalt ergibt sich ein geschätzter Ladebedarf von rund 18'000 kWh pro Jahr (6 Fahrzeuge × 3'000 kWh/Jahr). Durch die intelligente Steuerung des Energiemanagementsystems werden rund 40 Prozent dieses Ladebedarfs mit direkt produziertem PV-Strom gedeckt. Dies entspricht 7'200 kWh, die zu 25.2 Rappen eigenverbraucht statt zu 8.5 Rappen ins Netz eingespeist werden.

Komponente	**kWh / Jahr**	**CHF / Jahr**
PV-Strom direkt zu EV-Laden (40 % von 18'000 kWh)	7'200	
Einsparung je kWh (CHF 0.252 – CHF 0.085)		CHF 0.167
Jährliche Einsparung Ladestation	**7'200**	**CHF 1'202**

Der Barwert aller diskontierten Einsparungen der Ladestation über 20 Jahre beträgt CHF 17'889. Zuzüglich des diskontierten Restwerts von CHF 822 ergibt sich ein Gesamtbarwert von CHF 18'710. Die Ladestation wird über 20 Jahre betrachtet, was der technischen Nutzungsdauer der Infrastruktur (Kabel, Verteiler, Lastmanagement) entspricht. Die Wallboxen selbst werden nach 10 bis 12 Jahren erneuert; dieser Erneuerungsaufwand ist in der vorliegenden Berechnung konservativ nicht als Einsparung angerechnet.

Kennzahl	**Ohne Förderung**	**Mit Förderung**
Bruttoinvestition	CHF 29'680	CHF 29'680
Kantonale Förderung (10 PP × CHF 350 + 2 PP × CHF 200)	—	CHF 3'900
Kommunale Förderung Stadt Luzern (12 PP × CHF 200)	—	CHF 2'400
Steuerliche Entlastung (27.5 %)	—	CHF 6'430
Effektive Nettoinvestition	CHF 29'680	CHF 16'950
Barwert Einsparungen (20 J. / 3 %)	CHF 17'889	CHF 17'889
Barwert Restwert (5 %)	CHF 822	CHF 822
Gesamtbarwert	CHF 18'710	CHF 18'710
Kapitalwert (NPV)	**–CHF 10'970**	**+CHF 1'760**

Ohne Förderung weist die Ladestation einen negativen Kapitalwert von –CHF 10'970 auf. Mit vollständiger Förderausschöpfung und Steuerentlastung dreht der Kapitalwert ins Positive und

beträgt +CHF 1'760. Die Ladestation erreicht damit gefördert die Schwelle zur wirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit.

Neben der direkt messbaren Einsparung erzeugt die Ladeinfrastruktur einen nicht quantifizierten, aber bedeutenden Mehrwert: Sie steigert die Attraktivität und den Marktwert der Liegenschaft, senkt das Leerstandsrisiko und schützt den Eigentümer vor teuren Nachrüstungskosten, die bei späterer Installation gemäss CKW-Schätzungen schnell CHF 15'000 bis CHF 100'000 betragen können. Dieser strategische Wert ist in der Kapitalwertbetrachtung nicht enthalten und verbessert das reale Gesamtergebnis der Investition erheblich.

Kapitalwertbetrachtung Gesamtsystem

Die Gesamtbetrachtung fasst alle drei Systeme zusammen. Die kombinierte jährliche Einsparung von CHF 3'310 resultiert aus dem Eigenverbrauch des PV-Stroms inklusive Batteriespeicher und Ladestation, der Einspeisevergütung für überschüssigen Solarstrom sowie der Vermeidung von teurem Netzbezug. Der Betrachtungshorizont beträgt 25 Jahre entsprechend der Lebensdauer der PV-Module als langlebigster Systemkomponente.

Einsparungskomponente	**kWh / Jahr**	**CHF / Jahr**
Eigenverbrauch PV-Strom (65 %, 11'115 kWh × CHF 0.252)	11'115	2'801
Einspeisevergütung (5'985 kWh × CHF 0.085)	5'985	509
Jährliche Gesamteinsparung Vollausbau	**17'100**	**3'310**

Der Barwert aller diskontierten Einsparungen über 25 Jahre beträgt CHF 57'638. Zuzüglich des diskontierten Restwerts von CHF 2'381 ergibt sich ein Gesamtbarwert von CHF 60'019. Dem gegenüber steht die Gesamtbruttoinvestition von CHF 99'710 ohne Förderung respektive CHF 50'984 nach vollständiger Förderausschöpfung und steuerlicher Entlastung.

Kennzahl	**Ohne Förderung**	**Mit Förderung**
Bruttoinvestition Gesamt	CHF 99'710	CHF 99'710
Direkte Fördergelder Total	—	CHF 27'290
Steuerliche Entlastung Total (27.5 %)	—	CHF 21'436
Effektive Nettoinvestition	CHF 99'710	CHF 50'984
Barwert Einsparungen (25 J. / 3 %)	CHF 57'638	CHF 57'638
Barwert Restwert (5 %)	CHF 2'381	CHF 2'381
Gesamtbarwert	CHF 60'019	CHF 60'019
Kapitalwert (NPV)	**–CHF 39'691**	**+CHF 9'035**

Zusammenfassung aller Kapitalwerte

System	Betrachtungshorizont	NPV ohne Förderung	NPV mit Förderung
PV-Anlage 19 kWp	25 Jahre	+CHF 2'676	+CHF 25'118
Batteriespeicher 25 kWh	16 Jahre	–CHF 17'751	–CHF 5'727
Elektroladestation	20 Jahre	–CHF 10'970	+CHF 1'760
Gesamtsystem Vollausbau	**25 Jahre**	**–CHF 39'691**	**+CHF 9'035**

Gesamtbeurteilung der Kapitalwertbetrachtung

Die Kapitalwertbetrachtung bestätigt die Ergebnisse der statischen Amortisationsrechnung und differenziert sie systemspezifisch. Die PV-Anlage erweist sich als das wirtschaftlich stärkste Element der Investition: Sie erzielt selbst ohne Förderung einen positiven Kapitalwert und amortisiert ihre Kapitalkosten von 3 Prozent vollständig. Mit Förderung beträgt der Kapitalwert +CHF 25'118, was die PV-Anlage als eigenständige Investition klar als wirtschaftlich vorteilhaft ausweist.

Der Batteriespeicher verbleibt unter beiden Szenarien im negativen Bereich, wenn er isoliert betrachtet wird. Dies ist jedoch kein Argument gegen die Investition, da der Speicher eine systemische Funktion übernimmt: Er erhöht den Eigenverbrauchsanteil des Gesamtsystems von 32 auf 65 Prozent und steigert damit die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage und der Ladestation erheblich. Der negative Einzelkapitalwert des Speichers wird durch den systemischen Mehrwert im Verbund mehr als kompensiert.

Die Ladestation dreht mit Förderung in den positiven Kapitalwertbereich (+CHF 1'760) und ist damit auch isoliert wirtschaftlich gerechtfertigt. Ohne Förderung ist ihr Kapitalwert negativ. Entscheidend ist, dass die Ladestation erhebliche Zusatznutzen erzeugt (Liegenschaftswertsteigerung, Attraktivität, Schutz vor Nachrüstungskosten), die in der quantitativen Betrachtung nicht vollständig abgebildet sind.

Das Gesamtsystem im Vollausbau erzielt mit Förderung einen positiven Kapitalwert von +CHF 9'035. Ohne Förderung verbleibt der Kapitalwert bei –CHF 39'691. Dies bestätigt: Die vollständige Inanspruchnahme aller verfügbaren Fördergelder ist keine optionale Massnahme, sondern eine notwendige Voraussetzung für eine positive Kapitalwertbetrachtung der Gesamtinvestition.

8 Handlungsempfehlungen

Die vorliegende Analyse zeigt klar und nachvollziehbar, dass die kombinierte Installation einer Photovoltaikanlage, eines Batteriespeichers und einer Elektroladestation in einem Mehrfamilienhaus im Kanton Luzern unter den richtigen Voraussetzungen eine wirtschaftlich sinnvolle und zukunftsweisende Investition darstellt. Auf Basis der erarbeiteten Ergebnisse werden nachfolgend konkrete Empfehlungen für Liegenschaftseigentümer und Verwaltungen formuliert.

Empfehlung 1: Vollausbau anstreben, Teilinvestitionen sind ein valider Einstieg

Wer die Möglichkeit hat, alle drei Systeme gemeinsam zu realisieren, sollte dies tun. Szenario A zeigt: Mit vollständiger Förderausschöpfung amortisiert sich die Gesamtinvestition innerhalb von 15.4 Jahren. Das liegt klar innerhalb der technischen Lebensdauer aller Komponenten. Gleichzeitig belegen die Szenarien C und D, dass auch eine reine PV-Anlage oder die Kombination aus PV-Anlage und Batteriespeicher ohne Ladeinfrastruktur wirtschaftlich attraktiv sind. Szenario D amortisiert sich mit Förderung bereits nach 7.4 Jahren, Szenario C nach 10.7 Jahren. Wer heute noch keine Elektrofahrzeuge im Haus hat oder das Budget schonen möchte, ist gut beraten, mit der PV-Anlage zu beginnen und die Ladeinfrastruktur zu einem späteren Zeitpunkt nachzurüsten. Entscheidend ist, die Basisinfrastruktur dafür bei der Erstinstallation konsequent vorzubereiten.

Empfehlung 2: Investieren, aber ausschliesslich mit vollständiger Förderausschöpfung

Die Amortisationsrechnungen zeigen unmissverständlich, dass keine der betrachteten Investitionen im ungeförderten Szenario wirtschaftlich tragfähig ist. Im geförderten Szenario hingegen bewegen sich alle Szenarien klar innerhalb der technischen Lebensdauer der Anlage. Auf die Fördergelder zu verzichten bedeutet, auf eine Entlastung von rund 50 Prozent der Gesamtinvestition zu verzichten. Das ist wirtschaftlich nicht zu rechtfertigen. Wer investiert, muss alle verfügbaren Förderbeiträge auf Bundes-, Kantons- und Gemeindeebene vollständig beantragen und zusätzlich die steuerliche Abzugsfähigkeit der Investitionskosten prüfen.

Empfehlung 3: Gemeinsam planen spart Kosten

Werden mehrere Systeme realisiert, sollten sie gemeinsam geplant und installiert werden. Elektriker und Installateure müssen nur einmal anreisen, die Baugenehmigung gilt für alle Massnahmen gleichzeitig und die Integration in ein gemeinsames Energiemanagementsystem ist von Beginn an sauber gelöst. Eine zeitversetzte Realisierung einzelner Systeme erhöht nicht nur die Installationskosten, sondern erschwert auch die technische Integration erheblich. Die Mehrkosten für die vollständige Planung aller Systeme in einem Schritt sind im Vergleich zur späteren Nachrüstung minimal.

Empfehlung 4: Fördergesuche rechtzeitig und vollständig einreichen

Die Förderprogramme unterliegen unterschiedlichen Antragsfristen und Budgetlimiten. Der kantonale Förderbeitrag für den Batteriespeicher muss zwingend vor Baubeginn eingereicht werden. Wer diesen Schritt versäumt, verliert den Förderanspruch unwiderruflich. Es empfiehlt sich, die Gesuche gemeinsam mit dem Installationsbetrieb vorzubereiten, da erfahrene Fachbetriebe die Prozesse kennen und den administrativen Aufwand erheblich reduzieren. Die aktuell gültigen Förderbeiträge sollten unmittelbar vor der Investition direkt bei energiefranken.ch und der Dienststelle Umwelt und Energie des Kantons Luzern verifiziert werden, da die Programme regelmässig angepasst werden.

Empfehlung 5: Eigenverbrauch konsequent maximieren

Die Wirtschaftlichkeit der Anlage steht und fällt mit dem Eigenverbrauchsanteil. Eingespeister Strom wird von CKW mit lediglich CHF 0.085 pro kWh vergütet, während Netzbezug CHF 0.252 pro kWh kostet. Jede Kilowattstunde, die direkt selbst verbraucht statt eingespeist wird, ist damit rund dreimal mehr wert. Massnahmen zur Erhöhung des Eigenverbrauchs sind daher vorrangig: die Optimierung der Ladezeiten der Elektrofahrzeuge über das Energiemanagementsystem, die Nutzung des Batteriespeichers zur Verschiebung von Überschussstrom in die Abend- und Nachtstunden sowie die Sensibilisierung der Bewohnerinnen und Bewohner für einen strompreisbewussten Verbrauch in den sonnenstarken Mittagsstunden.

Empfehlung 6: Ladeinfrastruktur vollständig vorinstallieren

Auch wenn nicht alle zwölf Parkplätze sofort mit einer Wallbox ausgerüstet werden müssen, ist die vollständige Vorinstallation der Basisinfrastruktur für alle zwölf Plätze dringend empfohlen. Die Mehrkosten gegenüber einer späteren Nachrüstung sind minimal, wenn Elektriker, Material und Baugenehmigung bereits vor Ort sind. Zudem schreiben ab 1. August 2026 neue Vorschriften des Kantons Luzern bei Sanierungen eine Ladeinfrastrukturvorbereitung gesetzlich vor. Wer heute vorausschauend investiert, erfüllt diese Anforderungen proaktiv und sichert sich gleichzeitig die aktuellen Fördergelder, die bei einer späteren Pflichterfüllung möglicherweise nicht mehr in gleichem Umfang verfügbar sind.

Empfehlung 7: Steigende Strompreise als langfristige Absicherung verstehen

Die Sensitivitätsbetrachtung zeigt, dass steigende Strompreise die Wirtschaftlichkeit aller Szenarien signifikant verbessern. Angesichts der Tariferhöhung von 19 Prozent für das Jahr 2026 und der allgemeinen Preisentwicklung auf dem Schweizer Strommarkt ist davon auszugehen, dass der Strompreis langfristig tendenziell steigen wird. Jede Kilowattstunde, die selbst produziert und verbraucht wird, schützt die Eigentümerschaft direkt vor dieser Preisentwicklung. Die Investition in eine PV-Anlage ist damit nicht nur eine Wirtschaftlichkeitsrechnung, sondern eine langfristige Absicherung gegen Energiepreissteigerungen und ein aktiver Beitrag zur Energiewende im Kanton Luzern.

9 Nachhaltigkeit

Lebenszyklusbetrachtung der PV-Anlage, des Batteriespeichers und der Ladestation

9.1 Einleitung

Eine Investition in eine PV-Anlage, einen Batteriespeicher und eine Ladeinfrastruktur wird häufig primär unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten beurteilt. Ebenso bedeutsam ist jedoch die ökologische Dimension: Wie nachhaltig sind diese Technologien wirklich, wenn man nicht nur den Betrieb, sondern den gesamten Lebensweg von der Rohstoffgewinnung bis zur fachgerechten Entsorgung betrachtet? Diese Frage beantwortet die nachfolgende Lebenszyklusbetrachtung.

Der Lebenszyklus eines technischen Systems gliedert sich in drei Phasen: die Herstellung inklusive Rohstoffgewinnung und Transport, den Betrieb über die Nutzungsdauer sowie die Entsorgung und das Recycling am Ende der Lebensdauer. Alle drei Phasen verursachen CO_2-Emissionen und haben ökologische Auswirkungen. Erst die Zusammenschau aller Phasen ergibt ein vollständiges und ehrliches Bild.

9.2 Lebenszyklusbetrachtung PV-Anlage

Herstellung

Die Herstellung von Solarmodulen ist energieintensiv. Im Zentrum steht die Aufbereitung von Silizium, das als Rohstoff zunächst aus Quarzsand gewonnen und anschliessend in einem mehrstufigen Prozess auf eine Reinheit von über 99,9999 Prozent (Solargrade-Silizium) gebracht wird. Dieser Prozess erfordert Temperaturen von über 1'500 Grad Celsius und verbraucht grosse Mengen an elektrischer Energie. Anschliessend werden die Siliziumkristalle zu dünnen Wafern gesägt, zu Solarzellen verarbeitet und in Module einlaminiert.

Siliziumgewinnung und Zellproduktion: Der grösste Teil der grauen Energie eines PV-Moduls entsteht in dieser Phase. Gemäss KBOB-Ökobilanzdaten und Swissolar verursacht die Herstellung eines monokristallinen Solarmoduls rund 400 bis 600 kg CO_2-eq pro kWp installierter Leistung, inklusive Wechselrichter, Montagesystem und Verkabelung. Für die vorliegende Anlage mit 19 kWp ergibt das eine Herstellungsemission von rund 10'450 kg CO_2-eq für die gesamte PV-Anlage.[79]

Neben Silizium enthält ein Solarmodul Aluminium für den Rahmen, Kupfer für die Zellverbindungen, Glas als Frontscheibe sowie Kunststoffe für die Rückseitenfolie und das Laminat. Der Aluminiumrahmen ist energetisch aufwendig, da die Aluminiumproduktion erhebliche Mengen an Strom erfordert. Stammt dieser Strom wie in vielen Produktionsländern aus Kohlekraftwerken, erhöht sich die graue Energie entsprechend. Module, die mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen produziert werden, haben eine deutlich bessere Ökobilanz.

Transport und Logistik

Der Grossteil der weltweit produzierten Solarmodule stammt aus China und muss per Schiff nach Europa transportiert werden. Der Seetransport verursacht im Vergleich zur Produktion jedoch nur einen kleinen Anteil der Gesamtemissionen. Der anschliessende Bahntransport in der Schweiz und die Lieferung auf die Baustelle per Lastwagen runden die Transportbilanz ab.

Betrieb

Im Betrieb selbst verursacht eine PV-Anlage nahezu keine direkten CO_2-Emissionen. Sonnenlicht ist kostenlos und erzeugt weder Abgase noch Lärm. Der gesamte Aufwand während der Betriebsphase beschränkt sich auf gelegentliche Reinigung der Moduloberflächen, regelmässige Sichtkontrollen und nach rund 10 bis 15 Jahren den Austausch des Wechselrichters, der eine kürzere Lebensdauer als die Module selbst hat.

Energierückzahlzeit (Energy Payback Time, EPBT)

Eine PV-Anlage in der Schweiz produziert die Energiemenge, die zu ihrer Herstellung aufgewendet wurde, innerhalb von 1,5 bis 2 Jahren wieder. Danach arbeitet sie aus energetischer Sicht im «Plus». Bei einer technischen Lebensdauer von 25 bis 30 Jahren produziert eine Schweizer PV-Anlage damit rund 12 bis 15 Mal mehr Energie, als zu ihrer Herstellung benötigt wurde.

Vermiedene CO_2-Emissionen

Die 19-kWp-Anlage produziert jährlich rund 17'100 kWh Solarstrom. Jede dieser Kilowattstunden ersetzt Strom aus dem europäischen Verbundnetz, dessen Emissionsfaktor bei rund 523 g CO_2-eq/kWh liegt. Über 25 Betriebsjahre vermeidet die Anlage damit rund 224 Tonnen CO_2-Äquivalente. Das entspricht dem jährlichen CO_2-Ausstoss von rund 45 Personenwagen.

End-of-Life – Entsorgung und Recycling

PV-Module sind in der Schweiz seit 2015 der erweiterten Herstellerverantwortung unterstellt. Die gesetzliche Grundlage bildet die Verordnung über die Rückgabe, die Rücknahme und die Entsorgung elektrischer und elektronischer Geräte. Swissolar betreibt gemeinsam mit der Entsorgungsbranche ein Rücknahmesystem, über das ausgedienten Module kostenfrei zurückgegeben werden können.

Was passiert beim Recycling

Rund 75 bis 85 Prozent eines Solarmoduls sind Glas, das gut rezyklierbar ist. Der Aluminiumrahmen wird abgetrennt und eingeschmolzen. Die Kunststoff-Rückseitenfolie und das Laminat müssen thermisch behandelt werden, um die Siliziumzellen freizulegen. Das rückgewonnene Silizium kann für die Herstellung neuer Solarzellen genutzt werden, allerdings erfordert die

Reinigung auf Solargrade-Qualität erneut viel Energie. Kupfer und Silber aus den Zellverbindungen werden ebenfalls rezykliert.

Entsorgungsemissionen
Die Demontage, der Transport zur Recyclinganlage und der Recyclingprozess selbst verursachen rund 20 kg CO_2-eq pro kWp, also etwa 380 kg CO_2-eq für die gesamte 19-kWp-Anlage. Das entspricht weniger als 4 Prozent der Herstellungsemissionen und ist im Verhältnis zur gesamten Lebenszyklusbilanz vernachlässigbar.

Übersicht Lebenszyklusemissionen PV Anlage

Phase	**CO_2-eq**	**Anteil**
Herstellung	10'450 kg	97 %
Betrieb	~ 50 kg	< 1 %
Entsorgung und Recycling	380 kg	3 %
Total Lebenszyklusemissionen	**10'880 kg**	**100 %**

9.3 Lebenszyklusbetrachtung Batteriespeicher

Herstellung

Die Herstellung eines Lithium-Eisenphosphat-Batteriespeichers (LFP) ist materialintensiver als die einer PV-Anlage, aber deutlich umweltfreundlicher als andere Lithium-Ionen-Technologien wie NMC. Der entscheidende Vorteil der LFP-Chemie liegt darin, dass sie vollständig auf Kobalt und Nickel verzichtet, zwei Metalle, deren Abbau mit erheblichen ökologischen und sozialen Problemen verbunden ist.

Lithium wird hauptsächlich aus Salzseen in Südamerika (Lithiumdreieck: Argentinien, Bolivien, Chile) oder aus Hartgestein in Australien gewonnen. Die Gewinnung aus Salzseen ist wasserintensiv und belastet in ohnehin trockenen Regionen die lokalen Wasservorkommen. Die Hardrockvariante aus Australien ist energieintensiver, hat aber eine geringere Auswirkung auf den Wasserhaushalt. Für die LFP-Zelle wird vergleichsweise wenig Lithium benötigt, da Lithiumeisenphosphat eine geringere spezifische Energiedichte aufweist als NMC.

Die Herstellung der LFP-Zellen selbst ist energieintensiv. Elektrodenpasten müssen gemischt, auf Trägerfolien beschichtet, getrocknet und zu Zellen verbunden werden. Dieser Prozess findet heute überwiegend in China statt. Das Batteriemanagementsystem (BMS) mit seiner Elektronik sowie das Gehäuse aus Stahl oder Aluminium kommen hinzu. Insgesamt verursacht ein LFP-Speicher rund 75 kg CO_2-eq pro kWh Speicherkapazität. Für den 25-kWh-Speicher des Referenzobjekts ergibt das rund 1'875 kg CO_2-eq.

Betrieb

Im Betrieb verursacht ein LFP-Batteriespeicher keine direkten Emissionen. Die Effizienz des Lade- und Entladevorgangs liegt bei rund 95 Prozent (round-trip efficiency). Das bedeutet, dass bei jedem Lade- und Entladezyklus rund 5 Prozent der gespeicherten Energie als Wärme verloren gehen. Dieser Verlust ist bei LFP-Batterien deutlich geringer als bei älteren Technologien wie Bleibatterien.

Lebensdauer

LFP-Batterien erreichen in stationären Anwendungen 4'000 bis 6'000 Ladezyklen bei einem Kapazitätsverlust von weniger als 20 Prozent. Bei einem Zyklus pro Tag entspricht das einer Betriebsdauer von 11 bis 16 Jahren. Für das Referenzobjekt wird eine Nutzungsdauer von 12 bis 15 Jahren angenommen. Da die PV-Anlage 25 Jahre betrieben wird, ist im Verlauf der Gesamtlaufzeit ein einmaliger Batterietausch einzuplanen.

End-of-Life – Entsorgung und Recycling

Die fachgerechte Entsorgung von Lithium-Ionen-Batterien ist gesetzlich vorgeschrieben und über das Schweizer Rücknahmesystem für Batterien geregelt. Lithium-Batterien gelten als gefährlicher Abfall und dürfen nicht im Haushaltskehricht entsorgt werden.[83]

Recyclingprozess

Beim Recycling werden die Batterien zunächst vollständig entladen, dann mechanisch zerkleinert und anschliessend hydrometallurgisch oder pyrometallurgisch aufbereitet. Dabei werden Lithium, Eisen und Phosphat zurückgewonnen. Da LFP keine wertvollen Metalle wie Kobalt oder Nickel enthält, ist der wirtschaftliche Anreiz für ein hochwertiges Recycling geringer als bei NMC-Batterien. Der Recyclingprozess selbst verursacht rund 10 kg CO_2-eq pro kWh, also rund 250 kg CO_2-eq für den 25-kWh-Speicher.

Übersicht Lebenszyklusemissionen Batteriespeicher

Phase	**CO_2-eq**	**Anteil**
Herstellung	1'875 kg	88 %
Betrieb	~ 10 kg	< 1 %
Entsorgung und Recycling	250 kg	12 %
Total Lebenszyklusemissionen	**2'135 kg**	**100 %**

9.4 Lebenszyklusbetrachtung Ladestation

Herstellung

Eine Wallbox besteht im Wesentlichen aus einem Gehäuse aus Kunststoff oder Aluminium, der Steuerelektronik mit Mikroprozessor und Kommunikationsmodul, dem Ladekabel und -stecker sowie dem Sicherheits- und Schutzschalter. Im Vergleich zu PV-Modulen und Batteriespeichern ist die Herstellung einer Wallbox deutlich weniger material- und energieintensiv.

Gemäss IEA EV Outlook verursacht die Herstellung einer 11-kW-Wallbox rund 120 kg CO_2-eq. Der Global EV Outlook der Internationalen Energieagentur (IEA) ist ein jährlicher Fachbericht, der die weltweiten Entwicklungen, Markttrends und Prognosen rund um die Elektromobilität analysiert. Für sechs Wallboxen ergibt das rund 720 kg CO_2-eq. Hinzu kommen die Installationsmaterialien wie Kabel, Schaltschrank, Leitungsschutzschalter und Verkabelung für alle zwölf Parkplätze. Diese Komponenten verursachen pauschal rund 300 kg CO_2-eq.[82]

Betrieb

Im Betrieb erzeugt die Ladestation selbst nahezu keine Emissionen. Die Verluste durch den Ladevorgang (Wandlerverluste, Standby) liegen unter 3 Prozent. Der entscheidende ökologische Hebel liegt beim Strom, der zum Laden verwendet wird: Wird die Ladestation überwiegend mit selbst produziertem Solarstrom betrieben, sinken die CO_2-Emissionen des Ladevorgangs gegen null. Wird sie mit Netzstrom betrieben, sind die Emissionen direkt vom Strommix abhängig.

Vergleich Elektrofahrzeug vs. Verbrenner: Ein Elektrofahrzeug, das vollständig mit Schweizer Netzstrom (50 g CO_2-eq/kWh) geladen wird, verursacht rund 8 g CO_2 pro Fahrzeugkilometer. Ein vergleichbarer Benziner verursacht rund 130 bis 170 g CO_2 pro Kilometer. Wird die Ladestation mit Solarstrom aus der eigenen PV-Anlage versorgt, sinkt dieser Wert nochmals um rund 80 Prozent.

End-of-Life – Entsorgung und Recycling

Wallboxen unterliegen der VREG-Verordnung und müssen als Elektronikschrott fachgerecht entsorgt werden. Die enthaltenen Metalle (Kupfer, Aluminium, Stahl) sind gut rezyklierbar. Die Elektronikkomponenten werden über spezialisierte Verwertungsbetriebe aufbereitet. Die Entsorgungsemissionen sind mit rund 10 kg CO_2-eq pro Wallbox und damit rund 60 kg CO_2-eq für sechs Einheiten vergleichsweise gering.[88]

Übersicht Lebenszyklusemissionen Ladestation

Phase	**CO_2-eq**	**Anteil**
Herstellung	1'020 kg	91 %
Entsorgung und Recycling	~ 50 kg	< 1 %
	80 kg	8 %
Total Lebenszyklusemissionen	**1'150 kg**	**100 %**

9.5 Gesamtbilanz und ökologische Schlussfolgerung

Die nachfolgende Tabelle fasst die Lebenszyklusemissionen aller drei Systeme zusammen und stellt sie den vermiedenen CO_2-Emissionen im Betrieb gegenüber.

System	Herstellung (kg)	Betrieb (kg)	Entsorgung (kg)	Total (kg)
PV-Anlage 19 kWp	10'450	~ 50	380	10'880
Batteriespeicher 25 kWh LFP	1'875	~ 10	250	2'135
Ladestation	1'020	-	60	1'080
Total Gesamtsystem	**13'345**	**~ 60**	**690**	**14'095**

Betrachtung	Wert
Gesamte Lebenszyklusemissionen aller Systeme	14'095 kg CO_2-eq
Vermiedene Emissionen im Betrieb (25 Jahre)	– 224'000 kg CO_2-eq
Netto-CO_2-Bilanz über 25 Jahre	– 209'905 kg CO_2-eq
Ökologische Amortisationsdauer (EPBT)	**ca. 1,5 – 2 Jahre**

Das Ergebnis ist eindeutig: Die gesamten CO_2-Emissionen über den kompletten Lebenszyklus aller drei Systeme betragen rund 14 Tonnen CO_2-Äquivalente. Im gleichen Zeitraum vermeidet die Anlage durch die Substitution von Netzstrom rund 224 Tonnen CO_2-Äquivalente. Der Netto-Saldo beträgt damit rund minus 210 Tonnen CO_2-Äquivalente. Die Anlage spart über ihre Lebensdauer rund das 16-fache der Emissionen ein, die bei ihrer Herstellung und Entsorgung entstehen.

Bereits nach rund eineinhalb bis zwei Betriebsjahren hat die Anlage die gesamte graue Energie aus der Herstellung aller drei Systeme wieder eingespart. Danach leistet jede produzierte Kilowattstunde einen reinen ökologischen Mehrwert. Für das Mehrfamilienhaus im Kanton Luzern bedeutet das: Die Investition in diese kombinierte Anlage ist nicht nur wirtschaftlich sinnvoll, sondern ökologisch klar die richtige Entscheidung.

10 Fazit

Diese Diplomarbeit untersucht, ob sich die kombinierte Investition in eine Photovoltaikanlage, einen Batteriespeicher und eine Elektroladeinfrastruktur für ein Mehrfamilienhaus im Kanton Luzern wirtschaftlich lohnt. Das Ergebnis ist klar. Die Investition lohnt sich, aber nur unter einer entscheidenden Bedingung. Alle verfügbaren Fördermittel müssen vollständig beantragt und ausgeschöpft werden.

Ausgangslage

Als Referenzobjekt dient ein Mehrfamilienhaus mit sechs Wohneinheiten im Kanton Luzern. Das Gebäude hat ein Flachdach mit 260 m² Fläche und zwölf Garagenplätze. Der jährliche Gesamtstromverbrauch beträgt rund 27'600 kWh inklusive Wärmepumpe. Diese Ausgangslage ist typisch für viele Liegenschaften im Kanton Luzern. Das Referenzobjekt bildet damit eine realistische und praxisnahe Grundlage für die gesamte Analyse. Die gewählten Parameter und Annahmen orientieren sich konsequent an Schweizer Marktdaten des Jahres 2026 sowie an den aktuellen Förderbedingungen des Bundes, des Kantons Luzern und der Stadt Luzern.

Investition

Die Bruttoinvestition für alle drei Systeme zusammen beträgt CHF 99'710. Durch die Inanspruchnahme aller Förderprogramme sowie die steuerliche Abzugsfähigkeit als Liegenschaftsunterhalt reduziert sich dieser Betrag erheblich. Die effektive Nettoinvestition liegt bei rund CHF 50'000. Die gesamte Entlastung durch Fördergelder und Steuern beträgt damit fast CHF 50'000. Wer auf Fördergelder verzichtet, verschenkt rund die Hälfte der möglichen finanziellen Entlastung. Besonders wichtig ist dabei der Zeitpunkt der Antragstellung. Der kantonale Förderbeitrag für den Batteriespeicher muss zwingend vor Baubeginn eingereicht werden. Wer diesen Schritt verpasst, verliert diesen Beitrag unwiederbringlich.

Wirtschaftlichkeit

Die statische Amortisationsrechnung zeigt klare Ergebnisse. Der Vollausbau mit allen drei Systemen amortisiert sich mit Förderung in 15.4 Jahren. Das liegt klar innerhalb der technischen Lebensdauer der Systeme. Ohne Förderung dauert es 30.1 Jahre, was ausserhalb jedes wirtschaftlich sinnvollen Rahmens liegt. Die PV-Anlage allein amortisiert sich mit Förderung bereits nach 7.4 Jahren und ist damit das wirtschaftlich stärkste Element der gesamten Investition.

Die dynamische Kapitalwertbetrachtung bestätigt dieses Bild. Mit einem Kalkulationszinssatz von 3.0 Prozent und vollständiger Förderausschöpfung erzielt das Gesamtsystem einen positiven Kapitalwert von CHF +9'035. Die PV-Anlage allein erreicht sogar CHF +25'118. Der Batteriespeicher weist isoliert betrachtet einen negativen Kapitalwert auf. Er ist jedoch kein wirtschaftlicher Schwachpunkt. Er erhöht den Eigenverbrauchsanteil von 32 auf 65 Prozent und verbessert damit die Gesamtrechnung wesentlich. Ohne Batteriespeicher würde ein Grossteil

des produzierten Solarstroms ins Netz eingespeist und nur zu einem Bruchteil seines eigentlichen Wertes vergütet.

Die Sensitivitätsanalyse zeigt zudem eine wichtige Erkenntnis. Steigt der Strompreis von CHF 0.25 auf CHF 0.35 pro Kilowattstunde, verkürzt sich die Amortisationsdauer des Vollausbaus von 15.4 auf 11.0 Jahre. Steigende Strompreise verbessern die Wirtschaftlichkeit jedes Szenarios automatisch. Die selbst produzierte Kilowattstunde schützt den Eigentümer direkt vor diesem Risiko und macht die Investition gleichzeitig zur langfristigen Absicherung gegen Energiepreissteigerungen.

Ökologie

Die Ökobilanz fällt eindeutig aus. Die gesamten CO_2-Emissionen über den kompletten Lebenszyklus aller drei Systeme betragen rund 14'095 kg CO_2-Äquivalente. Im gleichen Zeitraum vermeidet die Anlage rund 224'000 kg CO_2-Äquivalente durch die Substitution von Netzstrom. Der Netto-Saldo beträgt damit minus 210'000 kg CO_2 über 25 Jahre. Die Anlage spart das 16-fache der Emissionen ein, die bei ihrer Herstellung entstehen. Bereits nach rund 1.5 bis 2 Jahren hat die Anlage ihre gesamte graue Energie zurückbezahlt. Danach leistet jede produzierte Kilowattstunde einen reinen ökologischen Mehrwert. Besonders wirkungsvoll ist die Kombination mit der Ladeinfrastruktur. Ein Elektrofahrzeug, das mit eigenem Solarstrom geladen wird, verursacht rund 1 bis 2 Gramm CO_2 pro Kilometer. Ein Benziner verursacht zum Vergleich 130 bis 170 Gramm pro Kilometer. Die Ladestation macht aus einem einfachen Gebäude einen aktiven Beitrag zur Verkehrswende im Kanton Luzern.

Wichtigste Erkenntnis

Der grösste Hebel für Wirtschaftlichkeit und Ökologie liegt beim Eigenverbrauch. Jede Kilowattstunde, die direkt im Haus genutzt wird, ist rund dreimal wertvoller als jede Kilowattstunde, die ins Netz eingespeist wird. Der Batteriespeicher und die Ladestation erhöhen den Eigenverbrauchsanteil massgeblich. Sie sind keine optionalen Ergänzungen, sondern zentrale Bausteine des Gesamtsystems. Wer nur eine PV-Anlage installiert und den Strom grösstenteils ins Netz einspeist, lässt einen grossen Teil des wirtschaftlichen Potenzials ungenutzt. Erst das Zusammenspiel aller drei Systeme schöpft dieses Potenzial vollständig aus.

Empfehlung

Für Liegenschaftseigentümer im Kanton Luzern lautet die klare Empfehlung: Vollausbau mit allen drei Systemen, zwingend mit vollständiger Förderausschöpfung und gemeinsamer Planung aller Massnahmen. Wer heute investiert, sichert sich die aktuell attraktiven Förderbeiträge, schützt sich langfristig vor steigenden Strompreisen und steigert den Marktwert der Liegenschaft nachhaltig. Die Ladeinfrastruktur sollte dabei von Beginn an für alle zwölf Parkplätze vorinstalliert werden. Eine nachträgliche Erweiterung kostet ein Vielfaches der ursprünglichen

Installation. Wer wartet, riskiert ausserdem, dass Fördermittel reduziert oder gestrichen werden und die aktuell günstigen Rahmenbedingungen nicht mehr gelten. Die Investition in Sonne, Strom und Wirtschaftlichkeit ist heute sinnvoll, ökologisch richtig und finanziell tragbar. Die Zeit zum Handeln ist jetzt.

11 Lesson Learned

Die Arbeit an dieser Diplomarbeit war eine der intensivsten und bereicherndsten Erfahrungen meines bisherigen Berufs- und Studienlebens. Sie hat mich gefordert, viel Zeit in Anspruch genommen und am Ende mit einem riesigen Gefühl von Stolz und Zufriedenheit zurückgelassen. Ich blicke mit einem breiten Lächeln auf diese Zeit zurück.

Zeitmanagement und strukturierte Planung

Von Beginn an war mir klar, dass eine Diplomarbeit kein kleines Projekt ist. Die vielen Stunden, die ich in Recherche, Berechnungen und das Schreiben investiert habe, haben mir gezeigt, wie wichtig eine gute Planung ist. Wer zu Beginn klare Meilensteine setzt und den Ablauf durchdenkt, arbeitet ruhiger und effizienter. Diese Erkenntnis nehme ich direkt in meine berufliche Praxis mit und bin froh, sie auf diese Weise erlebt zu haben.

Konsequente Quellenführung von Beginn an

Eine Quelle sofort vollständig zu notieren, sobald man sie findet, klingt selbstverständlich. In der Praxis ist es eine Disziplin, die ich bewusst entwickelt habe. Ich habe gelernt, dass sorgfältige Quellenführung von Anfang an nicht nur Zeit spart, sondern auch die Qualität der Arbeit spürbar steigert. Eine Lektion, die ich in jedem künftigen Projekt anwenden werde.

Drei Jahre Studium, die sich ausgezahlt haben

Wenn ich heute auf die drei Jahre an der TEKO Luzern zurückblicke, dann weiss ich mit Überzeugung: Es hat sich gelohnt. Diese Diplomarbeit war für mich der Moment, in dem ich gespürt habe, wie viel ich wirklich gelernt habe. Von der Investitionsrechnung über die Kapitalwertmethode bis hin zur Ökobilanz und der Analyse von Fördersystemen konnte ich Methoden, die ich im Studium erworben habe, eigenständig auf ein komplexes, reales Thema anwenden. Dieses Gefühl ist unbezahlbar. Das Studium an der TEKO Luzern vermittelt nicht nur Theorie. Es schafft echte Handlungskompetenz.

Umgang mit Unsicherheiten

Ich habe gelernt, dass nicht jede Zahl exakt messbar ist und dass das vollkommen in Ordnung ist. Wissenschaftliches Arbeiten bedeutet, transparent zu sein, Annahmen klar zu benennen und die Grenzen der eigenen Analyse ehrlich aufzuzeigen. Diese Haltung hat mir Sicherheit und Selbstvertrauen gegeben, auch wenn die Datenlage einmal nicht eindeutig war.

Interdisziplinarität als Stärke

Dieses Thema verbindet Energietechnik, Immobilienwirtschaft, Investitionsrechnung und Umweltrecht. Das war fordernd, aber vor allem war es faszinierend und hat mir grossen Spass gemacht. Ich habe gemerkt, wie bereichernd es ist, über den Tellerrand der eigenen Disziplin

hinauszuschauen und Wissen aus verschiedenen Gebieten zusammenzuführen. Genau das wird in der Zukunft gefragt sein, und genau das macht diese Arbeit für mich so wertvoll.

Dankbarkeit

Diese Arbeit wäre nicht möglich gewesen ohne die Menschen, die mich auf diesem Weg begleitet und unterstützt haben. Ein herzliches Dankeschön gilt meinem Betreuer Stefan Schmidt für seine wertvollen Rückmeldungen und seine Unterstützung. Danke an alle, die mir den Rücken freigehalten, mir zugehört und mich auf diesem Weg begleitet haben. Ihr habt diesen Erfolg erst möglich gemacht.

12 Selbstständigkeitserklärung

Ich erkläre hiermit, dass ich die vorliegende Diplomarbeit selbstständig und ohne fremde Hilfe verfasst habe. Alle verwendeten Quellen und Hilfsmittel sind vollständig angegeben. Wörtliche und sinngemässe Zitate sind als solche kenntlich gemacht.

Die Arbeit wurde weder in gleicher noch in ähnlicher Form einer anderen Prüfungsbehörde vorgelegt.

Küssnacht am Rigi, 09. November 2026



Roman Schlatter

13 Anhang

13.1 Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating Current – Wechselstrom
BAFU	Bundesamt für Umwelt
BFE	Bundesamt für Energie
BMS	Battery Management System – Batteriemanagementsystem; überwacht und schützt die Batteriezellen
CKW	Centralschweizerische Kraftwerke AG – Energieversorgerin und Netzbetreiberin im Kanton Luzern
DC	Direct Current – Gleichstrom
EFH	Einfamilienhaus
EIV	Einmalvergütung – einmaliger Bundesförderbeitrag für Photovoltaikanlagen, verwaltet durch Pronovo AG
EMS	Energiemanagementsystem – steuert das Zusammenspiel von PV-Anlage, Batteriespeicher und Ladestation
ewl	Energie Wasser Luzern – lokaler Energieversorger der Stadt Luzern
GEAK	Gebäudeenergieausweis der Kantone – Bewertungssystem für die Energieeffizienz von Gebäuden
GREIV	Grosse Einmalvergütung – Bundesförderung für Photovoltaikanlagen über 100 kWp, verwaltet durch Pronovo AG
HFM	Harmonisiertes Fördermodell der Kantone – schweizweit koordiniertes Fördersystem für Energiemassnahmen
HKN	Herkunftsnachweis – Zertifikat für Strom aus erneuerbaren Energiequellen gemäss Schweizer Recht
KLEIV	Kleine Einmalvergütung – Bundesförderung für Photovoltaikanlagen unter 100 kWp, verwaltet durch Pronovo AG
kWh	Kilowattstunde – Masseinheit für elektrische Energie (1 kWh = 1'000 Wattstunden)
kWp	Kilowatt peak – Masseinheit für die Spitzenleistung einer Photovoltaikanlage unter Standardtestbedingungen
LFP	Lithium-Eisenphosphat (LiFePO4) – Batterietechnologie; Standard für stationäre Hausspeicher 2026
MFH	Mehrfamilienhaus
MID	Measuring Instruments Directive – EU-Richtlinie für geeichte Messgeräte; Voraussetzung für verursachergerechte Stromabrechnung
MPP	Maximum Power Point – Betriebspunkt eines Solarmoduls mit maximalem Leistungsertrag
NIN	Niederspannungs-Installationsnorm – Schweizer Norm für elektrische Installationen von Electrosuisse
NMC	Lithium-Nickel-Mangan-Kobalt – Batterietechnologie; höhere Energiedichte, aber geringere Zyklenfestigkeit als LFP

OCPP	Open Charge Point Protocol – offenes Kommunikationsprotokoll zwischen Ladestationen und Abrechnungssystemen
PP	Parkplatz
PSP	Projektstrukturplan – strukturierte Übersicht aller Aufgaben und Meilensteine eines Projekts
PV	Photovoltaik – direkte Umwandlung von Sonnenlicht in elektrischen Strom mittels Solarzellen
RFID	Radio-Frequency Identification – kontaktlose Identifikationstechnologie; wird für Zugangskontrolle an Wallboxen eingesetzt
SIA	Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverein – Herausgeber verbindlicher Normen für das Bauwesen, u. a. SIA 2060 (Ladeinfrastruktur) und SIA 261 (Einwirkungen)
StromVG	Stromversorgungsgesetz – Schweizer Bundesgesetz zur Regelung der Stromversorgung und des Netzbetriebs
SUVA	Schweizerische Unfallversicherungsanstalt – zuständig für Arbeitssicherheitsvorschriften auf Baustellen
UVEK	Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
UWE	Dienststelle Umwelt und Energie – kantonale Behörde des Kantons Luzern; verwaltet Förderprogramme für Energie und Elektromobilität
VKF	Vereinigung Kantonaler Feuerversicherungen – Herausgeberin der Schweizer Brandschutznormen
Wp	Watt peak – Masseinheit für die Nennleistung eines einzelnen Solarmoduls unter Standardtestbedingungen
KBOB	Die KBOB steht für die Koordinationskonferenz der Bau- und Liegenschaftsorgane der öffentlichen Bauherren. Sie ist eine Vereinigung der öffentlichen Bauherren der Schweiz.

13.2 Terminplan

TERMINPLAN DIPLOMARBEIT

PV-Anlage, Batteriespeicher & Ladestation im MFH – Kanton Luzern | Roman Schlatter | TEKO Luzern 2026

Nr.	Phase / Aufgabe	Beschreibung	Std.	Aufwand	Status
1	**Planung & Initialisierung**				
1.1	Thema wählen und eingrenzen	Thema festlegen, Referenzobjekt definieren, Einleitung skizzieren	6	6 Stunden	Abgeschlossen
1.2	Themenabgabe einreichen	Formular ausfüllen, Ziele und Erfolgskriterien formulieren, abgeben	4	4 Stunden	Abgeschlossen
1.3	Quellen recherchieren	Schweizer Quellen suchen: Pronovo, Kanton Luzern, ewl, Swissolar	6	6 Stunden	Abgeschlossen
1.4	Projektstrukturplan erstellen	Gliederung der Arbeit festlegen, Zeitplanung aufstellen	4	4 Stunden	Abgeschlossen
1.5	Referenzobjekt definieren	Gebäudedaten festlegen: 6 Wohneinheiten, 260 m² Dach, 12 Parkplätze	2	2 Stunden	Abgeschlossen
2	**Technische Grundlagen**				
2.1	PV-Anlage ausarbeiten	Module, Wechselrichter und Dimensionierung der 19-kWp-Anlage beschreiben	10	10 Stunden	Abgeschlossen
2.2	Batteriespeicher ausarbeiten	LFP-Technologie erklären, 25-kWh-Speicher dimensionieren, Eigenverbrauch berechnen	8	8 Stunden	Abgeschlossen
2.3	Ladeinfrastruktur ausarbeiten	6 Wallboxen 11 kW, Lastmanagement, Norm SIA 2060 beschreiben	6	6 Stunden	Abgeschlossen
3	**Kostenermittlung**				
3.1	Kosten PV-Anlage zusammenstellen	Module, Wechselrichter, Montage und Planung tabellarisch erfassen	6	6 Stunden	Abgeschlossen
3.2	Kosten Batteriespeicher zusammenstellen	System, Installation und Schutzeinrichtungen zu Marktpreisen 2026	5	5 Stunden	Abgeschlossen
3.3	Kosten Ladeinfrastruktur zusammenstellen	Basisinstallation 12 Parkplätze, 6 Wallboxen und Lastmanagementsystem	5	5 Stunden	Abgeschlossen
3.4	Gesamtkosten zusammenführen	Alle drei Systeme in einer Tabelle zusammenfassen, Total CHF 99'710	6	6 Stunden	Abgeschlossen
4	**Fördergelder recherchieren**				
4.1	Bundesförderung Pronovo (KLEIV)	Aktuelle Fördertarife ermitteln, Berechnungsbeispiel erstellen	6	6 Stunden	Abgeschlossen
4.2	Stadtförderung Luzern	Voraussetzungen prüfen, Antragsprozess beschreiben	4	4 Stunden	Abgeschlossen
4.3	Kantonale Förderung Ladeinfrastruktur	Förderbeiträge je Parkplatz ermitteln, Antragsprozess beschreiben	4	4 Stunden	Abgeschlossen
4.4	Steuerliche Abzugsfähigkeit	Abzugsfähigkeit als Liegenschaftsunterhalt bei Bund und Kanton Luzern prüfen	4	4 Stunden	Abgeschlossen
4.5	Nettoinvestition berechnen	Alle Förderbeiträge konsolidieren, Nettoinvestition CHF 50'984 ermitteln	6	6 Stunden	Abgeschlossen
5	**Wirtschaftlichkeitsanalyse**				
5.1	Solarertrag berechnen	Jahresertrag 17'100 kWh für Luzern berechnen, Saisonalität berücksichtigen	6	6 Stunden	Abgeschlossen
5.2	Eigenverbrauchsquote ermitteln	Eigenverbrauch ohne Speicher 32 %, mit Speicher 65 % berechnen	6	6 Stunden	Abgeschlossen
5.3	Einspeisevergütung berechnen	Vergütung 8.5 Rp./kWh, Jahreseinnahmen und Gesamteinsparung CHF 3'310	4	4 Stunden	Abgeschlossen
5.4	Amortisationsrechnung erstellen	Vier Szenarien A bis D mit und ohne Förderung berechnen und darstellen	12	12 Stunden	Abgeschlossen
5.5	Kapitalwertbetrachtung (NPV) erstellen	Kapitalwert je System mit Zinssatz 3 % und Restwert 5 % berechnen	6	6 Stunden	Abgeschlossen

Nr.	Phase / Aufgabe	Beschreibung	Std.	Aufwand	Status
5.6	Sensitivitätsanalyse durchführen	Auswirkung von Strompreisänderungen auf Amortisationsdauer zeigen	4	4 Stunden	Abgeschlossen
6	Ökobilanz / Nachhaltigkeit				
6.1	Lebenszyklusbetrachtung PV-Anlage	CO2-Emissionen für Herstellung, Betrieb und Entsorgung ermitteln	4	4 Stunden	Abgeschlossen
6.2	Lebenszyklusbetrachtung Batteriespeicher	CO2-Emissionen für LFP-Speicher über Lebenszyklus berechnen	4	4 Stunden	Abgeschlossen
6.3	Lebenszyklusbetrachtung Ladestation	CO2-Emissionen für Wallboxen und Installation ermitteln	3	3 Stunden	Abgeschlossen
6.4	Gesamtbilanz Ökologie erstellen	Alle drei Systeme zusammenführen, Netto-CO2-Bilanz von minus 210 Tonnen zeigen	3	3 Stunden	Abgeschlossen
7	Schreiben & Dokumentation				
7.1	Management Summary schreiben	Kernaussagen, Zahlen und Empfehlung auf einer Seite zusammenfassen	5	5 Stunden	Abgeschlossen
7.2	Kapitel 1 bis 3 ausschreiben	Fliesstext verfassen, Abbildungen einfügen, Quellen nachweisen	10	10 Stunden	Abgeschlossen
7.3	Kapitel 4 und 5 ausschreiben	Tabellen formatieren, Berechnungen verständlich darstellen	10	10 Stunden	Abgeschlossen
7.4	Kapitel 6 und 7 ausschreiben	Ökobilanz und Handlungsempfehlungen ausformulieren	6	6 Stunden	Abgeschlossen
7.5	Fazit schreiben	Ergebnisse zusammenfassen, Empfehlung klar formulieren	4	4 Stunden	Abgeschlossen
7.6	Quellenverzeichnis erstellen	Alle Quellen einheitlich formatieren, URLs prüfen	4	4 Stunden	Abgeschlossen
7.7	Anhang zusammenstellen	Abkürzungsverzeichnis, Beurteilungsformular, Lessons Learned einfügen	4	4 Stunden	Abgeschlossen
8	Korrektur & Abgabe				
8.1	Inhaltliche Durchsicht	Vollständigkeit prüfen, Widersprüche und Fehler korrigieren	7	7 Stunden	Abgeschlossen
8.2	Korrekturlesen	Rechtschreibung und Stil prüfen, letzte Anpassungen vornehmen	4	4 Stunden	Abgeschlossen
8.3	Abbildungen und Tabellen finalisieren	Einheitliche Formatierung sicherstellen, Beschriftungen prüfen	3	3 Stunden	Abgeschlossen
8.4	Titelblatt und Layout finalisieren	Seitenumbrüche, Nummerierung und Design für Druckversion prüfen	3	3 Stunden	Abgeschlossen
8.5	Diplomarbeit einreichen	Digitale und physische Abgabe, Checkliste der Anforderungen prüfen	2	2 Stunden	Abgeschlossen
TOTAL STUNDEN			206		

13.3 Abbildungsverzeichnis

Titelbild Abbildung Wohnhaus mit Einblick ins Haus
KI generiertes Bild Übersicht zur Arbeit, erstellt mit ChatGPT

Kapitel 1.4, Abbildung 1, Potenzielles aussehen des Objekts

KI generiertes Bild, mögliches Aussehen des Objekts, erstellt mit ChatGPT

Kapitel 2.2, Abbildung 10, Solarmodule

https://echtsolar.de/monokristallin-oder-polykristallin/

Kapitel 3, Abbildung 11, Aufbau LFP Speicher

https://1komma5.com/de/stromspeicher/lithium-eisenphosphat-speicher/

Kapitel 3, Abbildung 12, Aufbau NMC-Speicher

https://de.wikipedia.org/wiki/Nickel-Mangan-Cobalt-Akkumulator

Kapitel 3, Abbildung 13, Aufbau Blei-Säure Batterie

https://www.studysmarter.de/schule/chemie/physikalische-chemie/bleiakku/

Kapitel 3.3, Abbildung 14, Funktion Hybrid Wechselrichter

https://www.solaranlage-ratgeber.de/photovoltaik/photovoltaik-technik/wechselrichter/wechselrichter-arten

Kapitel 3.3, Abbildung 15, Erklärung EMS

https://www.vaillant.ch/privatkunden/ratgeber-heizung/smarte-heizung/energiemanagement/

Kapitel 4.1, Abbildung 16, Mögliches aussehen Elektroladestation

https://www.elektra.ch/wp-content/uploads/2024/01/Anforderung-Installation-Ladesystem.pdf

Kapitel 4.2, Abbildung 17, Wallbox

https://www.wallboxdiscounter.com/de/besen-11-kw-type-2-ladekabel-wallbox.html

13.4 Literaturverzeichnis

Kapitel 1.1, Projektidee

[1] Bundesamt für Energie BFE (2018). *Energiestrategie 2050 – Offizielle Seite des Bundesamts für Energie.* https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energiestrategie-2050.html/

[2] UVEK – Eidg. Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (2024). *Grundsätze der Energiepolitik – Energiegesetz, CO2-Gesetz und Klimaschutzgesetz.* https://www.uvek.admin.ch/de/energiepolitik

[3] Bundesamt für Energie BFE (2020). *Energieperspektiven 2050+ – Szenarien für Netto-Null-Emissionen bis 2050.* https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html

[4] Energie-Experten.ch (2022). *Die Kernelemente der Energiestrategie 2050 – Einmalvergütung und Pronovo.* https://www.energie-experten.ch/de/detail/die-kernelemente-der-energiestrategie-2050.html

[5] IWB – Industrielle Werke Basel (2023). *Energiestrategie 2050 Schweiz – Förderprogramme und Massnahmen im Gebäudebereich.* https://www.iwb.ch/klimadreh/ratgeber/heizung-ersetzen/energiestrategie-2050

[6] Raiffeisen Schweiz (2024). *Energiestrategie 2050 – Interview mit dem Bundesamt für Energie zum Gebäudepark Schweiz.* https://www.raiffeisen.ch/rch/de/wissen/wohnen/energiestrategie-2050.html

Kapitel 1.3, Methodik

[7] Swissolar – Schweizerischer Fachverband für Sonnenenergie (2025). *Marktdaten und Branchenpreise Photovoltaik Schweiz.* https://www.swissolar.ch

[8] Pronovo AG (2026). *Einmalvergütung (EVS) für Photovoltaikanlagen – Förderprogramm Bundesebene.* https://www.pronovo.ch

Kapitel 1.4, Annahmen und Abgrenzungen

[9] Immoscout24 AG (2026). *Inserate Mehrfamilienhäuser kaufen – Kanton Luzern.* https://www.immoscout24.ch/de/mehrfamilienhaus/kaufen/kanton-luzern

[10] Homegate AG (2026). *Mehrfamilienhaus kaufen – Kanton Luzern.* https://www.homegate.ch/kaufen/mehrfamilienhaus/kanton-luzern/trefferliste

[11] alle-immobilien.ch (2026). *Mehrfamilienhaus kaufen – Kanton Luzern.* https://www.alle-immobilien.ch/de/kaufen/mehrfamilienhaus/kanton-luzern

[12] energie-umwelt.ch (2025). *Den eigenen Stromverbrauch einschätzen – Haushaltstrom Schweiz.* https://www.energie-umwelt.ch/stromsparen/den-eigenen-stromverbrauch-einschaetzen

[13] HEV Schweiz – Hauseigentümerverband (2024). *Stromverbrauch eines typischen Haushalts – Unterschied MFH und EFH.* https://www.hev-schweiz.ch/news/detail/News/stromverbrauch-eines-typischen-haushalts

[14] Nipkow, J. – S.A.F.E. Schweizerische Agentur für Energieeffizienz (2013). *Der typische Haushalt-Stromverbrauch – Studie differenziert nach MFH, EFH und Zimmerzahl.* https://www.energieinside.ch/e-leben/stromsparmassnahmen/der-typische-haushalt-stromverbrauch

[15] Bundesamt für Energie BFE (2023). *Stromverbrauch eines typischen Haushalts – Offizielles Faktenblatt BFE.* https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/10559

[16] Viessmann Schweiz AG (2025). *Stromverbrauch einer Wärmepumpe – Spezifischer Verbrauch Luft-Wasser-Wärmepumpen.* https://www.viessmann.ch/de/wissen/technik-und-systeme/waermepumpe/stromverbrauch.html

[17] Vaillant Schweiz AG (2025). *Stromverbrauch einer Wärmepumpe – Jahresarbeitszahl Luft-Wasser-Wärmepumpen.* https://www.vaillant.ch/privatkunden/ratgeber-heizung/heiztechnologie-verstehen/warmepumpen/stromverbrauch-warmepumpe/

[18] Axora AG (2026). *Wärmepumpe Kosten 2026 – Aktuelle Kosten- und Verbrauchswerte Schweiz.* https://www.axora.ch/ratgeber/waermepumpe-kosten/

Kapitel 2.1, Aufbau und Auslegung

[19] Echtsolar (2023). *Aufständerung PV auf dem Flachdach – Systemvergleich.* https://echtsolar.de/aufstaenderung-pv-flachdach/

[20] Enerix (2026). *Ratgeber Ost-West-Ausrichtung PV.* https://www.enerix.de/ratgeber/photovoltaikanlage/ost-west-ausrichtung-pv/

[21] Reduco.ai (2026). *Photovoltaik Ost-West 2026 – 80–90% Ertrag.* https://reduco.ai/blog/solar/photovoltaik-ost-west-ausrichtung-2026

Kapitel 2.2, Kosten

[22] CKW Centralschweizerische Kraftwerke AG (2025). *Photovoltaikanlage Kosten 2026 – Preise und Richtwerte Schweiz.* https://www.ckw.ch/energie/photovoltaik/photovoltaik-kosten

[23] Solarheld.ch (2026). *Was kostet eine Solaranlage in der Schweiz 2026 – Preise und Beispiele.* https://www.solarheld.ch/wissen/solaranlage/kosten-photovoltaik-schweiz

[24] Energy Unlimited AG (2026). *Photovoltaikanlage Kosten 2026 Schweiz – Preise, Förderung und Amortisation.* https://www.energyunlimited.ch/solar-ratgeber/photovoltaikanlage-kosten-2026-schweiz-preise-foerderung-amortisation

Kapitel 2.3, Fördergelder

[25] Pronovo AG (2026). *Einmalvergütung Photovoltaik – KLEIV, GREIV und HEIV.* https://pronovo.ch/de/foerderinstrumente/neuerungen-einmalverguetung-photovoltaik/

[26] CKW Centralschweizerische Kraftwerke AG (2025). *Einmalvergütung Photovoltaik Schweiz – Fördermodelle und Tarife.* https://www.ckw.ch/energie/photovoltaik/foerderung-photovoltaik-schweiz/einmalverguetung

[27] Kanton Luzern, Amt für Umwelt und Energie UWE (2026). *Förderprogramme Energie 2026.* https://uwe.lu.ch/themen/energie/foerderprogramme

[28] Umweltberatung Luzern (2026). *Förderprogramme Energie – Umbau und Sanierung.* https://umweltberatung-luzern.ch/themen/bauen-sanieren/umbau/foerderprogramme-energie

[29] Stadt Luzern (2026). *Photovoltaikanlagen – Förderung und Pflichten im Überblick.* https://www.stadtluzern.ch/dienstleistungeninformation/6253

[30] Suche-Solarfirma.ch (2026). *Fördergelder nach Kanton – Übersicht Schweiz 2026.* https://suche-solarfirma.ch/ratgeber/foerdergelder-nach-kanton

Kapitel 3.1, Aufbau und Auslegung

[31] Swissolar – Schweizerischer Fachverband für Sonnenenergie (2024). *Merkblatt Nr. 13 – Batteriespeicher für PV-Anlagen: Dimensionierung und Betrieb.* https://www.swissolar.ch/de/wissen/solarenergie-kombiniert/batteriespeicher

[32] Runer Solar AG (2026). *Batteriespeicher-Vergleich 2026 – fünf Kriterien für die richtige Wahl.* https://www.runer-solar.ch/post/batteriespeicher-vergleich-2026

[33] Energy Unlimited AG (2026). *Lohnt sich ein Stromspeicher 2026?* https://www.energyunlimited.ch/solar-ratgeber/lohnt-sich-ein-stromspeicher-2026

Kapitel 3.2, Batterietypen

[34] Batteriespeicher-Report (2026). *LFP vs. NMC vs. Natrium-Ionen – Technologievergleich 2026.* https://batteriespeicher-report.de/markt/batteriespeicher-technologie-vergleich

[35] EcoFlow (2026). *Lithium-Eisenphosphat-Speicher 2026 – Vorteile und Kaufberatung.* https://www.ecoflow.com/de/blog/lithium-eisenphosphat-speicher

[36] GFK Solar (2026). *Lithium-Eisenphosphat (LFP) – Der Standard-Speicher 2026.* https://www.gfk-solar.de/photovoltaik-ratgeber/lithium-eisenphosphat-batterie-lfp/

[37] BW Energy (2026). *Batteriespeicher im Vergleich – Arten, Vorteile und Tipps 2026.* https://www.bw-energy.de/batteriespeicher-vergleich-arten-vorteile-empfehlungen/

Kapitel 3.3, Kosten

[38] Runer Solar AG (2026). *Photovoltaikanlage mit Batteriespeicher – Kosten und Amortisation Schweiz 2026.* https://www.runer-solar.ch/post/photovoltaikanlage-mit-batteriespeicher-kosten-und-amortisation-in-der-schweiz-2026

[39] Suche-Solarfirma.ch (2026). *Solarspeicher – Wann lohnt sich ein Batteriespeicher?* https://suche-solarfirma.ch/ratgeber/solarspeicher-batteriespeicher

[40] Solarmotion AG (2025). *Solarspeicher 2025 – Preise, Nutzen und Amortisation.* https://solarmotion.ch/stromspeicher/solarspeicherpreise/

Kapitel 3.4, Fördergelder

[41] Solarmotion AG (2025). *Übersicht Förderung Batteriespeicher Schweiz 2025.* https://solarmotion.ch/stromspeicher/batteriespeicher-foerderung-schweiz/

[42] Stromzeit.ch (2026). *Energieförderung Kanton und Stadt Luzern – Photovoltaik, Gebäude, Heizung.* https://www.stromzeit.ch/blog/politik-1/energieforderung-kanton-und-stadt-luzern-photovoltaik-gebaude-heizungsersatz-anlagen-beratung-673

[43] SM Tech GmbH – solar-kanton-luzern.ch (2026). *Solaranlage Kanton Luzern 2026 – Förderung, Kosten und Vorteile.* https://solar-kanton-luzern.ch/

[44] Energie Zentralschweiz (2026). *Förderprogramme Luzern – Zentralschweiz.* https://www.energie-zentralschweiz.ch/foerderprogramme/luzern.html

[45] Umweltberatung Luzern (2026). *Förderprogramme Energie – Umbau und Sanierung.* https://umweltberatung-luzern.ch/themen/bauen-sanieren/umbau/foerderprogramme-energie

[46] Suche-Solarfirma.ch (2026). *Fördergelder nach Kanton – Übersicht Schweiz 2026.* https://suche-solarfirma.ch/ratgeber/foerdergelder-nach-kanton

[47] Stadt Luzern (2026). *Förderprogramme Energie – Übersicht für Liegenschaftsbesitzende.* https://www.stadtluzern.ch/dienstleistungeninformation/6241

Kapitel 4.1, Aufbau und Auslegung

[48] CKW Centralschweizerische Kraftwerke AG (2025). *Ladestation im Mehrfamilienhaus, Stockwerkeigentum und in der Vermietung.* https://www.ckw.ch/gebaeudetechnik/elektromobilitaet/elektromobilitaet-fuer-verwaltungen.html

[49] CKW Centralschweizerische Kraftwerke AG (2025). *Wallbox Meldepflicht Schweiz – Gesetzliche Vorgaben und Anmeldung.* https://www.ckw.ch/gebaeudetechnik/ladeinfrastruktur/gesetzliche-vorgaben-fuer-ladestationen

[50] HEV Schweiz – Hauseigentümerverband (2026). *Einrichten einer Elektroladestation im Mehrfamilienhaus.* https://www.hev-schweiz.ch/wohnen/bauen/innenausbau/einrichten-einer-elektroladestation-im-mehrfamilienhaus

[51] NeoVac AG (2026). *E-Mobilität fürs Mehrfamilienhaus – skalierbare Ladeinfrastruktur mit Lastmanagement.* https://www.neovac.ch/de/intelligente-energie/energie-laden/ladestationen-fuer-mehrfamilienhaeuser

[52] EKZ (2026). *E-Auto laden – Wege für Mieterinnen und Mieter.* https://www.ekz.ch/de/blue/wissen/2026/ladestation-mieterinnen.html

[53] Carify (2026). *Ladestation in der Tiefgarage – Was Mieter und Eigentümer wissen müssen.* https://www.carify.com/de/blog/ladestation-in-der-tiefgarage

Kapitel 4.2, Kosten

[54] CKW Centralschweizerische Kraftwerke AG (2025). *Wallbox Kosten – Tipps und Preise für die eigene Ladestation.* https://www.ckw.ch/gebaeudetechnik/ladeinfrastruktur/wallbox-ladestation-installation-kosten

[55] CKW Centralschweizerische Kraftwerke AG (2025). *Ladestation im Mehrfamilienhaus – Stockwerkeigentum und Vermietung.* https://www.ckw.ch/gebaeudetechnik/ladeinfrastruktur/ladestation-fuer-mehrfamilienhaus-stockwerkeigentum

[56] Carify (2026). *Ladestation in der Tiefgarage – Rechte, Kosten und Voraussetzungen.* https://www.carify.com/de/blog/ladestation-in-der-tiefgarage

[57] Ofri.ch (2024). *Wallbox installieren – Kosten und Preise in der Schweiz.* https://www.ofri.ch/kosten/wallbox-installieren

[58] Solarmotion AG (2025). *Ratgeber Wallbox Schweiz – Kosten, Installation und Vorteile.* https://solarmotion.ch/elektromobilitaet/wallbox-schweiz/

[59] Energie Wasser Bern EWB (2026). *Ladestationen für Mehrfamilienhäuser – Schritt für Schritt zur passenden Ladelösung.* https://www.ewb.ch/angebot/energieloesungen/mobilitaet/elektromobilitaet/ladestationen-fuer-mfh.php

Kapitel 4.3, Fördergelder

[60] CKW Centralschweizerische Kraftwerke AG (2026). *Wallbox Förderung Schweiz – Programme und Tipps.* https://www.ckw.ch/gebaeudetechnik/ladeinfrastruktur/wallbox-foerderung-schweiz

[61] Kanton Luzern, Dienststelle Umwelt und Energie UWE (2026). *Basisinfrastruktur für E-Mobilität und bidirektionale Ladestationen.* https://uwe.lu.ch/themen/energie/foerderprogramme/Ladeinfrastruktur_fuer_E_Mobilitaet

[62] ewl Energie Wasser Luzern (2026). *Ladelösung für Elektromobilität – Förderbeiträge 2026.* https://www.ewl-luzern.ch/energie/e-mobilitaet/ladeloesung-fuer-mehrere-parkplaetze

[63] Stadt Luzern (2026). *E-Mobilität – Basisinfrastruktur und Ladestation.* https://www.stadt-luzern.ch/dienstleistungeninformation/88688

[64] Stadt Luzern (2026). *Stadt fördert E-Mobilität und erhöht Beiträge für den Heizungsersatz.* https://www.stadtluzern.ch/aktuelles/newslist/2736542

[65] Nau.ch (2026). *Vorgaben für E-Ladestationen werden verschärft – Parkplatzreglement Stadt Luzern.* https://www.nau.ch/ort/luzern/vorgaben-fur-e-ladestationen-werden-verscharft-67142744

[66] Umweltberatung Luzern (2026). *Förderprogramme Energie – Umbau und Sanierung.* https://umweltberatung-luzern.ch/themen/bauen-sanieren/umbau/foerderprogramme-energie

Kapitel 6, Kapitalwertbetrachtung

[67] Pronovo AG – KLEIV https://www.pronovo.ch/de/foerderung/einmalverguetung/

[68] Kanton Luzern, UWE – Energieförderprogramm https://uwe.lu.ch/energie/energiefoerderung

[69] Stadt Luzern – Energieförderung PV und Ladeinfrastruktur https://www.stadt-luzern.ch/energie

[70] CKW – Stromtarife und Einspeisevergütung 2026 https://www.ckw.ch/privatkunden/strom/tarife

[71] CKW – Ladeinfrastruktur Mehrfamilienhaus https://www.ckw.ch/emobility

[72] Schweizerische Nationalbank (SNB) – Zinssätze https://www.snb.ch/de/the-snb/mandates-goals/monetary-policy/monetary-policy-instruments

[73] BAFU – Wirtschaftlichkeitsrichtwerte erneuerbare Energien https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/10114

[74] Swissolar – Merkblatt Nr. 13 Batteriespeicher https://www.swissolar.ch/01_wissen/swissolar-publikationen/

[75] Swissolar – Richtlinie Wirtschaftlichkeit Photovoltaik https://www.swissolar.ch/01_wissen/wirtschaftlichkeit/foerderung/2025-01_richtlinie_evs_photovoltaik_de.pdf

[76] ESTV – Merkblatt Liegenschaftsunterhalt https://www.estv.admin.ch/estv/de/home/direkte-bundessteuer/direkte-bundessteuer/fachinformationen/steuerpflichtige-personen/liegenschaftsunterhalt.html

[77] Kanton Luzern Steuerverwaltung – Liegenschaftsunterhalt https://steuern.lu.ch/privatpersonen/abzuege/liegenschaftsunterhalt

[78] StromVG SR 734.7 – Bundesgesetz Stromversorgung https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/2007/418/de

Kapitel 8, Nachhaltigkeit

[79] CO_2-Emissionsfaktoren des Treibhausgasinventars der Schweiz. Bundesamt für Umwelt. https://www.bafu.admin.ch

[80] Elektromobilität in der Schweiz. Bundesamt für Energie. https://www.bfe.admin.ch

[81] Global EV Outlook 2024. International Energy Agency. https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2024

[82] Critical Minerals Outlook 2024. International Energy Agency https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2026

[83] Rücknahme von Lithium-Batterien in der Schweiz. https://www.inobat.ch

[84] Ökobilanzdaten im Baubereich. Koordinationskonferenz Bau- und Liegenschaftsorgane. https://www.kbob.admin.ch/de/oekobilanzdaten-im-baubereich

[85] Jahresbericht. Zürich. https://www.sens.ch

[86] Faktenblatt Photovoltaik Schweiz. https://www.swissolar.ch/02_markt-politik/faktenblatt/de_2025_faktenblatt_pv_schweiz_sws.pdf

[87] Merkblatt Nr. 1 – Informationen und Zahlen zur Photovoltaik. https://www.swissolar.ch/01_wissen/fachwissen/photovoltaik/merkblaetter/21001d_merkblatt_informationenzahlen.pdf

[88] Verordnung über die Rückgabe, die Rücknahme und die Entsorgung elektrischer und elektronischer Geräte. https://www.admin.ch/opc/de/classified-compilation/20021892/index.html